

SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis



AUTONIO GANIM

SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis



Editora Canal Energia

Copyright © 2009 Antonio Ganim
Nenhuma parte desta publicação pode ser reproduzida por
qualquer meio, sem a prévia autorização do autor

Projeto Gráfico e Capa
Ricardo Ferreira

Revisão
Júlio Santos

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(Câmara Brasileira do Livro, SP, Brasil)

Ganim, Antonio

Setor elétrico brasileiro : aspectos regulamentares, tributários e contábeis / Antonio Ganim. – Brasília :
Synergia, 2008.

506 p.

Bibliografia

ISBN 978-85-61325-13-8

1. Setor elétrico – Jurisprudência – Brasil. 2. Setor elétrico – Legislação – Brasil. 3. Energia elétrica – Comércio – Brasil.
4. Energia elétrica – Contabilidade – Brasil. 5. Serviço Público – Concessão – Brasil.

I. Autor. II. Título.

CDU: 342.9:621.31/.311.48:657(81)

Índices para catálogo sistemático

1. Brasil: Setor elétrico: Direito. 2. Brasil: Setor elétrico: Jurisprudência. 3. Brasil: Energia elétrica: Comércio. 4. Brasil:
Energia elétrica: Contabilidade. 5. Brasil: Serviço Público: Concessão

O autor, atualmente, é Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira da Agência Nacional de Energia Elétrica –
ANEEL. Assim, quaisquer assertivas ou conclusões apresentadas nesta obra representam exclusivamente sua visão como
profissional do setor elétrico, não correspondendo a nenhuma posição oficial da agência.



SYNERGIA
E D I T O R A

Rua Medina, 127 – SL 103 – Méier
20735-130 – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (21) 3273-8250/3624-4301
www.synergiaeditora.com.br
synergia@synergiaeditora.com.br

Editora CanalEnergia
Av. Evandro Lins e Silva, 840 – Conj. 1.208
Barra da Tijuca – Rio de Janeiro – RJ – 22631-470
contato@editoracanalenergia.com.br

Este livro é dedicado, em especial, a meu pai Chauki Ganim e a minha mãe Dagmar Miguel Ganim (in memoriam).

Dedico, também, a todos aqueles profissionais que militam no Setor Elétrico Brasileiro.

Dedico, ainda, a uma amizade de toda uma vida, Ananias Lázaro Ramos Duarte.

Antonio Ganim



Agradecimentos a todos os meus familiares e amigos,
que me incentivaram na elaboração deste livro.



“A autoridade, como a riqueza, é um patrimônio terrível para os espíritos inconscientes dos seus grandes deveres”.

Brasil Coração do Mundo Pátria do Evangelho – Francisco Cândido Xavier – FEB



*“É preciso perceber que a vida é perfeita e sábia.
Quando ela não nos dá o que queremos, é porque ainda não é o momento certo.
Quando estamos prontos, os obstáculos desaparecem e tudo vem às nossas Mãos.”*

(autor desconhecido)



NOTA DO AUTOR – 1ª Edição

Diante de tantas alterações ocorridas na legislação do setor elétrico brasileiro, e considerando que não houve uma consolidação dessa legislação, procuramos consolidar neste livro os principais aspectos regulamentares e tributários, buscando em cada tema abordado, recuperar sua história, citando as alterações ocorridas ao longo dos anos.

Aproveitamos para tratar sobre o tema Consórcio no Setor Elétrico, procurando trazer uma abordagem geral e com os mais recentes entendimentos da Secretaria da Receita Federal.

Deixamos de fazer maiores comentários sobre o novo modelo do setor elétrico, em virtude do mesmo ainda estar em fase de estudos e com indicativos de mudanças na proposta apresentada.

Não tivemos a intenção de esgotar os temas abordados, e muito apreciaríamos receber de nossos leitores as devidas críticas, bem como sugestões sobre os temas que gostaria que fossem abordados na próxima edição, bastando para tanto enviar as mesmas para o e-mail aganim@uol.com.br.

Antonio Ganim



Nota do Autor – 2ª Edição

A partir da primeira edição do presente livro, em novembro de 2003, quando se anunciava uma nova reforma no setor elétrico mediante um novo modelo, que se deu com a edição, em dezembro de 2003, da Medida Provisória nº 144, convertida na Lei nº 10.848, de 15.03.2004, e regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 30.07.2004, ocorreram diversas alterações, com a publicação de inúmeros Decretos, muitos deles corrigindo e aperfeiçoando os já existentes. Da mesma forma, como não poderia deixar de ser, coube à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL o maior desafio de operacionalizar nas novas normas estabelecidas pelo poder executivo, bem como rever e aprimorar todo um arcabouço regulatório já existente, procurando dar maior agilidade e transparência às atividades desenvolvidas pelos agentes do setor elétrico, o que também foi correspondido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que sucedeu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.

Dessa forma, apresentamos uma segunda edição atualizada com todas as alterações regulamentares ocorridas desde a primeira edição, bem como uma atualização das questões tributárias, principalmente quanto às alterações ocorridas na legislação do PIS/Pasep e da Cofins, do ISS e dos diversos encargos setoriais.

Além dessa atualização legislativa, procedemos a uma revista de todos os assuntos tratados, que em conjunto com a atualização nos levou a uma ampliação face aos novos temas que se apresentaram. Aproveitamos para incluir um novo capítulo que trata dos aspectos contábeis, abordando somente algumas questões que são específicas e outras, que, apesar de serem comuns em outros setores, possuem tratamento diferenciado no setor elétrico.

Nossa intenção é proporcionar aos profissionais que militam no setor elétrico uma consolidação legislativa de cada tema abordado, de forma a propiciar uma fonte de conhecimento e pesquisa para os trabalhos que desenvolvem no seu dia-a-dia.

Não tivemos a intenção de esgotar os temas abordados, e muito apreciaríamos receber de nossos leitores as devidas críticas, bem como sugestões sobre os temas apresentados, além daqueles que gostariam que fossem abordados na próxima edição, bastando para tanto enviá-las para o e-mail aganim@uol.com.br.

Antonio Ganim

Primeiro Prefácio – 1ª Edição

Demóstenes Barbosa da Silva

A regulamentação e a tributação das operações de energia elétrica no Brasil têm sido objeto central de intensas e recorrentes discussões nos últimos quase cem anos.

O equilíbrio entre três interesses, quais sejam do concessionário, permissionário ou autorizatário, do Estado detentor do poder concedente e do direito à tributação; e do usuário de serviços de energia elétrica, consumidor e contribuinte tributário; parece ser sempre instável, devido aos estados excessivamente dinâmicos da macroeconomia e dos sensos dos legisladores e executivos quanto ao ordenamento do setor de energia elétrica.

Longe de estar pacificada, a discussão sobre a regulamentação e a tributação das operações com energia elétrica continua crescentemente complexa, e por diversas vezes distante dos objetivos básicos do usuário final de eletricidade, que é dispor desse insumo essencial às atividades do mundo moderno, em quantidade, qualidade e preços aceitáveis.

A contribuição de Antonio Ganim para essa discussão, por meio do presente livro, é de valor muito elevado para todos os cidadãos e cidadãs que nela se envolvam e que para a mesma queiram contribuir, seja com o objetivo de melhor gerir empresas de energia elétrica, seja com o objetivo de melhor regulá-las, ou mesmo com o objetivo de contribuir na análise acadêmica do preconizado equilíbrio entre a empresa de energia elétrica, o poder concedente e o usuário de eletricidade.

Nos aspectos regulamentares, compreendendo o Capítulo I – Regulamentação, o Capítulo II – Tarifas no Setor Elétrico Brasileiro, o Capítulo III – Órgãos Institucionais, e o Capítulo IV – Mercado Atacadista de Energia Elétrica, o autor apresenta, analisa e tece comentários muito valiosos para o entendimento profundo das motivações históricas, dos objetivos e dos conceitos da regulação, e da organização institucional do setor de energia elétrica no Brasil.

Iniciando sua abordagem pela conceituação detalhada dos institutos da Concessão de Serviços Públicos e de Uso de Bem Público, da Permissão e da Autorização, Ganim tece comentários úteis ao entendimento das condições para o exercício das atividades regulamentadas no âmbito das Concessões, Permissões e Autorizações; ao entendimento dos limites dos direitos e obrigações do concessionário, do permissionário e do autorizatário no exercício de suas atividades, bem como discute os extremos desses limites.

As tarifas de energia elétrica são discutidas com base no conceito do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, sob as luzes do ilustre administrativista Hely Lopes Meirelles.

Objeto essencial do equilíbrio dos interesses do concessionário, do poder concedente e do usuário, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, foi tomado como argamassa dos comentários do autor acerca dos institutos do reajuste e da revisão tarifária, sustentando entendimento consistente e denso de argumentos sólidos sobre sua aplicação. O autor discorre sobre as diversas modalidades de tarifas, incluindo as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição.

Completando os aspectos regulamentares do setor de energia elétrica no Brasil, o livro apresenta sua organização institucional atual, particularmente discutindo as funções e a organização do órgão regulador do mercado de energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e do próprio mercado de compra e venda de energia elétrica, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, no qual as empresas de energia elétrica compram e vendem energia elétrica para ajustar suas disponibilidades e necessidades no curto prazo.

Nos aspectos tributários, Ganim apresenta o histórico dos encargos, contribuições e tributos do setor de energia elétrica, e com detalhes que asseguram ampla compreensão, discorre sobre a institucionalização, a incidência e o cálculo dos encargos, das contribuições e dos impostos vigentes na atualidade do setor.

Os encargos setoriais em vigor, compreendendo a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; a Reserva Global de Reversão – RGR; a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; e a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos, são apresentados segundo sua institucionalização, regulamentação, aplicação e forma de cálculo.

Esses encargos integram a base de cálculo dos tributos federais, quais sejam, o PIS – Programa de Integração Social, o Pasep – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público e a COFINS – Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social; e também integram a base de cálculo do tributo estadual, o ICMS – Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços. O autor discute

com propriedade o efeito ampliador da carga tributária aplicada sobre a energia elétrica, na medida em que os tributos federais e o tributo estadual são aplicados sobre aqueles encargos.

O Imposto sobre a Renda e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido são por sua vez discutidos em destaque, por se constituírem tributos sobre o lucro das operações das empresas de energia, e não se constituírem em encargos ao usuário de energia elétrica. São apresentadas informações detalhadas sobre as bases de cálculo, alíquotas e aplicações. O autor comenta aspectos esclarecedores da aplicação desses impostos, com base em Instruções Normativas da Secretaria da Receita Federal.

Um destaque interessante é feito a seguir à apresentação conceitual dos encargos e tributos, sobre a tributação das operações das empresas de energia elétrica no MAE. A aplicabilidade e regime especiais introduzidos na legislação para disciplinar a tributação das operações no MAE, são expostas de forma clara, constituindo-se em fonte de consulta útil para profissionais das áreas contábil e tributária das empresas de energia elétrica.

O Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS, imposto de competência Municipal, é discutido de forma bastante esclarecedora para as empresas de energia elétrica, pois sua incidência é legalmente condicionada à explicitação em Lei Municipal, do tipo do serviço na lista de serviços tributáveis. O autor chama a atenção do leitor de forma bastante esclarecedora para os aspectos que definem a aplicação do ISS na prestação de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica.

Concluída a abordagem sobre a tributação das operações das empresas de energia elétrica, o autor apresenta considerações muito interessantes sobre dois aspectos bem atuais do setor: (i) a formação de consórcios nos empreendimentos de geração de energia elétrica, e (ii) o Novo Modelo do Setor de Energia Elétrica.

Sobre a formação de consórcios, seus aspectos regulamentares, contábeis, tributários e trabalhistas são discutidos trazendo ao leitor informações e comentários úteis para a formação e gestão de consórcios.

Finalmente, comentários sobre o Novo Modelo do Setor de Energia Elétrica completam o conjunto deste livro, tornando-o também um registro da importância do momento atual da discussão sobre a organização e sobre a regulamentação do setor, além de denso de história, significado e conceitos essenciais para as empresas de energia elétrica no Brasil.

O pensamento de Antonio Ganim, profissional de grande valor e detentor de vasto conhecimento sobre a indústria de energia elétrica no Brasil, apresenta, de forma mais facilmente compreensível ao leitor, conceitos e regras que normalmente são mais facilmente acessíveis a profissionais de ciências contábeis das empresas de energia elétrica. Aliás, Ganim desenvolveu sua compreensão do setor forjada no exercício profícuo de diversas posições em empresas de energia elétrica e órgãos do governo, aplicando sua experiência profissional e conhecimento da contabilidade do setor de energia elétrica do Brasil.

Novembro de 2003

Segundo Prefácio – 1ª Edição

Sacha Calmon Navarro Coelho.
Prof. Titular de Direito Tributário da
Universidade Federal de Minas Gerais

Antonio Ganim vem nos brindar com um livro primoroso sobre o setor elétrico brasileiro. Tenho pelo tema especial interesse desde os tempos – parece ontem – de estudante na PUC/MG, quando tive a felicidade de conhecer o Prof. Walter Tolentino, pioneiro na sistematização do Direito da Energia, a ponto de ter criado nos idos de 1964 o “Instituto do Direito da Eletricidade” (depois Direito da Energia). A ele logo me associei, haurindo lições inteiramente inovadoras. Outra coisa não faz Antonio Ganim neste precioso livro, que tenho a súbita honra de prefaciar.

Nada de importante – é impressionante o seu conhecimento – lhe escapou. Começou versando o arcabouço político-administrativo que abraça a produção, a circulação e a distribuição da energia elétrica. Perlustrou os institutos da concessão, da autorização e da permissão – figuras vetustas do Direito Administrativo – mas que ganham colorido próprio com a energia elétrica.

Em seguida, fala das tarifas, que são por metade contratuais, e preços públicos, administrados pelo Governo, com nuances regulatórias próprias.

Depois, examinou os órgãos institucionais que regulam a atividade elétrica e a dos seus agentes. É quando aparece o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), com a sua enorme complexidade, e, é claro, os aspectos tributários que envolvem a energia elétrica.

Posso dizer, tantos foram os pareceres que aviamos, que os aspectos tributários do Direito da Energia são complexos.

Trava-se contato com os encargos setoriais, o imposto de renda, a contribuição social sobre o lucro, o PIS e a COFINS, exaustivamente examinados.

Depois de cuidar do consórcio no setor elétrico brasileiro, seus aspectos regulamentares e legais, contábeis, tributários e trabalhistas, o autor culmina a obra com comentários – que muito apreciei – de um novo modelo institucional para o setor elétrico, hoje metido em severa crise.

Nós brasileiros que lidamos com o tema diuturnamente, parabenizamos o autor pela magnífica obra que nos dá a lume.

Foi para mim um prazer intelectual versar o tema tratado no livro.

Outubro de 2003

Primeiro Prefácio – 2ª Edição

Arnoldo Wald

Advogado, Árbitro e Professor Catedrático de

Direito da Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ

Membro da Corte Internacional de Arbitragem.

A obra do Dr. Antonio Ganim sobre o Setor Elétrico Brasileiro é do maior interesse, não só pela síntese que realiza em torno do assunto e pelas qualidades pessoais do autor, como também por ser oportuna sua publicação em virtude do momento especial que o nosso País atravessa em relação à renovação de sua infraestrutura, que não mais pode tardar.

Faltava uma obra jurídica, que consolidando a legislação e a jurisprudência, nos oferecesse um panorama atualizado do nosso Direito da Eletricidade, sob todos os seus aspectos, enfrentando os problemas e sugerindo soluções adequadas, com a experiência de quem opera na área, tentando conciliar os interesses legítimos de investidores e de usuários, numa fase em que sabemos das dificuldades de garantir as necessidades do País no setor.

O Direito da Eletricidade está chegando à sua maturidade e necessita da contribuição dos juristas. Embora se possa considerar que nasceu com o Código de Águas, de 1933, e com a criação do DNAEE, em 1965, sua fase moderna data da década de 90 do século XX e está ligada à nova legislação sobre privatizações e concessões. Participamos desse trabalho construtivo, assessorando o BNDES na privatização da Light e na estruturação do sistema, com nossos colegas Luiza Rangel de Moraes e Alexandre de Mendonça Wald, e pudemos avaliar tanto as dificuldades existentes como a coragem intelectual necessária para elaborar novas soluções, que à época pareciam revolucionárias. Tratava-se de conciliar o desenvolvimento do País, que exigia pesados investimentos em infraestrutura, com a manutenção do poder aquisitivo da moeda nacional, ou seja, sem inflação. O remédio milagroso foi a concessão modernizada, que como a Fênix, renasceu de suas cinzas.

Dessa vivência extraímos as lições em nossa obra O direito de parceria (1ª ed. RT, 1996, e 2ª ed. Saraiva, 2004). E a partir daí, passamos a acompanhar os problemas

do setor profissionalmente, atendendo a geradoras e distribuidoras de eletricidade, privadas e públicas, e contando, também, com uma nova geração de colegas, entre os quais se destacam André Serrão, Maria Augusta Rivitti e outros, em São Paulo, no Rio e em Brasília. Pudemos, pois, acompanhar diariamente, a construção do Direito da Eletricidade, e é com prazer que aquilatamos a contribuição relevante de obras jurídicas como a do Dr. Antonio Ganim.

Nesses vinte anos, a partir da Constituição de 1988 e das Emendas Constitucionais, assistimos a um direito novo que se enquadra, pela sua estrutura, no direito da infraestrutura, e pelo seu espírito, no direito do desenvolvimento, cuja existência defendemos desde 1967. Trata-se de um direito construído em parceria, entre o Poder Público e a iniciativa privada, no interesse da Sociedade Civil, que no passado, permitiu construir Itaipu, e recentemente, iniciar as obras do complexo hidrelétrico do Rio Madeira. Temos, todavia, uma legislação e uma regulação fragmentadas que mereciam a consolidação que delas fez o Dr. Antonio Ganim, trazendo, ainda, uma ampla informação no tocante aos diversos pareceres dados e fazendo a síntese abrangente das normas referentes ao setor no Direito Administrativo e Tributário.

Faltava essa obra de síntese, numa área na qual havia uma espécie de conflito de competência entre administrativistas e fiscalistas, entre obras gerais e artigos especializados. Na maioria dos casos tratavam tão somente de um aspecto da matéria, deixando de lado o contexto global, que não podia ser esquecido, ou, então, deixavam de focalizar a vinculação entre uma das questões suscitadas e as demais problemáticas.

A consolidação foi realizada na obra que ora prefaciamos, na qual o autor não recuou diante de problemas específicos e da interpretação, algumas vezes difícil, de normas legais e regulamentares.

A obra é, pois, útil e necessária, não só para os empresários do setor e os advogados que nele militam, mas também para os magistrados, que nem sempre encontram as informações necessárias para proferir suas decisões em questões altamente especializadas, que se têm multiplicado na Justiça Federal e Estadual, abrangendo os litígios entre as empresas concessionárias, as autoridades reguladoras e fiscais, e os usuários dos serviços.

Desde a obra pioneira de Walter Álvares e dos primeiros pareceres de Caio Tácito, nos meados do século passado, o Direito de Eletricidade se enriqueceu substancialmente, na prática e na teoria. Multiplicaram-se os artigos, livros e estudos sobre temas específicos, mas poucos foram os trabalhos ao mesmo tempo exaustivos e profundos, abrangendo toda a matéria, como é o caso da obra que devemos a Antonio Ganim.

Janeiro de 2009

Segundo Prefácio – 2ª Edição

Evaldo Melo da Paz
Engenheiro Eletricista
Formado pela Universidade Federal de Pernambuco
Consultor

Nada mais atual do que iniciar sua obra citando o professor e jurista Alfredo Valadão, precursor e pai da construção normativa dos serviços públicos de água e energia elétrica no Brasil, conhecida como o Código de Águas, o qual, sem sombra de dúvidas, pode ser considerado ainda hoje como documento regulatório mais importante já editado, porque não dizer, *“um marco histórico”*.

O projeto do professor Valadão foi iniciado em 1906 e somente em 1934, 28 anos depois, veio a ser convertido em Lei. Já a sua regulamentação levou outros 23 longos anos, com a edição do Decreto nº 41.019, em fevereiro de 1957, ou seja, entre o projeto e a regulamentação meio século se passou.

Durante esse tempo, o homem foi desnudado em toda a sua inteireza e se consolidou como principal predador de sua própria existência ao promover duas guerras mundiais, uma grande depressão econômica e, ao exercer o domínio do átomo, habilitou-se para promover sua autodestruição, enquanto isso, no seu tempo o Ganim viveu o fantasma da *“guerra fria”*.

Pode-se dimensionar o desafio técnico enfrentado pelo Ganim para elaborar suas obras ao se comparar a longevidade e maturação do processo completo do Código de Águas com a mutação ocorrida no arcabouço legal e normativo do Setor Elétrico Brasileiro, desde o marco inicial promovido pela Constituição de 1988 até os dias de hoje.

Passaram-se 20 anos desde a Constituição de 1988 e o setor elétrico ficou de ponta-cabeça. Dois modelos e um racionamento de grandes proporções, com sobreposições de efeitos. O Estado neoliberal e o Estado controlador. O meio ambiente como paradigma de decisões para solução do conflito *“crescer versus preservar”*.

Afora tudo isso, agora se está diante de uma crise econômico-financeira de dimensões globais, cujos reflexos pouco se sabe.

Atendo-se apenas a área de interesse das obras do Ganim, constata-se pela extensão e diversificação da abordagem, que o esforço de pesquisa e análise foi hercúleo, mesmo sabendo que o Autor foi peça chave no trabalho de discussão e elaboração de muitos dos atos que versam sobre questões tributárias e contábeis.

Pelo diferencial apresentado em suas obras, o Ganim será lembrado como o precursor de uma abordagem única ao disseminar o conhecimento de forma didática e com uma linguagem simples e direta.

O caráter didático da obra fica explícito quando o Ganim afirma: *“Nossa intenção é proporcionar aos profissionais que militam no setor elétrico uma consolidação legislativa de cada tema abordado, de forma a propiciar uma fonte de conhecimento e pesquisa para os trabalhos que desenvolvem no seu dia-a-dia”*.

A dimensão do desafio não estaria completa se deixássemos de citar a labuta como estudante, profissional e pesquisador e ainda ter que travar uma guerra diuturna pela própria sobrevivência enfrentando os males do corpo, inclusive se submetendo a experiência médica inovadora.

Sendo esta a 2ª edição e considerando que estamos diante de uma reforma tributária, quem conhece o Ganim e a sua natural inquietude, sabe que logo, logo a 3ª edição estará no prelo, pois os profissionais e estudiosos do assunto haverão de reclamar de novas fontes de consulta atualizada e de aprendizado de tão alto nível.

Preferimos não falar sobre a tecnicidade do trabalho ou a sutileza da análise e sim do Ganim, dos paradigmas dos tempos e desafios que enfrentou, pois a obra será degustada por todos e o homem é de poucos conhecido.

Conheci o Ganim na ELETRONORTE, mas foi no extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, que tive oportunidade de conhecer o profissional e o ser humano. A ideia de sistematizar veio com a reformulação do Plano de Contas, amparada nas discussões perpetradas nos encontros de contadores, realizados anualmente pela ABRACONEE.

Daí até chegar ao estágio atual foi uma longa caminhada.

Poucos pesquisadores e estudiosos do arcabouço legal e normativo do Setor Elétrico Brasileiro, de forma isolada, seriam tentados a enfrentar uma empreitada dessa natureza.

O Ganim está de parabéns pela obra que gratifica a todos os que tiverem oportunidade de conhecê-la.

Para mim foi uma honra receber uma incumbência dessa magnitude, a de ser escolhido para prefaciar esta obra do amigo Ganim.

Janeiro de 2009



Sumário

Capítulo I – Aspectos Regulamentares	40
1. Histórico	41
2. Concessões, permissões e autorizações	45
2.1. Introdução	45
2.2. Concessões	47
2.2.1. Concessão de serviço público de energia elétrica	48
2.2.2. Concessão de uso do bem público	50
2.2.3. Mudança de regime de exploração de serviço público	52
2.3. Permissão	54
2.4. Autorização	55
3. Da intervenção	56
4. Extinção da concessão	58
4.1. Advento do termo contratual	59
4.2. Encampação	59
4.3. Caducidade	59
5. Prazo da concessão e sua prorrogação	61
5.1. Concessões existentes antes da Lei nº 8.987 – Lei das Concessões	63
5.2. Concessões após a Lei de Concessões	66
6. Geração de energia elétrica	68
6.1. Produtores independentes	68

6.1.1. Regulamentação	68
6.1.2. Encargos setoriais	71
6.1.3. Vinculação dos bens	72
6.1.4. Depreciação dos bens	73
6.2. Autoprodutores	73
6.2.1. Regulamentação	73
6.2.2. Encargos setoriais	75
6.2.3. Vinculação dos bens	77
6.2.4. Depreciação dos bens	78
6.3. Cogeração	78
6.4. Termelétricas	80
7. Sistema de transmissão de energia elétrica	81
8. Sistema de distribuição de energia elétrica	84
9. Comercializador autorizado	87
10. Importação e exportação de energia elétrica	89
11. Consumidores livres e potencialmente livres	91
11.1. Consumidores livres	91
11.2. Consumidores potencialmente livres	97
12. Consumidores cativos	99
13. Consumidores especiais	103
14. Dos bens e sua vinculação ao serviço concedido	104
14.1. Da vinculação	104
14.2. Da dação dos bens vinculados em garantia	106
14.3. Do inventário dos bens vinculados	107
15. Arrendamento de bens e instalações	109
16. Servidão e declaração de utilidade pública	112

17. Transferência de tecnologia	114
18. Limites e condições para participação dos agentes nas atividades do setor . . .	116
19. Direitos e obrigações nos contratos de concessão.	119
19.1. Introdução	119
19.2. Direitos.	120
19.2.1. Prerrogativa para desapropriação e constituição de servidões	120
19.2.2. Indenização dos bens vinculados ao serviço concedido	120
19.3. Obrigações.	122
19.3.1. Qualidade e continuidade dos serviços.	123
19.3.2. Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento – P&D.	124
20. Comercialização de energia elétrica	124
20.1. Modelo anterior, vigente antes do decreto nº 5.163/2004.	124
20.1.1. Leilões para compra e venda de energia elétrica	125
20.1.2. Contratação de suprimento por concessionárias de serviço público de distribuição com mercado próprio inferior a 300 GWh/ano. . . .	127
20.2. Comercialização no modelo atual com o decreto nº 5.163/2004.	128
20.2.1. Ambiente de Contratação Regulada – ACR	130
20.2.2. Ambiente de Contratação Livre – ACL	133
20.3. Compra e venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	134
20.3.1. Introdução ao mercado de curto prazo	134
20.3.2. Do preço da energia na CCEE	136
20.3.3. Do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE	139
20.3.4. Encargos de Serviços do Sistema – ESS	142
20.3.5. Excedente financeiro	146
20.3.6. Das garantias e inadimplência	148
20.3.7. Mecanismo de Compensação de Sobras e Deficits – MCSD.	150
20.3.8. Convenção arbitral	153

20.4. Comercialização de energia elétrica com consumidores especiais	155
20.5. Contratação de suprimento por concessionárias de serviço público de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano	158
20.6. Suprimento de energia elétrica no sistema isolado e repasse do custo na tarifa de energia elétrica	159
21. Tarifa nas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica .	160
21.1. Introdução	160
21.2. Equilíbrio econômico-financeiro da concessão.	164
21.3. Investimento remunerável para fins tarifário.	166
21.4. Reajustes e revisões contratuais	171
21.4.1. Reajuste anual.	171
21.4.2. Revisão tarifária periódica	178
21.4.3. Revisão extraordinária	181
22. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD	182
23. Tarifa nas concessionárias de serviço público de transmissão	185
24. Outras tarifas e valores utilizados no setor elétrico	188
24.1. Tarifa Atualizada de Referência – TAR	188
24.2. Tarifa de Energia Otimizada – TEO	189
24.3. Tarifa de Serviços Ancilares – TSA	190
24.4. Tarifa Marginal de Operação – TMO	192
24.5. Preço de Liquidação das Diferenças – PLD	192
24.6. Valor normativo.	192
24.7. Valor Anual de Referência – VR	195
25. Tarifas aplicadas aos serviços taxados	196
Capítulo II – Órgãos Institucionais.	198
26. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL	199
26.1. Aspectos institucionais.	199

26.2. Da ação fiscalizadora	202
26.3. Penalidades	203
26.4. Do recurso administrativo	205
26.4.1. Recurso em atos punitivos.	205
26.4.2. Recurso em demais atos decisórios	207
26.4.3. Recurso em atos da agência conveniada.	207
26.4.4. Do pedido de reconsideração	208
26.5. Do Termo de Ajuste de Conduta – TAC.	209
27. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	209
28. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE e a Câmara de Gestão do Setor Elétrico – CGSE	212
29. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	214
29.1. Histórico	214
29.2. Finalidades da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	216
29.3. Agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.	217
29.4. Regras de mercado	219
30. Empresa de Pesquisa Energética – EPE.	220
Capítulo III – Aspectos Tributários	222
31. Histórico	223
32. Encargos setoriais	224
32.1. Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	224
32.1.1 Histórico.	224
32.1.2. Da sub-rogação ao usufruto da CCC	227
32.1.3. Do valor reembolsado pela CCC e os tributos na aquisição do combustível	230
32.1.4. Da CCC paga pelo consumidor livre	231
32.2. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	232

32.3. Reserva Global de Reversão – RGR	237
32.4. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	239
32.5. Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e <i>royalties</i> de Itaipu.	242
32.5.1. Compensação financeira.	242
32.5.2. <i>Royalties</i> de Itaipu.	246
32.6. Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência energética	247
32.7. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA	252
32.8. Encargo de Energia de Reserva – EER	257
33. Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas	262
33.1. Introdução	262
33.2. Contribuinte.	263
33.3. Fato gerador	265
33.4. Período de apuração	266
33.5. Base de cálculo.	266
33.5.1. Aspectos gerais	266
33.5.2. Imposto de renda em bases estimadas	267
33.5.3. Imposto de renda pelo lucro real	269
33.5.4. Lucro presumido	275
33.5.5. Lucro arbitrado	276
33.6. Alíquota e adicional	276
33.7. Prazo de recolhimento	277
33.8. Prejuízo fiscal.	277
33.9. Base de cálculo do imposto de renda para pagamento mensal estimado, aplicado às concessionárias de serviço público de energia elétrica com respectivas contas contábeis.	281
34. Análise da mudança do regime de tributação de lucro real para o lucro presumido	282

34.1. Introdução	282
34.2. Pessoas jurídicas autorizadas a optar e base de cálculo	283
34.3. Tributação dos valores diferidos no LALUR	284
34.4. Deduções do Imposto de Renda devido e prazo de recolhimento	284
34.5. Forma de reconhecimento das receitas	285
34.6. Cofins e PIS cumulativos	286
34.7. Distribuição de lucros ou dividendos	286
35. Contribuição social sobre o lucro	287
35.1. Introdução	287
35.2. Contribuinte.	288
35.3. Base de cálculo.	288
35.3.1. Pessoa jurídica tributada pelo lucro real	288
35.3.2. Pessoa jurídica tributada pelo lucro presumido	289
35.3.3. Pessoa jurídica tributada pelo lucro arbitrado	290
35.4. Base de cálculo negativa da CSLL	290
35.5. Alíquota	290
35.6. Base de cálculo da contribuição social para pagamento mensal estimado, aplicado às concessionárias de serviço público de energia elétrica com respectivas contas contábeis.	292
36. Contribuição social para o PIS/Pasep	293
36.1. Introdução.	293
36.2. Contribuintes	300
36.3. Fato gerador e base de cálculo nas empresas do setor elétrico.	301
36.3.1. Fato gerador	301
36.3.2. Base de cálculo	301
36.3.3. Demonstrativo da base de cálculo do PIS/Pasep aplicada às concessionárias de serviço público de energia elétrica	304

36.3.4. Base de cálculo nas operações de curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	305
36.3.5. Demonstrativo da base de cálculo PIS/Pasep e da Cofins – CCEE	306
36.4. Alíquota	307
36.5. Dos créditos a serem apurados no regime não-cumulativo	308
36.6. Da utilização do saldo credor decorrente dos créditos de PIS/Pasep e Cofins	324
36.7. Do estorno do crédito decorrente das perdas comerciais	327
36.8. PIS/Pasep sobre as receitas decorrentes dos contratos assinados até 31.10.2003.	327
36.8.1. Introdução.	327
36.8.2. Do preço predeterminado	330
36.8.3. Dos contratos decorrentes de proposta de licitação	341
37. Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins	342
37.1. Introdução	342
37.2. Alíquota da Cofins	343
37.3. Base de cálculo nas operações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	343
38. Regime de caixa – diferimento da tributação	344
38.1. Diferimento tributário sobre a venda de energia elétrica a órgãos públicos.	344
38.1.1. Imposto de Renda	344
38.1.2. PIS/Pasep e Cofins	345
38.2. Diferimento da tributação sobre a variação cambial	347
39. Imposto Sobre a Circulação de Mercadoria – ICMS	350
39.1. Introdução	350
39.2. Fator gerador.	352
39.3. Base de cálculo.	355

39.4. Alíquota	356
39.5. Contribuinte.	357
39.6. ICMS nas operações com energia elétrica.	358
39.6.1. Operações interestaduais com energia elétrica	358
39.6.2. Operações internas	363
39.6.3. Quadro resumo de incidência na saída de energia elétrica	365
39.6.4. ICMS sobre as operações com energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	365
39.7. ICMS nas atividades de transmissão e distribuição de energia elétrica – exceto venda de energia elétrica.	370
39.7.1. Operações com as instalações de transmissão integrantes da rede básica.	372
39.7.2. Operações com instalações não integrantes da rede básica.	382
39.7.3. ICMS sobre a demanda contratada	384
39.7.4. Encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição pelos consumidores do “Grupo A”	393
40. Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISSQN	395
40.1. Introdução	395
40.2. Contribuinte do ISS	396
40.3. Solidariedade.	396
40.4. Fato gerador	397
40.5. Base de cálculo.	399
40.6. Alíquota	400
40.7. Local da prestação do serviço	400
40.8. ISS sobre a transmissão e distribuição de energia	402
40.9. ISS na locação de bens móveis.	403
40.10. ISS sobre o uso mútuo de postes.	404
40.11. ISS sobre demais serviços prestados	405

40.12. Lista dos serviços prestados a terceiros por concessionários de serviço público de energia elétrica	406
--	-----

Capítulo IV – Consórcio **408**

41. Consórcio no Setor Elétrico Brasileiro	409
41.1. Introdução	409
41.2. Aspectos legais.	409
41.3. Aspectos regulamentares	412
41.4. Aspectos contábeis	414
41.5. Aspectos tributários.	419
41.5.1. Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre o Lucro	420
41.5.2. Retenções de tributos	421
41.5.3. PIS/Pasep e Cofins	422
41.5.4. Obrigações acessórias	423
41.5.5. ICMS	424
41.6. Aspectos trabalhistas	425
41.6.1. Contratação de empregados	426
41.6.2. Solidariedade	427
41.6.3. Equiparação salarial	428
41.6.4. Relação Anual de Informações Salariais – RAIS.	429

Capítulo V – Aspectos Contábeis	430
42. Introdução	431
43. O manual de contabilidade do serviço público de energia elétrica	432
44. Especificidades do setor elétrico	443
44.1. Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica – “obrigações especiais”	443
44.1.1. Histórico	443
44.1.2. Das contas contábeis de obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	444
44.1.3. Da atualização das obrigações especiais	452
44.1.4. Dos juros a serem pagos sobre a reversão/ amortização	454
44.1.5. Obrigações especiais e a base de remuneração	454
44.1.6. Da exigibilidade das obrigações especiais	456
45. Compensação de variação de custos da parcela A	456
46. Juros sobre obras em andamento	458
47. Depreciação	462
48. Recursos destinados a aumento de capital	467
Anexo – Tabela de Alíquotas do ICMS	468
Referências	504

CAPÍTULO I

ASPECTOS REGULAMENTARES

1. HISTÓRICO

O início da regulamentação do setor elétrico brasileiro se deu com o Projeto do Código de Águas, iniciado em 1906 e concluído em 1907 pelo jurista e professor Alfredo Valladão, a convite do Governo. Esse projeto foi remetido naquela mesma época à Câmara dos Deputados, lá permanecendo até 1911; no Senado ficou até 1912, voltou à Câmara onde ficou até 1916. Foi à votação por três vezes, sendo a última em 1923, para posteriormente, permanecer estagnado.

Em 1933, o professor Alfredo Valladão foi novamente chamado para refazer seu projeto, que foi convertido no Decreto nº 26.234, em 10 de julho de 1934, promulgando o Código de Águas no governo de Getúlio Vargas.

Ficou assim, estabelecido o prazo de concessão em trinta anos, que podia chegar a cinquenta em caso de investimentos significativos. O Decreto-Lei nº 852/38 estabeleceu a necessidade de “autorização ou concessão federal” para a construção de linhas de transmissão e redes de distribuição, e, em 1940, passou a ser necessária a autorização para aproveitamentos de potencial hidroelétrico e implantação de usina termelétrica.

Assegurava também o direito do poder público de fiscalizar técnica, financeira e contabilmente as empresas do setor, visando garantir a prestação de um serviço adequado, com tarifas razoáveis e equilíbrio financeiro das empresas.

Em 1939 foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE, por meio do Decreto-Lei nº 1284, precursor do DNAEE, que, ligado diretamente à Presidência da República, tinha como atribuições manter estatísticas, organizar a interligação dos sistemas, regulamentar o Código de Águas e examinar as questões tributárias referentes à energia elétrica.

Dessa forma, o Código de Águas foi regulamentado em 1957, pelo Decreto nº 41.019, de 26.02.1957, elaborado pelo Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE, extinto em 18.07.1969, pelo Decreto-Lei nº 689.

Tanto o Código de Águas quanto o Decreto que o regulamentou haviam estabelecido que a tarifa seria pelo custo e com uma remuneração mínima garantida.

Para permitir um melhor acompanhamento e uma regulação adequada e com mais autonomia, a Divisão de Águas do Departamento Nacional da Geração Mineral foi, posteriormente, transformada no Departamento Nacional de Águas e Energia – DNAE, por meio da Lei nº 4.904, de 17.12.1965, tendo a sua denominação alterada pelo Decreto nº 63.951, de 31.12.1968, para Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, sendo responsável pelo planejamento, coordenação e execução dos estudos hidrológicos em todo o território nacional, pela

supervisão, fiscalização e controle do aproveitamento das águas que alteram o seu regime, bem como pela supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade, onde se incluem diversas outras atribuições.

Os investimentos das empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica sempre tiveram sua remuneração garantida, inclusive durante o período de construção.

Considerava-se investimento da empresa de eletricidade a importância efetiva e permanente empregada na propriedade do concessionário em função do serviço de eletricidade, compreendendo todos os bens e instalações que direta ou indiretamente concorressem, exclusiva e permanentemente, para a geração, transmissão, transformação ou distribuição de energia elétrica, ajustado pelo montante do ativo disponível, capital em movimento (giro) e materiais em almoxarifado existentes em 31 de dezembro, conforme art.157 do Decreto nº 41.019/1957.

A taxa de remuneração garantida do investimento, estabelecida no art. 161 do Decreto nº 41.019/1957, era de 10% ao ano, a ser computada no cálculo das tarifas das empresas exploradoras dos serviços de energia elétrica. A parte do investimento de obras em andamento, realizada com capital próprio, também era remunerada a juros iguais à taxa de remuneração fixada para o investimento remunerável até a data da entrada em serviço das instalações, juros esses que eram capitalizados e acrescidos ao custo da obra.

Essa taxa, a partir de 1972, passou a ser de 10% a 12%, a critério do poder concedente, conforme disposto na Lei nº 5.655, de 20.05.1971.

O Decreto-Lei nº 1.506/1976 veio estabelecer nova metodologia e critérios de apuração do investimento remunerável, bem como a isenção do Imposto de Renda sobre os juros remuneratórios calculados sobre os investimentos em obras em andamento.

Dentre tantas regulamentações em busca de melhoria da situação financeira do setor elétrico, a mais importante, e ao mesmo tempo considerada corajosa, foi tomada por meio da edição da Lei nº 8.631, de 04.03.1993, que no seu art. 1º, § 2º, manteve a tarifa pelo custo, mas extinguiu o regime de remuneração garantida e a CRC – Conta de Resultados a Compensar, na qual vinha sendo acumulado o valor correspondente à insuficiência de remuneração garantida. A CRC veio a ser quitada pela União Federal por meio da conversão desse saldo em títulos públicos, denominados no mercado financeiro como ELET'S, utilizados no processo de privatização das empresas do setor elétrico.

Extinguiu-se, também, a equalização nacional da tarifa e a RENCOR – Reserva Nacional de Compensação de Remuneração, criada pelo Decreto-Lei nº 2.432, de

17.05.1988, pela qual as concessionárias com remuneração acima da garantida, repassavam o excedente para as concessionárias com remuneração inferior à garantida, o que na prática, não foi suficiente para sanar o déficit do setor elétrico, que em 1993 acumulava a cifra de U\$ 26 bilhões.

Após essas alterações, foram instituídas diversas leis, decretos e atos, de forma a dar prosseguimento às mudanças no modelo do setor elétrico. Dentre elas, citamos as principais: Lei nº 8.987/1995, que dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art.175 da Constituição Federal; Lei nº 9.074/1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, criando a figura do produtor independente; Decreto nº 1.717/1995, que tratou dos procedimentos para prorrogações das concessões; Decreto nº 2.003/1996, que regulamentou a geração de energia elétrica por produtores independentes e autoprodutores; Lei nº 9.427/1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e disciplinou o regime econômico e financeiro das concessões de serviços públicos de energia elétrica; Lei nº 9.433/1997, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos; Lei nº 9.478/1997, que dispôs sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo – ANP.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL começou a funcionar em 02.12.1997 como Órgão Regulador, após a publicação do Decreto nº 2.335/1997, com aprovação de sua estrutura regimental. Dessa forma, o DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, como poder concedente, regulamentou e fiscalizou o setor elétrico brasileiro até 01 de dezembro de 1997.

Cabe esclarecer que a ANEEL, como autarquia, não tem o “status” de “Poder Concedente” como tinha o DNAEE, pois se considera poder concedente a União, o Estado, o Distrito Federal ou o Município, em cuja competência se encontre o serviço público, precedido ou não da execução de obra pública, objeto de concessão ou permissão.

Quando da criação da ANEEL, já se encontrava em andamento os trabalhos de reestruturação do setor elétrico por meio do Projeto RE-SEB, que culminou com a edição da Lei nº 9.648, de 27.05.1998, que além de promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás e de suas subsidiárias, estabeleceu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, instituído mediante Acordo de Mercado firmado entre os interessados, bem como o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, pessoa jurídica de direito privado, que exerce suas atividades mediante autorização da ANEEL. A regulamentação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, atual CCEE – Câmara de Comercialização de Energia

Elétrica, e do Operador Nacional do Sistema Elétrico se deu por meio do Decreto nº 2.655, de 02.07.1998, cuja abordagem será tratada em capítulo específico deste livro.

Uma das prioridades da ANEEL foi a regularização das concessões com a assinatura dos contratos de concessão, já que os concessionários de serviços públicos não possuíam contratos assinados, fazendo com que as concessões fossem por prazos indeterminados. O decreto que outorgava a concessão, estabelecia que o prazo da mesma seria contado a partir da data da assinatura do contrato de concessão, o que não acontecia.

Todas essas mudanças visavam garantir a necessidade futura de energia, liberdade de competição na geração e na comercialização, e uma maior qualidade de serviços prestados ao consumidor. A competição na transmissão se restringiria às licitações de novos trechos de linhas.

Em dezembro de 2003, com a edição da Medida Provisória nº 144, convertida na Lei nº 10.848, de 15.03.2004, e regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 30.07.2004, deu-se início a mais uma reforma no Setor Elétrico Brasileiro, com mais um novo modelo, dessa vez com profundas mudanças na modalidade de comercialização de energia elétrica entre os diversos agentes do setor elétrico participantes do Sistema Interligado Nacional – SIN, estabelecendo dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, ao qual estarão submetidas todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica, cujas operações se realizarão mediante leilões, com a participação dos agentes de geração; e o Ambiente de Contratação Livre – ACL, no qual ocorrem as operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários e autorizados de geração, comercializadoras e importadores de energia elétrica e os consumidores livres.

Institucionalmente essa mesma lei autorizou a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica, na forma do novo modelo, em substituição ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, bem como do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, no âmbito do Poder Executivo e sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

Ainda no institucional, esse novo modelo, por meio da Lei nº 10.847, de 18.03.2004, também autorizou a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, ficando responsável pelo planejamento de curto, médio e longo prazo do setor elétrico.

Os consumidores estão divididos em cativos, livres e potencialmente livres, sendo que os cativos são aqueles que estando conectados ao sistema elétrico de uma determinada concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica não podem adquirir energia elétrica de outros agentes; já os consumidores livres, que atendidos em determinada carga, mesmo estando conectados ao sistema elétrico de determinada concessionária, podem optar por comprar energia elétrica de outros agentes, pagando à concessionária a qual está conectado o uso do sistema de distribuição; por último, o potencialmente livre que, atendendo às condições para serem livres, podendo optar por serem livres, preferem permanecer como consumidores cativos.

Assim, atualmente temos um setor elétrico praticamente regulado, ainda sofrendo ajustes pontuais, no qual, por força de disposição legal, a atividade de serviço público de distribuição de energia elétrica encontra-se segregada das demais atividades, sendo que a atividade de serviço público de transmissão de energia elétrica e a atividade de geração, apesar de estarem segregadas e individualizadas, podem ser praticadas por uma única pessoa jurídica.

2. CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES

2.1. INTRODUÇÃO

As concessões do setor elétrico estão previstas no Código de Águas – Decreto nº 24.643/1934, com força de lei complementar, nos arts. 150 a 169, e as Autorizações nos arts. 170 a 177. No Decreto nº 41.019/1957, que regulamentou o Serviço de Energia Elétrica, as concessões e as autorizações estão previstas nos arts. 65 a 88.

Como podemos ver, a legislação que trata do assunto vem de longa data, e até a instituição da ANEEL, existiam diversos decretos outorgando a concessão. Na verdade, não existia nenhum contrato de concessão assinado entre o poder concedente e o concessionário, o que, juridicamente, estabeleceu concessões por prazo indeterminado.

Constitucionalmente, a concessão dos serviços públicos no Brasil, que engloba a natureza dos bens, a competência atribuída à União, aos Estados e aos Municípios para sua exploração, é tratada nos seguintes artigos: art. 20, que relaciona os bens da União; art. 21, que estabelece a competência da União para explorar os serviços e instalações de energia elétrica; e, o art. 22, que estabelece a competência para a União Federal legislar sobre matéria de energia elétrica, combinados com o art. 175, que incumbe ao poder público a prestação direta de serviços públicos.

A Constituição Federal, por meio do seu art. 175, incumbiu o poder público, na forma da lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre por meio de licitação, a prestação de serviços públicos. A outorga desse serviço vinha sendo concedida sem licitação e quase sempre era por área de concessão, ficando uma ou outra empresa com todas as concessões de geração em determinada região do País, como era o caso da Eletronorte, CHESF, CESP e outras, que culminou com o cancelamento de diversas concessões de geração que tinham estudos de viabilidade concluídos, mas faltavam recursos financeiros para executar as obras.

Com esse cenário e com o objetivo de direcionar o Estado para suas funções típicas, bem como fortalecer o papel do setor privado na retomada do processo de desenvolvimento do País, o governo brasileiro deu um passo importante sancionando a Lei nº 8.987, de 13.02.1995, conhecida como a Lei das Concessões, regulamentando assim o art. 175 da Constituição Federal, dotando o Governo de instrumento legal que fixasse as regras gerais para o Estado delegar a terceiros a prestação dos serviços públicos. Nesse sistema, o risco do negócio seria por conta do concessionário, que teria uma remuneração justa, mas não previamente fixada, como era no passado.

O texto, a seguir reproduzido, dá ideia do cenário existente quando da edição da lei de concessões: *“A concessão a particulares da prestação de serviços públicos é a mais importante alternativa para a viabilização dos investimentos em infraestrutura. As formas tradicionais de financiamento – preço ou tarifa pública, aporte de recursos do Tesouro Nacional ou endividamento do Setor Público – estão praticamente esgotadas. Com base neste mecanismo legal, o Governo poderá dar à economia maior competitividade, eliminando obstáculos nos setores ligados à infraestrutura”*.¹

O art. 4º da Lei 9.074, de 07.07.1995, dispôs que as concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos dessa lei e da Lei nº 8.987, de 13.02.1995, e daquelas já existentes.

Apresentamos a seguir o instituto jurídico das concessões, permissões e da autorização, bem como as diferenças entre elas.

¹Concessões de Serviços Públicos no Brasil – Presidência da República – Governo Fernando Henrique Cardoso – SAE, 1995.

2.2. CONCESSÕES

A concessão de serviço público exige a existência de um contrato administrativo, no qual o poder concedente transfere ao concessionário uma parte do poder relativo a determinado campo de atividade de interesse coletivo, sendo da essência da mesma concessão a transferência, pelo Estado, ao concessionário, de direitos que lhe são reservados quanto a uma operação ou atividade qualquer.

Efetivamente, o traço essencial de uma concessão está na delegação de um direito público pertencente ao Estado, representando a transferência a outrem do exercício de funções próprias, investindo-o da própria autoridade.

De acordo com Carvalho Filho, *“Ao executar o serviço, o concessionário assume todos os riscos do empreendimento. Por esse motivo, cabe-lhe responsabilidade civil e administrativa pelos prejuízos que causar ao poder concedente, aos usuários ou a terceiros”*.²

A diferença da concessão para a permissão reside na natureza jurídica das duas formas de execução. Enquanto a concessão se reveste de um “contrato administrativo”, bilateral, *intuitu personae*, a permissão se reveste da natureza de ato administrativo unilateral, onde apenas a vontade administrativa se exterioriza formalmente.

No setor elétrico, observaremos que a legislação adotou critérios específicos para definir quando a outorga de determinado serviço público, ou uso de bem público, será feito por meio de concessão, permissão ou autorização. Ou seja, há situações em que a destinação do uso do bem público é de interesse público, no entanto, por força da legislação específica, a outorga se dá por meio da emissão do ato administrativo denominado “Autorização”, em vez de “Concessão” precedida de licitação, conforme estabelece a Constituição Federal.

De acordo com o art. 3º da Lei nº 8.987/1995, somente as concessões e permissões sujeitar-se-ão à fiscalização pelo poder concedente, responsável pela delegação da prestação de serviços públicos.

Toda concessão fica submetida a duas categorias de normas: as de natureza regulamentar que disciplinam o modo e a forma de prestação dos serviços; e as de ordem contratual que fixam as demais condições econômicas, inclusive a de remuneração.

²José dos Santos Carvalho Filho – *Manual de Direito Administrativo* – 6ª ed. Lumen Júris, pág. 284.

Atualmente, o art. 5º da Lei nº 9.074/1995, estabelece que são objetos de concessão, mediante licitação:

- O aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 kW, destinada à execução de serviço público.
- O aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW, destinados à produção independente de energia elétrica. Pelo inciso II, art. 3º, do Decreto nº 2.003/96, deve ser tratado como uma concessão de uso de bem público.
- O aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 kW, destinada ao uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.

Feito esse breve comentário, passaremos a abordar as modalidades do instituto da concessão, que vem sendo adotado pelo poder concedente por meio da ANEEL.

As modalidades previstas na Lei nº 8.987/1995, são: a “concessão de serviço público” e a “concessão de serviço público precedida da execução de obra pública”. No entanto, as concessões que vêm sendo outorgadas no setor elétrico pela União Federal, por meio da ANEEL, estão sendo intituladas pela mesma, nos contratos, como sendo “concessão de serviço público” e “concessão de uso do bem público”, ambas acrescidas da finalidade, ou seja, “concessão de serviço público para distribuição de energia elétrica” e “concessão de uso do bem público para geração de energia elétrica” ou “concessão de uso do bem público para aproveitamento hidrelétrico e sistema de transmissão associado” as quais comentaremos a seguir.

2.2.1. CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

A concessão de serviço público, de acordo com o art. 2º da Lei nº 8.987/1995, está definida como sendo “a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado”.

Esse tipo de concessão é denominada no Código de Águas como “Concessão de Serviço de Energia Elétrica” e nos contratos de concessão vem sendo denominada como “Concessão de Serviço Público para Distribuição de Energia Elétrica”, quando na verdade deveria ter sido mantido o estabelecido no Código de Águas, já que no novo modelo do setor elétrico há uma clara distinção entre “Distribuição de energia elétrica” para “Comercialização de energia elétrica”. Ou seja, a distribuição tem

função semelhante à da transmissão e não vende energia elétrica, sendo essa concessão, com certeza, a que mais preocupa o Órgão Regulador, pois é por meio dela, conforme dito anteriormente, que ocorre a delegação de poderes por parte do Estado, significando a transferência da execução de um serviço do poder público ao particular, a ser prestado ao consumidor. Em consequência, o concessionário se coloca no lugar do Estado, por meio da delegação, passando a ser um intermediário entre o consumidor e o Estado.

Essa relação é interessante, pois na verdade não há uma relação autônoma entre concessionário e usuário ou entre concessionário e Estado. A relação que existe é intermediária da relação principal, da relação abrangente, entre o Estado e o usuário (consumidor).

A relação principal, portanto, é entre o poder concedente e o usuário, vez que o concessionário não possui um direito próprio. Por sua vez, o usuário não possui um direito originário direto perante o concessionário, mas sim perante o Estado.

Segundo Carvalho Filho, citando Caio Tácito: *“Na concessão de Serviço Público há situações jurídicas sucessivas, que lhe imprimem um caráter triangular. Com efeito, se, de um lado o negócio se inicia pelo ajuste entre o Poder Público e o concessionário, dele decorrem outras relações jurídicas, como as que vinculam o concedente ao usuário e este ao concessionário. Importante é saber que na concessão de serviço público há uma tríplice participação de sujeitos: o concedente, o concessionário e o usuário”*.³

Walter Álvares afirma que: *“O concessionário, quando estabelece o vínculo da concessão com o poder concedente, é, em relação a este, sujeito ativo e passivo de obrigação, mas somente quanto ao ato da concessão, e não quanto ao serviço público, pois o concessionário não poderia ser sujeito ativo ou passivo de um serviço entre o Estado e o usuário, no qual ele é mero intermediário”*.⁴

De acordo com Meirelles: *“Pela concessão, o poder concedente não transfere propriedade alguma ao concessionário, nem se despoja de qualquer direito ou prerrogativa pública. Delega apenas a execução do serviço, nos limites e condições legais ou contratuais, sempre sujeita a regulamentação e fiscalização do concedente”*.⁵

Há que se distinguir entre o *ato de concessão*, no qual o concessionário aceita o seu papel de intermediário, e no qual se definem direitos e deveres entre ele e o Estado, do *serviço público* que é o objeto daquele ato que se realiza entre o Esta-

³José dos Santos Carvalho Filho – *Manual de Direito Administrativo* – 6ª ed. Lumen Júris, pág. 270.

⁴Walter T. Álvares – *Curso de Direito da Energia* – 1978 – Forense, pág. 310.

⁵Hely Lopes Meirelles – *Direito Administrativo* – 1997 – Malheiros.

do e o usuário, sendo o concessionário mero intermediário. É, portanto, a qualidade desse serviço a ser prestado ao consumidor, pelo Estado, por meio da concessionária, que passa a ser o principal objeto de fiscalização pelo poder concedente.

A partir de 1995, o DNAEE deu início à regularização desse tipo de concessão, na qual estão enquadradas todas as empresas distribuidoras cuja atividade, além da distribuição, inclui a comercialização da energia junto aos seus consumidores cativos. O primeiro contrato de concessão assinado foi aquele celebrado entre a União Federal e a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA, de nº 001/95, datado de 17 de julho de 1995, tendo por objeto a “Exploração dos serviços públicos de energia elétrica”, o que foi um marco no setor elétrico; em seguida, já com a ANEEL, vieram o da Light Serviços de Eletricidade S.A e tantos outros.

A atividade de “Geração de Energia Elétrica”, cuja exploração decorre da outorga de concessão de uso do bem público ou de autorizações, é uma atividade competitiva e não uma “prestação de serviço público”. Na verdade, é uma atividade industrial com o objetivo de produzir a “energia elétrica”, que será objeto da “Prestação de Serviço Público” por intermédio de uma empresa concessionária de serviço público. Portanto, a comercialização dessa energia, por uma concessionária de serviço público, nos termos da Resolução ANEEL nº 456/2000, é que deve ser entendida como uma atividade de serviço público.

Poderíamos, numa análise preliminar, concluir que o serviço público estaria caracterizado quando: a empresa for detentora de uma concessão de serviço público, e a destinação da energia por ela comercializada tiver por finalidade atender ao consumidor, serviço este que constitucionalmente seria de competência da União Federal, mas cuja prestação do serviço público foi outorgada a terceiros. Isso porque, uma empresa pode ser concessionária de serviço público, mas, destinando o excedente de sua energia para comercialização no mercado atacadista de energia elétrica, não estaria, na verdade, prestando um serviço público.

2.2.2. CONCESSÃO DE USO DO BEM PÚBLICO

O contrato de concessão de uso do bem público, preconizado no nosso Direito Administrativo, é destinado a outorgar ao particular a faculdade de utilizar um bem da Administração segundo a sua destinação específica e no interesse público. No setor elétrico, essa concessão refere-se ao uso do bem público “Recurso hídrico – potenciais hidrelétricos”.

Atualmente, por força do disposto no art. 7º da Lei nº 9.648/1998, temos duas situações de contratos de “Concessão de Uso do Bem Público”.

A primeira situação é a dos contratos de concessões, assinados com as empresas oriundas das cisões das empresas “concessionárias de serviço público de energia elétrica”, com obras já em operação ou em construção, cujo regime passou a ser o de “produção independente”. Nesse caso, a nova concessão foi outorgada a título oneroso, fato esse ocorrido quando das cisões da Cesp e Eletrosul, nas quais as novas empresas geradoras, resultado das cisões, como CGEET, CGEEP e Gerasul tiveram seu regime alterado para produção independente regido pelo Decreto nº 2.003/96, passando a pagar pelo uso do bem público, pelo prazo de cinco anos, o valor correspondente a até 2,5% da receita anual que auferirem.

Caberá a ANEEL, nos termos do § 1º, do art. 7º da Lei nº 9.648/98, o cálculo e divulgação em relação a cada produtor independente, do valor anual pelo uso do bem público, cujo vencimento mensal será até o dia quinze do mês seguinte ao de competência, a ser depositado no Banco do Brasil em conta da Eletrobrás – UBP.

A segunda situação corresponde às novas concessões licitadas, que também são de “Uso do Bem Público”, mas precedidas da execução de obra, que será realizada nos termos do edital de concorrência cujos contratos regulam a exploração do potencial de energia hidráulica, denominado Aproveitamento Hidrelétrico, e do respectivo Sistema de Transmissão Associado, quando for o caso.

Essa concessão também é outorgada a título oneroso, mas diferentemente da primeira situação, o preço será o da melhor oferta de pagamento pela outorga, avaliado no julgamento da licitação, que será pago pelo tempo da concessão atualizado pelo IGPM (FGV), conforme contrato a ser assinado, levando também em consideração, no julgamento, aquele que ofertar a energia elétrica a ser gerada pelo menor preço.

É interessante observar que estamos tratando como bem público os POTENCIAIS DE ENERGIA HIDRÁULICA, que de acordo com o art. 176 da Constituição, constituem propriedade distinta da do solo para efeito de aproveitamento, e que pertencem à União, estando esses potenciais sujeitos a outorga pelo Poder Público, sendo conceituados como Recursos Hídricos, conforme depreendemos da leitura do art. 12, inciso IV, da Lei nº 9.433/97.

O Código de Águas, em seu art. 142, define o termo “POTÊNCIA” como o “produto da altura de queda pela descarga máxima de derivação concedida ou autorizada”. O DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, em seu Glossário de Termos Hidrológicos, nº 1.217, de 1976, diz que a queda d’água consiste em “queda vertical ou declividade muito acentuada de um curso d’água”.

Além disso, o regime de outorga de direitos de uso de recursos hídricos tem como objetivo assegurar o controle quantitativo e qualitativo dos usos da água e o efetivo exercício dos direitos de acesso à água.

Assim, poderíamos a princípio, concluir que tanto a água quanto os potenciais hidrelétricos são recursos hídricos distintos. Portanto, o pagamento previsto no contrato de concessão não é pelo uso do recurso hídrico – água e sim pelo recurso hídrico – potenciais hidrelétricos, pois se o fosse, estaria em duplicidade, já que a concessionária paga pelo uso do “recurso hídrico – água”, o valor cobrado pela ANEEL a título de “Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos”, estabelecido na Lei nº 7.990, de 28.12.1989, alterado pelas Leis nº 8.001, de 13.03.1990, 9.433, de 08.01.1997 e Lei nº 9.984, de 17.07.2000.

2.2.3. MUDANÇA DE REGIME DE EXPLORAÇÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

A possibilidade de alteração do regime de concessão de serviço público de geração para o regime de produção independente, em caso de privatização, foi inserido no art. 28 da Lei nº 9.074/1995, pelo art. 3º da Lei nº 9.648/1998, conforme segue:

“Art. 28 (...)

§ 1º Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, é igualmente facultado ao poder concedente alterar o regime de exploração, no todo ou em parte, para produção independente, inclusive, quanto às condições de extinção da concessão ou autorização e de encampação das instalações, bem como da indenização porventura devida.”

Nesse sentido, o art. 7º da Lei nº 9.648/1998, estabeleceu que em caso de alteração do regime de gerador hídrico de energia elétrica, de serviço público para produção independente, a nova concessão seria outorgada a título oneroso, devendo o concessionário pagar pelo uso do bem público, pelo prazo de cinco anos, a contar da assinatura do respectivo contrato de concessão, o valor correspondente a até 2,5% da receita anual que auferir, ficando a cargo da ANEEL calcular e divulgar, com relação a cada produtor independente, o valor anual pelo uso do bem público, nos termos do § 1º deste mesmo artigo.

Portanto, a previsão de mudança de regime de serviço público para o regime de produção independente se aplicava exclusivamente para os casos de privatização. Mas, com a inserção do § 3º, no art. 20 da Lei nº 10.848/2004, pela Lei nº 11.488/2007, abaixo transcrito, foi instituído uma nova possibilidade de mudança de regime de concessão, ou seja, foi admitido que as concessões de geração hidroelétrica concedidas a uma empresa concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, no momento da sua segregação da atividade de distribuição, imposta pelo art. 20 da Lei nº 10.848/2004, combinado com os §§ 5º e 6º, do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, poderão, a critério do poder concedente, ter o regime

de exploração de serviço público de geração de energia elétrica alterado para o de produção independente, mediante a celebração de contrato oneroso de uso de bem público, respeitado o prazo remanescente do contrato de concessão original:

“Art. 24º. Os arts. 2º e 20 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 20 (...)

§ 3º As concessões de aproveitamentos hidrelétricos resultantes da separação das atividades de distribuição de que trata o caput deste artigo poderão, a critério do poder concedente, ter o regime de exploração modificado para produção independente de energia, mediante a celebração de contrato oneroso de uso de bem público e com prazo de concessão igual ao prazo remanescente do contrato de concessão original, observado, no que couber, o disposto no art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.”

Cabe ressaltar que esse dispositivo não alcançará as grandes concessionárias de serviço público de geração sob o controle da União federal que não passaram pelo processo de desverticalização como é o caso de FURNAS e CHESF. Também não se beneficiará desse dispositivo legal a concessionária de serviço público Cachoeira Dourada S/A – CDSA, já que a venda da usina pela CELG ocorreu anterior ao processo de desverticalização.

Outra inovação foi a previsão de mudança de regime de produção independente autônoma para produção independente. A Lei nº 11.488, de 15.06.2007, por meio do art. 22, alterou a redação do art. 3º da Lei nº 10.438/2002, incluindo o § 6º, abaixo transcrito, passando a permitir que o Produtor Independente Autônomo – PIA possa alterar seu regime para produção independente de energia elétrica:

“Art. 22º. O art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 3º (...)

§ 6º Após um período de 3 (três) anos da realização da Chamada Pública, o Produtor Independente Autônomo poderá alterar seu regime para produção independente de energia, mantidos os direitos e obrigações do regime atual, cabendo à Eletrobrás promover eventuais alterações contratuais.”

2.3. PERMISSÃO

A Permissão é o ato administrativo discricionário e precário pelo qual as administrações públicas federal, estaduais e municipais, facultam ao particular a execução de serviços de interesse público ou o uso especial de bens públicos. Não se confunde com a Concessão, já que nesta, conforme vimos, há a celebração de um contrato administrativo bilateral.

Apesar de a Permissão possuir características idênticas às da Autorização, a mesma se diferencia pela finalidade. Enquanto a Autorização consente que o particular exerça atividade ou utilize o bem público no seu próprio interesse, a Permissão tem por finalidade os serviços de interesse público.

A permissão guarda certa semelhança com a concessão, pois também é um instrumento para a execução de serviços públicos. Todavia, a permissão é ato administrativo, ao passo que a concessão é contrato administrativo, fato que acarreta a incidência de algumas normas específicas no regime jurídico disciplinador.

A Lei nº 8.987/1995, em seu art. 40, estabeleceu que a permissão de serviço público será formalizada mediante contrato de adesão, observando a legislação vigente, as demais normas pertinentes e o edital de licitação, inclusive quanto à precariedade e à revogabilidade unilateral do contrato pelo poder concedente.

Os contratos por adesão constituem uma oposição à ideia de contrato paritário (onde as partes exercem o princípio da autonomia da vontade), por inexistir a liberdade de convenção, visto que excluem a possibilidade de qualquer debate e transigência entre as partes, uma vez que um dos contratantes se limita a aceitar as cláusulas e condições previamente redigidas e impressas pelo outro.⁶ A permissão de serviço público será delegada mediante licitação da prestação de serviços públicos, que será feita pelo poder concedente (União, Estado ou Município) à pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco, conforme disposto no art. 2º, IV, e art. 40 da Lei nº 8.987/1995.

O poder concedente poderá consentir, por meio do ato administrativo Permissão, o serviço público de energia elétrica em alguma área cuja concessão já tenha sido outorgada. Nesse caso, o poder público estabelecerá, no contrato, situações e condições especiais.

O instituto da permissão deverá ser utilizado para regularizar a situação das cooperativas de eletrificação rural, desde que as mesmas atendam às condições estabelecidas no art. 23 da Lei nº 9.074/1995 e Resolução ANEEL nº 333/1999.

⁶RT, 519:163; JB, 158:263 – Maria Helena Diniz, *Curso de Direito Civil Brasileiro, Teoria das Obrigações Contratuais e Extracontratuais*, 3º V, 11ª ed. Editora Saraiva.

É admissível a permissão condicionada, ou seja, aquela em que o próprio poder público se autolimita na faculdade discricionária de revogá-la a qualquer tempo, fixando em norma legal o prazo de vigência e/ou assegurando outras vantagens ao permissionário, como incentivo para a execução do serviço. Assim, reduzem-se a discricionariedade e a precariedade da permissão às condições legais de sua outorga. Essa modalidade é adotada nas permissões de transporte coletivo e noutras que exigem altos investimentos para a execução do serviço, tornando-se necessário garantir ao permissionário um tempo mínimo de operação em condições rentáveis. Se o interesse público exigir a revogação ou a alteração de tais permissões, a Administração poderá fazê-lo, desde que indenize o permissionário dos danos que o descumprimento do prazo ou das condições da outorga lhe causar. Mas, enquanto não for revogada a permissão, ou modificada as condições em aditamento formal, o permissionário tem direito subjetivo ao cumprimento integral da permissão originária. A Constituição de 1988 tornou obrigatória a licitação para a permissão de qualquer serviço público (art. 175), entendendo-se nessa expressão também os serviços de utilidade pública.⁷

2.4. AUTORIZAÇÃO

Conforme citado anteriormente, a Autorização possui as mesmas características da Permissão. Portanto, a Autorização também é um ato administrativo discricionário e precário, que possui as condições necessárias para a prestação do serviço concedido ao pretendente pela União, Estados e Municípios, para que o mesmo exerça a atividade ou utilize o bem público por um determinado tempo, no seu próprio interesse e por sua conta e risco.

A Autorização não se confunde com a concessão, pois nela há a celebração de um contrato bilateral. No Código de Águas, datado de 1934, já era citado que o aproveitamento hidráulico seria feito por meio de autorizações ou concessões.

O art. 176 da Constituição estabeleceu que os aproveitamentos dos potenciais de energia hidráulica somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou empresa constituída sob as leis brasileiras e que tenha sua sede e administração no País, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas. Não dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida.

⁷Hely Lopes Meirelles, *Direito Administrativo Brasileiro* – 22º ed. – Malheiros Editores.

Atualmente, as autorizações vêm sendo concedidas aos empreendimentos de PCH – Pequena Central Hidrelétrica, em regime de produção independente ou de autogeração, na faixa de potência entre 1.000 kW a 30.000 kW.

De acordo com a legislação ordinária, são objetos de autorização:

a) A implantação de usinas termelétricas (exceto a nuclear), de potência superior a 5.000 kW, destinada a uso exclusivo do autoprodutor.

Esse dispositivo consta do art. 7º da Lei nº 9.074/1995, sob o título “Depende de autorização”, mas talvez por falha, não constou do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, sob o título “Depende de autorização da ANEEL”.

Considerando que a Lei nº 9.074/1995 estabeleceu normas específicas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e a Lei nº 9.427/1996 trata da criação da ANEEL, sua competência, regime econômico e financeiro das concessões de serviço público de energia elétrica, é nosso entendimento que prevalece o disposto na Lei nº 9.074/1995.

b) Aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW destinados à produção independente ou autogeração, mantidas as características de pequena central hidrelétrica.

c) A compra e venda de energia elétrica por agente comercializador.

d) A importação e exportação de energia elétrica, bem como a implantação dos respectivos sistemas de transmissão associados.

e) A comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica.

O aproveitamento de potenciais hidráulicos, iguais ou inferiores a 1.000 kW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW, estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicado ao poder concedente.

3. DA INTERVENÇÃO

A intervenção administrativa teve sua previsão no art. 9º do Decreto-Lei nº 4.295/1942, que estabeleceu medidas de emergência e transitórias, relativas à indústria de energia elétrica.

Atualmente, a intervenção está prevista no Capítulo IX, da Lei nº 8.987/1995, estabelecendo que, por meio de Decreto, o poder concedente, poderá intervir na concessão com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes.

O Decreto que estabelecer a intervenção deverá designar o interventor, o prazo de intervenção e os objetivos e limites da medida. O poder concedente deverá instaurar procedimento administrativo para comprovar as causas determinantes da medida e apurar responsabilidades, sempre assegurando o direito de ampla defesa. O procedimento administrativo deverá ser instaurado no prazo de trinta dias a contar da data da declaração de intervenção, devendo ser concluído no prazo de até cento e oitenta dias, sob pena de considerar-se inválida a intervenção.

Cessada a intervenção e tendo o poder concedente concluído pela não extinção da concessão, a administração do serviço deverá ser devolvida à concessionária, momento esse em que o interventor prestará contas, respondendo pelos atos praticados durante sua gestão.

Nos contratos de concessão, assinados pelos concessionários que tenham por objetivo o “uso do bem público”, ou a “distribuição de energia elétrica”, consta cláusula específica de intervenção, nos seguintes termos:

“Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, a ANEEL poderá intervir na concessão, a qualquer tempo, para assegurar a adequada prestação do serviço público de (finalidade contratual), ou o cumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, das normas legais, regulamentares e contratuais”.

“A intervenção será determinada por Resolução da ANEEL, que designará o Interventor...”.

Ressaltamos que apesar de constar nos contratos que a intervenção será determinada por Resolução da ANEEL, a mesma só poderá ocorrer por meio de decreto do poder concedente, conforme estabelecido na Lei nº 8.987/1995, § único do art. 32.

A ANEEL não é o poder concedente e sim o órgão regulador, instituído como autarquia, integrante da Administração Pública Indireta, nos termos do art. 4º, II, “a” e art. 5º, I, do Decreto-Lei nº 200/1967, com serviço autônomo, criada por lei, com personalidade jurídica, patrimônio e receita própria, para executar atividades típicas da administração pública e com gestão administrativa e financeira descentralizada.

É ao poder concedente que, nos termos do art. 175 da Constituição Federal, incumbe, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, por meio de licitação, a prestação de serviços públicos. A Lei nº 8.987/1995, no seu art. 2º, não deixa dúvidas quanto a isso, senão vejamos:

“Art. 2º. Para os fins do disposto nesta Lei, considera-se:

I. Poder concedente: a União, o Estado, o Distrito Federal ou o Município, em cuja competência se encontre o serviço público, precedido ou não da execução de obra pública, objeto de concessão ou permissão.”

Assim, em 2007, a Diretoria da ANEEL, por unanimidade, decidiu recomendar ao Ministério de Minas e Energia – MME que fosse decretado a caducidade da concessão da Cia. Energética do Amapá – CEA, o que até a presente data não foi acatado pelo poder concedente.

4. EXTINÇÃO DA CONCESSÃO

A extinção da concessão, prevista no Capítulo X, da Lei nº 8.987/1995, estabelece que a mesma poderá ocorrer: pelo simples término do prazo contratual; encampação; caducidade; rescisão contratual; anulação; falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual.

A concessionária também poderá rescindir o contrato de concessão por iniciativa própria, no caso de descumprimento das normas contratuais pelo poder concedente, mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim.

Extinta a concessão, retornam ao poder concedente todos os bens reversíveis, direitos e privilégios transferidos ao concessionário conforme previsto no edital e estabelecido no contrato.

Lembramos que não houve edital de licitação para as concessões de serviço público de energia elétrica, para as quais já existia o Decreto de outorga, publicado antes da vigência da Lei nº 8.987/1995, com prazos indeterminados, cujo contrato de concessão só foi assinado a partir desse dispositivo legal, portanto a reversão dos bens e direitos ocorrerá com base nos dispositivos contratuais e normas ordinárias específicas para esse fim.

Com a extinção da concessão haverá a imediata assunção do serviço, ocupação das instalações e consequente utilização de todos os bens reversíveis pelo poder concedente, que procederá ao respectivo levantamento, avaliação e liquidações necessárias, já que o § 1º, do art. 42 da Lei nº 8.987/1995, estabelece que vencido o prazo da concessão, o poder concedente procederá a sua licitação, nos termos da lei.

Abordaremos a seguir as motivações da extinção da concessão as quais entendemos merecer maiores detalhamentos, que são o advento do termo contratual, encampação e caducidade, já que as demais motivações são autoexplicativas.

4.1. ADVENTO DO TERMO CONTRATUAL

Os contratos de concessões, assinados após a vigência da lei de concessões, têm estabelecido que o advento do termo final do contrato opera de pleno direito, a extinção da concessão, facultando-se a ANEEL, a seu exclusivo critério, prorrogar o presente contrato até a assunção de nova concessionária. Os aspectos legais da prorrogação serão abordados no item 5, no qual trataremos do Prazo da Concessão e sua Prorrogação.

4.2. ENCAMPAÇÃO

A encampação já estava prevista no art. 167 do Decreto nº 24.643, de 10.07.1934, Código de Águas, e art. 93 do Decreto nº 41.019, de 26.02.1957, que regulamentou os serviços de energia elétrica no Brasil.

Essa legislação, atualizada pelo Decreto nº 54.938, de 04.11.1964, estabelecia que a qualquer tempo da concessão, ou nas épocas em que estivessem estabelecidas no contrato, e quando interesses públicos relevantes o exigissem, a União poderia encampar a concessão mediante prévia indenização em moeda corrente.

A encampação, conceituada no art. 37 da Lei nº 8.987/1995, é a retomada do serviço público pelo poder concedente durante o prazo da concessão, por motivo de interesse público, cujas razões são de ordem administrativa. A encampação pressupõe a existência de lei específica para a retomada do serviço e o devido pagamento da indenização, conforme estabelecido no art. 36 do mesmo diploma legal.

4.3. CADUCIDADE

A caducidade está contemplada no art. 168 do Código de Águas e art. 94 do Decreto nº 41.019/1957, mantida na Lei nº 8.987/1995, no seu art. 38.

É denominada caducidade a rescisão contratual da concessão ou permissão, por inadimplência do concessionário, por descumprimento de cláusulas contratuais ou normas legais e regulamentares. A caducidade da concessão poderá ser declarada pelo poder concedente quando:

- a) O serviço estiver sendo prestado de forma inadequada ou deficiente, tendo por base normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço.

b) A concessionária descumprir cláusulas contratuais ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão.

c) A concessionária paralisar os serviços ou concorrer para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou força maior.

d) A concessionária perder as condições econômicas, técnicas ou operacionais para manter a adequada prestação do serviço concedido.

e) A concessionária não cumprir as penalidades impostas por infrações, nos devidos prazos.

f) A concessionária não atender a intimação do poder concedente no sentido de regularizar a prestação do serviço.

g) A concessionária for condenada em sentença transitada em julgado por sonegação de tributos, inclusive contribuições sociais.

Implicará também em caducidade a transferência da concessão ou do controle societário da concessionária sem a prévia anuência do poder concedente, conforme estabelecido no art. 27 da Lei nº 8.987/1995.

A declaração de caducidade da concessão deverá ser precedida da verificação da inadimplência da concessionária em processo administrativo, no qual será assegurado o direito de ampla defesa.

Esse processo não será instaurado antes que seja comunicado à concessionária, pelo poder concedente, detalhadamente, os descumprimentos contratuais, dando-lhe um prazo para corrigir as falhas e transgressões apontadas para o seu enquadramento, nos termos contratuais.

Caso seja instaurado o processo administrativo e comprovada a inadimplência, a caducidade será declarada por decreto do poder concedente, independentemente de indenização prévia, calculada no decurso do processo, pelas parcelas dos investimentos vinculados aos bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido. Desse valor será deduzido o valor das multas contratuais e dos danos causados pela concessionária, bem como das obrigações especiais, quando for o caso.

5. PRAZO DA CONCESSÃO E SUA PRORROGAÇÃO

Necessário se faz comentar que quando da edição da Lei nº 8.987/1995, lei de concessões que dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, previsto no art. 175 da Constituição Federal, o novo modelo do setor elétrico encontrava-se em fase embrionária, portanto a mesma sofreu mudanças de forma a se adequar à realidade atual.

De acordo com o art. 29 da Lei nº 8.987/1995, a competência para extinguir ou prorrogar o prazo das concessões é privativa da União Federal, que deverá previamente ouvir a ANEEL, conforme previsto no § 1º, do art. 3º-A da Lei nº 9.427/1996⁸. Portanto, cabe à ANEEL a devida instrução do processo administrativo, recebendo os pedidos de prorrogação, nos termos do art. 2º do Decreto nº 1.717, de 24.11.1995, analisando os documentos comprobatórios da qualificação jurídica, técnica, financeira e administrativa do interessado, bem como verificando a regularidade e adimplemento de seus encargos tributários junto aos órgãos públicos, compromissos contratuais firmados com órgãos e entidades da Administração Pública Federal e obrigações decorrentes da exploração do serviço de energia elétrica, de forma a evidenciar se o requerimento cumpre os quesitos legais e interesses públicos específicos, recomendando ao Poder Concedente a melhor alternativa a ser adotada, sendo que a não prorrogação implicará em uma licitação a ser desenvolvida com metodologia própria, a fim de que, no caso específico de concessão de geração, seja licitada a concessão em conjunto com a comercialização de energia elétrica, nos termos definidos nas diretrizes aprovadas pelo CNPE, que constam do documento “Modelo Institucional do Setor Elétrico”.

O art. 3º do Decreto nº 1.717/1995 delegou ao Ministro de Estado de Minas e Energia a competência para conceder as prorrogações de prazo de concessões. Essas prorrogações, segundo disposto no caput do art. 25 da Lei nº 9.074/1995, só terão eficácia com a celebração do respectivo contrato de concessão que contenha cláusula de renúncia a eventuais direitos preexistentes que contrariem a Lei nº 8.987/1995, e publicação de seu extrato, o qual deverá ser assinado no prazo de cento e oitenta dias, contado da publicação do ato de prorrogação.

Inicialmente o art. 27 da Lei nº 9.427/1996, que tratou da prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica e de uso do bem público, havia estabelecido a possibilidade de prorrogação do prazo de concessão sem limites da quantidade de vezes. Ou seja, enquanto os serviços fossem prestados com a qualidade que atendesse aos interesses dos consumidores, a concessionária teria

⁸ O Art.3º – A foi incluído pela Lei nº 10.848/2004.

a prorrogação garantida, o que de certa forma conduziria a uma única licitação de cada empreendimento.

“Art. 27. Os contratos de concessão de serviço público de energia elétrica e de uso de bem público, celebrados na vigência desta Lei e os resultantes da aplicação dos arts. 4º e 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conterão cláusula de prorrogação da concessão, enquanto os serviços estiverem sendo prestados nas condições estabelecidas no contrato e na legislação do setor, atendam aos interesses dos consumidores e o concessionário o requeira.”

Com vistas ao interesse público e objetivando a aplicação do art. 175 da Constituição Federal, em sua plenitude, a Lei nº 10.848/2004 revogou o art. 27 da Lei nº 9.427/1996, acima transcrito, trazendo nova disposição com a alteração do § 2º, do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, que abordaremos a seguir.

A prorrogação do prazo de concessão, respeitado as disposições legais, estará sempre subordinada ao interesse público e ao cumprimento das obrigações contratuais e regulamentares emanadas pelo órgão regulador. O interesse público seria aferido a partir da verificação dos aspectos econômicos, financeiros e sociais, de forma a quantificar expressamente os benefícios de uma eventual prorrogação. O contrato de concessão estabelece que, não havendo a prorrogação, o advento do termo final do contrato opera de pleno direito a extinção da concessão, facultando-se a ANEEL, a seu exclusivo critério, prorrogar o presente contrato até a assunção de nova concessionária, o que será feito por meio de uma licitação. A princípio, nem toda concessão ou autorização deverá ser prorrogada compulsoriamente como também nem todas elas deverão ser prorrogadas. O interesse público objetivamente comprovado simplesmente indicará se é recomendável a sua prorrogação e qual será esse prazo.

É importante ressaltar que, mesmo que o concessionário cumpra a legislação, as obrigações contratuais e as normas regulamentares, poderá haver a retomada do serviço pelo poder concedente, durante o prazo de concessão, por motivo de interesse público, mediante lei autorizativa específica e após prévio pagamento da indenização nos termos da lei, fato esse denominado de encampação. Acrescente-se que a decisão do poder concedente de não renovar o contrato, tendo por base o interesse público, deverá estar fundamentada em fatores reais, de ordem econômica, política e/ou social, cujos motivos deverão estar explícitos.

Outro ponto interessante está na possibilidade da onerosidade da prorrogação da concessão. Nesse sentido o § 1º, do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, prevê que as concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água poderão ser contratadas, prorrogadas ou outorgadas a título oneroso.

Em cumprimento ao comando do art. 1º do Decreto nº 5.911, de 27.09.2006, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº 262, de 17.04.2007, que dispôs sobre os procedimentos para assegurar a prorrogação das concessões de uso do bem público dos empreendimentos de geração de energia elétrica que comercializarem energia nos leilões de energia nova, realizados entre os anos de 2004 e 2007, enquadrados no art. 17 da Lei nº 10.848/2004, limitada ao prazo de comercialização previsto no respectivo CCEAR, conforme previsto no § 1º, do art. 2º desta Resolução, e que atendam cumulativamente as situações abaixo:

- Cujas outorgas de concessão ou autorização tenham sido obtidas até 16.03.2004 (data de publicação da Lei nº 10.848/2004).
- Cujos empreendimentos tenham iniciado a operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2000.
- Cujas energias não tenham sido contratadas até a data de 16.03.2004 (data de publicação da Lei nº 10.848/2004).

Essa prorrogação permitida no Decreto nº 5.911/2006 pode ser realizada uma única vez, cujo prazo estará limitado ao prazo de comercialização previsto no respectivo CCEAR, inclusive para os efeitos do disposto no § 2º, do art. 4º da Lei nº 9.074/1995,⁹ mediante portaria do Ministro de Estado de Minas e Energia, e aplica-se exclusivamente aos empreendimentos que celebrarem ou venha a celebrar Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

Para melhor compreensão, comentaremos sobre as concessões existentes antes da lei de concessões e aquelas outorgadas após esta lei.

5.1. CONCESSÕES EXISTENTES ANTES DA LEI Nº 8.987 – LEI DAS CONCESSÕES

Conforme já comentado anteriormente, as concessões existentes antes da vigência da Lei nº 8.987/1995, inclusive as de geração de energia elétrica, eram todas de serviço público e tinham seu prazo por período indeterminado, já que na sua maioria só possuíam o decreto de outorga, sem assinatura do contrato de concessão, e o início do prazo de concessão estabelecido neste decreto era a data da assinatura do contrato.

A Constituição Federal de 1988, no seu art. 175, estabeleceu a obrigatoriedade de licitação para a prestação de serviços públicos sob o regime de concessão ou

⁹ Estabelece que as concessões de geração de energia elétrica anteriores a 11 de dezembro de 2003 terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 anos, contado da data de assinatura do contrato, podendo ser prorrogado por até 20 anos, a critério do Poder Concedente.

permissão. Ocorre que somente sete anos depois, em 1995, foi editada a Lei Ordinária que veio dispor sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto na Constituição Federal.

Para a regularização das concessões de serviço público concedidas anteriormente à Lei de Concessões e da própria Constituição Federal, bem como daquelas outorgadas na vigência da Constituição Federal, sem licitação, tanto a Lei nº 8.987/1995, nos seus arts. 42 e 44, como a Lei nº 9.074/1995, nos seus arts. 19 e 20, estabeleceram critérios e condições para que essas concessões fossem validadas e/ou prorrogadas, conforme segue:

“Art. 42. As concessões de serviço público outorgadas anteriormente à entrada em vigor desta Lei consideram-se válidas pelo prazo fixado no contrato ou no ato de outorga, observado o disposto no art. 43 desta Lei.¹⁰”

§ 1º Vencido o prazo da concessão, o poder concedente procederá a sua licitação, nos termos desta Lei.

§ 2º As concessões em caráter precário, as que estiverem com prazo vencido e as que estiverem em vigor por prazo indeterminado, inclusive por força de legislação anterior, permanecerão válidas pelo prazo necessário à realização dos levantamentos e avaliações indispensáveis à organização das licitações que precederão a outorga das concessões que as substituirão, prazo esse que não será inferior a 24 (vinte e quatro) meses.

Art. 44. As concessionárias que tiverem obras que se encontrem atrasadas, na data da publicação desta Lei, apresentarão ao poder concedente, dentro de cento e oitenta dias, plano efetivo de conclusão das obras.

Parágrafo único. Caso a concessionária não apresente o plano a que se refere este artigo ou se este plano não oferecer condições efetivas para o término da obra, o poder concedente poderá declarar extinta a concessão, relativa a essa obra.”

Assim, a Lei nº 8.987/1995 veio considerar como válidas as concessões de serviço público outorgadas anteriormente à sua vigência pelo prazo constante no contrato ou no ato da outorga (decreto), bem como considerar extintas as concessões de serviço público, outorgadas sem licitação na vigência da Constituição Federal de 1988 e aquelas concedidas antes da vigência da Constituição, cujas

¹⁰ O art. 43 estabeleceu a extinção de todas as concessões de serviços públicos outorgadas sem licitação na vigência da Constituição de 1988, bem como de todas as concessões outorgadas sem licitação anteriormente à Constituição de 1988, cujas obras ou serviços não tenham sido iniciados ou que se encontrem paralisados quando da entrada em vigor da Lei nº 8.987.

obras ou serviços não haviam sido iniciados ou que se encontravam paralisadas quando da entrada em vigor da lei de concessões.

A questão que se apresentava era que, pelo § 1º, do art. 42 da Lei nº 8.987/1995, essas concessões de serviço público, ao término do prazo contratual seriam licitadas pelo Poder Concedente. Da mesma forma se procederia com as concessões em caráter precário; com aquelas que estivessem com prazo vencido; e as que estivessem em vigor por prazo indeterminado.

A solução a esta questão veio por meio dos arts. 19 a 25 da Lei nº 9.074/1995, que deu tratamento específico para a prorrogação das concessões de serviço público alcançadas pelos arts. 42 a 44 da Lei nº 8.987/1995.

Assim, as concessões de serviço público, com empreendimento já em operação quando da edição da lei de concessões, alcançadas pelo art. 42 da Lei nº 8.987, foi permitido pelo art. 19 da Lei nº 9.074/1995 que ao fim do prazo contratual, o Poder Concedente poderia prorrogar o prazo das concessões de serviço público de geração de energia elétrica por mais vinte anos, desde que requerida a prorrogação pelo concessionário, permissionário ou titular de manifesto ou de declaração de usina térmica. Já as concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica, também alcançadas pelo art. 42, poderiam ser prorrogadas, nos termos do art. 22 da Lei nº 9.074/1995, desde que reagrupadas, segundo Decreto nº 1.717/1995, pelo prazo único, igual ao maior remanescente dentre as concessões reagrupadas, ou vinte anos, a contar da data da publicação desta Lei.

Quanto às concessões de serviço público de transmissão, existentes na data de publicação da Lei nº 9.074/1995, ou seja, 8 de julho de 1995, as instalações dessas concessões, após a classificação: como rede básica; como integrantes da concessão de distribuição; ou como integrantes das concessões, permissões ou autorizações de geração, quando de interesse restrito das centrais de geração, nos termos dos §§ 1º ao 3º, do art. 17 da Lei nº 9.074/1995, poderiam ter suas concessões prorrogadas, segundo os critérios estabelecidos nos arts. 19 e 22 desta mesma lei. Assim, as instalações de transmissão classificadas como rede básica nos termos definidos na Resolução ANEEL nº 433/2000 e as de interesse restrito das centrais geradoras, tiveram suas respectivas concessões prorrogadas por vinte anos, conforme disposto no art. 19. Já as instalações de transmissão classificadas como integrantes das concessões de distribuição foram prorrogadas pelo prazo único, igual ao maior remanescente dentre as concessões de distribuição reagrupadas, ou vinte anos.

Para as concessões de serviço público de geração, outorgadas sem licitação, anteriormente à Constituição de 1988, alcançadas pelo Parágrafo único do art. 43 e art. 44 da Lei nº 8.987/1995, mas cujos empreendimentos haviam sido iniciados até a edição da lei de concessões, foi permitido a prorrogação dessas concessões

pelo prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta e cinco anos, conforme art. 20 da Lei nº 9.074/1995.

Importante destacar o disposto no § 3º, do art. 7º do Decreto nº 1.717/1995, abaixo transcrito, no que se refere ao “prazo necessário à amortização” citado no art. 20 da Lei nº 9.074/1995, que estabeleceu a possibilidade de se considerar como prazo de amortização do investimento, além do remanescente, o prazo de prorrogação, observado o limite de 35 anos, para as concessões previstas nos arts. 42 a 44 da Lei nº 8.987/1995:

“§ 3º Para atender às determinações do art. 3º da Lei nº 9.074, de 1995, e mediante solicitação justificada da concessionária, apresentada juntamente com os documentos mencionados no parágrafo anterior, o DNAEE poderá considerar como prazo para amortização do investimento, além do remanescente da concessão, o da prorrogação a que se refere o caput deste artigo, observado o limite de 35 anos.”

5.2. CONCESSÕES APÓS A LEI DE CONCESSÕES

Quanto às concessões outorgadas na vigência da Lei nº 8.987/1995 e nos termos dos arts. 4º da Lei nº 9.074/1995 e art. 8º da Lei nº 10.848/2004, sejam elas de geração, transmissão ou distribuição, terão o prazo de concessão necessário à amortização dos investimentos limitado a trinta e cinco anos, contados da data da assinatura do contrato de concessão, tendo sido estabelecidos os seguintes prazos e condições de prorrogações:

- No que se refere às concessões de geração de energia elétrica, seja ela de serviço público, autoprodução ou produção independente, outorgadas entre 8 de julho de 1995 a 11 de dezembro de 2003, data da Medida Provisória nº 144, convertida na Lei nº 10.848/2004 (novo modelo do setor elétrico), podem ser prorrogadas por até vinte anos, a critério do Poder Concedente, observadas as condições estabelecidas nos contratos, conforme disposto no § 2º, do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, com nova redação dada pela Lei nº 10.848/2004, abaixo transcrito:

*“§ 2º As concessões de geração de energia elétrica anteriores a 11 de dezembro de 2003 terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, **podendo ser prorrogado por até 20 (vinte) anos**, a critério do Poder Concedente, observadas as condições estabelecidas nos contratos.”*

Já as concessões¹¹ de geração, outorgadas a partir 11 de dezembro de 2003, data da Medida Provisória nº 144/2003, não possuem previsão legal para prorrogação, conforme podemos concluir pelo § 9º, do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, incluído pela Lei nº 10.848/2004:

“§ 9º As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato.”

Podemos observar que houve um tratamento diferenciado no que se refere à prorrogação das concessões de geração outorgadas antes da edição da Medida Provisória nº 144/2003, daquelas outorgadas após a sua edição. Não foi estabelecida no texto do parágrafo 9º, acima, uma previsão de prorrogação das concessões outorgadas após essa Medida Provisória.

A Lei nº 9.074/1995, no § 3º, do art. 4º, estabeleceu que as concessões de transmissão e distribuição de energia elétrica, contratada a partir da data de sua vigência, ou seja, a partir de 07 de julho de 1995, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, e poderão ter seu prazo de concessão prorrogado por igual período, a critério do poder concedente e nas condições estabelecidas no contrato de concessão.

Ressaltamos que na concessão de distribuição de energia elétrica está incluída a comercialização, já que no Brasil, ainda não há nenhum contrato tipicamente de concessão de distribuição de energia elétrica (linhas, redes e subestações de distribuição) a exemplo dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica.

¹¹ Refere-se às concessões mediante contrato. As autorizações não foram tratadas nessa legislação. A única referência está no art. 172 do Código de Águas que prevê uma renovação por prazo igual ou inferior ao autorizado.

6. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1. PRODUTORES INDEPENDENTES

6.1.1. REGULAMENTAÇÃO

O produtor independente de energia elétrica foi instituído pela Lei nº 9.074/1995, tratado nos arts. 11 a 14, cuja definição prevista no art. 11, é a seguinte:

“Art. 11. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.”

O produtor independente de energia elétrica estará sujeito às regras de comercialização regulada ou livre, atendido ao disposto na Lei nº 9.074/1995, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou no ato de autorização, conforme disposto no § único, do art. 11 deste diploma legal, com nova redação dada pela Lei nº 10.848/2004.

A regulamentação da geração de energia elétrica por produtor independente, prevista na Lei nº 9.074/1995, se deu por meio do Decreto nº 2.003, de 10.09.1996.

A outorga de concessão a produtor independente será por meio de licitação, obedecendo ao disposto na Lei nº 8.666, de 21.06.1993 e suas alterações, na Lei nº 8.987, de 13.02.1995 e no respectivo edital, conforme preceitua o art. 6º do Decreto nº 2003/1996, sendo que os requisitos para a habilitação ficarão limitados à comprovação da regularidade jurídico-fiscal e da qualificação técnica e econômico-financeira dos interessados.

O referido decreto exige que o edital da licitação estabeleça que, quando participarem e forem vencedoras empresas reunidas em consórcio, a concessão será outorgada de forma compartilhada entre elas, na proporção da participação de cada uma, ficando a empresa líder do consórcio responsável perante o poder concedente, pelo cumprimento do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas. O edital poderá prever, alternativamente, que os consorciados constituam empresa específica, com a participação proporcional de cada um deles, que será a responsável pelo cumprimento do contrato de concessão.

Deve-se observar que quando se referir à outorga de concessão relativa aos aproveitamentos de potenciais hidráulicos, mediante contrato de concessão de uso de bem público, as mesmas serão outorgadas a título oneroso, conforme dispos-

to no art. 9º do Decreto nº 2003/1996, devendo o edital de licitação indicar as condições de aceitabilidade das propostas, o critério de julgamento e a forma do pagamento devido pela outorga da concessão.

Está previsto também a possibilidade do produtor independente receber autorização para produção de energia elétrica, que será concedida aos empreendimentos correspondentes às Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), na faixa de potência entre 1.000 kW a 30.000 kW, cujos critérios de enquadramento estão estabelecidos no art. 4º da Lei nº 9.648/1998, e pela Resolução ANEEL nº 394, de 04.12.1998, posteriormente revogada pela Resolução ANEEL nº 652, de 09.12.2003, que estabeleceu os novos critérios de enquadramento.

A implantação de PCH's e outras fontes de energia renováveis nos Sistemas Elétricos Isolados em data posterior a 30.04.2002,¹² ou até mesmo a eficiência de central termelétrica ou troca de combustível, de central já existente, pode proporcionar a redução dos dispêndios da CCC – Conta de Consumo de Combustíveis,¹³ contribuindo assim, para a modicidade das tarifas aos consumidores finais, quer sejam eles do Sistema Isolado pela implantação de projetos eficientes, quer do Sistema Interligado em consequência da redução da quota da CCC – Nacional paga pelos concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica.

Por isso, esses empreendimentos, quando implantados em Sistemas Elétricos Isolados, em substituição total ou parcial de geração termelétrica que utilize derivados de petróleo ou para atendimento a novas cargas devido à expansão do mercado, sub-rogar-se-ão¹⁴ no direito de usufruir dos recursos da sistemática de rateio da CCC, nos termos da Resolução ANEEL nº 245,¹⁵ de 11.08.1999. É importante ressaltar que o direito a esse benefício deverá estar explicitado no ato da outorga.

De acordo com o art. 26 do Decreto nº 2003/1996, o produtor independente integrado, ou que opere usinas térmicas em sistemas isolados, e comercialize energia elétrica nos termos dos incisos I (concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica), IV (conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição) e V (qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias, contado da respectiva solicitação) do art. 23, poderá utili-

¹² Data da publicação da Lei nº 10.438/2002.

¹³ Vide Resolução Normativa ANEEL nº 146/2005, alterada pelas RN nºs 220/2006 e 265/2007.

¹⁴ Sobre a sub-rogação da CCC vide Capítulo V – Encargos Setoriais, item 28.1.2 – Da Sub-rogação ao Usufruto da CCC.

¹⁵ Revogada pela Resolução ANEEL 784/2002, que também foi revogada pela Resolução 146/2005, posteriormente alterada pelas Resoluções nº 220/2006 e nº 265/2007.

zar o mecanismo de ressarcimento do custo de combustíveis instituído na Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, mediante autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente. No caso de comercialização de apenas parte da energia produzida, a utilização do mecanismo previsto neste artigo ficará limitada à parcela comercializada.

Nos termos do art. 11 da Lei nº 9.074/1995 e art. 23 do Decreto nº 2003/1996, o produtor independente poderá comercializar a potência e/ou energia elétrica com:

- Concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica.
- Consumidores de energia elétrica nas condições estabelecidas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995.
- Consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração.
- Conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição.
- Qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias, contado da respectiva solicitação.

É importante ressaltar que os contratos de comercialização de energia elétrica, celebrados entre o produtor independente e o concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica deverão ser submetidos por estes a homologação do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

A legislação assegurou ao produtor independente o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição das concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento dos custos do “encargo de uso do sistema” envolvido, de forma a garantir a comercialização da energia por eles produzida. A ANEEL, por meio da Resolução ANEEL nº 281,¹⁶ de 01.10.1999, estabeleceu as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, e por meio das Resoluções ANEEL nº 286,¹⁷ de 01.10.1999, nº 244, de 28.06.2001, nº

¹⁶ Alterada pelas Resoluções ANEEL nºs. 067 de 08.06.2004, 077 de 18.08.2004 e 248 de 23.01.2007.

¹⁷ Revogada pela Resolução ANEEL nº 152 de 03.04.2003.

152,¹⁸ de 03.04.2003 e nº 166, de 10.10.2005, estabeleceu as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A operação energética das centrais geradoras de produtores independentes poderá ser feita na modalidade integrada ou não integrada ao sistema elétrico, de acordo com a sua capacidade de geração e de sua localização, e, quando integrada ao sistema elétrico, constará do contrato de concessão ou do ato autorizativo, devendo ser observados os dispositivos contratuais ou autorizativo, bem como as regras estabelecidas no art. 14 do Decreto nº 2003/96 e demais legislações e regras de funcionamento de mercado e sistema interligado.

A Resolução ANEEL nº 371, de 29.12.1999, alterada pela Resolução Normativa nº 304, de 04.03.2008, estabeleceu as condições gerais para contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente de energia elétrica que atenda, total ou parcialmente, unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração por meio de rede elétrica de uso exclusivo. Reserva de capacidade é o montante de potência, em MW, requerido dos sistemas de transmissão e distribuição quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica das usinas de autoprodutor ou produtor independente. O autoprodutor ou produtor independente de energia é responsável pela instalação de medição específica nas unidades geradoras, de acordo com os padrões definidos pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, para fins de contabilização e faturamento do uso da reserva de capacidade.

6.1.2. ENCARGOS SETORIAIS

O produtor independente, nos termos do art. 16 do Decreto nº 2003/1996, estará sujeito aos seguintes encargos setoriais face à exploração de energia elétrica, a partir da entrada em operação da central geradora de energia elétrica, conforme definido na legislação específica e no respectivo contrato ou autorização, encargos estes que abordaremos com mais detalhamento no Capítulo IV deste livro:

- a) Compensação Financeira aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, pelo aproveitamento de recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica. Esse encargo não é aplicável às PCH's, em virtude da isenção estabelecida no art. 4º da Lei nº 9.648/1998.

¹⁸ Revogada pela Resolução ANEEL nº 166 de 10.10.2005.

b) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, a ser recolhida nos prazos e valores estabelecidos no edital de licitação e nos respectivos contratos.

c) Quotas mensais da “Conta de Consumo de Combustíveis – CCC”, subconta Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou subconta Norte/Nordeste, incidente sobre as parcelas de energia consumida ou comercializada com consumidor final, nos termos dos incisos II, IV e V do art. 23 do Decreto nº 2003/96, por produtor independente que opere na modalidade integrada no sistema em que estiver conectado. Esse encargo vigorou até dezembro de 2005, tendo sido extinto a partir de janeiro de 2006, conforme estabelecido no art. 11 da Lei nº 9.648/1998.

d) Quotas mensais da “Conta de Consumo de Combustíveis – CCC”, subconta Sistemas Isolados, incidentes sobre as parcelas de energia comercializada com consumidor final por produtor independente, nos termos dos incisos II, IV e V do art. 23 do Decreto nº 2003/96.

Com a referência às Sociedades de Propósito Específico constituídas por grandes consumidores que detinham a outorga da concessão e/ou autorização de geração de energia elétrica, compartilhada em regime de autoprodução, que inicialmente constituíram consórcios com o objetivo de construir e operar a usina, mas que por necessidade de financiamento tiveram o regime de sua concessão e/ou autorização alterada de autoprodução para produção independente, vide tratamento diferenciado, previsto em lei, abordado no próximo item 6.2.2 – AUTOPRODUTORES – Encargos Setoriais.

6.1.3. VINCULAÇÃO DOS BENS

A exemplo do que ocorre nas concessões de serviço público de energia elétrica, os bens e instalações utilizados na geração de energia elétrica a partir do aproveitamento de potencial hidráulico e as linhas de transmissão associadas, são vinculados à concessão desde o início da operação da usina, não podendo ser removidos ou alienados sem prévia e expressa autorização do órgão regulador, devendo ser observado os procedimentos estabelecidos na Resolução ANEEL nº 20, 03.02.1999.

De acordo com o art. 20 do Decreto nº 2003/96, ao final do prazo da concessão ou autorização, os bens e instalações realizados para a produção independente de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os

valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do poder concedente.

No caso de usinas termelétricas, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente, remover as instalações.

O Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, aprovado pela Resolução ANEEL nº 444, de 26.10.2001, estabelece, na Instrução Geral nº 2, que os Produtores Independentes, cujos bens e instalações são passíveis de reversão à União Federal, deverão manter permanentemente atualizado o cadastro e o controle da propriedade dos bens vinculados, nos termos das disposições estabelecidas pelo Órgão Regulador, inclusive aqueles recebidos da União que não se encontram registrados contabilmente. Essas disposições estão estabelecidas na Portaria DNAEE nº 815, de 30.11.1994, atualizada pela Resolução ANEEL nº 15, de 24.12.1997.

6.1.4. DEPRECIAÇÃO DOS BENS

A Instrução Contábil 6.3.11, do referido manual, estabeleceu que as taxas de depreciação dos bens vinculados ao setor elétrico serão fixadas pelo Órgão Regulador, e deverão ser adotadas por todas as concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica, e produtores independentes.

Cabe lembrar que essa determinação entrou em vigor a partir de 1º de janeiro de 2002. Para os anos anteriores, não havia uma determinação expressa que obrigasse os produtores independentes a adotar essas taxas específicas do setor elétrico.

6.2. AUTOPRODUTORES

6.2.1. REGULAMENTAÇÃO

Autoprodutor de energia elétrica é a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que receberam concessão ou autorização para geração de energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

A outorga de concessão ou de autorização a autoprodutor está condicionada à demonstração, perante o órgão regulador e fiscalizador ou ao poder concedente, de que a energia elétrica a ser produzida será destinada ao consumo próprio, atual ou projetado.

O poder concedente, mediante requerimento justificado da parte interessada, poderá declarar a utilidade pública, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa, de terrenos e benfeitorias, de modo a possibilitar a realização de obras e serviços de implantação de aproveitamento hidráulico ou de usina termelétrica, cabendo ao autoprodutor interessado promover, amigável ou judicialmente, na forma da legislação específica, a efetivação da medida e pagar as indenizações devidas, conforme estabelecido no art. 30 do Decreto nº 2003/1996.

Nos termos do art. 28 do Decreto nº 2003/1996, é facultado ao autoprodutor, mediante prévia autorização do Órgão Regulador, a:

- a) Cessão e permuta de energia e potência entre autoprodutores consorciados em um mesmo empreendimento, na barra da usina.
- b) Compra, por concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, do excedente da energia produzida.
- c) Permuta de energia, em montantes economicamente equivalentes, explicitando os custos das transações de transmissão, envolvidos com concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, para possibilitar o consumo em instalações industriais do autoprodutor em local diverso daquele onde ocorre a geração.

Para que o autoprodutor utilize a energia produzida e comercialize o seu excedente de geração, a legislação assegurou ao mesmo o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição das concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento dos custos do “encargo de uso do sistema” envolvido, de forma a garantir a comercialização do excedente da energia por ele produzida. A ANEEL estabeleceu as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, por meio da Resolução nº 281, de 01.10.1999, e as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, por meio das Resoluções nº 286, de 01.10.1999 e nº 244, de 28.06.2001.

Nos termos do art. 29 do Decreto nº 2003/1996, a parcela de energia elétrica produzida e não consumida por autoprodutor, que opere usinas térmicas em sistemas isolados, e que seja adquirida por concessionário ou permissionária do serviço público de distribuição, fará jus ao ressarcimento do custo de combustíveis instituído na Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, mediante autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

6.2.2. ENCARGOS SETORIAIS

De acordo com o art. 16 do Decreto nº 2.003/1996, o autoprodutor estará sujeito aos seguintes encargos financeiros da exploração de energia elétrica, a partir da entrada em operação da central geradora de energia elétrica, conforme definido na legislação específica e no respectivo contrato, encargos estes, que abordaremos com mais detalhes no Capítulo IV deste livro:

- a) Compensação Financeira aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, pelo aproveitamento de recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica.
- b) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, a ser recolhida nos prazos e valores estabelecidos no edital de licitação e nos respectivos contratos.
- c) Quotas mensais da “Conta de Consumo de Combustíveis – CCC”, subconta Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou subconta Norte/Nordeste, incidente sobre a parcela de energia consumida por autoprodutor que opere na modalidade integrada no sistema em que estiver conectado. Esse encargo vigorou até dezembro de 2005, tendo sido extinto a partir de janeiro de 2006, conforme estabelecido no art. 11 da Lei nº 9.648/1998.¹⁹

Quanto à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, existe um incentivo para o autoprodutor que gerar energia elétrica por meio da operação de usinas térmicas em “Sistema Isolado”, cujo excedente de energia elétrica seja vendida a concessionário ou permissionário do serviço público de distribuição. Nesse caso, o art. 29 do Decreto nº 2.003/1996, estabeleceu que o autoprodutor fizesse jus ao ressarcimento do custo de combustíveis instituído na Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, mediante autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

O Poder Concedente tem outorgado concessão e/ou autorização, compartilhada, de geração de energia elétrica em regime de autoprodução, a grandes consumidores, que constituem consórcios com o objetivo de construir e operar a Usina, objeto da concessão ou autorização.

Ocorre que para conseguir os recursos financeiros que possibilitarão a construção do empreendimento de geração, a instituição financeira tem exigido dos mesmos a constituição de uma Sociedade de Propósito Específico – SPE, e que

¹⁹ O Autoprodutor não está sujeito à CCC/ISOL – Sistema Isolado, que de acordo com o § 3º, do art. 11 da Lei nº 9.648/1998, foi mantida pelo prazo de 15 anos – até 2022.

sejam apresentados como garantia os PPAs da energia gerada, assinados com seus acionistas, que são os consumidores da energia elétrica gerada pela SPE.

Ao constituir a SPE, a concessão ou autorização de geração em regime de auto-produção é transferida dos AUTOPRODUTORES para a SPE, alterando assim o regime, que passa a ser de produção independente. Sendo esta sociedade um mero veículo para captação dos recursos financeiros, que não tem por objetivo consumir a energia gerada, e, por ser uma sociedade com personalidade jurídica própria, com CNPJ e inscrição estadual independentes daqueles que são seus acionistas, a única forma de fazer com que a energia elétrica produzida no empreendimento de geração chegue àqueles que seriam os autoprodutores dessa energia, seus acionistas, que não detêm mais essa concessão ou autorização em regime de autoprodução, é por meio da comercialização, com a devida emissão de nota fiscal, nos termos da legislação comercial, civil e tributária.

Apesar da essência que se observa em toda esta operação, na qual se confirma o consumo da energia por aqueles que antes detinham a concessão ou autorização de geração de energia em regime de autoprodução, na sua forma de constituição e materialização da operação, obedecido aos dispositivos legais, temos na prática uma sociedade detentora de uma concessão ou autorização, em regime de produção independente, "COMERCIALIZANDO" a sua energia elétrica com consumidores finais, que são seus acionistas, estando, desta forma, com base na legislação antecedente à Lei nº 11.488, de 15.06.2007, sujeita a todos os tributos e encargos setoriais exigidos de um produtor independente, nos termos da legislação vigente.

Diante do cenário existente à época e considerando a iniciativa governamental de desonerar o autoprodutor, buscando privilegiar a essência da operação, sobrepondo a mesma sobre a forma jurídica decorrente das exigências para um *Project Finance*, foi editado a Lei nº 11.488/2007, que no seu art. 26, *in verbis*, equiparou esse tipo de sociedade de propósito específico à categoria de autoprodutor, deixando de estar sujeita ao pagamento dos encargos setoriais da CCC, CDE e Proinfa:

"Art. 26. Para fins de pagamento dos encargos relativos à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, ao Programa de Incentivos de Fontes Alternativas – PROINFA e à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolado – CCC-ISOL, equipara-se a autoprodutor o consumidor que atenda cumulativamente aos seguintes requisitos:

I. Que venha a participar de sociedade de propósito específico constituída para explorar, mediante autorização ou concessão, a produção de energia elétrica.

II. Que a sociedade referida no inciso I deste artigo inicie a operação comercial a partir da data de publicação desta Lei.

III. Que a energia elétrica produzida no empreendimento deva ser destinada, no todo ou em parte, para seu uso exclusivo.

§ 1º A equiparação de que trata este artigo limitar-se-á à parcela da energia destinada ao consumo próprio do consumidor ou a sua participação no empreendimento, o que for menor. (grifamos)

§ 2º A regulamentação deverá estabelecer, para fins de equiparação, montantes mínimos de demanda por unidade de consumo.

§ 3º Excepcionalmente, em até 120 (cento e vinte) dias contados da data de publicação desta Lei, os investidores cujas sociedades de propósito específico já tenham sido constituídas ou os empreendimentos já tenham entrado em operação comercial poderão solicitar à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL a equiparação de que trata este artigo.”

6.2.3. VINCULAÇÃO DOS BENS

O tratamento é semelhante ao do produtor independente, ou seja, os bens e instalações utilizados na geração de energia elétrica a partir do aproveitamento de potencial hidráulico e as linhas de transmissão associadas, são vinculados à concessão desde o início da operação da usina, não podendo ser removidos ou alienados sem prévia e expressa autorização do órgão regulador, devendo ser observado os procedimentos estabelecidos na Resolução ANEEL nº 20, 03.02.1999, que se encontra em fase de revisão, devendo ser editada uma nova resolução ainda em 2008.

De acordo com o art. 20 do Decreto nº 2003/96, ao final do prazo da concessão ou autorização, os bens e instalações realizados para a autogeração de energia elétrica em aproveitamento hidráulico, passarão a integrar o patrimônio da União mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do poder concedente.

No caso de usinas termelétricas, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao autoprodutor remover as instalações.

O Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, aprovado pela Resolução ANEEL nº 444, de 26.10.2001, estabelece, na Instrução Geral nº 2, que os

autoprodutores, cujos bens e instalações, são passíveis de reversão à União Federal, deverão manter permanentemente atualizados o cadastro e o controle da propriedade dos bens vinculados, nos termos das disposições estabelecidas pelo Órgão Regulador. Essas disposições estão estabelecidas na Portaria DNAEE nº 815, de 30.11.1994, atualizada pela Resolução ANEEL nº 15, de 24.12.1997.

6.2.4. DEPRECIÇÃO DOS BENS

A Instrução Contábil 6.3.11, do referido manual, estabelece que as taxas de depreciação dos bens vinculados ao setor elétrico serão estabelecidas pelo órgão regulador, e deverão ser adotadas por todas as concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica, e produtores independentes, não incluindo, portanto, o autoprodutor.

Para fins fiscais o Parecer Normativo CST nº 153, de 03.12.75, disciplinou que as empresas industriais que produzissem energia elétrica para consumo próprio e que fornecessem, a título precário, mediante autorização do órgão regulador, parcela dessa energia a terceiros, poderiam calcular as quotas de depreciação relativas aos bens componentes de sua fonte produtora, utilizando as mesmas normas estabelecidas no RIR – Regulamento do Imposto de Renda, aplicáveis aos demais bens integrantes de suas instalações industriais.

Assim sendo, e considerando que o órgão regulador não obriga o autoprodutor a adotar as taxas de depreciação por ele determinada, o autoprodutor poderá aplicar as mesmas taxas aplicadas aos seus bens imobilizados da atividade principal.

6.3. COGERAÇÃO

Conforme divulgado pela ANEEL, a atividade de cogeração de energia elétrica contribui com a racionalidade energética, uma vez que possibilita um melhor aproveitamento dos combustíveis, apresentando menor consumo total quando comparada à geração individual de calor e energia elétrica, gerando consequentes benefícios para a sociedade.

Um sistema padrão de cogeração consiste basicamente em uma turbina a vapor ou de combustão (turbina a gás), que aciona um gerador de corrente elétrica, e um trocador de calor, que recupera o calor residual e/ou gás de exaustão, para produzir água quente ou vapor. Desse modo, se gasta até trinta por cento menos do combustível que seria necessário para produzir separadamente calor de geração e

de processo e amplia-se a eficiência térmica do sistema, que pode atingir um índice de noventa por cento.²⁰

A cogeração de energia é definida pela ANEEL como o processo de geração combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis.

O processo de geração de calor e energia elétrica a partir de um único combustível, cogeração, ganha cada vez mais espaço. A queima do gás natural ou de resíduos orgânicos (biomassa) gera energia térmica (calor) e, ao mesmo tempo, movimenta os geradores. As empresas que investem em cogeração precisam obter autorização da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica para implantação dos seus projetos.

Grandes empresas brasileiras vêm se tornando autossuficientes em geração de energia com a ajuda do gás ou do próprio lixo industrial. O material que antes era descartado pela indústria de celulose passou a ser utilizado como combustível para aquecer as caldeiras.

As centrais de cogeração, para fins de enquadramento na modalidade de “cogeração qualificada”, deverão satisfazer aos requisitos estabelecidos na Resolução ANEEL nº 235, de 14.11.2006, que revogou a Resolução ANEEL nº 21, de 20.01.2000, e para fins de obtenção da autorização deverão observar o disposto na Resolução ANEEL nº 112, de 18.05.1999, ainda em vigor.

As usinas térmicas de cogeração não estavam incluídas no PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade, instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24.02.2000, alterado pelo Decreto nº 4.067/2001. A permissão ocorreu por meio da Portaria MME nº 551, de 06.12.2000, onde ficou estabelecido que termelétricas de cogeração, qualificadas pela ANEEL, que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2003, incluídas no PPT por meio de Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, farão jus às seguintes prerrogativas, quando aplicáveis:

- a) Garantia pela Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras - de suprimento de gás natural, por prazo de até vinte anos, nas condições estabelecidas no Programa Prioritário de Termelétricidade.

²⁰ Atlas de Energia Elétrica do Brasil – 2005 – ANEEL.

b) Garantia de destinação específica, do volume necessário de gás natural, para emprego nas termelétricas cogeneradoras, participantes desse programa.²¹

c) Garantia de aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de até vinte anos, de acordo com a Resolução ANEEL nº 233, de 29.07.1999, revogada pela Resolução ANEEL nº 022, de 01.01.2001, que também foi revogada pela Resolução ANEEL nº 248, de 06.05.2002, ainda em vigor, com as alterações introduzidas pela Resolução ANEEL nº 487, de 29.08.2002.

d) Garantia pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, para a construção da planta e conexão à rede elétrica.

6.4. TERMELÉTRICAS

As usinas termelétricas passaram a ganhar força no País, principalmente em virtude da evolução tecnológica, do crescimento da malha de gasodutos e da maior facilidade em se adquirir o gás natural, combustível principal desse tipo de unidade geradora, bem como em virtude do “PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade – 2000/2003”, instituído pelo Governo Brasileiro, por meio do Decreto nº 3.371, de 24.02.2000, como forma emergencial de atender a demanda do País e reduzir limitações do sistema elétrico atual.

O processo de outorga passou, no ano de 1999, por uma ampla reestruturação, que vislumbrou a adoção de critérios mais simplificados e a agilização da emissão do ato autorizativo, sem colocar em risco o fator qualidade, substituindo a antiga e demorada aprovação do projeto por requisitos de habilitação.

A matéria foi regulada por meio da Resolução ANEEL nº 112, de 18.05.1999, em vigor, que estabeleceu os requisitos necessários à obtenção de registro (centrais até 5 MW) ou autorização (centrais acima de 5 MW) para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

A implementação, dessas centrais ficou condicionada ao atendimento dos requisitos técnicos e legais previstos na resolução supracitada e o seu licenciamento pela ANEEL não exige o empreendedor de providenciar, em separado, suas obrigações

²¹ Vide Resolução ANEEL nº 256/2001, revogada pela Resolução ANEEL nº 248/2002, em vigor, que estabelece valores normativos para centrais termelétricas com geração de energia a gás natural.

perante outros órgãos, devendo se submeter à respectiva legislação aplicável, entre outros, ao exercício técnico-profissional de engenharia, recursos hídricos, ambiental, de inserção da central na rede.

Ressaltamos que os titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração, que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, são membros obrigatórios da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, antigo MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

A partir da edição da Lei nº 8.987/1995, Lei nº 9.074/1995 e Lei nº 9.427/1996, as autorizações concedidas pelo Órgão Regulador para os empreendimentos térmicos são, sempre, em regime de produção independente. Portanto, aplica-se aos empreendimentos térmicos o disposto no item 6.1 – Produtores Independentes, exceto quanto à reversão dos bens, prevista no art. 20 do Decreto nº 2.003/1996, que se aplica somente aos produtores independentes de geração hidráulica.

Normalmente, quando o empreendimento térmico está localizado na região integrante do Sistema Interligado Nacional, a ANEEL tem feito constar, como obrigação do autorizado, diversos itens, dentre eles, a assinatura do acordo do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, atual CCEE (para usinas com capacidade instalada igual ou superior a 50MW), bem como operar a central termelétrica na modalidade integrada, onde o autorizado se submete às instruções de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e aos procedimentos de rede aprovados pela ANEEL.

Quanto aos aspectos ligados aos incentivos fiscais, os mesmos serão abordados no capítulo específico sobre tributos.

7. SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Rede Básica de Transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN teve sua origem determinada pelo art. 17 da Lei nº 9.074, de 07.07.1995, sendo regulamentada pelo Decreto nº 1.717, de 24.11.1995. Até o advento desta lei, todas as linhas de transmissão e as respectivas subestações, independentemente da tensão, compunham o ativo imobilizado da atividade de transmissão das concessionárias.

Ficou a cargo do órgão regulador, por determinação do art.17, da citada lei, em estabelecer, dentre as instalações de transmissão, as que se destinariam à formação da Rede Básica do Sistema Interligado, bem como as de âmbito próprio do concessionário de distribuição e as de interesse exclusivo das centrais geradoras. Assim sendo, tomando por base a relação elaborada conjuntamente pelo Grupo

Coordenador da Operação Interligada – GCOI e Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema – GCPS, sob a coordenação da Eletrobrás, o DNAEE publicou a Portaria nº 244, de 28.06.1996, relacionando as instalações de transmissão que deveriam integrar a Rede Básica, definindo assim a sua primeira configuração.

Considerando a necessidade de revisar a composição da Rede Básica estabelecida inicialmente pela Portaria DNAEE nº 244/1996, de forma a adequá-la à reestruturação do setor elétrico brasileiro, a ANEEL emitiu a Resolução nº 245, de 31.07.1998, de caráter normativo, com as respectivas regras de classificação das instalações de transmissão para fins de composição da Rede Básica e, publicou a Resolução nº 166/2000, relacionando as instalações de transmissão componentes da Rede Básica incluindo as denominadas “Demais Instalações de Transmissão – DIT”, que se encontrava em operação até 31 de dezembro de 1999. Foi publicada também a Resolução nº 167/2000, definindo as receitas anuais permitidas dessas instalações (inclusive as Demais Instalações de Transmissão) relacionadas na Resolução 166/2000, estabelecendo-se assim o equilíbrio econômico-financeiro inicial desses contratos.

A Resolução nº 433,²² de 10.11.2000, que revogou a Resolução ANEEL nº 245/1998, fixou os requisitos para classificação de instalações de transmissão, estabelecendo que integram a “Rede Básica” as linhas de transmissão, os barramentos, os transformadores de potência e os equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV integrantes do sistema interligado, com exceção das seguintes instalações e equipamentos:

- a) Instalações de transmissão, incluindo as linhas de transmissão, transformadores de potência e suas conexões, quando destinadas ao uso exclusivo de centrais geradoras ou de consumidores, em caráter individual ou compartilhado.
- b) Instalações de transmissão de interligações internacionais e suas conexões, autorizadas para fins de importação ou exportação de energia elétrica.
- c) Transformadores de potência com tensão secundária inferior a 230 kV, inclusive a conexão.

A definição acima vigorou até a publicação da Resolução ANEEL nº 067, de 08.06.2004, que trouxe em seu art. 3º, novos critérios para classificação de instalações de transmissão que integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN, a seguir transcrito:

²² Revogada pela Resolução ANEEL nº 067, de 08.06.2004.

a) Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV.

b) Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.

Da mesma forma, essa Resolução nº 067/2004, estabeleceu no seu art. 4º, que não integram a Rede Básica e serão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT, as Instalações de Transmissão que atendam aos seguintes critérios:

a) Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo.

b) Interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica.

c) Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

Já a Resolução ANEEL nº 68, de 08.06.2004, com as alterações introduzidas pela Resolução Normativa nº 312, de 06.05.2008, estabeleceu os procedimentos para a implementação de reforços nas Demais Instalações de Transmissão – DIT, não integrantes da Rede Básica, bem como para a expansão das instalações de transmissão de âmbito próprio, de interesse sistêmico, das concessionárias ou permissionárias de distribuição, face à sua obrigação de participarem do planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do sistema elétrico, implementando e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as recomendações técnicas e administrativas deles decorrentes.

Por meio da Resolução Normativa nº 320, de 10.06.2008, a ANEEL estabeleceu os critérios para classificação de instalação de transmissão como de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração pra Conexão Compartilhada – ICG para o acesso à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional de centrais de geração a partir de fonte eólica, biomassa ou pequena centrais hidrelétricas. Assim, são classificadas como ICGs as instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, destinadas ao acesso de centrais de geração em caráter compartilhado à Rede Básica, definidas por chamada pública a ser realizada pela ANEEL e licitadas em conjunto com as instalações de

Rede Básica para duas ou mais centrais de geração, considerando os barramentos, linhas de transmissão, transformadores de potência inferior a 230 kV e suas conexões, bem como os equipamentos de subestações não classificadas como instalações de Rede Básica.

A Rede Básica, por meio do livre acesso ao sistema de transmissão e de distribuição, possibilitará a comercialização direta entre produtores e consumidores, independente de suas localizações no sistema elétrico interligado, contribuindo, assim, para a redução de custos e modicidade das tarifas ao consumidor final.

Atualmente, as concessionárias de transmissão detêm, para fins de remuneração, três tipos de instalações:

- a) As classificadas como Rede Básica, composta por instalações com tensão igual ou superior a 230 kV, de uso compartilhado, e por transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV.
- b) As instalações com tensão de 230 kV e acima, porém classificadas como instalações de conexão (de uso exclusivo de um consumidor ou de um gerador, por exemplo).
- c) As instalações com tensão menor que 230 kV, classificadas como Demais Instalações de Transmissão.

Quanto a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, estaremos abordando no próximo capítulo.

8. SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de distribuição tem suas instalações compostas de linhas e subestações, não integrantes da rede básica, redes e demais equipamentos associados, em tensões inferiores a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior, quando especificamente definidas pela ANEEL.

Conforme citado anteriormente, até o advento da Lei nº 9.074/1995, todas as linhas de transmissão e as respectivas subestações, independentemente da tensão, compunham o ativo imobilizado da atividade de “transmissão”. Já a atividade de distribuição era composta tão somente pelas instalações de redes e subestações. Com os novos critérios, as instalações definidas como “rede básica” passaram a pertencer à atividade de transmissão. As demais linhas de transmissão e subestações, exceto aquelas de conexão com a geração, passaram a pertencer à atividade de Distribuição.

A prestação de serviço público de distribuição se dá mediante concessão ou permissão. A concessionária ou permissionária explora o serviço de distribuição em uma área geográfica bem delimitada, em regime de monopólio, ou seja, concentra toda a prestação do serviço de rede aos acessantes daquela região, responsabilizando-se pela operação, manutenção e expansão dessa rede.

A distribuidora, por força de lei, é obrigada a garantir o livre acesso às suas instalações, aos demais agentes do setor elétrico que desejarem realizar operações de compra e venda de energia elétrica, cobrando dos mesmos o encargo de uso do sistema, com base na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, que veremos no capítulo seguinte, a ser calculada conforme metodologia aprovada em resolução da ANEEL. O documento que estabelece as condições de acesso pretendido pelo agente regulado ou pelo consumidor livre é o Parecer de Acesso, que é emitido pela distribuidora, caso seja em instalações de sua propriedade. Quando o ponto de conexão for em barramentos com tensão inferior a 230 kV localizados em subestações integrantes da Rede Básica, que são instalações de fronteira classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DITs, o Parecer de Acesso será, também, emitido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Esse parecer tem noventa dias de validade,²³ período no qual devem ser celebrados os contratos que firmam a intenção de conexão de uso da rede.

Atualmente, a atividade de distribuição é exercida pela mesma concessionária que detém os direitos de comercialização de energia elétrica a consumidores cativos de uma determinada área de concessão, ou seja, não temos no Brasil nenhuma empresa cuja atividade seja exclusivamente de “Distribuição de Energia Elétrica”, a desverticalização societária só foi realizada para as atividades de geração e transmissão de energia elétrica.

Existe também a contratação do acesso temporário às instalações de distribuição e de transmissão de energia elétrica, observados os Procedimentos de Distribuição e os Procedimentos de Rede, que se caracteriza pelo uso, por tempo determinado, de capacidade remanescente nessas instalações, por diversos agentes, conforme estabelecido no art. 2º da Resolução nº 715,²⁴ de 28.12.2001, com nova redação dada pela Resolução Normativa nº 280, de 25.09.2007, por:

- Consumidores livres, produtores independentes de energia elétrica ou autoprodutores que acessam sistemas de transmissão para implantação de suas instalações.
- Consumidores livres que acessam sistemas de transmissão.

²³ Procedimentos de Rede, Módulo 3.

²⁴ Alterados os arts. 1º, 2º, 3º, 4º e 5º e revogado o art. 6167, pela REN ANEEL 280, de 25.09.2007.

■ Produtores independentes de energia elétrica e autoprodutores que atendam simultaneamente aos seguintes critérios:

a) Não possuam contrato de venda de energia elétrica ou, caso o possuam, que a disponibilização da energia contratada ainda não tenha iniciado.

b) Não possuam Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST ou Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD ou, caso o possuam, que a data inicial de contratação do uso do sistema ainda não tenha ocorrido.

■ Agentes de importação e exportação de energia elétrica, cujos contratos de compra e venda de energia tenham um prazo menor ou igual a um ano.

■ Produtores independentes de energia elétrica e autoprodutores que contratam montante de uso do sistema acima de 30 MW para atendimento, total ou parcial, da unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração por meio de rede elétrica de uso exclusivo, quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica de suas respectivas unidades geradoras.

Havendo necessidade de implementação de ampliações ou reforços nos sistemas de transmissão e de distribuição, o acesso será considerado como de caráter permanente, aplicando-se o disposto na Resolução ANEEL nº 281/1999, conforme definido no § 1º, do art. 2º da Resolução ANEEL nº 715/2001.

De acordo com o § 1º, do art. 1º da Resolução ANEEL nº 715/2001, o prazo da contratação do acesso temporário aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica será de até um ano, podendo ser renovado por períodos de até um ano.

Deve-se observar que o acesso temporário contratado por consumidores livres, produtores independentes de energia elétrica ou autoprodutores, para implantação de suas instalações, que permanecerem consecutivamente ou não, por período superior a três anos, contados a partir da assinatura do primeiro contrato de acesso temporário, deixa de ser acesso temporário, não se aplicando as regras estabelecidas na Resolução ANEEL nº 715/2001. Os casos excepcionais deverão ser submetidos ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que emitirá parecer para fins de aprovação da ANEEL.

O acesso de caráter permanente tem prioridade de atendimento sobre o acesso temporário, na impossibilidade do atendimento simultâneo. Para os consumidores livres que acessam sistemas de transmissão, o acesso temporário terá a duração de até trinta dias consecutivos, sendo permitida a celebração de um novo

contrato, respeitado o intervalo mínimo de doze meses contados da assinatura do último contrato de acesso temporário.

Já para os por produtores independentes de energia elétrica e autoprodutores, que se enquadrem nas condições estabelecidas no inciso III do art. 2º da Resolução ANEEL nº 715/2001, o acesso temporário será limitado ao início da disponibilização da energia elétrica referente aos contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulada – ACR ou no Ambiente de Contratação Livre – ACL, conforme o caso.

9. COMERCIALIZADOR AUTORIZADO

O agente comercializador de energia elétrica, instituído pela Lei nº 9.427/1996, é um novo tipo de empreendedor que comercializa a energia elétrica, sem necessariamente ser o proprietário das instalações e equipamentos. Atualmente, ele exerce suas atividades no atacado, já que a comercialização da energia elétrica no varejo, a consumidor cativo, é exclusividade do concessionário local, ou seja, daquele que detém a concessão ou permissão de serviço público de energia elétrica, também denominada em algumas resoluções, como concessão de serviço público de distribuição. Lembramos que não temos ainda, no Brasil, nenhuma concessão eminentemente de distribuição.

A comercialização no varejo, atendendo a consumidores cativos, se enquadra no conceito de “Prestação de Serviço Público”, portanto a ANEEL deverá observar o disposto no art. 175 da Constituição, que incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre por meio de licitação, a prestação de serviços públicos. Isso porque os comercializadores tratados nesse tópico são possuidores de autorização, outorgada sem nenhum processo de licitação.

A ANEEL, por meio da Resolução nº 265, de 13.08.1998, estabeleceu as condições para o exercício da atividade de comercialização de energia elétrica. Para obtenção da autorização, a pessoa jurídica requerente, deverá comprovar capacidade jurídica, regularidade fiscal e idoneidade econômico-financeira, mediante apresentação dos documentos especificados no § 1º, do art. 2º, da citada Resolução.

A atividade de comercialização, importação e exportação de energia elétrica dependem de prévia autorização do órgão regulador, conforme determinação prevista no art. 26 da Lei nº 9.427/1996.²⁵ Dessa forma, a ANEEL tem emitido diversas Resoluções, autorizando empresas, constituídas especialmente para exercerem essa atividade, a realizar importação e comercialização de energia

²⁵ Redação dada pelo art. 4º da Lei nº 9.648/1998.

elétrica, em outros casos, somente a comercialização de energia elétrica. A autorização da ANEEL para o agente comercializador vigorará pelo prazo de vinte anos, podendo ser revogada por solicitação do mesmo ou por infringência às normas que lhes forem aplicáveis, inclusive pela permanência por mais de vinte e quatro meses contínuos sem operar no mercado ou pela inexistência de contrato de compra e venda de energia elétrica pelo mesmo período.

Nos termos do art. 3º da Resolução nº 265/1998, a atividade de comercialização de energia elétrica, no âmbito do mercado de livre negociação, poderá ser exercida por:

- Agente comercializador.
- Detentores de autorização para importação e exportação de energia elétrica.
- Produtores independentes.²⁶
- Concessionários e permissionários de serviços públicos de distribuição.²⁷
- Concessionários de geração.

Também está previsto no art. 26 da Lei nº 9.427/1996, a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica.

A atividade de comercialização de energia elétrica pode compreender a compra, a importação, a exportação e a venda de energia elétrica a outros comercializadores ou a consumidores livres que nos termos da legislação tenham a livre opção de escolha do seu fornecedor. No caso de importação ou exportação de energia elétrica, o importador ou exportador de energia elétrica deverão atender à regulamentação específica para importação e exportação de energia elétrica.

Os agentes comercializadores estão sujeitos às seguintes obrigações, previstas no art. 5º da Resolução ANEEL nº 265/1998:

- Encaminhar à ANEEL, nos prazos e condições que forem estabelecidos, as informações referentes à compra e venda de energia elétrica realizadas, individualmente, a outros comercializadores, a autorizados, a con-

²⁶ Previsão de venda de energia elétrica por Produtor Independente – vide art. 12 da Lei nº 9.074/1995.

²⁷ O art. 8º da Lei nº 10.848, de 15.03.2004, ao alterar o § 5º do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, proibiu que esses agentes vendessem energia aos consumidores livres. A ANEEL ainda não alterou essa Resolução.

sumidores livres, e a consumidores cativos, quando se tratar de concessionários e permissionários de serviço público de distribuição.

- Recolher a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, nas condições e prazos estabelecidos pela ANEEL.
- Observar a legislação atual e superveniente, aplicável à atividade de comercialização de energia elétrica.
- Participar do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, nos termos da regulamentação específica.

O agente comercializador não está obrigado a participar da CCEE, mas não participando do mesmo, deverá apresentar além dos documentos necessários para solicitação da autorização junto à ANEEL, previsto no § 1º, do art. 2º, garantias por meio da contratação de seguros ou fiança bancária de valor equivalente a, no mínimo, cinquenta por cento do volume de vendas anuais que esteja autorizado a comercializar.

10. IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No setor elétrico brasileiro, temos concessionárias de serviço público importando e exportando energia elétrica, inclusive atendendo a consumidores localizados em cidades localizadas perto da fronteira de outros países com o Brasil. Nos termos do inciso III, do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26.12.1995, com nova redação dada pelo art. 4º da Lei nº 9.648/1998, compete ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação a ANEEL, autorizar a importação e exportação de energia elétrica, bem como a implantação dos respectivos sistemas de transmissão associados.

O Poder Executivo, por intermédio do Decreto nº 5.668, de 10.01.2006, estabeleceu em seu art. 1º que a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL é o órgão autorizado a anuir nas operações de importação e exportação de energia elétrica realizadas no Sistema Isolado e no Sistema Interligado Nacional – SIN, no âmbito do Sistema Integrado do Comércio Exterior – SISCOMEX. Estabeleceu também, em seu art. 2º que a ANEEL regulará as condições necessárias para dar cumprimento às disposições do citado Decreto.

Quanto aos procedimentos fiscais e operacionais, inclusive prazos de registro, a Secretaria da Receita Federal, por meio da Instrução Normativa nº 649, de 28.04.2006, publicada no diário Oficial de 03.05.2006, estabeleceu os procedimentos para o despacho aduaneiro de importação e de exportação de energia elétrica,

dentre eles o registro da Declaração de Importação – DI e da Declaração de Exportação – DE, conforme artigos 1º e 2º abaixo transcritos:

“Art. 1º. Os despachos aduaneiros de importação e de exportação de energia elétrica serão processados na unidade da Secretaria da Receita Federal (SRF) com jurisdição, para fins de fiscalização dos tributos relativos ao comércio exterior, sobre o estabelecimento importador ou exportador, com base em Declaração de Importação (DI) ou Declaração de Exportação (DE), conforme o caso, registradas no Sistema Integrado de Comércio Exterior (Siscomex).

Art. 2º. Somente poderão importar ou exportar energia elétrica as empresas devidamente autorizadas pelo Poder Concedente, nos termos do inciso III do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art. 4º da Lei nº 9.648, de 25 de maio de 1998.

Parágrafo único. As autorizações a que se refere o caput serão controladas por meio do Siscomex, previamente ao início do despacho de importação ou de exportação, na etapa do licenciamento de importação ou do registro de exportação.”

O acesso ao Sistema Integrado de Comércio Exterior – SISCOMEX foi disciplinado pela Secretaria da Receita Federal por meio da Instrução Normativa nº 70, de 10.12.1996, que em seu art. 2º estabeleceu que os importadores e exportadores são usuários do SISCOMEX.

Por questões de dificuldades sistêmicas, o Banco Central, por meio do Ofício Decid/Gabin-2006/277, de 17.05.2006, dispensou a vinculação nos sistemas informatizados de declarações de importação para realização das respectivas operações, bem como orientou sobre os procedimentos provisórios a serem observados pelos agentes importadores e exportadores de energia elétrica para a realização das operações de câmbio até 31.08.2006. A ANEEL, por meio do Ofício Circular nº 048/2006-SEM/ANEEL, de 22.05.2006, encaminhou cópia do referido ofício expedido pelo Banco Central, aos Agentes importadores e exportadores de energia elétrica.

A ANEEL estabeleceu as regras para operacionalização da anuência das operações de importação e de exportação de energia elétrica por meio da Resolução ANEEL nº 225, de 18.07.2006, que em seu art. 1º estabeleceu que a importação e a exportação de energia elétrica realizadas pelo Agente de Importação ou pelo Agente de Exportação de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN ou no sistema isolado, sujeitar-se-á à expressa anuência da ANEEL mediante deferimento da Licença de Importação ou do Registro de Exportação no Sistema Integrado do Comércio Exterior – SISCOMEX.

De acordo com o art. 2º, desta Resolução, constituem deveres do Agente de Importação ou do Agente de Exportação de energia elétrica:

- Registrar no SICOMEX, no prazo a ser estabelecido pela ANEEL, a Licença de Importação ou o Registro de Exportação de energia elétrica; (A IN.SRF nº 649/2006, em seu art. 4º, § 3º, acabou estabelecendo que a Declaração de Importação – DI será registrada até o último dia útil do mês subsequente ao da quantificação da energia e potência importada ou exportada, e no seu § 4º que a Declaração de Exportação – DE será registrada decorridos até quarenta e cinco dias do mês da quantificação da energia importada ou exportada).
- Apresentar, dentro do prazo a ser estabelecido pela ANEEL,²⁸ cópia (Entendemos tratar-se de prazo para anuência, o que ainda não foi fixado pela ANEEL):
 - a) Da fatura comercial.
 - b) Do contrato de importação ou de exportação de energia elétrica.
 - c) Da autorização de exportação ou de importação.
- Adequar a medição às exigências regulamentares definidas pela ANEEL e aos requisitos previstos no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede.
- Arcar com as eventuais repercussões financeiras decorrentes de atrasos no processo de anuência em razão do descumprimento das disposições acima.

Caberá à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE o encaminhamento para a ANEEL, dos dados de medição dos Agentes de Importação e dos Agentes de Exportação de energia elétrica.

11. CONSUMIDORES LIVRES E POTENCIALMENTE LIVRES

11.1. CONSUMIDORES LIVRES

Até a edição da Lei nº 9.074, de 07.07.1995, só tínhamos a figura do “consumidor cativo” que estava obrigado a adquirir a energia elétrica da concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, detentora da outorga de concessão da localidade onde se encontrava sua unidade consumidora.

²⁸ A ANEEL ainda não fixou os prazos para anuência após o registro da DI e da DE.

Considerando a necessidade de preparar o setor elétrico para a implantação do novo modelo que estava em desenvolvimento naquela época, com vistas à implantação do livre mercado de energia elétrica, onde deveria prevalecer a competição, a Lei nº 9.074/1995, ao estabelecer nova modalidade de opção de compra de energia elétrica por parte dos consumidores, retirou das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica a exclusividade sobre seus consumidores, permitindo aos mesmos, dentro de certas características de tensão e consumo, o direito de se tornarem “consumidores livres”, figura esta criada juntamente com o produtor independente para estimular a competição no setor elétrico.

Assim, a denominação de “consumidor livre” ficou instituída para denominar aqueles consumidores que estão legalmente autorizados a escolherem seus fornecedores de energia elétrica, dentre aqueles que lhes oferecerem melhores preços e condições, nos termos da legislação vigente.

Num primeiro momento a legislação estabeleceu algumas condições e limites mínimos de demanda e tensão, para definir quais os consumidores cativos poderiam fazer a opção à condição de “consumidor livre”, limites estes que seriam reduzidos ao longo dos anos, conforme prazos estabelecidos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995,²⁹ de forma a permitir que maior número de consumidores pudesse optar por esse direito. Talvez no futuro, a exemplo do setor de telecomunicação, os consumidores de energia elétrica, de todas as classes de consumo e tensão, poderão escolher quem será seu fornecedor de energia elétrica.

Inicialmente ficou definido, no caput do art. 15 da Lei nº 9.074/1995, que os consumidores, já conectados antes da data da publicação dessa lei, ou seja, antes de 08.07.1995, com carga igual ou maior que 10.000 kW (10 MW), atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderiam optar por contratar seu fornecimento de energia elétrica, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

Já a redação original do § 1º, deste artigo, estabelecia que decorridos três anos da publicação da Lei nº 9.074/1995, ou seja, a partir 08.07.1998, os consumidores livres poderiam estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica, do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais. Esse parágrafo foi posteriormente alterado pela Lei nº 9.648/1998, que eliminou essa exceção, dando a seguinte redação:

²⁹ Alterada pelas Leis nºs 9.427/1996, 9.648/1998, 10.848/2004 e 11.192/2006.

“§ 1º Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado.”

Da mesma forma o § 2º, deste mesmo artigo, estabelecia que decorridos cinco anos da publicação da Lei nº 9.074/1995, ou seja, 08.07.2000, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW (3 MW), atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderiam optar pela compra de energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

O art. 8º da Lei nº 10.848, de 15.03.2004, ao alterar o § 5º, do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, introduziu rigorosas restrições às concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica, que atuam no Sistema Interligado Nacional – SIN, dentre elas, a de não permitir que as mesmas vendam energia elétrica a consumidores livres de qualquer área de concessão, inclusive da sua.

“§ 5º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver atividades:

III. De venda de energia a consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores não abrangidos por aqueles artigos, inclusive tarifas e prazos.”

Portanto, observado a exceção prevista no Inciso III, do § 5º, do art. 4º, acima citado, aplicável àqueles consumidores livres que retornaram à sua concessionária de origem, atualmente os consumidores livres só poderão adquirir energia elétrica junto aos concessionários e autorizados de geração ou comercializadores autorizados, sendo vedado a aquisição de energia elétrica junto às concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Os consumidores livres com unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora³⁰ podem retornar à concessionária de origem, nas mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores cativos, inclusive tarifas e prazos, nos termos do § 8º, do art. 15 da Lei nº 9.074/1995, incluído pela Lei nº 10.848/2004, passando à condição de “consumidor potencialmente livre”, conforme segue:

³⁰ Inciso III, do § 5º, do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, introduzido pela Lei nº 10.848/2004.

“§ 8º Os consumidores que exercerem a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei poderão retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, garantida a continuidade da prestação dos serviços, nos termos da lei e da regulamentação, desde que informem à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição local, com antecedência mínima de 5 (cinco) anos.”³¹

A ANEEL estabeleceu as condições para contratação de energia Elétrica por consumidores livres por meio da Resolução ANEEL nº 264,³² de 13.08.1998, incluindo nela os consumidores especiais. O art. 2º e 4º dessa resolução não está atualizado, e já foi objeto da Audiência Pública nº 035/2005, devendo a qualquer momento ser revogada por uma nova resolução, pois não consta dessa resolução as alterações previstas no art. 8º da Lei nº 10.848/2004, que alterou o § 5º, do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, vedando às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, a venda de energia elétrica a consumidores livres. O texto do art. 2º da Resolução nº 264/1998, está assim transcrito:

“Art. 2º. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, os consumidores a que se referem os incisos deste artigo poderão exercer opções na compra de energia elétrica, no atendimento da totalidade ou de parte da sua demanda, conforme as seguintes condições:

I. Consumidores em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 10 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, podem optar pela compra junto a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema interligado.

II. Consumidores ligados após 08 de julho de 1995, em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 3 MW, atendidos em qualquer tensão, podem optar pela compra junto a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema interligado.

III. Consumidores ligados antes de 08 de julho de 1995, em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão, a partir de 08 de julho de 2000, optar pela compra junto a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema interligado.

³¹ O § 9º, do art. 15 da Lei nº 9.074/1995, estabelece que esses prazos poderão ser reduzidos a critério da concessionária, da permissionária ou da autorizada de distribuição local. (incluído pela Lei nº 10.848/2004).

³² Revogado o § 2º, do art. 5º, pela REN ANEEL 250, de 13.02.2007.

IV. Consumidores em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 500 kW, atendidos em qualquer tensão, podem optar pela compra de titular de autorização ou concessão de aproveitamento hidráulico destinado à produção independente ou autoprodução de energia elétrica e com características de pequena central hidrelétrica, nos termos da legislação, e cuja potência total final esteja compreendida entre 1 e 30 MW.”

Quando ocorrer a edição da nova resolução, provavelmente a mesma estabelecerá que consumidor livre, é aquele responsável por unidade consumidora com carga igual ou superior a 3 MW, em qualquer segmento horosazonal, atendido em tensão igual ou superior a 69 kV, ou ainda, aqueles que em qualquer tensão, com unidade consumidora conectada após 08 de julho de 1995, e que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica na modalidade de contratação livre.

O inciso IV, acima, refere-se aos consumidores especiais, e foi incluído como forma de incentivo aos investimentos em aproveitamentos hidráulicos de pequenas centrais hidrelétricas, inclusive com percentual de redução de no mínimo 50% a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, conforme previsto no § 1º, do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, percentual este a ser fixado pelo Órgão Regulador.

O consumidor cativo enquadrado nos incisos “I” a “III”, acima, cujos contratos vigentes não contenham cláusulas de tempo determinado de fornecimento, que desejar optar à condição de consumidor livre, só poderá exercer essa opção após o prazo de trinta e seis meses, contados a partir da data de manifestação formal ao seu concessionário atual, ou em prazo inferior mediante acordo entre as partes, conforme disposto no § 1º, do art. 2º da Resolução ANEEL nº 264/1998.³³ Essas e outras disposições estão detalhadas nessa resolução e na Resolução ANEEL nº 456³⁴ de 29.11.2000, que revogou diversas Portarias do DNAEE, dentre elas a Portaria DNAEE nº 466, de 12.11.1997.

O exercício da opção à condição de consumidor livre, pelo consumidor cativo, não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da empresa concessionária.

A lei assegurou aos fornecedores e respectivos consumidores livres, acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de ser-

³³ Essa Resolução teve o parágrafo 2º, do art. 5º, revogado pela REN ANEEL 250 de 13.02.2007.

³⁴ A Resolução ANEEL nº 68, de 23.02.2001, alterou o art. 53 da Resolução ANEEL nº 456/1997, acrescentando dispositivos com referência às unidades consumidoras classificadas como cooperativas.

viço público, mediante ressarcimento dos encargos de uso da rede elétrica e dos custos de conexão, conforme disposto no § 6º, do art. 15 da Lei nº 9.074/1995, regulamentado pelo Decreto nº 5.597, de 28.11.2005, e Resolução ANEEL nº 264/1998.³⁵

De acordo com o art. 6º da Resolução ANEEL nº 264/1998, é de responsabilidade do concessionário ou permissionário, a cujo sistema elétrico a unidade do consumidor livre estiver ou vier a ser conectada:

- Operação e manutenção do seu sistema elétrico até o ponto de conexão.
- Determinação dos padrões técnicos das instalações de entrada da unidade consumidora.
- Ligação da unidade consumidora.
- Demais serviços acordados entre as partes.
- Manter níveis de qualidade adequados para prestação dos serviços de transmissão e de distribuição, de acordo com a regulamentação específica da ANEEL.

Considera-se como ponto de conexão o ponto de ligação das instalações da unidade consumidora com o sistema elétrico do concessionário ou permissionário.

A comercialização de energia elétrica a consumidores livres, conforme estabelecido no art. 7º da Resolução ANEEL nº 264/1998, implicará na celebração dos seguintes contratos:

- De compra e venda de energia elétrica, que será livremente negociado entre as partes.
- De conexão com a rede elétrica entre o consumidor e o concessionário ou permissionário proprietário do sistema elétrico ao qual a unidade consumidora será conectada.
- De uso do sistema elétrico de distribuição e/ou de transmissão, quando for o caso.

É importante ressaltar que se aplica ao consumidor livre, no que couber, as disposições contidas no § único, do art. 1º da Resolução nº 456/2000. Por último, deve-se observar que os equipamentos de medição serão de propriedade do concessionário ou permissionário proprietário do sistema elétrico ao qual a uni-

³⁵ O assunto estava disposto no art. 2º da Portaria DNAEE nº 459/1997, revogada pela Resolução ANEEL nº 281, de 01.10.1999.

dade do consumidor livre será conectada, podendo, a critério do consumidor ou agente comercializador, ser instalados equipamentos adicionais de propriedade dos mesmos, visando garantir a confiabilidade das informações necessárias ao faturamento. Nos casos em que a unidade consumidora vier a se conectar diretamente no sistema de transmissão, a especificação dos equipamentos de medição será definida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

11.2. CONSUMIDORES POTENCIALMENTE LIVRES

Consumidores potencialmente livres são aqueles que atendendo ao disposto nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, portanto sendo livre, não formalizaram sua opção junto à concessionária de distribuição a qual está conectado. Com a implementação, do novo modelo institucional do setor elétrico, por meio da Lei nº 10.848, de 16.03.2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 30.07.2004, foi estabelecido no inciso XI do parágrafo 2º do art. 1º, deste Decreto, a definição, para fins de comercialização de energia elétrica, do que seria o consumidor potencialmente livre, conforme segue:

“XI. Consumidor potencialmente livre é aquele que, atendido em qualquer tensão, não tenha exercido a opção de compra, a despeito de cumprir as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995.”

Esse dispositivo, ao estabelecer que o atendimento seria em “qualquer tensão”, foi entendido pelo mercado que o Governo Federal teria diminuído, conforme lhe era facultado pelo § 3º, do art. 15 da Lei nº 9.074/1995, abaixo transcrito, o limite de tensão elétrica inicialmente estabelecido em 69 kV.

“Art. 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.”

§ 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.”

O art. 16 da Lei nº 9.074/1995 dispôs sobre os novos consumidores, conforme segue:

“Art. 16. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.”

O Decreto nº 5.163/2004, ao citar os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, estabeleceu a redução de tensão prevista nos mesmos, dando a entender que o poder concedente havia realmente diminuído esses limites conforme lhe facultava a lei. Ocorre que essa redução de tensão aumentaria a quantidade de consumidores potencialmente livres que poderiam optar por serem consumidores livres, o que provocaria um grande impacto no recebimento da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE³⁶ por parte das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, prevista no art. 4º da Lei nº 10.438/2002. Dessa forma, o Poder Executivo editou o Decreto nº 5.249, de 20.10.2004, dando nova redação ao inciso XI, do § 2º, do art. 1º do Decreto nº 5.163/2004, que passou a ter a seguinte redação:

“XI. Consumidor potencialmente livre é aquele que, a despeito de cumprir as condições previstas no art. 15 da Lei nº 9.074, de 1995, é atendido de forma regulada.”

Na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em função das dúvidas suscitadas por diversos agentes, essa questão foi esclarecida pela Procuradoria Federal, por meio do Parecer nº 055, de 10.01.2005, ao concluir que a expressão “atendido em qualquer tensão”, de modo algum afasta a necessidade de que sejam atendidos os parâmetros legais, sobretudo no que toca a tensão de conexão mínima (69 kV), a ser observada por aqueles consumidores que já contratavam serviços de energia elétrica antes de 08 de julho de 1995, e de que essa expressão há de ser interpretada de forma conjunta com os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, que estabelece os requisitos legais para que consumidores novos e antigos venham a alcançar a posição de consumidor potencialmente livre e, por conseguinte, gozar do regime jurídico contratual próprio previsto no art. 72 do Decreto nº 5.163/2004. Por último, concluiu também que *“O conceito de consumidor potencialmente livre insculpido pelo Decreto nº 5.163/04 bem como a modificação realizada pelo Decreto nº 5.249/04 em nada alteraram os requisitos legais. Continuam prestigiados e mantidos os parâmetros legais de tensão e carga elétrica necessários para que se possa alcançar o status de consumidor potencialmente livre.”*

Na vigência do inciso XI, do § 2º, do art. 1º do Decreto nº 5.163/2004, até sua alteração pelo Decreto nº 5.249/2004, diversos consumidores cativos, atendidos em tensão inferior a 69 kV, optaram por serem consumidores livres, o que ensejou a emissão da Nota Técnica nº 44/2005-SEM/ANEEL, de 19.05.2005, concluindo que *“permanecem na condição de consumidor cativo, independentemente do Decreto nº 5.163 de 2004, todos os consumidores que, atendidos em tensão menor de 69 kV, mas com demanda maior que 3 MW, optaram por escolher livremente seu forne-*

³⁶ Constatou como um dos fundamentos (item 10) da Exposição de Motivos nº 52/MME/2004 do Decreto nº 5.249/2004.

cedor, com base em uma interpretação equivocada, segundo pode ser deduzido do Parecer nº 055/2005-PF/ANEEL, de 17 de fevereiro de 2005.", recomendando à Diretoria da ANEEL a regulamentação dessa matéria, o que ocorreu mediante a publicação do Despacho nº 787, de 30.06.2005, no qual determinou tornar sem efeitos, na ANEEL e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, os registros de contratos de compra de energia elétrica na modalidade de contratação livre que tenham sido firmados no período compreendido entre o início da vigência do Decreto nº 5.163/2004 e a publicação do Decreto nº 5.249/2004, por consumidores ligados antes de 08 de julho de 1995, com tensão de conexão inferior a 69 kV. Determinou também que as repactuações das transações realizadas deveriam ser efetivadas de tal forma que não incidissem quaisquer tipos de penalidades, encargos moratórios e que não houvesse a exigência de indenizações por supostos ganhos tarifários de quaisquer das partes envolvidas.

Outra questão, também apresentada na Exposição de Motivos nº 52/MME/2004, com relação ao texto do inciso XI do § 2º, do art. 1º, acima já citado, que também constou da proposta³⁷ de edição de Decreto, o qual daria nova redação ao inciso XI, do § 2º, do art. 1º do Decreto nº 5.163/2004, é que esse dispositivo também poderia ser interpretado no sentido de que aqueles que tivessem optado pela forma livre de compra de energia e, posteriormente, retornados à forma regulada, não poderiam mais optar, novamente, pela contratação desregulada, o que não é o sentido que se queria dar a este dispositivo.

12. CONSUMIDORES CATIVOS

Consumidor cativo é aquele ao qual só é permitido comprar energia elétrica do concessionário, permissionário ou autorizado de distribuição de energia elétrica, em cuja rede esteja conectado.

De acordo com o enquadramento da unidade consumidora, o consumidor manterá com a concessionária um contrato de adesão,³⁸ destinado a regular as relações entre o concessionário e o consumidor, cujo instrumento possui cláusulas vinculadas às normas e regulamentos aprovados pela ANEEL, não podendo o conteúdo das mesmas ser modificado pela concessionária ou consumidor, ser aceito ou rejeitado de forma integral, ou de acordo com o seu enquadramento,

³⁷ Parecer CONJUR/MME nº 295, de 20.10.2004.

³⁸ O contrato de adesão regula as relações da concessionária com os consumidores do Grupo B – art. 22 REN ANEEL nº 456/2000.

manterá um contrato de fornecimento,³⁹ também sujeito às normas e regulamentos aprovados pela ANEEL.

As condições gerais de fornecimento de energia elétrica aos consumidores cativos estão estabelecidas na Resolução ANEEL nº 456, de 29.11.2000, alterada pela Resolução ANEEL nº 540, de 01.10.2002, que revogou diversas portarias do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, que tratava dessas condições de fornecimento, dentre elas a Portaria DNAEE 466/1997. Essa resolução, de forma geral, trata dos direitos e obrigações, entre a concessionária, permissionária ou autorizada de distribuição de energia elétrica e seus consumidores.

A ANEEL, por meio da Resolução nº 456/2000, em seu art. 20, estabeleceu as seguintes classes de consumidores para fins de aplicação tarifária:

a) Residencial: Fornecimento para unidade consumidora com fim residencial, ressalvado a subclasse “Rural” prevista na alínea “a” do inciso IV, desse mesmo artigo, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

- Residencial – fornecimento para unidade consumidora com fim residencial não contemplada na alínea “b” deste inciso, incluído o fornecimento para instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações, com predominância de unidades consumidoras residenciais.
- Residencial Baixa Renda – fornecimento para unidade consumidora residencial caracterizada como “baixa renda” de acordo com os critérios estabelecidos em regulamentos específicos.

b) Industrial: Fornecimento para unidade consumidora em que seja desenvolvida atividade industrial, inclusive o transporte de matéria-prima, insumo ou produto resultante do seu processamento, caracterizado como atividade de suporte e sem fim econômico próprio, desde que realizado de forma integrada fisicamente à unidade consumidora industrial, devendo ser feita distinção entre as atividades, conforme definido no Cadastro Nacional de Atividades Econômicas – CNAE do Ministério da Fazenda.

c) Comercial, Serviços e Outras Atividades: Fornecimento para unidade consumidora em que seja exercida atividade comercial ou de prestação de serviços, ressalvado o “Serviço Público” disposto no inciso VII, do art. 20 da

³⁹O contrato de fornecimento é celebrado com consumidores do Grupo A – art. 23 da REN ANEEL nº 456/2000.

Resolução ANEEL nº 456/2000, ou outra atividade não prevista nas demais classes, inclusive o fornecimento destinado às instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações com predominância de unidades consumidoras não residenciais, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

- Comercial.
- Serviços de Transporte, exclusive tração elétrica.
- Serviços de Comunicações e Telecomunicações.
- Outros Serviços e outras atividades.

d) Rural: Fornecimento para unidade consumidora localizada em área rural, em que seja desenvolvida atividade rural, sujeita à comprovação perante a concessionária, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

- Agropecuária.
- Cooperativa de Eletrificação Rural.
- Indústria Rural.
- Coletividade Rural.
- Serviço Público de Irrigação Rural.
- Escola Agrotécnica.

e) Poder Público: Fornecimento para unidade consumidora onde, independentemente da atividade a ser desenvolvida, for solicitado por pessoa jurídica de direito público que assuma as responsabilidades inerentes à condição de consumidor, com exceção dos casos classificáveis como Serviço Público de Irrigação Rural, Escola Agrotécnica, Iluminação Pública e Serviço Público, incluído nesta classe o fornecimento provisório, de interesse do Poder Público, e também solicitado por pessoa jurídica de direito público, destinado a atender eventos e festejos realizados em áreas públicas, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

- Poder Público Federal.
- Poder Público Estadual ou Distrital.
- Poder Público Municipal.

f) Iluminação Pública: Fornecimento para iluminação de ruas, praças, avenidas, túneis, passagens subterrâneas, jardins, vias, estradas, passarelas, abrigos de usuários de transportes coletivos, e outros logradouros de domínio público, de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público ou por esta delegada, mediante concessão ou autorização, incluído o fornecimento destinado à iluminação de monumentos, fachadas, fontes luminosas e obras de arte de valor histórico, cultural ou ambiental, localizadas em áreas públicas e definidas por meio de legislação específica, excluído o fornecimento de energia elétrica que tenha por objetivo qualquer forma de propaganda ou publicidade.

g) Serviço Público: Fornecimento, exclusivamente, para motores, máquinas e cargas essenciais à operação de serviços públicos de água, esgoto, saneamento e tração elétrica urbana e/ou ferroviária, explorados diretamente pelo Poder Público ou mediante concessão ou autorização, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

- Tração Elétrica.
- Água, Esgoto e Saneamento.

h) Consumo Próprio: Fornecimento destinado ao consumo de energia elétrica da própria concessionária, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

- Próprio: Fornecimento para escritório, oficina, almoxarifado e demais instalações da própria concessionária, diretamente ligadas à prestação dos serviços de eletricidade, não incluídas nas subclasses seguintes.
- Canteiro de Obras: Fornecimento para canteiro de obras da própria concessionária.
- Interno: Fornecimento para instalações e dependências internas de usinas, subestações e demais locais diretamente ligados à produção e transformação de energia elétrica.

Além das classes acima especificadas, foram estabelecidos Grupos e Subgrupos de forma a segregar as unidades consumidoras por tensão de atendimento. Dessa forma temos:

a) Grupo "A": Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de dis-

tribuição e faturadas neste Grupo nos termos definidos no art. 82 da Resolução ANEEL nº 456/2000, caracterizado pela estruturação tarifária binômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- Subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV.
- Subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV.
- Subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV.
- Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV.
- Subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV.
- Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo em caráter opcional.

b) Grupo “B”: Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo nos termos definidos nos arts. 79 a 81 da Resolução ANEEL nº 456/2000, caracterizado pela estruturação tarifária monômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- Subgrupo B1 – residencial.
- Subgrupo B1 – residencial baixa renda.
- Subgrupo B2 – rural.
- Subgrupo B2 – cooperativa de eletrificação rural.
- Subgrupo B2 – serviço público de irrigação.
- Subgrupo B3 – demais classes.
- Subgrupo B4 – iluminação pública.

13. CONSUMIDORES ESPECIAIS

Consumidor Especial é a classificação dada pela ANEEL aos consumidores responsáveis por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo “A”, integrante do mesmo submercado no Sistema Interligado Nacional – SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, que não se enquadram como consumidores livres, mas

que poderão adquirir sua energia elétrica de geradores, em regime de produção independente ou de autoprodução, com aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, mantidas as características de pequena central hidrelétrica, conforme estabelecido no inciso I, do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, com nova redação dada pela Lei nº 9.648/1998.

Os Consumidores Especiais também poderão adquirir energia elétrica diretamente dos geradores com empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW e daqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW, conforme § 5º, do art. 26 da Lei nº 9.648/1998, com nova redação dada pela Lei nº 10.762/2003.

A aquisição da energia elétrica por parte dos Consumidores Especiais não estão sujeitos aos prazos de carência previsto no art.15 da Lei nº 9.074/1995, aplicáveis aos consumidores livres, devendo, no entanto, ser observada a regulamentação prevista nas Resoluções ANEEL nº 247, de 21.12.2006, e da Resolução ANEEL nº 286, de 06.11.2007, que aprovou as regras de comercialização de energia elétrica aplicáveis a fontes incentivadas e aos consumidores especiais.

Ressaltamos também, que, a exemplo dos consumidores livres, existe também uma previsão de retorno à concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, para o consumidor, ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja maior ou igual a 500kW, previsto no § 5º, do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, com nova redação dada pela Lei nº 10.672/2003, que adquirem energia elétrica de empreendimentos de geração (PCH, fontes solar, eólica, biomassa), que quando desejarem retornar à concessionária de origem é assegurado a esses consumidores as mesmas tarifas e demais condições reguladas pela ANEEL, praticadas pela concessionária de distribuição de energia elétrica aos seus consumidores cativos, conforme disposto no art. 4º da Resolução nº 264/1998.

14. DOS BENS E SUA VINCULAÇÃO AO SERVIÇO CONCEDIDO

14.1. DA VINCULAÇÃO

O Decreto nº 41.019/1957, que regulamentou o Código de Águas, no seu art. 44, estabeleceu que a propriedade da empresa de energia elétrica em função do serviço de eletricidade, compreende todos os bens e instalações que, direta ou indiretamente, concorram, exclusiva e permanentemente, para a geração, transmissão, transformação ou distribuição de energia elétrica.

A vinculação dos bens à concessão está expressa no art. 1º do Decreto-Lei nº 7.062, de 22.11.1944, com o seguinte texto:

“Os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, transformação e distribuição de energia hidro ou termoelétrica, concorrendo diretamente para aquelas atividades, são vinculados a estes serviços, não podendo ser desmembrados, vendidos ou cedidos sem prévia e expressa autorização dos poderes competentes.”

Esse mesmo dispositivo constava como art. 63 do Decreto nº 41.019/1957, que passou a ter nova redação com o Decreto nº 56.227, de 30.04.1965, conforme segue:

“Os bens e instalações utilizados na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica constantes do inventário referido nos arts. 54 e seguintes, ainda que operados por empresas preexistentes ao Código de Água, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados sem prévia e expressa autorização da Fiscalização.”

Quanto à propriedade dos bens vinculados à concessão, o Professor Walter Tolentino Álvares ensina que:

“Não se pode desconhecer nem negar que a concessão não existe, isoladamente, sem os bens e instalações, assim como esses sem aquela não passam de aparelhos e instrumentos sem destinação. Portanto, a concessão e as instalações formam um todo perfeito, uma unidade indissociável.”⁴⁰

Walter Álvares apresenta diversas posições doutrinárias quanto à questão da propriedade dos bens, citando Miranda Valverde, que entendia que o concessionário tem a propriedade resolúvel, já que ela se extingue com o advento do termo, revertendo eles ao poder concedente. Teria assim a concessionária somente o uso e gozo dos bens e instalações quando forem executadas em bens do domínio do poder concedente. Cita também um acórdão de nº 25, de 25.08.1941, divulgado no Boletim nº 2/132, do antigo CNAEE, que teve como relator o Conselheiro Berenhauser Júnior:

“Em face da tradição brasileira, o patrimônio de uma empresa de energia elétrica não é propriedade privada do concessionário, mas, sim, propriedade votada ao serviço público, pertencente ao poder concedente, ao qual revertem, com ou sem indenização, os bens e instalações da empresa terminando o prazo da exploração, no que o investimento do concessionário se equipara a um empréstimo público com direitos e obrigações especiais, quer para a construção da obra pública quer para a própria exploração do serviço.”

⁴⁰Walter Tolentino Álvares – *Curso de Direito de Energia* – 1978 – ed. Forense, pág. 120.

Tanto é, que a venda, cessão ou dação em garantia hipotecária dos bens imóveis ou de partes essenciais da instalação não eram vedadas, mas dependiam de prévia e expressa autorização do Ministro das Minas e Energia, conforme dispõe o art. 64 do Decreto nº 41.019/1957.

Como vimos, a legislação faz menção ao inventário da propriedade, que está estabelecido no art. 54 do Decreto nº 41.019, e nele, as pessoas naturais ou jurídicas, concessionárias de serviços de energia elétrica, são obrigadas a organizar e manter atualizado o inventário de sua propriedade em função do serviço desde que:

- a) Explore, para quaisquer fins, quedas d'água de potência superior a 150 kW.
- b) Explore quedas d'água de qualquer potência para geração de energia elétrica destinada a serviços públicos, de utilidade pública ou ao comércio de energia.
- c) Explore a energia termelétrica para serviços públicos, de utilidade pública ou para o comércio de energia.
- d) Embora não produzindo energia, explore, no comércio ou em serviços públicos e de utilidade pública, energia elétrica adquirida de outras empresas.

14.2. DA DAÇÃO DOS BENS VINCULADOS EM GARANTIA

O art. 1º da Lei nº 10.604, de 17.12.2002, veio estabelecer que os bens vinculados à prestação de serviço público somente poderão ser dados em garantia de empréstimos, financiamentos ou quaisquer outras operações vinculadas ao objeto da respectiva concessão. O texto do citado artigo, abaixo transcrito não deixa dúvidas, não é admitido o oferecimento desses bens em garantias de outras operações.

“Art. 1º. As concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica somente poderão oferecer os direitos emergentes e qualquer outro ativo vinculado à prestação de serviço público, em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer outra operação vinculada ao objeto da respectiva concessão.”

Nas situações em que a concessionária pretenda oferecer os bens vinculados em garantia de empréstimos e financiamentos, nos termos do art. 1º, acima citado, deverá observar também o disposto no art. 28 da Lei nº 8.987/1995, que apesar de não tratar especificamente dos bens vinculados à concessão, cuida de permitir a

dação em garantia de direitos emergentes da concessão, desde que não se comprometa a operacionalização e a continuidade do serviço público. E esse comprometimento tem sido o ponto considerado pela ANEEL nas análises dos pedidos de anuências, quer seja no oferecimento dos bens vinculados ou dos direitos emergentes da concessão, conforme disposto na Nota Técnica nº 443/2005-SFF/ANEEL, e confirmado pelo Parecer nº 208/2006-PF/ANEEL,⁴¹ tendo em vista que o histórico econômico-financeiro da empresa requerente não permitia que os critérios de conveniência e oportunidade da Administração fossem atendidos.

Nos casos específicos dos Produtores Independentes, deve-se observar o art. 19 do Decreto nº 2003/1996, que estabelece que os bens e instalações utilizados na produção de energia elétrica a partir do aproveitamento de potencial hidráulico e as linhas de transmissão associadas, desde o início da operação da usina, não poderão ser removidos ou alienados sem prévia e expressa autorização do órgão regulador e fiscalizados do poder concedente.

O § 1º desse artigo estabeleceu a permissibilidade para que o produtor independente e o autoprodutor ofereçam os direitos emergentes da concessão ou autorização, compreendendo, dentre outros, a energia elétrica a ser produzida e a receita decorrente dos contratos de compra e venda dessa energia, bem como dos bens e instalações utilizados para a sua produção, desde que seja em garantia de financiamentos obtidos para a realização das obras ou serviços relacionados ao empreendimento objeto da concessão ou autorização.

14.3. DO INVENTÁRIO DOS BENS VINCULADOS

Em virtude da vinculação, acima comentada, prevista na legislação, é que todos os produtores independentes possuidores de centrais termelétricas ou usinas hidráulicas estariam obrigados ao cadastramento da propriedade com vistas ao inventário previsto na legislação.

A princípio, poderíamos entender que o disposto na legislação acima citada tinha por objetivo a reversão dos bens, já que no modelo do setor elétrico anterior não tínhamos a figura do produtor independente, e à exceção do Autoprodutor, os demais bens vinculados ao serviço eram indenizados.

Mas, na verdade, nas autorizações expedidas pela ANEEL para que empresas se estabeleçam como produtores independentes, mediante implantação de centrais termelétricas que por lei não estão sujeitas ao regime de “Reversão dos Bens”,

⁴¹Parecer emitido face ao Recurso impetrado pela concessionária que teve o pleito negado pelos Despachos SFF nºs 1.616/2005 e 1.872/2005, entendendo pela não aplicação dos art. 63 e 64 do Decreto nº 41.019/1957, mas sim, do art. 28 da Lei nº 8.987/1995.

vem sendo exigido que seja organizado e mantido permanentemente atualizado o cadastro de bens e instalações das centrais termelétricas, e ainda, que comuniquem a ANEEL qualquer alteração das características de sua unidade geradora.

Já o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26.10.2001, no item 2 das Instruções Gerais, estabelece a obrigatoriedade de se manter permanentemente atualizados os cadastros e o controle dos bens e instalações que são passíveis de reversão.

Essa disposição contida no Manual de Contabilidade está mais adequada à legislação e ao próprio modelo do setor elétrico, no qual o processo de reversão se aplica tão somente aos bens e instalações das concessionárias de serviço público de transmissão e de distribuição de energia elétrica, bem como aos produtores independentes e autoprodutores que explorem os potenciais hidráulicos.

Os produtores independentes e autoprodutores, com centrais termelétricas, não deveriam estar obrigados a esse controle, já que pelo § 2º, do art. 20 do Decreto nº 2.003/1996, os mesmos poderão remover suas instalações, pois não serão indenizados, ou seja, os bens não estão sujeitos ao processo de reversão.

A desvinculação de bens das Concessões de Serviço Público de Energia Elétrica foi regulamentada pela Resolução ANEEL nº 20, de 03.02.1999, onde se procurou simplificar e uniformizar procedimentos, de modo a agilizar os processos inerentes à desvinculação e alienação dos bens inservíveis à prestação do serviço público de energia elétrica, já que antes toda desvinculação teria que ser previamente aprovada pelo Órgão Regulador.

Entendemos que essa Resolução não se aplica aos empreendimentos de geração em regime de produção independente, que conforme já vimos não se caracteriza como atividade de serviço público, tanto que a sua concessão é de uso do bem público. Caso o Órgão Regulador pretenda estender a aplicação dessa resolução aos concessionários de uso do bem público (potencial hídrico), cujos bens estão sujeito ao processo de reversão deverá reformular as exigências nela contida.

Pela nova regulamentação, as concessionárias poderão desvincular do seu acervo patrimonial, bens móveis e imóveis considerados inservíveis à concessão, inclusive os bens que se encontrem em andamento (construção), se obrigando a manter à disposição da ANEEL, pelo período de cinco anos, a relação dos bens desvinculados, bem como o dossiê de documentos da desvinculação (relatório de justificção; ato da Diretoria; cópia da escritura; plantas; laudos, etc).

Considerando que à empresa cabe tão somente o valor correspondente ao custo histórico, líquido da depreciação, o art. 3º dessa Resolução, determina que o produto da alienação, após a dedução dos encargos incidentes sobre os mesmos,

seja depositado em conta bancária vinculada aberta para esse fim e controlada contabilmente em nível de registro suplementar, até a definitiva aplicação dos recursos na concessão.

15. ARRENDAMENTO DE BENS E INSTALAÇÕES

De acordo com § 1º, do art. 1º da Lei nº 6.099, de 12.09.1974, alterada pela Lei nº 7.132, de 26.10.1983, que introduziu no Brasil a figura do arrendamento mercantil de bens, mais conhecido como *leasing* de bens. Considera-se arrendamento mercantil o negócio jurídico realizado entre pessoa jurídica, na qualidade de arrendadora, e pessoa física ou jurídica, na qualidade de arrendatário, e que tenha por objeto o arrendamento de bens adquiridos pela arrendadora, segundo especificações de arrendatário e para uso próprio desta.

Em 1984, dez anos após a edição da lei do arrendamento mercantil, Arnaldo Wald retrata aquele momento citando em seu parecer⁴² que: *"Na verdade, uma primeira vitória já foi obtida para os defensores do leasing, com a promulgação da Lei nº 6.099 que, se por outros motivos não fosse importante, teve o mérito de funcionar como certidão de nascimento do arrendamento mercantil no Brasil, dando-lhe direito de cidadania, e distinguindo-o do gênero locação de coisas. Agora, trata-se de garantir ao leasing a igualdade de tratamento com as demais operações, corrigindo as eventuais ambiguidades da Lei, complementando as suas lacunas e este é o trabalho construtivo dos advogados e dos práticos, dos administradores e dos empresários que, na sua vivência diária, se tornam os construtores do Direito. O início é o difícil, pois em Direito, como na poesia, nada é tão difícil como o início, já dizia Lord Byron"*.

As operações de arrendamento mercantil disciplinadas pela Lei nº 6.099/1974, podem ser classificadas em operacional⁴³ e financeiro, e só poderão ser realizadas por sociedade de arrendamento mercantil ou instituição financeira, devidamente autorizada a funcionar pelo Banco Central do Brasil.

De acordo com Eduardo Zdanowicz, *"O leasing operacional surgiu nos idos de 1920, nos Estados Unidos, quando as próprias indústrias fabricantes de máquinas e equipamentos passaram a arrendar itens do ativo imobilizado, com cláusula de prestação de serviços, prevendo a opção de compra e a possibilidade de rescisão do contrato a qualquer tempo, desde que manifestada esta intenção com uma antecedência mínima de, pelo menos, trinta dias. Já o leasing financeiro tem como característica identificadora a presença de uma instituição financeira*

⁴²Revista dos Tribunais nº 470, São Paulo, 1984, pág. 275.

⁴³Introduzido pela Resolução Banco Central nº 2.309, de 28.08.1996.

denominada de sociedade de arrendamento mercantil. Cada país tem sua legislação própria, que determina a forma de constituição, atuação e encerramento deste tipo de operação por suas entidades responsáveis”.

A Instrução Contábil nº 6.3.31 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, aprovado pela Resolução ANEEL nº 444, de 26.10.2001, estabelece que: *“Um arrendamento é classificado como financeiro se ele transfere substancialmente todos os riscos e compensações decorrentes da propriedade. Tal arrendamento normalmente não está sujeito a cancelamento e garante ao arrendador a recuperação do seu desembolso mais um retorno sobre os fundos investidos. Um arrendamento é classificado como operacional se substancialmente os riscos e compensações decorrentes da propriedade não são transferidos”.*

Segundo Higuchi,⁴⁴ comparando o arrendamento mercantil financeiro e o operacional, previsto respectivamente nos arts. 5º e 6º da Resolução BC nº 2.309/1996, destaca que: *“Comparando as duas modalidades de arrendamento mercantil, se os prazos de duração dos contratos forem iguais, chegamos à conclusão de que o valor das contraprestações no arrendamento financeiro será maior que no operacional, mas o preço da opção de compra será menor. No arrendamento operacional, como o preço da opção de compra será sempre o valor de mercado do bem, nem sempre ocorrerá o exercício da opção de compra como ocorre no financeiro.”*

Os arrendamentos mercantis de bens e instalações vinculadas ao serviço público de energia elétrica estão sujeitos a eventual anuência da ANEEL, conforme IC nº 6.3.31 do MCSPEE. Com referência a equipamentos e móveis e utensílios utilizados na administração da concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, esses bens possuem um tratamento diferenciado na formação da tarifa, ou seja, não se considera sua depreciação, mas sim uma anualidade para fins de cálculos na "empresa de referência", não importando se esses bens serão adquiridos, alugados ou arrendados, a princípio não deveriam estar sujeitos à anuência prevista na IC nº 6.3.31, bem como sendo dispensável demonstrar custo benefício da operação. Inclusive esses bens não compõem a base de remuneração da concessionária.

Mas existem casos no setor elétrico, denominados de arrendamento, mas que nada tem a ver com arrendamento mercantil, pois apesar de serem arrendamento de bens, não é regido pela Lei nº 6.099/1974, e nessa situação temos arrendamento em que o bem está representado por um empreendimento completo de geração hidráulica, ou seja, a própria usina.

⁴⁴Imposto de Renda das Empresas – 32ª Edição – 2007 – IR Publicações, pg. 290.

Os primeiros casos de arrendamento, que conseguimos identificar no setor elétrico, foram autorizados em 1967 (Decreto nº 62.298/1968 – Despacho DNAEE/1968, e Decreto nº 63.575/1968 – Despacho DNAEE/1969). Já em 1994, foi editado o Decreto nº 1.348, de 28.12.1994, tendo por fundamento os arts. 119 e 120 do Decreto nº 41.019/1957, que foi regulamentado pela Portaria DNAEE nº 28, de 23.02.1995, tendo a mesma sido revogada, logo em seguida, pela Portaria DNAEE nº 34, de 02.03.1995, que serviram de base para a homologação, por Despacho DNAEE⁴⁵ de 12.09.1995, do contrato de arrendamento entre FURNAS e a ENERGISA para conclusão do Aproveitamento de Serra da Mesa, localizada no rio Tocantins, sem que houvesse o compartilhamento da concessão detida por FURNAS.

A Câmara de Gestão de Crise de Energia Elétrica editou a Resolução nº 41, de 29.08.2001, atribuindo ao Ministério de Minas e Energia, a prática de atos destinados à superação da crise de energia elétrica, dentre eles o arrendamento, conforme previsto no art. 1º, com a finalidade de viabilizar o aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica.

Entendemos que quando da autorização de arrendamento de empreendimento objeto de concessão, seja de serviço público ou de uso do bem público, outorgada pelo poder concedente, deve-se compartilhar a concessão, pois o contrato de concessão tem caráter personalíssimo no ordenamento jurídico positivado, e pela atual legislação a detentora da concessão, permissão ou autorização, deverá exercer pessoalmente o serviço que lhe foi concedido, respondendo pela inadiplência e/ou descumprimento das obrigações contratuais, inclusive quanto às questões de operação no sistema interligado com despacho integrado.

No arrendamento entre concessionários, apesar de não ocorrer a retirada, alienação e transferência da propriedade, ocorre a transferência da posse, de forma direta que é temporária, ou seja, enquanto perdurar o prazo contratual do arrendamento, que poderá estar correlacionado com o prazo da concessão.

Os bens, por sua vez, continuam contabilizados na empresa arrendadora, detentora da concessão, os quais serão depreciados, passando a gerar uma receita de arrendamento.

Na verdade, a exploração do bem público, objeto da concessão, poderá estar sendo realizada pelo arrendatário, que mesmo sendo concessionário de serviço público, concessionário ou autorizado de uso do bem público, em regime de produção independente, não detém a outorga específica daquele empreendimento. Nessa operação, o arrendatário tem uma despesa pelo pagamento do arren-

⁴⁵Com base no Parecer CONJUR/MME nº 035/1994 e 132, de 30.08.1995 e no Decreto nº 1.348/1994.

damento e uma receita de venda da energia gerada pelo empreendimento, objeto do arrendamento.

Há situações de arrendamento de usina hidroelétrica entre empresas acionistas de uma SPE e a própria SPE, participantes de um mesmo empreendimento, onde a concessão foi compartilhada entre eles, pelo poder concedente, o que na verdade não representa nenhum risco à concessão, mas mesmo nesse caso de concessão compartilhada, entendemos que o contrato de arrendamento deve ser submetido à autorização do órgão regulador.

A figura do arrendamento de empreendimento, apesar de já ter sido praticado no Setor Elétrico Brasileiro, é tida como uma prática a não ser seguida, sendo inclusive considerada como uma prática impertinente.⁴⁶

16. SERVIDÃO E DECLARAÇÃO DE UTILIDADE PÚBLICA

As atividades de geração, transmissão e de distribuição, cujas instalações são compostas por usinas, linhas de transmissão e de distribuição, subestações e redes de distribuição, utilizadas para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, são exemplos de servidão administrativa, pois visam o interesse público, e normalmente tem suas instalações construídas em propriedades de terceiros, sendo que as linhas de transmissão passam por áreas de terra de diversos proprietários, devendo portanto se instituir a servidão temporária ou permanente.

A instituição da servidão administrativa poderá decorrer do acordo entre o proprietário e o Poder público. Depois de declarada a utilidade pública e se instituir a servidão se obterão o assentimento do proprietário para usar a propriedade deste com o fim já especificado no decreto do poder executivo, devendo ser celebrado acordo formal por escritura pública, para fins de subsequente registro do direito real. Poderá decorrer também de sentença judicial, quando não tenha havido o acordo entre as partes.

No setor elétrico, o Código de Águas, instituído pelo Decreto nº 24.643/1934, no seu art. 151, letra "c", tratou desse tema, dispondo que, para explorar a concessão, *constitui direito do concessionário "estabelecer as servidões permanentes ou temporárias exigidas para as obras hidráulicas e para o transporte em distribuição de energia elétrica"*. Esse dispositivo foi regulamentado pelo Decreto nº 35.851, de 16.07.1954, que dispôs no seu art. primeiro;

⁴⁶Parecer nº 176/2007 – PF/ANEEL.

“Art. 1º. As concessões para o aproveitamento industrial das quedas d’água, ou, de modo geral, para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, conferem aos seus titulares o direito de constituir as servidões administrativas permanentes ou temporárias, exigidas para o estabelecimento das respectivas linhas de transmissão e de distribuição.”

Como não poderia deixar de ser, foi garantido também aos proprietários, no seu art. 5º, o direito à indenização correspondente à justa reparação dos prejuízos a eles causados pelo uso público das áreas sujeitas à servidão e pelas restrições estabelecidas ao seu gozo.

É importante ressaltar que a servidão administrativa encerra apenas o uso da propriedade alheia para possibilitar a execução de serviços públicos. Não enseja a perda da propriedade, como é o caso da desapropriação. A desapropriação enseja a indenização, e na servidão só há a indenização quando houver prejuízo ao proprietário, cabendo a ele o ônus da prova.

Segundo Meirelles, “A servidão é uma das formas de intervenção na propriedade privada, pois é um ato do poder público que compulsoriamente retira ou restringe direitos dominiais privados, ou sujeita o uso de bens particulares a uma destinação de interesse público, podendo ter seu fundamento na necessidade ou na utilidade pública, ou no interesse social.”⁴⁷

Já para Carvalho Filho, “Servidão administrativa é o direito real público que autoriza o Poder público a usar a propriedade imóvel para permitir a execução de obras e serviços de interesse coletivo. Cuida-se de um direito real público, porque é instituído em favor do Estado para atender a fatores de interesse público. Por isso difere da servidão de direito privado, regulada pelo Código Civil e tendo como partícipes, da relação jurídica, pessoas da iniciativa privada (arts. 695 a 712). O núcleo do instituto, porém é o mesmo.”⁴⁸

O Decreto-Lei nº 3.365, de 21.06.1941, alterado pela Lei nº 2.786, de 21.05.1956, estabeleceu que, mediante declaração de utilidade pública, todos os bens poderão ser desapropriados pela União, pelos Estados, Municípios, Distrito Federal e Territórios, sendo que a declaração de utilidade pública seria estabelecida por decreto do Presidente da República, Governador, Interventor ou Prefeito.

O inciso IX, do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13.02.1995, incumbiu ao poder concedente a competência para *“declarar de necessidade ou utilidade pública, para fins de instituição de servidão administrativa, os bens necessários à execução de*

⁴⁷Hely Lopes Meirelles – *Direito Administrativo Brasileiro* – 22ª ed. Malheiros.

⁴⁸José dos Santos Carvalho Filho – *Manual de Direito Administrativo* – 6ª ed. Lumen Júris, pág.546, VI.

serviço ou obra pública, promovendo-a diretamente ou mediante outorga de poderes à concessionária, caso em que será desta a responsabilidade pelas indenizações cabíveis."

Já o art. 10 da Lei nº 9.074/1995, com redação dada pela Lei nº 9.648/1998, bem como o Art. 4º do Decreto nº 2.335/1997, atribuía diretamente à ANEEL, a competência para declarar a utilidade pública, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à implantação de instalações de concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica.

Porém, o art. 9º da Lei nº 10.848, de 15.03.2004, ao incluir o art. 3º – A na Lei nº 9.427/1996, estabeleceu que tal competência, é do Poder Concedente, com a possibilidade de delegação à ANEEL, conforme a seguir:

"§ 4º O exercício pela ANEEL das competências referidas nos incisos VIII e IX do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dependerá de delegação expressa do Poder Concedente."

Essa delegação se deu por meio do art. 1º do Decreto nº 4.932, de 23.12.2003, com nova redação dada pelo Decreto nº 4.970, de 30.01.2004. O art. 2º desse Decreto estabelece que a delegação vigorará pelo prazo de noventa dias, a contar de sua publicação, ou até a regulamentação da Medida Provisória nº 144/2003, que ocorreu em 30.07.2004, com a edição do Decreto nº 5.163/2004, que no seu bojo não fez nenhuma referência à delegação dessa competência.

A ANEEL, por meio da Resolução nº 259, de 09.06.2003, estabeleceu os procedimentos gerais para requerimento de declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e de instituição de servidão administrativa. No entanto, essa resolução foi revogada pela Resolução Normativa nº 279, de 11.09.2007, que trouxe novos procedimentos.

De acordo com a Lei de Registros Públicos nº 6.015, de 31.12.1973, no seu art. 168, inciso I, letra "f", a servidão administrativa, sendo um direito real em favor do Poder público sobre a propriedade alheia, deve ser inscrita no Registro de Imóveis para produzir efeitos *erga omnes*.

17. TRANSFERÊNCIA DE TECNOLOGIA

Logo após o início do processo de privatização do setor elétrico brasileiro, onde grupos controladores estrangeiros investiram na aquisição de empresas nacionais, surgiu a necessidade de aquisição de tecnologia, assistência técnica e prestação de serviços de forma contínua e regular, diretamente ou não de seu controlador, com o objetivo de melhorar sua eficiência e a qualidade dos serviços

prestados. O órgão regulador, por meio da Resolução nº 22, de 04.02.1999, veio estabelecer normas e condições para que as concessionárias privatizadas pudessem realizar esse tipo de operação com seu grupo controlador.

Dessa forma, os acordos, ajustes, convênios e contratos, firmados por concessionária ou permissionária com integrantes do seu grupo controlador, diretos ou indiretos; com empresas controladas ou coligadas; com pessoas físicas ou jurídicas que, juntamente com a concessionária ou permissionária, façam parte, direta ou indiretamente, de uma mesma empresa controlada; com pessoa física e jurídica que tenham diretores ou administradores comuns, tendo por objeto a transferência de tecnologia, assistência técnica e prestação de serviços, cujos valores anuais não ultrapassem o correspondente a 0,1% da receita operacional líquida anual da concessionária ou permissionária, definida na demonstração de resultado, ou R\$ 500.000,00 (quinhentos mil reais), o que for maior, deverão ser informados à ANEEL, no prazo de 30 (trinta) dias de sua efetivação, permanecendo os respectivos contratos em poder do agente, para serem examinados quando da fiscalização do órgão regulador.

Não extrapolando os limites estabelecidos, ficam os instrumentos contratuais automaticamente aprovados pelo órgão regulador para os efeitos do processo da prestação anual de contas.

Caso no decorrer do ano esses limites sejam extrapolados, o concessionário ou permissionário deverá submeter os referidos contratos ao exame e aprovação da ANEEL no prazo de trinta dias contados da data da ocorrência.

Já as contratações, com valores superiores ao acima citado, e para aquelas firmadas entre concessionários e permissionários, ou entre tais agentes, tendo em comum alguém integrante, direto ou indireto, nos seus respectivos grupos de controle, sujeitam-se ao exame e a aprovação da ANEEL, bem como aos seguintes limites, respeitados aqueles que porventura tenham sido estabelecidos nos contratos de concessão:

- a) 1,0% (um por cento) da receita operacional anual, nos três primeiros anos, a partir da assinatura do contrato de concessão ou permissão.
- b) 0,5% (cinco décimos por cento) da receita operacional anual, após os três primeiros anos até o sexto ano.
- c) 0,2% (dois décimos por cento) da receita operacional anual, a partir do sétimo ano.

As concessionárias e permissionárias deverão manter registros contábeis separados, na sua contabilidade, referentes aos desembolsos aqui comentados.

Alertamos que essa Resolução nº 22/1999 encontra-se com a audiência pública encerrada, devendo, ainda em 2008, ser publicada uma nova Resolução.

18. LIMITES E CONDIÇÕES PARA PARTICIPAÇÃO DOS AGENTES NAS ATIVIDADES DO SETOR ELÉTRICO

A exploração das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização estão sujeitas às restrições de concentração econômica e de poder de mercado, definidas pela ANEEL em articulação com a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça, conforme disposto no Decreto nº 2.655, de 02.07.1998.

Com o objetivo de propiciar uma concorrência efetiva entre os agentes, impedindo a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, o órgão regulador, cumprindo o determinado no Decreto acima, publicou a Resolução ANEEL nº 094, de 30.03.1998, estabeleceu restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações à concentração societária e à realização de negócios entre si, de maneira a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividade de energia elétrica.

Logo em seguida, com a autorização do exercício da atividade de agente comercializador, por meio da Resolução ANEEL nº 265, de 13.08.1998, houve a necessidade de revisão da Resolução ANEEL nº 094/1998, já que a mesma não contemplava essa atividade. Assim, foi publicado a Resolução ANEEL nº 278, de 19.07.2000, estabelecendo os novos limites e condições para participação dos agentes econômicos nas atividades do setor elétrico, não se aplicando, entretanto, as disposições dessa Resolução aos agentes econômicos submetidos ao Programa Nacional de Desestatização, conforme disposto na Lei nº 9.491, de 09.09.1997, e no art. 5º da Lei nº 9.648, de 27.05.1998, até a conclusão de suas reestruturações societárias.

Nessa Resolução, a ANEEL estabeleceu limites de participação para os agentes nas categorias de: geração (capacidade instalada), prevista no art. 3º da Resolução ANEEL nº 278/2000, que acabou sendo revogado pela Resolução ANEEL nº 252,⁴⁹ de 06.02.2007; Distribuição (energia distribuída); e comercialização, ambas previstas nos art. 4º e 5º, respectivamente, dessa mesma Resolução, que, juntamente ao art. 6º, acabaram sendo revogados pela Resolução ANEEL nº 299, de 08.01.2008.

⁴⁹A ANEEL entendeu que esses limites não se coadunavam com o novo modelo de comercialização trazido pela Lei nº 10.848/2004 – Processo nº 48500.000082/2006-65/ANEEL.

A ANEEL submeteu à Audiência Pública minuta de Resolução, na qual manteve a revogação dos limites anteriores, previstos na Resolução nº 278/2000, ou seja, não estabeleceu limites, mas sim, procedimentos para análise dos limites, condições e restrições para participação de agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica, os quais, de acordo com o art. 2º da minuta de Resolução, considerarão os seguintes aspectos:

"(...)

I. A definição de mercado relevante, que leva em conta, sobretudo, o disposto nas alíneas "a" e "b" do inciso II.

II. A influência das partes envolvidas no intercâmbio de energia elétrica entre submercados, observados:

a) O limite de transmissão entre os submercados em que as partes possuem atividades de geração, distribuição ou comercialização.

b) A expectativa de evolução de tais restrições de transmissão ao longo de dez anos, conforme apresentado no Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE.

III. Os efeitos da transação decorrente do ato de concentração analisado sobre os preços do mercado de curto prazo, em todos os submercados.

IV. A possibilidade de influência nos preços de longo prazo, em todos os submercados, face ao exercício do poder de mercado.

V. A participação de cada uma das partes nas vendas de energia elétrica em todos os submercados.

VI. A participação dos agentes envolvidos na capacidade de geração hidráulica e térmica, incluindo gás natural, carvão mineral, biomassa e outros tipos de combustíveis, em todos os submercados.

VII. O nível de cobertura contratual das distribuidoras.

VIII. O nível de contratação das geradoras.

IX. A demonstração, por parte dos interessados, da obtenção de eventuais ganhos de eficiência.

X. A participação em seus respectivos mercados de atuação."

Ainda, de acordo com a citada minuta, a análise será fundamentada, principalmente, em documentos tais como os estudos de planejamento da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e em simulações efetuadas a partir de modelos oficiais, como o NEWAVE e o DECOMP, utilizados pelo ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, podendo a ANEEL adotar tratamento sumário aos atos de concentração encaminhados para análise em sua área de competência, caso se verifique que do negócio jurídico não resultará controle de uma parcela substancial de nenhum dos mercados relevantes.

Como registro histórico, apresentamos abaixo, os limites que vigoraram até a revogação dos arts. 3º a 6º da Resolução ANEEL nº 278/2000, conforme já comentado anteriormente:

I. LIMITES DE PARTICIPAÇÃO NA CAPACIDADE INSTALADA

- a) Um agente econômico não poderá deter participação na capacidade instalada do sistema elétrico nacional superior a 20%.
- b) Um agente econômico não poderá deter participação na capacidade instalada do sistema elétrico das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste superior a 25%.
- c) Um agente econômico não poderá deter participação na capacidade instalada do sistema elétrico das regiões Norte e Nordeste superior a 35%.
- d) Será admitida participação superior aos limites acima, quando corresponder à potência instalada em uma única usina de geração de energia elétrica.

II. LIMITES DE PARTICIPAÇÃO NA ENERGIA DISTRIBUÍDA

- a) Um agente econômico não poderá deter participação na energia distribuída do sistema elétrico das regiões Norte e Nordeste superior a 35%.
- b) Um agente econômico não poderá deter participação na energia distribuída do sistema elétrico nacional superior a 20%.
- c) Um agente econômico não poderá deter participação na energia distribuída do sistema elétrico das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste superior a 25%.

d) Será admitida participação superior aos limites acima, quando decorrer somente de crescimento do montante de energia distribuída a taxas superiores às médias nacional ou regional.

III. LIMITES DE PARTICIPAÇÃO NA COMERCIALIZAÇÃO

a) Um agente econômico não poderá deter participação na comercialização final do sistema elétrico nacional superior a 20%.

b) Um agente econômico não poderá deter participação na comercialização intermediária do sistema elétrico nacional superior a 20%.

c) Um mesmo agente econômico não poderá ter a soma aritmética de seus percentuais de participação nas comercializações final e intermediária do sistema elétrico nacional superior a 25%.

Dessa forma, pela Resolução ANEEL nº 278/2000, antes da revogação dos arts. 3º a 6º, o agente econômico que não se enquadrasse nos limites acima não poderia adquirir novas participações em controles societários ou ativos de empresas do setor elétrico que viessem a ampliar seus percentuais de participação na capacidade instalada, energia distribuída ou comercialização final e intermediária.

Por disposição contida nessa Resolução, todas as empresas do setor elétrico deveriam enviar à ANEEL informações atualizadas relativas à sua composição societária, identificando o seu grupo de controle e explicitando todas as participações societárias diretas e indiretas de seus controladores, além de outras informações que a ANEEL julgar necessária. Essa disposição permanece na minuta da nova Resolução em audiência pública.

Lembramos também que essa Resolução estabelece limites de aquisição de energia elétrica, no âmbito do sistema interligado, entre empresas vinculadas.

19. DIREITOS E OBRIGAÇÕES NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

19.1. INTRODUÇÃO

Os contratos de concessão sejam eles de concessão de serviço público de geração, transmissão ou de distribuição de energia elétrica, ou concessão de uso de bem público para geração de energia elétrica, em regime de produção independente, de forma geral são regidos pelas cláusulas contratuais e pelo Código de Águas – Decreto nº 24.643/1934, alterado pelos Decretos-Lei nºs 852/1938, 3.763/1941, e

pelo Decreto nº 41.019/1957, que regulamentou o Código de Águas, Leis nºs 8.987/1995, 9.074/1995, 9.427/1996, 9.648/1998, Decretos nºs 1.717/1995, 2.003/1996 (no caso de produtores independentes e autoprodutores), 2.655/1998 (empresas transmissoras de energia elétrica), e pela legislação superveniente e complementar, pelas normas e regulamentos expedidos pelo Poder concedente e pela ANEEL. Considerando os diversos direitos e obrigações, já abordados em tópicos específicos, como exemplo, o equilíbrio econômico-financeiro, os diversos “encargos setoriais”, abordaremos aqui somente alguns direitos e obrigações.

19.2. DIREITOS

19.2.1. PRERROGATIVA PARA DESAPROPRIAÇÃO E CONSTITUIÇÃO DE SERVIDÕES

Além de outras prerrogativas das concessionárias, elas poderão: promover desapropriações e constituição de servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública e necessários à execução de serviços ou de obras vinculadas à concessão, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes; acessar livremente, na forma da legislação, os sistemas de transmissão e distribuição, mediante pagamento dos respectivos encargos de uso e conexão, de modo a transmitir a energia elétrica produzida ou comercializada; comercializar, nos termos do contrato de concessão e da legislação vigente, sua potência e energia.

19.2.2. INDENIZAÇÃO DOS BENS VINCULADOS AO SERVIÇO CONCEDIDO

O Decreto nº 41.019/1957, no seu art. 90, que trata da reversão dos bens, já previa a possibilidade de constar dos contratos de concessões as condições de reversão, que poderia ser com ou sem indenização.

No Brasil, os contratos de concessão de serviço público de geração, transmissão e de distribuição de energia elétrica, e os contratos de concessão de uso do bem público em regime de produção independente, tem a reversão dos bens, mediante indenização do mesmo, nos termos da legislação vigente, conforme arts. 35 a 38 da Lei nº 8.987/1995, para concessões de serviço público, e art. 20 do Decreto nº 2.003/1996, para os empreendimentos hidroelétricos em regime de produção independente.

A indenização corresponderá ao valor das parcelas dos investimentos vinculados a bem reversíveis, ou seja, aqueles vinculados ao serviço concedido, ainda não

amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido, descontado o valor das multas contratuais e dos danos causados pela concessionária, quando for o caso. Será descontado também o valor das “Obrigações especiais”, que representa o saldo de valores e/ ou bens recebidos de Municípios, de Estados, da União Federal e de Consumidores em geral, oriundo da participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, Verbas Federais, Estaduais e Municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos, que se encontram contabilizados nas contas 223.0x – Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica.⁵⁰

Essa legislação, ao estabelecer a indenização dos investimentos realizados com o objetivo de garantir a continuidade do serviço concedido, veio vedar a indenização do custo com o projeto básico, partindo do pressuposto que quando da licitação do empreendimento o proponente vencedor do certame considerou esse investimento no seu fluxo de caixa pelo período da concessão. Esse entendimento deve ser aplicado somente para os empreendimentos licitados.

Além do mais, quando a legislação estabelece que a indenização corresponderá ao valor das parcelas dos investimentos ainda não amortizados ou depreciados, não está bem definido se será pelo seu custo histórico contábil ou não. No entanto cabe aqui uma análise sobre o investimento remunerável e a respectiva depreciação que vem sendo considerada quando da revisão tarifária das concessionárias de serviço público de distribuição, o que nos permitirá concluir com mais propriedade o sinal dado pelo regulador.

Para fins de definição do ativo imobilizado em serviço que compõe a base de remuneração considera-se o valor novo de reposição nos termos definidos na Resolução nº 234/2006, aplicando-se o percentual de depreciação acumulado contabilmente para fins de se estabelecer o valor líquido, que deduzido das obrigações especiais e demais ajustes, formará a base de remuneração. Da mesma forma, para fins de se identificar o valor da quota de depreciação do ativo imobilizado em serviço a ser considerada na parcela “B”, utiliza-se o valor novo de reposição, excluído os bens totalmente depreciados. Portanto, ao se remunerar o ativo imobilizado em serviço pelo seu valor novo de reposição e incluir na tarifa uma depreciação calculada sobre esse valor novo de reposição, podemos deduzir que o acionista será indenizado pelo valor novo de reposição, nos termos da Resolução nº 234/2006, já que pela atual metodologia o acionista não está recuperando seu investimento pelo valor de custo histórico contábil, mas sim, pelo valor novo de reposição.

⁵⁰Até dezembro de 2006 era representado pelas contas contábeis do subgrupo 222.0x.

Para as novas concessões licitadas a partir da vigência da Lei nº 8.987/1995, existe uma questão contábil a ser examinada pela ANEEL, pois o investimento básico considerado na formação da receita não estará totalmente depreciado, face às taxas de depreciação adotada, ao final da concessão outorgada, o que leva a concessionária ou autorizada a demonstrar um lucro em excesso, já que o investimento foi considerado no fluxo de caixa. Isso está mais acentuado na outorga de concessão de uso do bem público para geração em regime de produção independente.

19.3. OBRIGAÇÕES

As obrigações são diversas, de acordo com cada tipo de concessão, permissão ou autorização, e estão disciplinadas no próprio contrato de concessão, permissão ou autorização, além daquelas previstas na legislação citada na introdução. Já as penalidades, estão no contrato de concessão e na Resolução ANEEL nº 63/2004 que revogou a Resolução nº 318/1998.

De acordo como art. 31 da Lei nº 8.987/1995, são obrigações da concessionária:

- Prestar serviço adequado, na forma prevista nesta Lei, nas normas técnicas aplicáveis e no contrato.
- Manter em dia o inventário e o registro dos bens vinculados à concessão.
- Prestar contas da gestão do serviço ao poder concedente e aos usuários, nos termos definidos no contrato.
- Cumprir e fazer cumprir as normas do serviço e as cláusulas contratuais da concessão.
- Permitir aos encarregados da fiscalização livre acesso, em qualquer época, às obras, aos equipamentos e às instalações integrantes do serviço, bem como a seus registros contábeis.
- Promover as desapropriações e constituir servidões autorizadas pelo poder concedente, conforme previsto no edital e no contrato.
- Zelar pela integridade dos bens vinculados à prestação do serviço, bem como segurá-los adequadamente.
- Captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à prestação do serviço.

19.3.1. QUALIDADE E CONTINUIDADE DOS SERVIÇOS

No caso específico dos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, o mesmo estabelece obrigações e encargos a serem cumpridos pela concessionária, de forma a garantir a prestação do serviço público junto ao consumidor, que tem participação nessa relação tríplice, formada pelo Poder concedente, Concessionária e Consumidor.

O ponto fundamental nessa concessão é a qualidade e a continuidade dos serviços a serem prestados aos consumidores, estabelecendo, no contrato, a obrigação da concessionária de adotar na prestação dos serviços, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e a modicidade das tarifas.

O desempenho das concessionárias quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica é medido pelo órgão regulador com base em indicadores específicos, denominados de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC, Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC.

A Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal.

A Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora, seja ela comercial, residencial, industrial etc.

As metas de DEC e FEC a serem observadas pelas concessionárias estão definidas em resoluções do órgão regulador, tendo o mesmo implantado, a partir do ano 2000, mais três indicadores destinados a aferir a qualidade do serviço prestado diretamente ao consumidor, que são:

a) A Duração de Interrupção por Unidade Consumidora – DIC e a Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora – FIC que indicam quanto tempo e o número de vezes respectivamente que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica durante um período considerado.

b) A Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora – DMIC é um indicador que limita o tempo máximo de cada interrupção, impedindo que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica durante um período muito longo. Esse indicador passou a ser controlado a partir do ano de 2003.

As metas para os indicadores DIC, FIC e DMIC estão publicadas na Resolução ANEEL nº 024, de 27.01.2000, com nova redação dada pela Resolução Normativa ANEEL nº 177, de 28.11.2005, sendo que já estão sendo informadas na conta de energia elétrica do consumidor as metas do DIC e FIC.

A concessionária é obrigada a realizar, por sua conta, os projetos e as obras necessárias ao fornecimento de energia elétrica aos interessados, até o ponto de entrega definido segundo as normas do Poder concedente. Poderá, entretanto, a Concessionária, transferir ao interessado, mediante negociação escrita e de acordo com a legislação, a responsabilidade do custeio das obras necessárias ao atendimento do pedido de ligação ou de aumento de carga instalada.

19.3.2. INVESTIMENTO EM PESQUISA E DESENVOLVIMENTO – P&D

Outra obrigação das concessionárias e permissionárias de serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como das geradoras em regime de produção independente, e dos autoprodutores no que se refere à parcela da energia comercializada, é a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética, conforme estabelecido nos contratos de concessões e das respectivas autorizações.

Essa obrigação, que inicialmente era contratual, passou a ser uma exigência prevista na Lei nº 9.991, de 24.07.2000, regulamentada pelo Decreto nº 3.867, de 16.07.2001. Estudo mais detalhado sobre este encargo setorial, encontra-se no capítulo específico intitulado “Aspectos Tributários – Encargos Setoriais”.

20. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

20.1. MODELO ANTERIOR, VIGENTE ANTES DO DECRETO Nº 5.163/2004

Apesar das profundas alterações introduzidas pela Lei nº 10.848, de 15.03.2004, cuja comercialização foi regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 30.07.2004 e alterações posteriores, decidimos, por manter, neste título os dois subtítulos a seguir, sendo que o segundo subtítulo que trata da contratação do suprimento de energia elétrica pelas concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN, com mercado próprio inferior a 300 GWh/ano, no novo modelo foi ampliado para mercado próprio inferior a 500 GWh/ano.

20.1.1. LEILÕES PARA COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Foi estabelecido pelo *caput* do art. 10 da Lei nº 9.648/1998, que as negociações de compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados seriam de livre negociação, desde que respeitado os prazos e demais condições já estabelecidas contratualmente. Assim, foram estabelecidos prazos e condições para essa transição, a exemplo do inciso II, desse artigo, dispondo que os montantes de energia e de demanda de potência, em relação aos montantes de 2002, seriam contratados com redução gradual à razão de 25% ao ano, a partir de 2003. Essa disposição não se aplicava à energia elétrica gerada pela Itaipu Binacional e pela Eletrobrás Termonuclear S.A – Eletronuclear.

O art. 27 da Lei nº 10.438/2002 estabeleceu que no mínimo 50% da energia elétrica comercializada pelas concessionárias geradoras de serviço público sob o controle federal, inclusive o montante de energia elétrica a ser reduzido dos contratos iniciais (25% ao ano) a partir de 2003, seriam negociados por meio de leilões públicos, conforme regras estabelecidas pela ANEEL.

A redução dos contratos iniciais em 50% não conferia direito às concessionárias geradoras do serviço público sob controle federal a qualquer garantia tarifária em relação ao montante de energia liberada. Essas geradoras assumiriam também os riscos hidrológicos ou de não cumprimento do contrato de venda de energia, conforme disposto nos §§ 2º e 3º, do art. 27 da Lei nº 10.438/2002.

A Lei nº 10.604/2002 incluiu, neste artigo, a forma com que as geradoras sob controle federal poderiam comercializar energia elétrica, estabelecendo leilões exclusivos com consumidores finais, aditamento dos contratos que estiverem em vigor na data de publicação da própria lei. Estabeleceu também que as concessionárias de geração de serviço público sob controle federal ou estadual poderiam negociar energia nas licitações, na modalidade de leilão, realizadas pelas concessionárias de serviço público de distribuição, bem como aditar os contratos iniciais ou equivalentes que estivessem em vigor na data da publicação desta lei.

Ainda em relação às geradoras, o art. 28 da Lei nº 10.438/2002, com redação dada pela Lei nº 10.604/2002, estabeleceu que a parcela de energia que não fosse comercializada na forma do art. 27, acima comentado, deveria ser liquidada no mercado de curto prazo do MAE atual CCEE.

Quanto às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição, o art. 2º da Lei nº 10.604/2002, estabeleceu que a partir de 1º de janeiro de 2003, as concessionárias de serviço público de distribuição somente poderiam firmar contratos de compra de energia elétrica por meio de licitação, na modalidade de leilão, ou por meio dos leilões públicos previstos no art. 27 da Lei nº 10.438/2002. Ficaram excluídos dessa exigência, os direitos à contratação entre as sociedades coligadas,

controladas e controladoras ou vinculadas à controladora comum, nos limites estabelecidos em regulamentação, bem como os contratos firmados por concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica que atuem nos sistemas isolados e os contratos bilaterais cujo objeto seja a compra e venda de energia produzida por fontes eólica, solar, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa.

O Poder Executivo, por meio do Decreto nº 4.562, de 31.12.2002, dispôs sobre as normas gerais de contratação, estabelecendo que a ANEEL regulara a realização de uma única licitação na modalidade de leilão, por mês, para atender às necessidades das concessionárias de serviço público de distribuição, que, conforme comentamos anteriormente, deveriam contratar sua energia por meio de leilão, tendo o art. 5º desse decreto, estabelecido que essa contratação será pelo prazo de suprimento igual ou superior a seis meses.

Pelo decreto, esse leilão poderia ser realizado pelo MAE, atual CCEE, ou por pessoa jurídica de direito privado, não vinculada diretamente aos agentes do MAE. A ANEEL, seguindo diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética, previstas na Resolução nº 3, de 22.05.2003, determinou por meio da Resolução nº 246,⁵¹ de 23.05.2003, que esse leilão fosse realizado sob a coordenação e responsabilidade do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, atual CCEE, definindo que o contrato de compra e venda de energia elétrica, a ser utilizado na licitação, contemplasse períodos de suprimento de seis meses, um ano, dois e quatro anos, sendo os mesmos diferenciados pelo prazo de início do suprimento, que seria contado a partir da data de realização do leilão e demais critérios estabelecidos no § 2º, desta resolução, e que esses contratos fossem registrados no MAE, atual CCEE.

Para contratos de compra de energia elétrica com condições e prazos diferentes daqueles estabelecidos na Resolução ANEEL nº 246/2003, os limites de repasse para as tarifas de fornecimento seriam aqueles previstos na Resolução ANEEL nº 248/2002.⁵²

A ANEEL incluirá na licitação a ser realizada no último mês de cada semestre, a compra de energia por meio de contratos de compra e venda com quatorze anos de duração, dos quais os primeiros quatro anos são de carência para início do suprimento.

Para participar do leilão, os agentes deveriam observar as restrições associadas à concentração de mercado, ao autossuprimento, as participações cruzadas e vinculações societárias, assim como os limites e prazos estabelecidos, na legislação setorial e de defesa da concorrência e regulamentação específica da ANEEL e demais instrumentos concernentes aos órgãos de defesa da concorrência.

⁵¹ Teve o seu § 2º e os incisos I, II, e III do art. 2º, alterado pela Resolução ANEEL nº 329, de 03.07.2003.

⁵² Teve o seu art. 3º alterado pela Resolução ANEEL nº 487, de 29.08.2002.

O cálculo do valor médio, por submercado, dos preços para cada um dos tipos de lotes e durações de contratos resultantes dos leilões, era efetivado mediante metodologia estabelecida no art. 19 da Resolução ANEEL nº 246/2003, e utilizados pela ANEEL como limite de repasse para as tarifas de fornecimento do consumidor cativo.

Nesses leilões podiam participar:

- **Como Compradores:** Agentes do MAE, atual CCEE, na condição de concessionárias de distribuição e comercializadoras de energia elétrica.
- **Como Vendedores:** Agentes do MAE, atual CCEE, na condição de empresas concessionárias de serviço público de geração, produção independente de energia elétrica, empresas de comercialização de energia elétrica e empresas concessionárias de serviço público de distribuição.

A concessionária de distribuição somente podia ofertar para venda a energia oriunda de sobras contratuais, o que era verificado pelo MAE, atual CCEE, considerando o centro de gravidade do respectivo submercado. Centro de Gravidade, de acordo com as regras de mercado, é o ponto virtual definido para “corrigir” todos os valores de medição, tanto de carga, quanto da geração, refletindo as perdas elétricas em cada submercado.

20.1.2 CONTRATAÇÃO DE SUPRIMENTO POR CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO COM MERCADO PRÓPRIO INFERIOR A 300 GWh/ano

A livre negociação de compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, prevista no art. 10 da Lei nº 9.648/1998, com nova redação dada pelo art. 18 da Lei nº 10.438/2002, não se aplicava ao suprimento destinado às concessionárias de serviço público de distribuição com mercado próprio inferior a 300 GWh/ano, cujas condições, prazos e tarifas continuaram a ser regulamentados pela ANEEL.

A Resolução ANEEL nº 236,⁵³ de 20.05.2003, estabeleceu as condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional, com mercado próprio inferior a 300 GWh/ano, nos termos das disposições previstas na Lei nº 10.438/2002, bem como

⁵³ Teve seu art. 9º, alterado pelas Resoluções nºs 337/2003 e 678/2003. Posteriormente foi revogada pela Resolução ANEEL nº 206, de 22.12.2005.

classificou quais as concessionárias estariam enquadradas nestas condições para o período de 2003 a 2005.

Coube à ANEEL fazer uma avaliação a cada três anos, a partir de 2005, no mês do reajuste tarifário anual ou da revisão tarifária periódica de cada empresa, do mercado próprio médio faturado, tendo como referência os dois últimos anos em relação ao ano de avaliação, para fins de classificação das concessionárias de distribuição supridas. O resultado dessa classificação seria implementado um ano após, a partir do próximo reajuste ou revisão.

As disposições contidas nas Resoluções ANEEL nos 447/2000, 44/2001 e 173⁵⁴/2001 não se aplicava às concessionárias enquadradas na Resolução ANEEL nº 236/2003. Assim, a ANEEL deveria rever essas resoluções, já que as mesmas estabeleciam diretrizes e condição para os contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica entre a Cesp e suas supridas, bem como homologava os montantes de energia e demanda de potência para os contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica entre as concessionárias nelas especificadas, com redução de 25% ao ano a partir de 2003, sendo que algumas dessas concessionárias também constavam da Resolução nº 236/2003.

Com o novo modelo de comercialização instituído pela Lei nº 10.848/2004, regulamentado pelo Decreto nº 5.163/2004, essa modalidade de contratação sofreu diversas alterações, inclusive com a ampliação do mercado próprio inferior a 300 GWh/Ano para 500 GWh/Ano. As novas regras para este tipo de contratação estarão sendo abordadas no título a seguir, em item específico.

20.2. COMERCIALIZAÇÃO NO MODELO ATUAL COM O DECRETO Nº 5.163/2004

O novo modelo de comercialização de energia elétrica estabelecido pela Medida Provisória nº 144/2003, convertida na Lei nº 10.848/2004, e regulamentado pelo Decreto nº 5.163/2004, e alterações posteriores, teve como diretriz a segurança no suprimento de energia elétrica e a modicidade tarifária, buscando também, de certa forma, a estabilidade regulatória e a continuidade da universalização do atendimento a todos os consumidores brasileiros.

A comercialização ocorrerá em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, com a participação dos agentes geradores (vendedores) e a obrigatória a participação dos agentes concessionários, permissionários e autorizados de servi-

⁵⁴ Retificação do montante do Contrato Inicial, pela Resolução ANEEL nº 135, de 28.03.2003.

ção público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN (compradores), devendo os mesmos garantirem o atendimento de cem por cento de seu mercado consumidor, mediante contratação regulada, por meio de licitação; e o Ambiente de Contratação Livre – ACL, segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos, no qual também conta com a participação dos agentes geradores e dos demais agentes comercializadores, importadores e consumidores livres.

Importante ressaltar que na comercialização de energia elétrica nesses dois ambientes de contratação, foi estabelecido pelo art. 2º do Decreto nº 5.163/2004, a necessidade da comprovação de lastro para a venda de energia elétrica, bem como para garantia de atendimento a cem por cento do mercado de energia, conforme segue:

- a) Os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos, a partir da data de publicação deste Decreto.
- b) Os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL.
- c) Os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos agentes de distribuição e agentes vendedores deverão, a partir de 1º de janeiro de 2005, garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na ANEEL.

Já o § 1º, do art. 2º do Decreto nº 5.163/2004, estabeleceu que o lastro para a venda de que trata a letra “a”, acima, deverá ser constituído pela garantia física,⁵⁵ proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência, a ser registrado na CCEE.

Conforme estabelecido no § 1º, do art. 1º do Decreto nº 5.163/2004, ficou a cargo da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a expedição da: i) convenção de Comercialização; ii) das regras de comercialização; e iii) dos procedimentos de

⁵⁵ A garantia física para os empreendimentos que celebrarem os CCEARs decorrentes do Leilão “A-3”, foi estabelecida pela Portaria MME nº 26, de 01.08.2008.

comercialização. Esse arcabouço legal tem por objetivo estabelecer as normas de operacionalização da comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica no ACR e no ACL.

Em cumprimento ao disposto acima a ANEEL instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica por meio da Resolução Normativa nº 109, de 26.10.2004, alterada pela Resolução Normativa nº 260, de 03.04.2007, que estabeleceu nova forma para o processo de apuração e liquidação financeira das cessões provenientes do Mecanismo de Sobras e Déficits – MCSD.⁵⁶ Quanto as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, a versão janeiro/2006, foi aprovada pela Resolução Normativa nº 210, de 13.02.2006, a versão 2008, foi aprovada pela Resolução Normativa nº 293, de 04.12.2007, e a Versão 2009 foi aprovada pela Resolução Normativa nº 341, de 02.12.2008.

Por último, para fins de comercialização de energia elétrica, no ACR, ficou estabelecido como ano-base “A” o ano de previsão para o início do suprimento da energia elétrica adquirida pelos agentes de distribuição por meio dos leilões. O ano “A-1” é o ano anterior ao ano-base “A” em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica. O ano “A-3” é o terceiro ano anterior ao ano-base “A” em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica. Já o ano “A-5” é o quinto ano anterior ao ano-base “A” em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica.

Dessa forma, abordaremos a seguir os aspectos que envolvem cada um desses dois ambientes de contratação, incluindo a comercialização da energia de curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

20.2.1. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA – ACR

O Ambiente de Contratação Regulada – ACR é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvada os casos previstos em lei, abaixo comentado, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos definidos.

As distribuidoras de energia elétrica do sistema interligado brasileiro sejam na condição de concessionária, permissionária ou autorizada de serviço público de distribuição de energia elétrica, devem garantir a totalidade do atendimento a seu mercado consumidor. Essa garantia é obtida a partir da contratação de

⁵⁶ Vide Convênio ICMS nº 15, de 30.03.2007.

energia no ambiente regulado, que conforme citado é realizada por intermédio de licitações, na modalidade de leilões públicos, podendo essa energia ser decorrente de empreendimentos de geração existentes, bem como de novos empreendimentos de geração, nos termos do art. 11 do Decreto nº 5.163/2004. Esses leilões são realizados com antecedência de um (A-1), três (A-3) ou cinco (A-5) anos da data prevista para consumo dessa energia.

No ACR, as concessionárias, permissionárias e autorizados do serviço público de distribuição de energia elétrica, assinarão contratos denominados de Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR,⁵⁷ com todos os vencedores dos leilões de energia elétrica provenientes de empreendimentos de geração novos ou existentes, cujos prazos de vigência serão de no mínimo quinze anos e no máximo de trinta anos para os casos específicos de novos empreendimentos, e no mínimo de cinco anos e no máximo de quinze anos para os empreendimentos já existentes.⁵⁸ Esses contratos devem ser registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Quanto aos leilões, em artigo publicado,⁵⁹ intitulado “A comercialização de energia elétrica no Brasil”, Dilcemar esclarece que: *“Os leilões são realizados tal qual uma estrutura de mercado do tipo comprador único. As distribuidoras são solicitadas a informar suas necessidades de carga, que são agregadas para construir a curva de demanda do sistema. Eles resultam em múltiplas transações bilaterais, nas quais uma distribuidora celebra tantos CCEARs quanto for o número de geradores vencedores no certame. Uma distribuidora não pode discriminar entre geradores, ao contrário do que acontecia no modelo anterior, em que essa possibilidade acabou incentivando compras verticalizadas, distorcendo o mecanismo de self-dealing, agora eliminado.”*

Cabe ressaltar que para fins de cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, o art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, estabeleceu que será contabilizada a energia elétrica:

- a) Contratada até 16 de março de 2004 (energia existente).
- b) Contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajustes, e de novos empreendimentos de geração (energia nova).

⁵⁷ A Resolução Normativa ANEEL nº 322, de 08.07.2008, aprovou o modelo de Termo Aditivo ao CCEAR por disponibilidade.

⁵⁸ Primeiro Leilão de energia existente (velha) foi em dezembro/2004, já o segundo e o terceiro leilão ocorreram em abril e outubro de 2005, respectivamente.

⁵⁹ Mendes, Dilcemar de Paiva, Superintendente de Estudos Econômicos do Mercado, na ANEEL – www.brasilengenharia.com.br – 2007.

c) Proveniente de:

- Geração distribuída.⁶⁰
- Usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.
- Itaipu Binacional.⁶¹

Com referência aos leilões para contratação de energia nova, decorrentes dos novos empreendimentos de geração, complementares ao planejamento da expansão da geração, o Ministério de Minas e Energia, publicou a Portaria nº 91, de 29.05.2007, aprovando as diretrizes para esses leilões. Sobre esses leilões, Dilcemar, comenta em seu artigo,⁶² que: *“De maneira similar aos leilões de energia existente, as distribuidoras fazem a previsão de suas necessidades de contratação para atender seus mercados consumidores e informam ao governo. Como em um modelo de comprador único, o governo facilitará a aquisição de energia por meio de leilões. Com base nas demandas das distribuidoras e nos estudos de planejamento da EPE, os produtos para os leilões “A-3” e “A-5” serão definidos. Os vencedores dos leilões receberão concessões ou autorizações para a construção dos novos empreendimentos e CCEARs com duração de, no mínimo, quinze e, no máximo, trinta anos. Nos leilões de energia nova os projetos são concedidos aos empreendedores que ofertarem o menor preço. Este mecanismo difere substancialmente dos leilões de geração no modelo anterior, em que os vencedores dos leilões eram aqueles que ofereciam o maior prêmio pela concessão”.*

Considerando os CCEARs que além da energia prevê a contratação de disponibilidade, a ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 328, de 05.08.2008, aprovou as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicável à apuração da receita de venda dos CCEARs por disponibilidade.

⁶⁰ Produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de PCH's e termelétricas de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo os previstos no art. 8º da Lei nº 9.074/1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador. A contratação deve ser precedida de chamada pública promovida pelo agente de distribuição (vide art. 14 e 15, Dec. 5.163/2004). A REN ANEEL nº 228, de 25.07.2006, estabeleceu os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no ACR.

⁶¹ Vide Decreto nº 6.265, de 22.11.2007, altera e acresce dispositivos ao Decreto nº 4.550, de 27.12.2002, que regulamenta a comercialização de energia elétrica gera pela ELETRONUCLEAR e por ITAIPU Binacional.

⁶² Mendes, Dilcemar de Paiva, Superintendente de Estudos Econômicos do Mercado, na ANEEL – www.brasilengenharia.com.br – 2007.

Já a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída deverá ser precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados, nos termos do art. 15 do Decreto nº 5.163/2004, sendo que o montante total da energia elétrica contratada, nessa modalidade, não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição, não se incluído nesse limite o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída a que se refere o § 2º, do art. 70, abaixo transcrito.

“Art. 70 (...)

§ 2º Os agentes, cujos contratos de concessão de distribuição incluam geração distribuída, nos termos dos §§ 1º e 2º, do art. 15, poderão registrar e homologar na ANEEL e na CCEE contratos de compra e venda de energia elétrica de suas respectivas unidades geradoras, desde que a vigência seja a mesma do contrato de concessão e o preço seja o do último reajuste ou revisão de tarifas do agente de distribuição.”

20.2.2. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE – ACL

De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, o Ambiente de Contratação Livre – ACL é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Nesse ambiente, a contratação ocorre mediante operações de compra e venda de energia elétrica realizadas necessariamente entre os agentes comercializadores, importadores, exportadores e os consumidores livres, incluindo também, por opção, os geradores em regime de produção independente e de serviço público, que por disposição legal podem vender energia elétrica tanto no ambiente de contratação regulada como no ambiente de contratação livre. Essas operações comerciais são contratadas bilateralmente e livremente pactuadas entre as partes, no que se refere a preços, quantidade e prazos de suprimento, estando referidos contratos sujeitos ao registro na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Também podem participar desse ambiente de contratação os consumidores especiais, responsáveis por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo “A”, integrante do mesmo submercado no Sistema Interligado Nacional – SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, que não se enquadram como consumidores livres, mas que poderão adquirir sua energia elétrica de geradores, em

regime de produção independente ou de autoprodução, com aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, mantidas as características de pequena central hidrelétrica, conforme estabelecido no inciso I, do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, com nova redação dada pela Lei nº 9.648/1998.

20.3. COMPRA E VENDA NA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE

20.3.1. INTRODUÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO

A partir de 2003 os montantes de energia e demanda de potência dos contratos iniciais foram reduzidos gradativamente à razão de 25% do montante referido ao ano de 2002, conforme estabelecido na Lei nº 9.648/1998, o que contribuiu para aumentar consideravelmente a energia negociada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, decorrente do mercado de curto prazo.

É importante ressaltar que esse mercado de curto prazo opera pela diferença entre a energia gerada no Sistema Interligado Nacional e a energia contratada por meio dos contratos bilaterais firmados no Ambiente de Contratação Regulada – ACR e no Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Para um melhor entendimento do mecanismo de compra e venda de energia na CCEE, é importante conhecer alguns aspectos operacionais, tais como:

- a) O comando para o despacho de energia elétrica das Usinas integrantes do sistema interligado é centralizado no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, com vistas a um melhor aproveitamento hidrológico.
- b) Da energia elétrica a ser despachada, grande parte já está contratada por meio dos contratos assinados no ACR e no ACL.
- c) Todos os contratos assinados, seja no ACR ou no ACL, deverão estar registrados na CCEE, de acordo com as regras de comercialização, de forma a permitir a contabilização física das diferenças. A liquidação desses contratos ocorrerá diretamente entre as partes contratantes, portanto não serão liquidadas na CCEE.

d) Os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento⁶³ de seus contratos, nos termos do Decreto nº 5.163/2004, podendo ser constituído pela garantia física,⁶⁴ proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência.

e) Os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a 100% de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL.

f) Os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos agentes de distribuição e agentes vendedores deverão, a partir de 1º de janeiro de 2005, garantirem o atendimento a cem por cento de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na ANEEL.

g) Os agentes participantes da CCEE deverão declarar as quantidades de energia, os prazos de seus contratos e a energia gerada e consumida.

h) O excedente de energia elétrica apurado na contabilização física realizada pela CCEE, será comercializado exclusivamente entre agentes da CCEE, participantes desse mercado.

De uma forma simples, podemos dizer que a medição da geração de energia do sistema interligado, informada pelo ONS, menos a energia constante dos contratos registrados na CCEE, é a diferença física de energia a ser negociada e liquidada no âmbito da CCEE.

Os contratos registrados na CCEE não implicam entrega física de energia por parte do agente de geração que firmou contrato com o agente consumidor, podendo a energia ser entregue por outro agente de geração em função da operação otimizada do sistema.

⁶³ Pela legislação anterior a garantia era de 95%, conforme Resolução ANEEL nº 91/2003.

⁶⁴ A Portaria MME nº 258, de 28.07.2008, definiu a metodologia de cálculo da garantia física de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN. A Resolução ANEEL nº 9, de 28.07.2008, definiu o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica.

Nas operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, o sistema de contabilização, e em consequência o processo de liquidação, é multilateral, ou seja, as transações são realizadas sem que haja identificação das partes de contrapartes. Dessa forma, ao final de um determinado período de operações, sempre em base mensal, o sistema calcula qual a posição devedora ou credora de cada Agente com relação ao mercado de curto prazo, não sendo possível a identificação de pares de Agentes referente a cada transação individualmente. Em função da impossibilidade dessa identificação nas transações do mercado de curto prazo, sempre que ocorre inadimplência é realizado um rateio do valor da inadimplência entre todos os Agentes Credores no processo.

As operações com energia elétrica no mercado de curto prazo são valoradas pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

20.3.2. DO PREÇO DA ENERGIA NA CCEE

De acordo com o art. 57 do Decreto nº 5.163/2004, a contabilização e a liquidação mensal no mercado de curto prazo serão realizadas com base no Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. O PLD, a ser divulgado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

- a) A otimização do uso dos recursos eletro-energéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas.
- b) As necessidades de energia elétrica dos agentes.
- c) Os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia.
- d) O custo do déficit de energia elétrica.
- e) As restrições de transmissão entre submercados.
- f) As interligações internacionais.
- g) Os intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica.

O art. 57, em seu § 2º, estabeleceu que o valor máximo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos

empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado. Já em seu § 3º, estabelece que o valor mínimo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties.

Assim, conforme estabelecido na legislação, o preço da energia elétrica, praticado na liquidação realizada pela CCEE, denominado de Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, também chamado de preço *spot*, é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e um mínimo vigente para cada período de apuração e para cada um dos quatro Submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

O PLD é utilizado para valorar todas as quantidades de energia contabilizadas que não estejam cobertas por contratos bilaterais firmados no ACR e no ACL, registrados no Processo de Contabilização e Liquidação, respeitados os mecanismos do MRE – Mecanismo de Realocação de Energia.

O cálculo do PLD por submercado de energia é realizado utilizando-se de regras algébricas e procedimentos aprovados pela ANEEL, processado por meio do sistema computadorizado Sinercom. O preço determinado para cada submercado não considera as restrições operativas de cada submercado e as usinas térmicas em testes. Essas restrições operativas aos submercados são retiradas dos dados para que, na determinação do Custo Marginal de Operação, a energia elétrica comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo, fazendo com que o preço seja único dentro de cada submercado.

Os custos adicionais decorrentes das restrições de transmissão internas aos submercados e de outras diferenças entre os despachos, determinados pela CCEE e ONS, será coberto pelos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, a ser abordado a seguir.

No início do Mercado de Curto Prazo, a Resolução nº 290/2000, homologou as Regras do Mercado Atacadista de Energia, fixando as diretrizes para sua implantação inicial, que seria por etapas, sendo que a terceira etapa previa que até janeiro de 2002, a definição de preços e quantidades seria em intervalos de uma hora, no máximo, mantida a dupla contabilização prevista na segunda etapa, já que teria a contabilização com preços e quantidades *ex-ante* e *ex-post*. A contabilização *ex-ante*, considerava as declarações de carga, de disponibilidade de geração e os contratos bilaterais. Já a *ex-post* considerava as re-declarações de disponibilidade, a disponibilidade verificada das usinas, ambas informadas pelo

ONS, os montantes verificados de energia requerida do sistema e os compromissos resultantes da contabilização *ex-ante*.

O mercado *ex-ante* envolve a compra e venda de energias realizadas antes do consumo, e da geração real acontecerem, ou seja, são realizadas com base em previsões de consumo e de geração, e os preços são fixados antes do consumo real. Já o mercado *ex-post* é um mercado no qual quantidades e preços são determinados após a operação. Os preços desse mercado refletem o consumo real e a geração que seria despachada baseada nas últimas declarações caso o submercado operasse sem restrições internas de transmissão de cada submercado.

A metodologia utilizada para determinação do preço até abril de 2002 foi operacionalizada por meio dos programas NEWAVE e NEWDESP. Já para os períodos de maio de 2002 a dezembro de 2002, foi autorizada pela ANEEL por meio da Resolução nº 228, de 24.04.2002, a operacionalizada por meio dos modelos NEWAVE e DECOMP, para o cálculo do preço semanal da energia elétrica no mercado de curto prazo. A partir de janeiro de 2004, passou a ser considerado o preço *ex-ante* e *ex-post*, por submercado, em base horária, utilizando os modelos NEWAVE e DECOMP, conforme Resolução ANEEL nº 446/2002, com nova redação dada pela Resolução Normativa ANEEL nº 293, de 04.12.2007.

A seguir apresentamos uma breve descrição desses programas, conforme divulgado pela CCEE:

“NEWAVE: modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, faz-se a representação da carga em patamares, e a consideração dos limites de interligação entre os subsistemas.”

“DECOMP: modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal e vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período por meio de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio (primeira semana), dado o conjunto de informações disponível (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE,...).”

20.3.3. DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA – MRE

De acordo com as Regras de Comercialização aprovada pela ANEEL por meio da Resolução nº 293/2007 e Resolução nº 341, de 02.12.2008, módulo 4 – Energia Assegurada,⁶⁵ as gerações das usinas hidrelétricas e térmicas estão sujeitas ao despacho centralizado efetuado pelo ONS, considerando as disponibilidades⁶⁶ das usinas que estão em condições de geração. Estas usinas são despachadas de modo a se obter minimização dos custos operativos e o menor custo marginal, em vista das afluências hidrológicas e armazenamento de água dos reservatórios, dos preços ofertados pelas usinas térmicas e as restrições operativas. Dessa forma, os perfis de geração dos Agentes sujeitos ao despacho centralizado, independente de seus compromissos de venda de energia baseados em seus certificados de Energia Assegurada, não têm controle sobre seu nível de geração.

Dadas as grandes dimensões territoriais do Brasil, existem também diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, ou seja, períodos secos e úmidos não coincidentes, fazendo com que existam transferências de energia entre regiões. Uma região em período seco deve armazenar água, produzindo abaixo da média, enquanto que uma região úmida produz acima da média. Outro fator que levou à concepção do MRE é a existência de várias usinas em cascata, em que o ótimo individual não necessariamente corresponde ao ótimo conjunto. Como o despacho é centralizado, ou seja, a água é de todos e o seu uso não é decidido pelo proprietário da usina, o MRE minimiza e compartilha entre os perfis de geração dos Agentes o risco de venda de energia em Longo Prazo.

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE tem, portanto, a finalidade de operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado e à otimização do sistema hidrotérmico pelo ONS. Seu objetivo é assegurar que todas as usinas participantes do MRE recebam seus níveis de energia assegurada independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da energia assegurada do sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas energias asseguradas para aqueles que geraram abaixo,⁶⁷ garantindo um fluxo de caixa previsível para os geradores.

⁶⁵ Disponível no sítio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

⁶⁶ A Resolução Normativa ANEEL nº 310, de 29.04.2008, estabelece critérios a serem considerados pelo ONS para comprovação da disponibilidade de unidades geradoras e usinas despachadas centralizadamente.

⁶⁷ Sítio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Desta forma, o MRE não é apenas um mecanismo de compensação pelo efeito de otimização do uso da água na cascata, mas funciona como um instrumento de "hedge" hidrológico, já que quando a usina hidrelétrica produz energia em níveis acima da sua capacidade assegurada, essa diferença será negociada a uma tarifa regulada, denominada Tarifa de Energia Otimizada – TEO, para as usinas hidrelétricas cuja geração tenha sido em níveis abaixo de sua capacidade assegurada.

Portanto, o MRE também é um mecanismo financeiro de compartilhamento de riscos hidrológicos que assegura a todos os geradores participantes o recebimento de seus montantes de energia assegurada, independentemente dos montantes reais produzidos.

Quando da regulamentação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, pelo Decreto nº 2.655, de 02.07.1998, que definiu as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, previsto na Lei nº 9.648/1998, foi definido em seu artigo nº 20, que as regras do MAE, atual CCEE, deveriam estabelecer o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, do qual participariam as usinas hidrelétricas e algumas usinas termelétricas que tivessem direito legal à cobertura dos custos de combustíveis pela CCC, despachadas centralizadamente, com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos.

A exigência quanto às essas usinas serem despachadas centralizadamente para poderem participar do MRE, prevista no art. 20 do Decreto nº 2.655/1998, foi alterada pelo Decreto nº 3.653, de 07.11.2000, passando a ter a seguinte redação:

"Art. 20. As regras do MAE deverão estabelecer o mecanismo de Realocação de Energia – MRE, do qual participarão as usinas hidrelétricas com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos.

§ 1º O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS avaliará, mediante critérios aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, quais as usinas que deverão ser despachadas centralizadamente."

Ao órgão regulador coube a competência de estabelecer a regulamentação necessária, o que aconteceu com a edição da Resolução ANEEL nº 169, de 03.05.2001, alterada pela Resolução ANEEL nº 396, de 06.08.2003, que veio estabelecer critérios para utilização do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE por centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Por meio da Resolução ANEEL nº 688, de 24.12.2003, alterada pela Resolução ANEEL nº 160, de 27.06.2005, foi aprovada as Regras do Mercado, componente da versão 3.5, que incorporou, a partir de 1º de janeiro de 2004, o incentivo à efi-

ciência de usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, considerando as diretrizes estabelecidas nessa resolução.

Conforme estabelecia o art. 2º da Resolução nº 237/2003, o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE deveria ser adaptado de forma que as indisponibilidades das usinas acima dos valores da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada – TEIFa e manutenção programada (IP), consideradas para o cálculo de energias asseguradas, não fossem cobertas pelo referido mecanismo. Portanto, a versão 3.5 da Regra, aprovada pela Resolução nº 688/2005 permite a apuração da disponibilidade verificada e esta é comparada ao valor de referência (composto por TEIF e IP). Caso o resultado obtido indique indisponibilidades acima do valor de referência, será reduzida a energia assegurada por meio do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada – MRA, com a qual a usina participa do MRE. Nesse sentido o art. 3º da Resolução nº 688/2005, assim dispôs:

“Art. 3º. Caso o índice de disponibilidade verificada de uma usina participante do MRE seja inferior ao valor de referência considerado no cálculo da respectiva energia assegurada, a usina estará sujeita à aplicação de Mecanismo de Redução da Energia Assegurada (MRA) modulada e referida ao centro de gravidade do submercado.

§ 1º O MRA não poderá alterar a garantia física de usinas, para fins de verificação do lastro de venda de energia elétrica e do limite de contratação.

§ 2º As usinas em fase de motorização estarão sujeitas à aplicação do MRA apenas para as unidades geradoras em operação comercial.

§ 3º As usinas não despachadas centralizadamente não estarão sujeitas à aplicação do MRA, salvo disposição em contrário estabelecida pela ANEEL.

§ 4º O ONS deverá apurar mensalmente os índices de disponibilidade verificada das usinas, com base nas taxas determinadas em função dos incisos I e II a seguir: (...).”

O Mecanismo de Redução da Energia Assegurada – MRA consiste na redução da energia assegurada, para fins de alocação de energia do MRE, conforme fórmula estabelecida no § 3º, do art. 5º da Resolução nº 169/2001.

Considerando a necessidade de aperfeiçoar a utilização do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE por empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente, regulamentando assim, o art. 5º da Resolução ANEEL nº 169/2001, a ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 266, de 22.05.2007, estabeleceu os critérios de participação no Mecanismo de Realocação de Energia

– MRE para empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente, bem como os procedimentos e critérios de apuração da indisponibilidade, para fins de aplicação do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada – MRA.

Dentre as regras estabelecidas na Resolução nº 266/2007, o art. 2º previu que para os empreendimentos hidrelétricos não despachados centralizadamente a opção de adesão ou desligamento do MRE deverá ser mantida por um período mínimo de 12 meses consecutivos.

20.3.4. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA – ESS

De acordo com o art. 59 do Decreto nº 5.163/2004, que regulamentou o novo modelo de comercialização de energia elétrica, as regras e procedimentos de comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE poderão prever o pagamento de um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional – SIN, que compreenderão, dentre outros:

- I. Os custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito,⁶⁸ por restrições de transmissão dentro de cada submercado.
- II. A reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma.
- III. A reserva de capacidade, em MVA_r, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão.
- IV. A operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

⁶⁸ A Resolução ANEEL nº 272, de 10.07.2007, estabelece critérios e procedimentos para geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo para compensar futuras indisponibilidades por falta de combustível.

De acordo com o Módulo 6,⁶⁹ das Regras de Comercialização, aprovada pela Resolução Normativa nº 293/2007,⁷⁰ os Encargos de Serviços do Sistema – ESS consistem basicamente num valor em R\$/MWh correspondente à média dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada Submercado e que não estão incluídos no Preço de Liquidação das Diferenças. Este valor é pago por todos os Agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção do consumo sujeito ao pagamento desse encargo, contratado ou não.

Portanto, os Encargos de Serviços do Sistema visam recuperar os custos incorridos, pelos agentes geradores, das Restrições de Operação e da prestação de Serviços Ancilares.

Ainda de acordo com o Módulo 6, das Regras de Comercialização, devido à predominância hidráulica do parque gerador brasileiro, decidiu-se por adotar o modelo de despacho centralizado (*tight pool*), em que o Operador Nacional do Sistema – ONS, com o de acordo da ANEEL, decide o montante a ser despachado por cada usina integrante do sistema interligado, com base em uma cadeia de modelos de otimização do uso da água estocada nos reservatórios. Adicionalmente a abordagem escolhida para a representação da Comercialização no Mercado de Curto Prazo e, conseqüentemente, para a precificação de energia é a subdivisão em Submercados, cada um com seu Centro de Gravidade.⁷¹

Esta cadeia de modelos de otimização é a mesma utilizada pela CCEE. Entretanto, no cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO) a CCEE não considera as restrições operativas internas aos Submercados. No ONS estas restrições são consideradas para que o despacho atenda o mercado e assegure a estabilidade do sistema. Para a CCEE estas restrições são retiradas para que a energia que circula dentro do Submercado seja tratada como se fosse igualmente disponível em todos os pontos do Submercado, e assim haja somente um Custo Marginal de Operação para o mesmo. Se as restrições não fossem retiradas, a disponibilidade

⁶⁹ Disponível no Siteo www.cce.org.br.

⁷⁰ A RN-ANEEL nº 341, de 02.12.2008, aprovou a Regras de Comercialização de Energia Elétrica – Versão 2009.

⁷¹ Centro de Gravidade é a denominação dada ao ponto virtual onde as perdas entre os pontos de geração e de consumo se igualam. E é neste ponto que são consideradas todas as compras e vendas de energia na CCEE. A existência deste ponto virtual torna possível a comparação entre as medições realizadas em diferentes pontos reais do Sistema Interligado Nacional – SIN. Os pontos do SIN que participam do referido rateio são aqueles definidos pela ANEEL como sendo participantes do rateio de perdas da rede básica. As perdas elétricas são compartilhadas igualmente entre os pontos de geração e de consumo, sendo metade das perdas abatida do total gerado e a outra metade adicionada ao total consumido. A partir dos valores de medição informados pelos Agentes à CCEE, os totais de geração e consumo de cada Agente no Centro de Gravidade são calculados para utilização no processo de contabilização da energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

de energia iria variar através dos diferentes pontos do Submercado e essa diferença seria refletida nos valores do CMO.

Portanto, o despacho econômico requerido pela CCEE tem foco distinto do despacho elétrico do ONS. Como ambos os despachos são disponibilizados pelo ONS e fornecem os montantes que cada usina deveria gerar em cada situação (com e sem restrições), é possível então que o despacho real das usinas seja diferente daquele previsto. Essas diferenças, por não estarem contempladas no CMO calculado pela CCEE, são pagas a estas usinas através dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS.

Os custos de restrições de operação correspondem ao ressarcimento para as unidades geradoras cuja produção tenha sido afetada por restrições de operação dentro de um Submercado. A diferença entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE podem resultar em duas situações possíveis:

- Produção verificada maior do que o despacho da CCEE. O caso típico é o de usinas térmicas fora da ordem de mérito da CCEE, que por serem mais caras deveriam permanecer desligadas ou gerar somente seu nível de inflexibilidade. Devido à restrições operativas, e para obter o despacho que atende os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, o ONS faz estas fontes de geração produzirem acima do despacho da CCEE. Estas usinas estão em situação chamada "*constrained-on*", e recebem, além da sua geração verificada no Centro de Gravidade valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças, um valor adicional referente à diferença entre o Preço de Liquidação das Diferenças e o valor da sua oferta de preço (BID) pelos MWh a mais que produz.
- Produção verificada menor do que o despacho da CCEE. Os mesmos motivos operacionais descritos acima causam a situação oposta, ou seja, usinas que estavam na ordem de mérito de despacho da CCEE podem ser solicitadas a produzir menos do que o indicado, ou mesmo a permanecer desligadas. Esta situação é chamada de "*constrained-off*", e usinas assim enquadradas recebem, além da sua geração verificada no Centro de Gravidade, valorada ao Preço da Liquidação das Diferenças, a diferença entre o preço spot e sua oferta de preço (BID) pelos MWh que deixa de produzir.

Os custos totais decorrentes dessas restrições são determinados pela soma dos pagamentos às usinas *constrained-on* e *constrained-off*.

O cálculo dos ESS relativo ao custo de restrição da operação incorpora também diferenças não previstas pelo despacho sem restrição *Ex-Ante* da CCEE e captadas pelo despacho real verificado, como por exemplo, alterações na configuração do sistema decorrentes da queda de uma linha de transmissão, uma grande chuva

que vier a acontecer após o cálculo do modelo de otimização e que podem alterar radicalmente o planejamento de operação de Curto Prazo do ONS, em relação ao panorama desenhado pelo modelo de otimização.

Os recursos oriundos da aplicação de penalidades antigas por insuficiência de lastro para venda e por insuficiência de cobertura do consumo⁷² das Penalidades por Falta de Combustível, e das Penalidades de Medição, são utilizados para o abatimento das despesas com os ESS.

No cômputo dos encargos de serviços do sistema são considerados oito componentes, que são:

a) Restrição de operação: pagamentos efetuados às unidades geradoras cuja geração tenha sido afetada por restrições de transmissão dentro de um determinado submercado.

b) Teste de disponibilidade: remuneração dos custos incorridos por geradores referentes aos testes de disponibilidade realizados com sucesso e solicitados pelo NOS.

c) Serviços auxiliares: os Serviços estabelecidos nos Contratos de Serviços Auxiliares serão cobrados pelo ONS por meio da CCEE. Os custos são rateados entre todas as cargas.

d) Penalidades de medição do consumo: o montante mensal de pagamentos referentes à penalidade por não conformidade na entrega dos dados de medição pelos distribuidores/comercializadores, é deduzido dos encargos de serviço do sistema.

⁷² Resoluções ANEEL nº 91/2003 e 352/2003, e art.63º da Convenção de Comercialização.

e) Encargo de Segurança Energética: estabelecido no § 3º, do art. 3º da Portaria CNPE nº 08/2007, corresponde ao custo adicional do despacho⁷³ de usina acionada por decisão do CMSE, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, que será rateado proporcionalmente ao consumo médio de energia nos últimos doze meses por todos os agentes com medição de consumo do Sistema Interligado Nacional – SIN. As Regras de Comercialização de Energia Elétrica, referente a este encargo, foram aprovadas pela Resolução Normativa nº 306, de 08.04.2008,⁷⁴ com alterações realizadas pela Resolução Normativa nº 324, de 15.07.2008.

20.3.5. EXCEDENTE FINANCEIRO

O Excedente Financeiro surge do intercâmbio de energia entre Submercados com preços diferentes, sendo apurado quando do processo de contabilização. Seu valor é igual ao fluxo de energia entre submercados multiplicado pela diferença de preço entre eles, ou seja, é a diferença entre o total de pagamentos e o total de recebimentos na CCEE, devido às transações de energia entre submercados e à diferença de preço entre eles.

Ou seja, se o comprador escolheu registrar o contrato de compra no Submercado onde esteja localizado, e o vendedor possui sua fonte de geração localizada em outro Submercado, esse contrato poderá causar ao vendedor, exposições aos preços spot (PLD) dos dois submercados, já que neste último submercado, onde está a geração, mas não existe o contrato, o vendedor venderá a energia na CCEE pelo PLD do seu Submercado. Já no Submercado de destino, onde se encontra o comprador e o respectivo contrato, o vendedor terá que comprar a energia elétrica pelo PLD deste Submercado no qual não existe a geração, de forma a cumprir o contrato. Se o preço dos dois Submercados fosse igual, não haveria exposição para o vendedor. A exposição de contratos não envolve a parte compradora, que receberá a energia no seu Submercado de interesse conforme tenha registrado o contrato.

Portanto, exceto para os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, o Excedente Financeiro é utilizado para aliviar as exposições dos geradores no MRE referente às alocações de Energia Assegurada em Submercados com preços diferentes dos Submercados onde estão localizadas

⁷³ O art. 2º da Portaria CNPE nº 008/2007, estabelece que extraordinariamente, com vistas à garantia do suprimento energético, o ONS poderá despachar recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Já o art. 59 do Decreto nº 5.163/2004 permitiu que o ESS cobrirá esse encargo de segurança.

⁷⁴ Vide Nota Técnica nº 111/2008-SEM/ANEEL, de 17.03.2008.

as usinas, das exposições do Agente Comercializador da energia de Itaipu relativamente às quotas partes de Itaipu comercializadas no Submercado Sul, e as exposições de alguns contratos tratados de forma especial. Este tratamento especial é destinado a: i) Direitos de Autoprodução; ii) Contratos do PROINFA; e iii) Direitos Especiais concedido à usinas específicas, definidas pela ANEEL.

A ELETROBRÁS é a comercializadora da energia de Itaipu e da energia elétrica do PROINFA. Na CCEE ela é a representante de todos os geradores que celebraram contratos no âmbito do PROINFA.

De acordo com o item 2.3.16, do Módulo 5 das Regras de Comercialização, se o Excedente Financeiro total for insuficiente para cobrir as exposições negativas, o alívio é proporcional às exposições de cada gerador, o que deixa exposições residuais para cada participante do rateio. As exposições residuais dos geradores que participam do MRE são então rateadas entre eles, na proporção de suas Energias Asseguradas mensais, para que ninguém fique com exposição residual incompatível com seu porte (ou seja, faz-se o rateio do prejuízo).

Já o item 2.3.17 estabelece que, se o Excedente Financeiro total for suficiente, todas as exposições negativas daquele mês são eliminadas. Se sobrar Excedente Financeiro, esta sobra é então utilizada para aliviar as exposições do mês imediatamente anterior. Se ainda houver sobra após este passo, ela é utilizada para aliviar despesas dos perfis de consumo dos Agentes com Encargos de Serviços de Sistema (ESS). E finalmente, se ainda sobrar excedente após o alívio dos ESS, este deverá ser usado para compensação das exposições negativas residuais e de ESS dos 12 meses anteriores de forma intercalada, ordenados do mês 'm-12' ao mês 'm-2', finalizando com pagamento de ESS do mês 'm-1' e, ainda restando saldo positivo, este deverá ser utilizado para formação de fundo de reserva para redução dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS de meses futuros.

De acordo com o Módulo 5 – Excedente Financeiro, das Regras de Comercialização, com o novo modelo de contratação de energia elétrica introduzido pelo Decreto nº 5.163/2004, instituindo o Ambiente de Contratação Regulada, no qual é assinado os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, é normal a existência de contratos que tenham fontes de geração localizada em outros Submercados. Como o contrato regulado está registrado somente no Submercado onde vendedor está localizado, o contrato causará ao comprador exposições ao PLD dos dois Submercados envolvidos. No Submercado fonte, onde o comprador tem seu contrato, ele irá vender a energia no Mercado de Curto Prazo da CCEE, ao PLD daquele Submercado. Já no Submercado destino, ou seja, do comprador, o mesmo terá que comprar a energia referente ao CCEAR, no Mercado de Curto Prazo da CCEE, ao PLD desse Submercado, onde a energia contratada estará sendo consumida.

Se os preços dos Submercados fossem iguais, a movimentação financeira líquida associada ao CCEAR no Mercado de Curto Prazo seria nula. Mas se os preços são diferentes, o contrato ficará exposto ao montante contratado, multiplicado pela diferença de preços entre os Submercados.

A exposição será positiva se o contrato estiver registrado no Submercado de preço mais alto, e será negativa em caso contrário. Em qualquer caso, no ambiente regulado o problema da exposição de contratos regulados não envolve a parte vendedora, já que esta entrega a energia no seu Submercado. O risco está associado à parte compradora.

As exposições negativas dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR são aliviadas por exposições positivas de CCEARs e por recursos resultantes da aplicação das Penalidades estabelecidas no artigo 3º do Decreto nº 5.163, de 2004.

20.3.6. DAS GARANTIAS E INADIMPLÊNCIA

Para que o mercado funcione com segurança, garantindo que todas as negociações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE serão realmente liquidadas, todos os agentes da CCEE deverão efetuar o aporte de garantias financeiras para a realização de operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo.

Essas garantias estavam normatizadas pela Resolução ANEEL nº 161, de 20.04.2001, que foi revogada pela Resolução nº 552, de 14.10.2002, que estabeleceu os procedimentos relativos à liquidação das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo.

A ANEEL por meio da Resolução nº 023, de 21.01.2003, estabeleceu os novos critérios para a definição, de forma transitória, para as liquidações realizadas a partir de 1º de janeiro de 2003, das garantias financeiras a que se referia o art. 2º da Convenção do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, aprovada pela Resolução ANEEL nº 109, de 26.10.2004. Posteriormente, a Resolução nº 023/2003, foi revogada pela Resolução Normativa ANEEL nº 216, de 04.04.2006, que alterou a forma de cálculo de garantias financeiras das Regras de Comercialização de Energia Elétrica aprovadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 150, de 28.02.2005.

Considerando a necessidade de aprimorar os critérios de aporte de garantias financeiras para a liquidação no mercado de curto prazo, de modo a conferir maior segurança às transações efetuadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCE, a ANEEL revogou a Resolução Normativa nº 216/2004, e aprovou a

nova Resolução Normativa de nº 336, de 28.10.2008, que introduziu alterações nas Regras de Comercialização de Energia Elétrica, especificamente quanto à metodologia de cálculo das Garantias Financeiras associadas à liquidação do Mercado de Curto Prazo – MCP.

Atualmente as garantias financeiras estão estabelecidas no módulo de Liquidação – Cálculo de Garantias e Rateio da Inadimplência, das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, aprovada pela Resolução ANEEL nº 293/2007, cujos fundamentos conceituais são:

- Garantias Financeiras, para fins destas Regras de Comercialização, são os recursos executáveis extrajudicialmente com que se assegura o cumprimento de uma obrigação de pagamento.
- As Garantias Financeiras serão calculadas para os Agentes com histórico de contabilizações, como sendo o maior valor entre a Garantia Mínima (definida pela CCEE) ou considerando a média dos três últimos resultados devedor dos Agentes da CCEE nos vinte e quatro meses precedentes à contabilização.
- Para os Agentes sem histórico de contabilizações, as Garantias Financeiras serão calculadas, como sendo o maior valor entre a Garantia Mínima (definida pela CCEE) ou 5% dos montantes, em MWh, dos contratos de compra e venda de energia elétrica registrados na CCEE, multiplicado pelo Preço Médio para Cálculo das Garantias vigente na semana do cálculo das Garantias.
- Os valores serão tratados sob Regime de Competência, ou seja, serão considerados os últimos valores apurados para um dado mês através de um processo de contabilização ou recontabilização, expurgando do cálculo, quando houver, ajustes decorrentes do processo de recontabilização de meses anteriores, que deverão impactar os meses a que se referem.
- As variáveis referentes aos dados de entrada dos contratos de Itaipu, contratos bilaterais, contratos de leilões anteriores ao Decreto nº 5.163, contratos do PROINFA, contratos equivalentes e contratos CCEARs são montantes registrados no SCL, que ainda não foram utilizados no processo de contabilização da CCEE, para o Mês de cálculo das Garantias Financeiras.
- Serão desconsiderados do cálculo das Garantias Financeiras os meses atípicos verificados no horizonte dos últimos 24 meses.

- Serão considerados atípicos para o cálculo das Garantias Financeiras, períodos passados de Racionamento ou de disparo da curva de aversão ao risco. Caso o mês corrente esteja dentro de um período de Racionamento ou de disparo da curva de aversão ao risco, todos os meses dentro deste mesmo período não serão considerados atípicos.
- Serão também considerados atípicos aqueles meses que, a critério do Conselho de Administração da CCEE, baseados em análise estatística específica, venham a ser identificados como tal.
- O cálculo da Garantia Financeira para os Agentes com histórico de pelo menos uma contabilização será ajustado por um fator de ajuste da garantia financeira, inicialmente definido pela ANEEL pela Resolução Normativa nº 216, de 04 de Abril de 2006, podendo ser revisto mensalmente pela CCEE, de modo a adequar o aporte de garantias financeiras executáveis aos montantes financeiros a serem liquidados.

As eventuais inadimplências que venham a ocorrer no Mercado de Curto Prazo, não cobertas pelas garantias financeiras aportadas, serão suportadas pelos agentes na proporção de seus créditos líquidos resultantes do mesmo período de contabilização. As regras e mecanismo algébrico para determinar os percentuais de participação de cada agente, quando ocorrer uma eventual inadimplência, estão dispostos nas Regras de Comercialização, no módulo “Liquidação – Cálculo de Garantias e Rateio da Inadimplência”, aprovado pela Resolução ANEEL nº 293/2007.

20.3.7. MECANISMO DE COMPENSAÇÃO DE SOBRAS E DEFICITS – MCSD

Nos termos do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15.03.2004, os Agentes Distribuidores só podem adquirir energia elétrica de Agentes Vendedores (Geradores, Comercializadores e Importadores) no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, mediante os leilões de compra de energia previstos no art. 19 do Decreto nº 5.163, de 30.07.2004.

Os montantes de energia elétrica objeto dos Contratos de Compra de Energia em Ambiente Regulado – CCEAR, de energia existente podem ser reduzidos pelos distribuidores, ao seu exclusivo critério, nos termos do art. 29 do Decreto nº 5.163/2004, o qual estabelece as três hipóteses de redução, conforme segue:

“Art.29. Os CCEAR decorrentes dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes deverão prever a possibilidade de redução dos montantes contratados, a critério exclusivo do agente de distribuição, em razão:

I. Do exercício pelos consumidores potencialmente livres da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor.

II. De outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até quatro por cento do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores.

III. De acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004, observado o disposto no art. 21 da Lei nº 10.848, de 2004.

Considerando a possibilidade de redução da energia contratada por parte dos agentes de distribuição, previsto no § 1º, do art. 29 do Decreto nº 5.163/2004, cuja opção é permanente, foi instituído também, como forma de proteção aos agentes de geração, o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, estabelecido na convenção de comercialização, pelo qual possibilita que os distribuidores com sobras de energia possam transferi-las para outros agentes distribuidores com déficits, mediante assinatura de termos de cessão, antes da ocorrência da redução definitiva da energia contratada no CCEAR. Dessa forma, após o processamento do MCSD, os montantes eventualmente não cedidos poderão ser reduzidos pelos Distribuidores dos respectivos CCEAR firmados com os agentes de Geração, mediante assinatura de termos aditivos.

O MCSD tem sua aplicação exclusivamente sobre os CCEARs na modalidade por quantidade de energia de empreendimentos existentes, e vigentes na data de aplicação do mesmo. As compensações e as devoluções têm caráter irrevogável e irretratável até o final do prazo de vigência do contrato.

A aplicação do MCSD está previsto nas subcláusulas 7.7 e 7.8 da cláusula 7ª do CCEAR, assinado entre os agentes distribuidores (compradores) e pelos agentes Geradores (vendedores), a seguir, transcrita:

“7.7. No caso de aplicação do MECANISMO DE COMPENSAÇÃO DE SOBRAS E DEFICITS, o COMPRADOR fica autorizado pelo VENDEDOR, desde já, com sua anuência prévia e expressa, a ceder montantes de ENERGIA CONTRATADA a outros AGENTES DISTRIBUIDORES, nos seguintes termos:

I. COMPRADOR como cedente, deverá informar ao VENDEDOR os montantes de ENERGIA CONTRATADA cedidos a outros AGENTES DISTRIBUIDORES, indicando os PERÍODOS DE SUPRIMENTO, os respectivos valores envolvidos na cessão e dados dos COMPRADORES para fins de faturamento.

II. A cessão deverá ser efetuada mediante assinatura de termo de cessão de direitos e obrigações contratuais entre o COMPRADOR cedente e os AGENTES DISTRIBUIDORES cessionários, que deverá conter, entre outras, cláusula de adesão integral e expressa ao disposto neste CONTRATO.

III. Os montantes de ENERGIA CONTRATADA a serem reduzidos serão considerados individualmente, conforme cada CCEAR e PERÍODOS DE SUPRIMENTO contratados.

IV. A cessão deverá ser irrevogável e irretroatável, tendo validade por todo o período de vigência remanescente do respectivo CCEAR.

V. Os valores envolvidos na cessão deverão ser proporcionais aos montantes de ENERGIA CONTRATADA cedidos pelo COMPRADOR, observado o disposto neste CONTRATO sobre o PREÇO DE VENDA e respectiva atualização monetária.

VI. A partir do início do suprimento previsto no termo de cessão de direitos contratuais, o VENDEDOR irá proceder ao faturamento dos valores devidos diretamente ao COMPRADOR e aos AGENTES DISTRIBUIDORES cessionárias, observada a proporcionalidade prevista no inciso V.

VII. O COMPRADOR cedente e os AGENTES DISTRIBUIDORES cessionários deverão registrar na ANEEL e no MAE ou na CCEE os termos de cessão de direitos e obrigações contratuais, os que equivalerão ao presente CCEAR, para todos os fins.

7.8. Os AGENTES DISTRIBUIDORES cessionários previstos na subcláusula 7.7 deverão aportar novas GARANTIAS FINANCEIRAS em favor do VENDEDOR, conforme previsto na Cláusula 11, equivalentes aos montantes de ENERGIA CONTRATADA cedidos pelo COMPRADOR, que ficará autorizado a liberar suas respectivas garantias, na mesma proporção, de forma a que as garantias apresentadas ao VENDEDOR sejam mantidas em sua integralidade.”

A CCEE é a entidade responsável pelo processamento do MCSD, conforme a Convenção de Comercialização instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, e nos termos da Regra de Comercialização específica para 2008, aprovada pela Resolução Normativa ANEEL nº 263/2007⁷⁵ e Resolução Normativa nº 341, de 02.12.2008, que aprovou as regras para 2009.

O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits é executado mensalmente conforme cronograma estabelecido em Procedimento de Comercialização, sempre que houver declarações de sobras ou déficits apresentadas pelas concessio-

⁷⁵ As Regras de Comercialização vigentes até 2006 foram aprovadas pela RN nº 161, de 18/07/2005.

nárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Essa declaração não é obrigatória, mas sim voluntária. Portanto, se a concessionária tiver sobra, mas não fizer sua declaração, essa sobra será liquidada no Mercado de Curto Prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. As declarações de sobras e déficits deverão ser encaminhadas para a ANEEL que após a análise oficiará a CCEE para o acionamento do MCSD.

Demais informações sobre o MCSD estão contidas no Módulo 3 – Contratos – Parte II – CCEAR – MCSD, das Regras de Comercialização aprovada pela ANEEL por meio das Resoluções Normativas ANEEL nºs 293/2007 e 341/2008, que prevê também o MCSD Anual, limitado a 4%, o MCSD Anual por alterações das quotas de energia elétrica de ITAIPU e o MCSD *ex-post* que ocorrerá de forma multilateral no mês de janeiro de cada ano, facultado a todas as distribuidoras que compraram pelo menos um produto nos leilões de energia de empreendimentos existentes.

20.3.8. CONVENÇÃO ARBITRAL

A adoção de uma câmara arbitral representou um avanço na busca de soluções de conflitos e é adotada em vários mercados do mundo.

No Brasil, a Convenção Arbitral foi introduzida pela Lei nº 9.307, de 23.09.1996, tendo como disposições gerais que a arbitragem poderá ser de direito ou de equidade, a critério das partes, podendo escolher, livremente, as regras de direito que serão aplicadas na arbitragem, desde que não haja violação aos bons costumes e à ordem pública, podendo também ser convencionado que a mesma se realize com base nos princípios gerais de direito, nos usos e costumes e nas regras internacionais de comércio.

Inicialmente o § 3º, do art. 2º da Medida Provisória nº 29/2002, convertida na Lei nº 10.433, de 24.04.2002, estabeleceu que a forma de solução das eventuais divergências entre os agentes integrantes do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, atual CCEE, seria estabelecida na Convenção de Mercado e no estatuto do mesmo, devendo contemplando e regulamentando os mecanismos e a convenção de arbitragem.

A ANEEL, por meio da Resolução nº 102, de 01.03.2002, instituiu a Convenção do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, atual CCEE, estabelecendo no seu art. 11, que a adesão à convenção arbitral seria compulsória para todos os agentes do mercado atacadista de energia elétrica, conforme determinação prevista no § 3º, do art. 2º da Medida Provisória nº 29/2002, convertida na Lei nº 10.433/2002.

Assim sendo, o MAE, atual CCEE, previu em seu estatuto social, no art. 39, que eventuais conflitos seriam dirimidos pela Câmara de Arbitragem da própria entidade,

observado o disposto na Lei nº 9.307, de 23.09.1996, e regulamentação aplicável. No entanto, foi definido em Assembléia Geral Extraordinária, do MAE, de 10.06.2002, que a Câmara de Arbitragem da Fundação Getúlio Vargas – FGV, do Rio de Janeiro, seria a instituição responsável por arbitrar as futuras desavenças entre os agentes de mercado, a qual deveria estar pronta para operar desde agosto de 2002.

Com a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e a revogação da Lei nº 10.433/2002, que se deu por meio do art. 29 da Lei nº 10.848/2004, a convenção arbitral passou a ser prevista no art. 4º da própria Lei nº 10.848/2004, nos parágrafos 5º e 6º, *in verbis*:

“§ 5º As regras para a resolução das eventuais divergências entre os agentes integrantes da CCEE serão estabelecidas na convenção de comercialização e em seu estatuto social, que deverão tratar do mecanismo e da convenção de arbitragem, nos termos da Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996.

§ 6º As empresas públicas e as sociedades de economia mista, suas subsidiárias ou controladas, titulares de concessão, permissão e autorização, ficam autorizadas a integrar a CCEE e a aderir ao mecanismo e à convenção de arbitragem previstos no § 5º, deste artigo.”

Com base nesse novo arcabouço legal, foi estabelecido uma nova Convenção Arbitral, nos termos do art. 58 da Resolução nº 109/2004, homologada pela Resolução ANEEL nº 531, de 07.08.2007, e incluída na Convenção de Mercado da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE como cláusula compromissória de caráter vinculante, aprovado na 32ª Assembléia Geral Extraordinária da CCEE, obrigando aos agentes da CCEE a aceitarem a arbitragem como método de solução de litígios sobre direitos patrimoniais e disponíveis, ficando mantida a Câmara da Fundação Getúlio Vargas de Conciliação e Arbitragem, entidade externa eleita pelos agentes da CCEE, para estruturar e administrar o processo de solução de conflitos através da arbitragem.

Considerando que a Convenção Arbitral integra a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, nos termos do seu art. 58, o agente que descumprir a obrigação de aceitar a Convenção Arbitral estará infringindo o inciso XX do art. 7º da Resolução ANEEL nº 63/2004, estando, portanto, sujeito às penalidades nela estabelecidas.

Não é considerado descumprimento de obrigação a obtenção de medidas cautelatórias ou urgentes, junto ao poder judiciário, em relação a conflitos objeto da Convenção Arbitral, entendidas como necessárias anteriormente à instauração de um determinado procedimento arbitral, desde que o procedimento principal ocorra no foro arbitral, conforme estabelecido na Cláusula Segunda da Convenção Arbitral.

Ressaltamos que no curso do procedimento arbitral, em sendo necessárias providências acautelatórias do direito de quaisquer das partes envolvidas no conflito, e a critério da parte interessada, essas providências poderão ser requeridas diretamente pela parte junto ao Poder Judiciário ou através do árbitro único ou Tribunal Arbitral que, entendendo estarem presentes o perigo do dano e a verossimilhança das alegações com base nas provas já constantes do processo, solicitará a tutela ao Poder Judiciário.

Sobrevindo no curso da arbitragem controvérsia acerca de direitos indisponíveis, e verificando-se que de sua existência, ou não, dependerá o julgamento, o árbitro ou tribunal arbitral remeterá as partes à autoridade competente do Poder Judiciário, suspendendo o procedimento arbitral, que só terá seguimento depois de resolvida a questão prejudicial e juntada aos autos a sentença ou acórdão transitado em julgado.

20.4. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM CONSUMIDORES ESPECIAIS

Conforme já comentado anteriormente neste capítulo, o Consumidor Especial foi a classificação dada pela ANEEL aos consumidores responsáveis por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo "A", integrante do mesmo submercado no Sistema Interligado Nacional – SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, que não se enquadram como consumidores livres, mas que podem adquirir sua energia elétrica de geradores, em regime de produção independente ou de auto-produção, com aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, mantidas as características de pequena central hidrelétrica, conforme estabelecido no inciso I, do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, com nova redação dada pelas Leis nºs 9.648/1998 e 10.762/2003.

Com o intuito de disciplinar a comercialização de energia elétrica com consumidores especiais, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 247, de 21.12.2006, na qual, em seu art. 12, determinou que a CCEE alterasse as Regras e Procedimentos de Comercialização, de forma a atender a esse tipo de consumidor. Essas regras de comercialização foram aprovadas pela Resolução Normativa nº 286, de 06.11.2007.

De acordo com o art. 1º da Resolução Normativa ANEEL nº 247/2006, podem comercializar energia elétrica com consumidores especiais, os seguintes agentes geradores com:

- a) Aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção inde-

pendente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica.

b) Empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW.

c) Empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW.

De acordo com o § 2º, do art. 1º da RN nº 247/2006, são condições para o atendimento ao conjunto de unidades consumidoras, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, que essas unidades estejam localizadas em áreas contíguas ou possuam o mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica – CNPJ caso localizadas em áreas não contíguas.

Os agentes geradores, acima especificados, deverão apresentar garantias físicas para comprovação de lastro de venda, conforme definido no art. 2º da RN nº 247/2006:

a) Para a PCH participante do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, a sua Energia Assegurada sazonalizada.

b) Para a fonte não constante no inciso anterior despachada centralizadamente, a garantia física estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia – MME.⁷⁶

c) Para a fonte não constante nos incisos anteriores, a sua energia efetiva gerada.

A concessionária, permissionária ou autorizada de serviço público de distribuição de energia elétrica, ou as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica, em cujo sistema a unidade consumidora esteja conectada, deverá celebrar com os consumidores, ou conjunto de consumidores, os contratos a seguir indicados:

a) Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição – CCD ou Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT, nos termos da regulamentação específica.

⁷⁶ A Portaria MME nº 258, de 28.07.2008, definiu a metodologia de cálculo da garantia física de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN. A Resolução ANEEL nº 9, de 28.07.2008, definiu o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica.

b) Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD ou Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, nos termos da regulamentação específica.

Deverá ser celebrado o Contrato de Compra de Energia Incentivada – CCEI com cláusulas e preços livremente negociados entre o Agente Gerador Incentivado e o Consumidor Especial, o qual disporá, além das cláusulas essenciais aos contratos administrativos, no mínimo, sobre: i) – energia elétrica contratada, discriminada por segmentos mensais e/ou anuais; ii) – período de suprimento; iii) – critérios de rescisão; e iv) – submercados de entrega e de consumo.

O Agente Gerador Incentivado e o Consumidor Especial deverão participar da CCEE, podendo ser representados, para efeito de contabilização e liquidação, por outros integrantes dessa Câmara, devendo o CCEI e suas alterações serem registrados na CCEE e aprovados, homologados ou registrados na ANEEL, conforme o caso.

Quanto a inadimplência por parte do consumidor especial, a ANEEL, estabeleceu no art. 11 da RN nº 247/2006 o seguinte:

“Art. 11. Caso o Consumidor Especial permaneça inadimplente de mais de uma fatura mensal em um período de doze meses consecutivos, no CCEI com o Agente Gerador Incentivado ou no CCD ou CUSD com a concessionária ou permissionária de distribuição, esta poderá exigir, após prévia comunicação formal, que o mesmo, para continuar utilizando-se do serviço de distribuição, esteja adimplente com o(s) referido(s) contrato(s).

§ 1º Para os fins do disposto no caput, no caso de inadimplência no CCEI com o Agente Gerador Incentivado, este deverá enviar comunicação formal à concessionária ou permissionária de distribuição, em um prazo máximo de 30 dias, comprovando a condição de inadimplência do referido consumidor.

§ 2º Após comunicação formal do Agente Gerador Incentivado referido no parágrafo anterior ou para os fins do disposto no caput no caso de inadimplência no CCD ou CUSD com a concessionária ou permissionária de distribuição, esta deverá enviar, em um prazo máximo de 30 dias, comunicação formal ao consumidor inadimplente, sob título de “Aviso de Condicionamento da Continuidade dos Serviços”, do qual deverá constar:

(...)”

Por último, ressaltamos que a comercialização da energia proveniente dos agentes geradores incentivados com os consumidores especiais poderá ser realizada por intermédio de comercializadores autorizados pela ANEEL, nos termos do art. 13 da RN nº 247/2006.

20.5. CONTRATAÇÃO DE SUPRIMENTO POR CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO COM MERCADO PRÓPRIO INFERIOR A 500 GWh/ano

Conforme já comentado no modelo anterior, estabelecido pelo art. 10 da Lei nº 9.648/1998, alterado pelo art. 18 da Lei nº 10.438/2002, havia regras específicas para o suprimento destinado às concessionárias de serviço público de distribuição com mercado próprio inferior a 300 GWh/Ano. No atual modelo, instituído pela Lei nº 10.848/2004, regulamentado pelo Decreto nº 5.163/2004, foi estendido essas condições para aquelas concessionárias de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/Ano, o que levou a ANEEL a revogar a Resolução nº 236/2003.

De acordo com o art. 16 do Decreto nº 5.163/2004, normatizado pelo art. 4º da Resolução ANEEL nº 206, de 22.12.2005, os agentes de distribuição que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano poderão adquirir energia elétrica:

- a) Por meio dos leilões de compra realizados no ACR.
- b) De empreendimentos de geração distribuída.⁷⁷
- c) De seu atual agente supridor, com tarifa regulada.
- d) Mediante processo de licitação pública por ela promovida.

No caso de aquisição por meio de leilões no ACR, a concessionária suprida poderá optar pela contratação para atendimento total ou parcial de seu mercado, mediante Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, devendo este ser registrado na ANEEL e na CCEE. Optando pelo atendimento parcial de seu mercado, a energia elétrica complementar deverá ser contratada de acordo com as situações previstas nas letras “b” a “d” acima, conforme estabelecido no art. 6º da RN ANEEL nº 206/2005, com nova redação dada pela RN ANEEL nº 243, de 19.12.2006.

A opção pela aquisição de energia elétrica de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da respectiva carga,⁷⁸ verificado no momento da contratação e com base nos doze meses precedentes.

⁷⁷ Conforme art. 14 e 15 do Decreto nº 5.163/2004.

⁷⁸ § 1º, do Art. 7º da RN 206/2005 – “Será considerada como carga a energia necessária ao atendimento de consumidores finais, de outros agentes de distribuição, para a cobertura do montante das perdas na Rede Básica, assim como das perdas técnicas e não técnicas nos sistemas de distribuição”.

Nos termos do art. 11 da Resolução Normativa ANEEL nº 206/2005, a concessionária suprida poderá optar pela continuidade da aquisição de energia elétrica do atual agente supridor, para atendimento total ou parcial de seu mercado, nesse caso, deverá firmar o Contrato de Compra e Venda de Energia – CCE, além dos contratos de conexão e de uso. Havendo mais de um supridor, a concessionária suprida poderá optar por adquirir energia elétrica apenas de uma delas, respeitado o disposto no § 1º, do art. 16 do Decreto nº 5.163/2004, a seguir:

“§ 1º Os agentes de distribuição de que trata o caput, quando adquirirem energia na forma do inciso III, deverão informar o montante de energia a ser contratado em até quinze dias antes da data em que o seu atual agente supridor esteja obrigado a declarar a sua necessidade de compra para o leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes com entrega de energia elétrica prevista para o ano subsequente.”

Ocorrendo a opção pela aquisição de energia elétrica, para atendimento total ou parcial de seu mercado, mediante licitação pública por ela promovida, o procedimento deverá obedecer a regulamento próprio, elaborado pela concessionária suprida, assegurando a publicidade, a transparência e a igualdade de acesso aos interessados, devendo o contrato decorrente dessa aquisição ser registrado na CCEE para os fins previstos na Convenção, nas Regras e nos Procedimentos de Comercialização.

Outros detalhes dessa modalidade de contratação, inclusive no que se refere ao repasse desse custo na tarifa ao consumidor e respectivos contratos de conexão e de uso dos sistemas, encontra-se na Resolução Normativa ANEEL nº 206/2005.

20.6. SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ISOLADO E REPASSE DO CUSTO NA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

As aquisições de energia elétrica pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, com consumidores em localidades não atendidas pelo Sistema Interligado Nacional – SIN, não sujeitos à contratação no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, por meio dos leilões, os limites de repasse dos custos com aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais localizados nesses Sistemas Isolados, está tratado na Resolução Normativa nº 335, de 28.10.2008, na qual estabeleceu limites específicos para: i) aquisição de energia elétrica oriunda de PCH e centrais hidrelétricas com capacidade instalada igual ou inferior a 1 MW, não beneficiária da sub-rogação à CCC, será limitado ao valor médio ponderado do custo de aquisição de energia proveniente de PCH nos três últimos leilões do ACR; ii) aquisição de energia elétrica oriunda de PCH beneficiária da sub-rogação à CCC, será limitado a

80% do valor médio ponderado do custo de aquisição de energia proveniente de PCH nos três últimos leilões do ACR;⁷⁹ e iii) já para as aquisições de energia elétrica oriunda de centrais hidrelétricas com capacidade instalada superior à 30 MW o repasse está limitado ao Valor Anual de Referência – VR; e iv) os custos com aquisições de energia elétrica oriunda de centrais termelétricas que utilizam combustíveis fósseis serão repassados às tarifas dos consumidores finais, excluídos os custos de combustíveis, até o limite definido no Anexo II da RN nº 335/2008, sendo que os valores limites correspondem à relação entre o custo total do contrato (R\$) e a energia contratada no período (kWh), sendo que para os contratos de disponibilidade essa relação deverá ser obtida considerando a geração mínima prevista.

21. TARIFA NAS CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

21.1. INTRODUÇÃO

Até fevereiro de 1993, vigorou o regime de remuneração garantida com base no custo do serviço prestado,⁸⁰ conforme definido no Decreto nº 41.019/1957 e na Lei nº 5.655, de 20.05.1971, que elevou a taxa interna de retorno de 10% para 12%, garantindo assim uma taxa de retorno mínima de 10%.

O art. 1º da Lei nº 5.655/1971, abaixo transcrito, também estabelecia que as insuficiências ou excessos de remuneração apurados a serem recebidos ou pagos deveriam ser registrados na Conta de Resultado a Compensar – CRC como ajuste da receita do concessionário. Dessa forma, o Decreto nº 82.962,⁸¹ de 29.12.1978, que instituiu o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica estabelecia que no caso de deficiência de receita tarifária verificada no exercício de referência, a insuficiência de remuneração dela decorrente seria registrada contabilmente, pela liberação do DNAEE, a débito da conta 111.91 – Numerário em Trânsito – Transferência, tendo como contrapartida a conta de receita 612.11 – Conta de Resultado a Compensar, com seus respectivos controles no Sistema Extrapatrimonial. Havendo apuração de excesso de remuneração, o mesmo deveria ser registrado como dedução à receita da tarifa, a débito da conta 613.51 – (-) Receita Excedente ao Custo do Serviço, tendo como contrapartida no passivo, a conta 211.99 – Outras Obrigações, a ser deposi-

⁷⁹ Os limites para os itens i e ii, que correspondem aos art. 2º e 3º da RN nº 335/2008, constam do Anexo I da referida Resolução Normativa.

⁸⁰ Para as tarifas de alta-tensão o Decreto nº 62.724/1968 estabeleceu que a estrutura tarifária deveria se basear no princípio do custo marginal, o que só foi praticado a partir de 1981.

⁸¹ Revogou o Decreto nº 28.545, de 24.08.1950, que havia instituído a “Classificação de Contas para Empresas de Energia Elétrica”, que foi o primeiro Plano de Contas Contábil do Setor Elétrico.

tado pela concessionária em conta vinculada no Banco do Brasil S/A, conforme determinação do DNAEE.

“Art. 1º. A remuneração legal do investimento, a ser computada no custo do serviço dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, será de 10% (dez por cento) a 12% (doze por cento), a critério do poder concedente.

§ 1º A diferença entre a remuneração resultante da aplicação do valor percentual aprovado pelo Poder concedente e a efetivamente verificada no resultado do exercício será registrada na Conta de Resultados a Compensar, do concessionário, para fins de compensação dos excessos e insuficiências de remuneração.

§ 2º As importâncias correspondente aos saldos credores da Conta de Resultados a Compensar serão depositados pelo concessionário, a débito do Fundo de Compensação de Resultados, até 30 de abril de cada exercício, em conta vinculada no Banco do Brasil S.A., na sede da empresa, que só poderá ser movimentada, para a sua finalidade, a juízo do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.”

A partir da edição do Decreto-Lei nº 1.383, de 26.12.1974, com nova redação dada pelo Decreto-Lei nº 1.849, de 06.01.1981, abaixo transcrito, que alterou o art. 4º, e seus parágrafos, da Lei nº 5.655/1971, foi estabelecida a Conta de Reserva Global de Garantia – RGG, que proveria os recursos para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das concessões. Esse encargo, computado no custo do serviço, portanto cobrado na tarifa do consumidor, era repassado à ELETROBRÁS, recebendo o tratamento contábil na concessionária como deduções à receita da tarifa, mediante registro a débito da conta 613.02 (-) Encargos do Consumidor – Quota para a Reserva Global de Garantia, tendo como contrapartida a conta 211.91 – Outras Obrigações – Encargos do Consumidor a Recolher:

“Art. 1º. O artigo 4º e seus parágrafos da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, modificados pelo Decreto-lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974, passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 4º. Serão computadas como componentes do custo do serviço as seguintes quotas:

(...)

II. Quota anual de garantia, a ser estabelecida tendo por base a diferença positiva se houver, entre a remuneração do concessionário e a remuneração média do setor, considerada, se for o caso, a provisão de que trata o § 3º, deste artigo.

(...)

§ 12 A conta de Reserva Global de Garantia proverá recursos para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das concessões, sendo movimentada pela ELETROBRÁS, sob expressa determinação do DNAEE.”

Com o advento do Decreto-Lei nº 2.432, de 17.05.1998, foi revogado o Decreto-Lei nº 1.849/1981, extinguindo-se assim a RGG e criada a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração – RENCOR, com a finalidade de compensar as insuficiências de remuneração do investimento das concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. De acordo com o art. 1º deste Decreto, a RENCOR seria formada com os recursos provenientes dos recolhimentos das quotas anuais de compensação constituídas pelas parcelas de receita excedente das concessionárias; dos saldos credores registrados na Conta de Resultados a Compensar – CRC e receitas de outras origens. A princípio, os saldos credores de CRC, constituídos até 31.12.1987, decorrentes da insuficiência tarifária que representava um “contas a receber” por parte das concessionárias, seriam compensados com ativos da União Federal, conforme previsto no art. 7º do Decreto-Lei nº 2.432/1998. Posteriormente, com a edição da Lei nº 8.013, de 06.04.1990, essa compensação foi estendida para os saldos existentes até 31.12.1989. O saldo da CRC decorrente do excesso tarifário, registrados no passivo da concessionária, foram recolhidos pelas mesmas passando a compor a RENCOR.

Na prática essa política tarifária estabelecida pelo Decreto-Lei nº 2.432/1998, não atingiu os objetivos esperados, já que as tarifas voltaram a ser usadas como instrumento de controle da inflação, e a CRC acumulou até a sua extinção em 18.03.1999,⁸² um saldo de aproximadamente U\$ 26 bilhões.

Com a edição da Lei nº 8.631/1993, com nova redação dada pela Lei nº 8.724, de 28/10/1993, foi extinta a remuneração garantida e a Conta de Resultados a Compensar – CRC, ambas previstas, respectivamente, no art. 1º, e na alínea “e”, do § 2º, do art. 2º da Lei nº 5.655/1971, bem como a equalização tarifária em todo o território nacional prevista na alínea “d”, do art. 4º do Decreto-Lei nº 1.383/1974. Essa nova disposição legal tinha por objetivo introduzir uma política tarifária eficiente com uma remuneração justa para os concessionários de serviço público de energia elétrica, mantendo, no entanto, a tarifa pelo custo.

Com o advento da Lei nº 8.987/1995, a tarifa do serviço público de energia elétrica deixaria de ser calculada com base no custo do serviço prestado, passando a ser fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão prevista nesta lei, no edital e no próprio contrato de concessão.

⁸² Conforme art. 18 do Decreto nº 774, de 18.03.1993, a CRC foi extinta no dia 19.03.1993, data de sua publicação.

Essas tarifas, fixadas pelo preço da proposta vencedora da licitação, não estava subordinada à legislação específica anterior e passou a ser praticada inicialmente nos leilões das linhas de transmissão e atualmente nos leilões de geração.

Esse conceito de serviço pelo preço, por força do disposto no art. 15 da Lei nº 9.427/1996, foi extensivo às concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica outorgadas anteriormente à Lei nº 8.987/1995, sendo que nesse caso as tarifas seriam fixadas nos contratos que prorrogariam as concessões existentes, nas hipóteses admitidas pela Lei nº 9.074/1995, que teve como início a privatização de empresas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

A Lei nº 9.427/1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, também disciplinou o regime econômico e financeiro das concessões de serviços públicos de energia elétrica, tendo a ANEEL providenciado a regularização de todas as concessões, mediante a assinatura dos contratos de concessões, que como não poderia deixar de ser, garantiria o equilíbrio econômico e financeiro da concessão, permitindo uma remuneração justa às concessionárias.

Esses contratos preveem mecanismos de reajuste, revisões ordinárias e extraordinárias das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro, conforme disposto no § 2º, do art. 9º da Lei nº 8.987/1995, bem como estabelece um regime de regulação por incentivos.

Nesse sentido é importante ressaltar o disposto no art. 58 da Lei nº 8.666/1993, que trata do regime jurídico dos contratos administrativos, que confere à Administração Pública, em relação a estes contratos, a prerrogativa de modificá-los unilateralmente, para melhor adequação às finalidades de interesse público, respeitado os direitos do contrato (inciso I do art. 58). O § 2º, do art. 58, estabelece que:

“Na hipótese do inciso I deste art., as cláusulas econômico-financeiras do contrato deverão ser revistas para que se mantenha o equilíbrio contratual.”

Desde o ano de 2002, quando foi dado início ao primeiro ciclo de revisão tarifária, a ANEEL, por meio da Resolução nº 493, de 03.09.2002, vem praticando a metodologia denominada de “empresa de referência” para fins de revisão tarifária ordinária bem como a adoção de uma base de remuneração composta pelo almoxarifado, capital de giro, ativo imobilizado em serviço pelo seu valor novo de reposição, e ativo diferido. Essa metodologia foi aprimorada para o segundo ciclo de revisão tarifária, por meio da Resolução ANEEL nº 234, de 31.10.2006. Ainda em 2008, a ANEEL colocou em Audiência Pública proposta de aprimoramento à empresa de referência, tendo sido finalizada com a emissão da Nota Técnica nº 294/2008-SER/ANEEL, de 25.09.2008, o que fez com que as revisões do segundo ciclo fossem provisórias no

que se refere a empresas de referência. As alterações foram introduzidas na Resolução Normativa nº 234/2006, por meio da Resolução Normativa nº 338, de 25.11.2008, que serão aplicadas a todas concessionárias que já passaram pelo segundo ciclo de revisão tarifária, quando do próximo reajuste tarifário.

Atualmente a tarifa de uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica é composta pela Parcela A (VPA) que representa os custos não gerenciáveis pela concessionária,⁸³ e pela Parcela B (VPB) que corresponde aos custos gerenciáveis que dependem essencialmente das decisões da concessionária. Na Parcela "B" também estão incluídos a depreciação e a remuneração.

Em toda revisão tarifária a ANEEL deverá preservar o equilíbrio econômico e financeiro da concessão. Portanto, a seguir comentaremos sobre o equilíbrio econômico e financeiro da concessão, investimento remunerável (base de remuneração), reajuste anual, revisão periódica e por último a revisão extraordinária.

21.2. EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Hely Lopes Meirelles⁸⁴ define o equilíbrio econômico-financeiro, ou equação econômica, ou ainda, equação financeira, do contrato administrativo, como a relação estabelecida inicialmente pelas partes entre os encargos do contratado e a retribuição da Administração para a justa remuneração do objeto do ajuste. Essa relação encargo-remuneração deve ser mantida durante toda a execução do contrato, a fim de que o contratado não venha a sofrer a indevida redução nos lucros normais do empreendimento. Assim, ao usar do seu direito de alterar unilateralmente as cláusulas regulamentares do contrato administrativo, a Administração não pode violar o direito do contratado de ver mantida a equação financeira originariamente estabelecida, cabendo-lhe operar os necessários reajustes econômicos para o restabelecimento do equilíbrio financeiro. Trata-se de doutrina universalmente consagrada, hoje extensiva a todos os contratos administrativos.

O mecanismo de revisão das tarifas de energia elétrica para fins de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro está previsto no § 2º, art. 9º da Lei nº 8.987/1995. Nesse mesmo diploma legal, há um dispositivo de garantia de revisão para o caso de aumento da carga tributária, que foi transcrito, pelo órgão regulador, nos contratos de concessão de serviço público de energia elétrica, nos seguintes termos:

⁸³Encargos Setoriais, Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, Custo da energia elétrica adquirida.

⁸⁴ *Direito Administrativo Brasileiro*, 22ª ed. – Malheiros Editores.

“§ 3º Ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a apresentação da proposta, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão da tarifa, para mais ou para menos, conforme o caso.”

O Equilíbrio Econômico-financeiro – EEF é um conceito fundamental, em particular no Direito Administrativo brasileiro, que se insere em todos os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica. No caso específico das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, trata-se do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, o qual, por sua vez, articula os mecanismos de reajuste anual e revisão tarifária periódica para, em conjunto com a revisão tarifária extraordinária, serem suficientes para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

Na assinatura do contrato de concessão, o concessionário reconhece que as tarifas e as regras de reajuste e revisão, que integram o contrato, são suficientes para adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Por isso, quando do reposicionamento tarifário, a busca da modicidade tarifária terá o mesmo grau de relevância para o órgão regulador no que se refere a fixação dos níveis tarifários capazes de corrigir ou de preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão. Neste caso, o equilíbrio está associado ao nível tarifário e às regras de reajuste e revisão tarifária. Dessa forma, o nível tarifário deve proporcionar à concessionária a obtenção de receita capaz de cobrir custos eficientes e remuneração adequada dos investimentos prudentes. A correção é necessária quando existe excesso ou insuficiência de receita para o equilíbrio e a preservação quando já existe equilíbrio.

Assim, em um reposicionamento tarifário os níveis das tarifas podem ser reduzidos, aumentados ou mantidos. A situação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão é que determinará o sentido desse movimento.

Existe uma ampla gama de possibilidades para a configuração da condição de equilíbrio, portanto, há necessidade de que este seja definido de modo prático, na forma de parâmetros específicos relacionados com o tempo e os ciclos da concessão e princípios econômicos clássicos por meio do uso de indicadores selecionados.

Na caracterização do EEF, para fins da regulação econômica, pode-se observar os momentos econômicos a serem comparados e a profundidade de aferição dos custos envolvidos. Uma avaliação comparativa das concessionárias é fundamental para a análise dos parâmetros e indicadores a serem levados em conta na definição do EEF.

Na caracterização do EEF, as concessionárias podem apresentar-se em duas condições diferentes, uma antes da primeira revisão periódica e outra depois dessa revisão. Nos casos de análise do EEF antes da primeira revisão periódica será assumida a condição de equilíbrio imediatamente anterior ao fato gerador do desequilíbrio. Após a primeira revisão será assumida a condição EEF resultante da última revisão periódica ou extraordinária plena realizada.

Na ocorrência de perturbação do EEF, a natureza do fato gerador é de muita importância não só na determinação do efetivo impacto como na construção dos critérios de revisão extraordinária. Tendo em vista o contrato de concessão, pode-se elencar os principais causadores dessas perturbações: variação significativa de custos fora do controle da concessionária; fato do príncipe, política econômica e casos fortuitos ou de força maior.

A tarifa de energia elétrica aplicada aos consumidores finais regulados representa a síntese de todos os custos incorridos ao longo da cadeia produtiva da indústria de energia elétrica: geração, transmissão, distribuição e comercialização. O seu valor deve ser suficiente para preservar o princípio da modicidade tarifária e assegurar a saúde econômica e financeira das concessionárias, para que as mesmas possam obter recursos suficientes para cobrir seus custos de operação e manutenção, bem como remunerar de forma justa o capital prudentemente investido com vista a manter a continuidade do serviço prestado com a qualidade desejada.

As tarifas cobradas dos consumidores finais estruturam-se tanto por nível de tensão (alta, média e baixa), classe de consumo (residencial, industrial, comercial, rural, serviços públicos, poderes públicos, iluminação pública), sendo que os consumidores ligados em alta tensão têm a possibilidade de escolher tarifas diferenciadas por horário (ponta e fora de ponta) e por época do ano (período úmido e período seco). Para os consumidores de classe residencial, ligados em baixa tensão, dependendo de seu nível de consumo foram criadas faixas, onde são aplicadas tarifas sociais.

As classes de consumidores estão definidas no art. 20 da Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000. Nessa resolução estão definidas todas as regras e condições gerais de fornecimento de energia elétrica.

21.3. INVESTIMENTO REMUNERÁVEL PARA FINS TARIFÁRIO

Outro aspecto importante a ser comentado é sobre qual a “Base de Remuneração” que os investidores podem auferir uma determinada taxa de retorno, o que se constitui em fator importantíssimo no processo de revisão tarifária.

Quanto à taxa de retorno, a ANEEL adotou como modelo para estabelecimento da taxa de retorno requerida, o “Custo Médio Ponderado de Capital” (WACC – *Weighted Average Cost of Capital*) incluindo o efeito do imposto sobre a renda e da contribuição social sobre o lucro líquido. De acordo com esse modelo, a taxa de retorno de um projeto é uma média ponderada dos custos dos diversos tipos de capital, com pesos iguais à participação de cada tipo de capital no valor total dos ativos do projeto.

Quanto à base de remuneração, também denominada de Investimento Remunerável, ela está prevista no capítulo VI do Decreto nº 41.019, e no art. 2º da Lei 5.655/1971, com redação dada pelo art. 1º do Decreto-Lei nº 1.506/1976.

A Lei nº 8.631/1993 revogou a remuneração garantida prevista no art. 1º da Lei nº 5.655/1971, e extinguiu a Conta de Resultados a Compensar – CRC, prevista na alínea “e”, § 2º, do art. 2º da Lei nº 5.655/1971, que compunha os itens do Investimento Remunerável.

Ou seja, a base de remuneração é o investimento remunerável, e continua aquele definido pela Lei nº 5.655/1971 com redação dada pelo Decreto-Lei nº 1.506/1976, e pela Lei nº 8.631/1993, sendo:

Decreto-Lei nº 1.506/1976:

“Art. 1º. O art. 2º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, passa a vigorar com a seguinte redação:

Art. 2º. O investimento na indústria de energia elétrica é o capital efetivamente aplicado pelo concessionário na propriedade vinculada à concessão, desde que os bens e instalações resultantes tenham sido destinados direta ou indiretamente, a critério do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE à geração, transmissão, transformação e/ou distribuição de energia elétrica no interesse permanente e exclusivo do serviço público de energia elétrica.

§ 1º Para obtenção de serviço ao custo, por meio de tarifa adequada, considerar-se-ão as seguintes parcelas do investimento total:

a) Os bens e instalações em efetiva operação ou utilização no serviço, observada a respectiva capitalização pro-rata tempore.

b) Os materiais em almoxarifado, indispensáveis ao funcionamento ou à expansão do sistema elétrico e a administração da empresa equivalentes ao valor médio dos saldos mensais da respectiva conta.

c) O capital de giro necessário à movimentação da empresa constituído do resultado, acaso positivo, das operações indicadas na seguinte fórmula:

$$CG = DNV + RCP - ECP$$

onde:

CG significa capital de giro.

DNV o valor médio dos saldos mensais das contas do "Disponível não Vinculado".

RCP o valor médio dos saldos mensais das contas do "Realizável a Curto Prazo", exceto as aplicações financeiras no mercado de títulos e valores.

ECP o valor médio dos saldos mensais das contas do "Exigível a Curto Prazo" excluídas as parcelas de empréstimos a longo prazo vencidas no exercício.

§ 2º O Investimento Remunerável será a diferença entre a soma dos valores finais previstos no parágrafo anterior e a soma das deduções a seguir estabelecidas, calculadas pelo critério pro-rata tempore:

a) A Reserva para Depreciação.

b) A Reserva de Amortização se houver.

c) Os adiantamentos, contribuições e doações referentes aos bens e instalações definidos na letra a do parágrafo anterior.

d) O valor das obras pioneiras a que se refere o parágrafo único do art. 10 da Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962, introduzido pelo Decreto-Lei nº 644, de 23 de junho de 1959, dos bens e instalações para uso futuro e das propriedades da União em regime especial de utilização."

Por força dos art. 58 e 157 do Decreto nº 41.019, e da própria Lei nº 5.655/1971, sempre foi considerado o investimento pelo seu valor histórico contábil corrigido monetariamente e depreciado, sendo que a correção monetária foi revogada pela Lei nº 9.249, de 26.12.1995.

Já, antes da própria Resolução nº 493/2002, no reposicionamento tarifário da ESCELSA, quando da sua revisão tarifária, a ANEEL firmou entendimento de que era necessário, naquele momento, reconhecer a tese de ajuste na base de remuneração, tendo a ESCELSA apresentado duas bases de remuneração, sendo uma delas pelas demonstrações contábeis elaboradas em conformidade com os princípios do US GAAP e a outra por uma reavaliação de ativos consoante laudo técnico emitido por empresa especializada.

Na verdade, o Órgão Regulador entendeu que deveria mudar o critério anteriormente utilizado, assumindo na referida nota técnica, que realizaria estudos mais aprofundados visando definir os métodos de ajuste da Base de Remuneração, a serem aplicados nas próximas revisões tarifárias para todas as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Inicialmente foi emitida a Nota Técnica nº 148, de 07.06.2002, que tratou da metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração de ativos para fins de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, tendo referido assunto submetido a audiência pública, e como resultado, foi expedido a Resolução nº 493, de 03.09.2002, onde se estabeleceu a metodologia do “custo de reposição” e demais critérios gerais para definição do investimento remunerável (base de remuneração) com algumas diferenças daquele estabelecido na legislação anterior.

Foi emitida também, a Nota Técnica nº 030, de 20.01.2003, da Superintendência de Regulação Econômica, que esclareceu a metodologia e os conceitos adotados pela ANEEL para proceder à revisão tarifária periódica do primeiro ciclo das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Para o segundo ciclo de revisão tarifária periódica, a metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração das concessionárias de serviço público de energia elétrica estão dispostos no Anexo IV, do art. 6º da Resolução Normativa nº 234/2006, tendo sido emitido a Nota Técnica nº 183/2006–SFF/SRE/ANEEL.

Como novidade trazida pela Resolução ANEEL nº 234/2006, para o segundo ciclo de revisão tarifária, podemos citar a não consideração, na Parcela B da receita requerida, da depreciação decorrente dos ativos adquiridos com recursos das Obrigações Especiais. Contabilmente essa alteração foi contemplada mediante alteração do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, mediante anulação do efeito dessa depreciação, a crédito do resultado da concessionária em contrapartida a débito de conta retificadora específica no subgrupo de Obrigações Especiais. Toda sustentação legal de se ter essa depreciação no resultado, até o momento da segunda revisão tarifária, é de que a mesma compunha a Receita Requerida da concessionária, aplicando-se assim o princípio contábil de contraposição da despesa versus receita.

Após todo o trabalho de entendimentos mantidos junto à Comissão de Valores Mobiliários – CVM e com o apoio e colaboração do IBRACON, já estava sinalizado que a ANEEL estaria determinando o registro dessa avaliação de ativos, nos moldes da Resolução nº 234/2006, quando foi editada a Lei nº 11.638, de 31.12.2007, que alterou e revogaram dispositivos da Lei nº 6.404/1976, dentre eles extinguiu-se a reavaliação de ativo. Por outro lado, a nova redação dada ao § 2º, do

art. 177 da Lei nº 6.404/1976, prevê a possibilidade de a ANEEL estabelecer demonstrações financeiras específicas que não aquelas para fins societários, dessa forma poderiam ser determinado o registro dessa avaliação somente para fins regulatórios. Esse procedimento poderia gerar informações corretas que seria exigido pela ANEEL nas Notas Explicativas que são parte integrante das demonstrações financeiras das concessionárias, o que permitiria uma avaliação econômica e financeira mais adequada, ou a ANEEL poderá determinar a auditoria e publicação das demonstrações contábeis regulatória.

O registro dessa reavaliação é extremamente importante para o mercado como um todo, inclusive para a sociedade, como forma de apresentar a informação correta a todos àqueles que dela se utilizam. Atualmente a Demonstração de Resultado do Exercício – DRE apresenta na linha de Receita de Fornecimento de Energia Elétrica um valor incorporado na tarifa referente à depreciação dessa parcela de reavaliação sem a respectiva contrapartida na despesa, fazendo com o lucro da concessionária seja superior àquele que seria apurado caso houvesse o registro da reavaliação. Além do mais, uma análise dessas demonstrações financeiras por pessoas não familiarizadas com o setor elétrico, poderá levar a apuração de indicadores financeiros equivocados, já que o ativo imobilizado em serviço e o valor das obrigações especiais estarão pelo seu valor histórico, gerando uma depreciação menor que aquela considerada na tarifa, e um indicador de remuneração superior àquele previsto quando da revisão tarifária pelo Órgão Regulador.

Outro aspecto importante para o registro dessa reavaliação é que ela aproximará o ativo imobilizado em serviço ao seu valor de indenização face ao sinal já demonstrado pelo Órgão Regulador. Atualmente a depreciação considerada na Parcela B da tarifa é calculada com base no ativo reavaliado, portanto a concessionária já está recebendo seu investimento com base no valor novo de reposição, observado as regras da Resolução nº 234/2006. Em um exemplo hipotético, se uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, não fizesse nenhum novo investimento até o final da concessão, e considerando que o prazo dessa concessão fosse suficiente para recuperação desse investimento, de acordo com as regras vigentes ele receberia todo seu investimento com base no valor novo de reposição, ou seja, o seu valor contábil reavaliado. Essa regra, tanto de avaliação como de indenização deverá prevalecer para todos os seguimentos, seja ele de geração ou transmissão.

21.4. REAJUSTES E REVISÕES CONTRATUAIS

Por ser necessário preservar o preceito legal de equilíbrio econômico-financeiro, os contratos de concessão das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica especificam três mecanismos de atualização tarifária:

- a) Reajuste anual.
- b) Revisão periódica.
- c) Revisão extraordinária.

Os reajustes têm por objetivo oferecer às concessionárias a perspectiva de que, no período entre revisões, o equilíbrio econômico-financeiro de sua concessão não sofrerá a corrosão do processo inflacionário, sendo-lhe permitida a apropriação de parte dos ganhos de eficiência econômica que vier a alcançar no período.

As revisões são feitas ordinariamente a cada cinco anos (revisões periódicas) e têm por objetivo restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Já as revisões extraordinárias podem ser solicitadas nos períodos de reajuste, sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

21.4.1. REAJUSTE ANUAL

Os reajustes anuais são realizados por meio do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, determinado por meio de fórmula paramétrica. O objetivo do IRT é repor, no momento do reajuste anual, o poder de compra da tarifa. O reajuste atua separadamente e de forma distinta sobre parcelas da receita: uma relacionada ao conjunto dos custos não gerenciados pelo concessionário denominado de “VPA” e a outra, complementar àquela, relacionada aos custos gerenciáveis pelo concessionário, denominado “VPB”.

Dessa forma, nas datas de aplicação dos reajustes contratuais, os aumentos de custos não gerenciáveis (VPA) pela concessionária, definidos no contrato de concessão, são repassados às tarifas, enquanto que a parcela de custos gerenciáveis (VPB) pela concessionária recebe a correção pelo índice de inflação eleito, no caso, o IGP-M, deduzido do fator “X”, estabelecido pelo órgão regulador. No entendimento do órgão regulador, tais regras estimulam a concessionária a reduzir os custos de operação (cobertos pela Parcela “B” da receita) ao longo do período anterior à revisão tarifária, uma vez que custos menores para um mesmo

nível real de tarifas implicam em maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital. Assim, a remuneração da concessionária não está garantida, mas depende de uma gestão eficiente dos chamados custos gerenciáveis.

Portanto, o objetivo do IRT é promover uma alavancagem no valor das tarifas, e não o de dar cobertura às despesas realizadas no período de referência, por não guardar relação direta com o volume de custos realizados em períodos anteriores. Em outras palavras, o IRT deve refletir as condições e preços vigentes na datas de referência anterior e de reajuste em processamento.

Até o ano de 2001, diversos aumentos ocorridos nos custos não gerenciáveis, que compunham a parcela VPA, tais como a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; Reserva Global de Reversão – RGR e outros, quando do reajuste tarifário anual, não permitiam a recuperação dos custos já incorridos antes do reajuste. Essa falha foi corrigida por meio da Lei nº 10.438, de 26.04.2002 (MP 14/01), e da Portaria Interministerial nº 25, de 24.01.2002, que criou para fins de cálculo do reajuste da tarifa de fornecimento de energia elétrica a “Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A”, destinada aos registros das variações ocorridas no período entre reajustes tarifários, dos valores de diversos itens de custo, que compõem a chamada “Parcela A”, prevista nos contratos de distribuição de energia elétrica. A regulamentação dessa matéria se deu por meio da Resolução da ANEEL nº 90, de 18.02.2002, e nela foram estabelecido os seguintes itens de custo a serem controlados nessa conta:

- a) Tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional.
- b) Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.
- c) Tarifa de Uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica.
- d) Energia comprada, estabelecidas nos contratos iniciais.
- e) Quota de Reserva Global de Reversão – RGR.
- f) Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica – TFSEE.
- g) Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos.
- h) Encargos de Conexão.

O saldo da CVA é o somatório das diferenças positivas ou negativas (exceto multa e juros de mora) entre o valor do item na data do último reajuste tarifário da concessionária e o valor do referido item na data de pagamento, acrescida da respectiva remuneração financeira que incidirá sobre o saldo da CVA de cada item da “Parcela A”, desde a data da ocorrência da diferença no valor do item

até a data de reajuste tarifário contratual subsequente e será calculada com base na taxa de juros SELIC em igual período.

Apesar de a Resolução ANEEL nº 90/2002, estabelecer no seu art. 10, que a compensação será realizada de uma única vez, a Portaria Interministerial prevê tratamento específico para eventuais diferenças.

O saldo da CVA com a devida remuneração será compensado nas tarifas de fornecimento de energia elétrica da concessionária nos 12 (doze) meses subsequentes à data de reajuste tarifário anual, sendo que, eventual diferença será considerada no cálculo do reajuste tarifário seguinte, também remunerado até àquela data, nos termos dos §§ 1º e 2º do art. 3º da Portaria Interministerial nº 25/2002. Contabilmente a CVA é tratada como uma despesa diferida que será amortizada na medida em que a mesma for auferida na receita.

A Concessionária deverá solicitar junto à ANEEL a homologação do montante registrado e apurado nessa conta.

É interessante observar que a ANEEL já tinha expedido as Resoluções nº 491 e nº 492, ambas de 2001, que tratava dos procedimentos e critérios para repasse às tarifas, das variações no valor dos custos de repasse de potência oriunda de Itaipu Binacional e das quotas de recolhimento da CCC, respectivamente, e a Resolução nº 90/2002 não as revogou, a exemplo da Portaria Interministerial nº 25/2002, que revogou a Portaria Interministerial nº 296/2001.

A evolução dos custos determinantes do IRT é procedida ponderando cada um destes custos frente à Receita Anual – RA, ressaltando que a “RA” exclui as parcelas não reguladas correspondente aos custos de geração e de comercialização relativo aos consumidores que optaram por serem livres.

O contrato prevê o reajuste tarifário com periodicidade anual, definindo a DRA – Data de Referência Anterior e a DRP – Data de Reajuste em Processamento.

A Data de Referência Anterior – DRA, dependendo do contrato, podem ser a data de assinatura do contrato, a data do último reajuste ou revisão realizado ou ainda outra data fixada como referência.

A Data de Reajuste em Processamento – DRP é comumente denominada como “data de aniversário”.

A fórmula de reajuste tarifário, prevista nos contratos de concessão, tem a seguinte expressão:

$$IRT = \frac{VPA + VPB_x (IVI \pm X)}{RA}$$

onde:

RA = Receita anual, excluído o ICMS, considerando-se as tarifas homologadas da Data de Referência Anterior e “Mercado de Referência”.

Para fins de reajuste tarifário, a receita anual do concessionário (RA) será dividida em duas parcelas: $RA = VPA + VPB$.

- **Mercado de Referência** – É o mercado de energia assegurado, composto pelas vendas físicas (firmes) realizadas pelo concessionário, no período de referência, que compreende os 12 meses anteriores ao reajuste em processamento, ou seja, entre a DRA – Data de Referência Anterior e a DRP – Data de Reajuste em Processamento.
- **VPA** – Parcela de receita correspondente a custos não gerenciados pelo concessionário e explicitamente nominados no contrato, tais como energia elétrica comprada para revenda, quotas de Reserva Global de Reversão – RGR, Quotas de Consumo de Combustível Fósseis CCC, encargos da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para fins de Geração de Energia Elétrica – CF, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, Custo de transmissão e de conexão e demais custos e encargos setoriais.
- **VPB** – Valor remanescente da receita do concessionário após a dedução da parcela A.
- **IVI** – Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e do mês anterior à DRA – Data de Referência Anterior. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado.
- **X** – Número índice definido pela ANEEL no processo de revisão das tarifas, que deverá ser subtraído ou acrescido na variação do “IVI” ou de seu substituto, nos reajustes anuais subsequentes. Os contratos fixam que para os primeiros quatro reajustes anuais, “X” será zero.

Considerando que o mecanismo de reajuste de tarifas estabelecidas em contrato, objetiva determinarem as variações das condições e preços vigente entre a Data de Referência Anterior – DRA e Data de Reajuste em Processamento – DRP, cabe

calcular os valores da Parcela A, de custo não gerenciáveis, em dois momentos, conforme notação adotada abaixo:

DRA	12 meses Períodos de Referência	DRP
VPA ₀ -----	RA ₀ -----	VPA ₁
$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times X(IVI \pm X)}{RA_0}$		

onde:

▪ **VPB₀** = RA₀ - VPA₀, sendo VPA₀ o valor da Parcela A em DRA.

Como se vê, faz-se necessário determinar primeiro o valor da parcela A (VPA₀) em DRA, tomando os valores ou promovendo cálculos das variáveis inscritas no contrato como pertencentes à Parcela A. Cabe enfatizar que todas as variáveis são consideradas como montantes anuais.

▪ **VPA₁** – Valor da Parcela A, em DRP, calculada segundo os mesmos princípios de cálculo de VPA₀, considerando as condições e preços vigentes em DRP. Cabe esclarecer que qualquer mutação ocorrida durante o Período de Referência, seja em função dos preços ou dos montantes de custos, será capturado em DRP.

Conforme definições apresentadas, os valores das diversas parcelas integrantes do “IRT” serão calculados com os seguintes critérios:

a) **Receita Anual (RA) no período de referência:** A mais correta definição da Receita Anual, de conformidade com os textos contratuais, se obtém pela consideração das tarifas vigentes na Data de Referência Anterior e Mercado de Referência (mercado de energia garantida) nos doze meses anteriores ao Reajuste em Processamento. Essa consideração é fundamental quando ocorre reposicionamento tarifário ao longo do período de referência, para que não seja afetado o Índice de Reajuste Tarifário – IRT.

Os faturamentos do concessionário de distribuição aos seus consumidores finais podem ser adotados como referência para o valor da RA a ser considerado no cálculo do IRT. Essa receita corresponde às vendas de energia firme ao mercado, ou seja, não incluídas as vendas de “energia de curto prazo”, representadas por ocorrências eventuais de energia secundária no sistema e disponibilizadas como “energia interruptível”.

O faturamento anual deve compreender também o suprimento a outros concessionários.

As informações prestadas pelo concessionário, no decorrer do período, por meio do Acompanhamento de Mercado Padronizado – AMP são adotadas como referência para a definição dessa receita. Nesse caso, para se completar as informações do período de referência para os dois últimos meses, projeções de faturamento são aceitas, podendo ser atualizadas próximo ao momento do reajuste.

Outro aspecto relevante diz respeito à consideração de que a ANEEL homologa tarifas de fornecimento para consumidores cativos, sendo as tarifas para consumidores livres objeto de negociações bilaterais e fora de regulação econômica. Sendo assim, o RA se refere exclusivamente ao mercado cativo, ficando o concessionário na obrigação de contabilizar e informar, separadamente, as vendas a esses dois mercados.

b) **Energia Elétrica Comprada para Revenda (EC)**: Será considerada a energia elétrica contratada para o atendimento à totalidade do mercado do agente de distribuição nos termos do art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, ou seja, contratadas por meio de leilões, geração distribuída, PROINFA e Itaipu, inclusive aquelas contratadas até 16 de março de 2004.

De acordo com o art. 38 do Decreto nº 5.163, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, de que tratam os arts. 36 (geração distribuída, CCEAR e Leilões de Ajustes) e 37 (contratos celebrados até 16 de março de 2004, da Itaipu Binacional e das usinas contratadas na primeira etapa do PROINFA), a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição, podendo este percentual ser ampliado para atendimento ao previsto nos §§ 3º e 4º, do art. 18, desde que o agente de distribuição participe do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSO, conforme previsto no § 5º, do art. 28.⁸⁵

As compras representam o mercado firme do supridor, ou seja, não deverão ser incluídas as compras de “energia de curto prazo”, por entender que as mesmas passam a ser contemplada nos custos gerenciáveis (VPB), exceto quando essas compras decorrerem de exposição involuntária.

⁸⁵Incluído pelo Decreto nº 6.210/2007.

Outro aspecto a ser destacado são as compras da energia elétrica proveniente da Itaipu – Binacional, que são tarifadas em dólar e pela demanda de potência (US\$/kW). Sendo assim, seu cálculo se faz pela consideração do montante anual da quota de potência alocada compulsoriamente ao concessionário de distribuição, valorado pela taxa cambial e pela tarifa de ITAIPU, vigentes em DRA e DRP. A energia de Itaipu é comercializada pela ELETROBRÁS, conforme disposto na Lei nº 10.438/2002 e no Decreto nº 4.550, de 27.12.2002, com nova redação dada pelo Decreto nº 6.265, de 22.09.2007, que alterou os componentes da tarifa de repasse face ao disposto na Lei nº 11.480, de 30.05.2007.

O mesmo montante de quota de potência (kW/ANO) é valorado pela tarifa de transporte de potência de ITAIPU, fixada em R\$/kW, para obtenção do custo do referido transporte, em DRA e DRP.

O limite de repasse para as tarifas de fornecimento dos preços de aquisição de energia elétrica para revenda está disposto no art. 34 do Decreto nº 5.163/2004, que prevê a fixação de um Valor de Referência – VR pela ANEEL,⁸⁶ no qual não serão considerados os valores e os montantes de energia proveniente de leilões de fontes alternativas.⁸⁷ A ANEEL estabeleceu as condições de contratação e respectivos limites para concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN, com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, por meio da Resolução Normativa nº 206/2005. Já para a contratação e limites de repasse à tarifa, para concessionárias situadas no Sistema Isolado, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº 335/2008.

Para o repasse do custo da energia elétrica proveniente de leilões de fontes alternativas continua valendo as regras previstas na Resolução Normativa ANEEL nº 248,⁸⁸ de 06.05.2002, com nova redação dada pela Resolução nº 487, de 29.08.2002. Já para a energia proveniente de Geração Distribuída a concessionária deverá observar as condições prevista no Decreto nº 5.163/2004 e na Resolução ANEEL nº 167, de 10.10.2005.

Será repassado também às tarifas do consumidor final o custo de sobre-contratação de energia elétrica, em atendimento ao disposto no art. 38 do Decreto nº 5.163, de 30.07.2004, conforme os critérios de repasse

⁸⁶De acordo com o original do art. 35 do Decreto 5.163/2004, o VR deveria ser fixado pela ANEEL em 2008, no entanto, esse prazo passou para até 31.12.2009, face à nova redação dada pelo Decreto nº 5.911/2006.

⁸⁷Disposto no § único do art. 34, por meio do Decreto nº 6.048/2007.

⁸⁸Esse limite estava disciplinado na Resolução ANEEL nº 233/1999, revogada pela Resolução Normativa nº 022/2001, que também foi revogada pela Resolução Normativa nº 248/2002.

estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 255,⁸⁹ de 06.03.2007, cujas Regras de Comercialização junto a CCEE foram aprovadas pela Resolução Normativa nº 305, de 18.03.2008.

c) **Encargos Setoriais:** são valores fixados em Resolução da ANEEL considerando também os respectivos ajustes vigentes na DRA e na DRP. Esses encargos são objeto de nossos comentários no capítulo II, onde são tratados os Encargos e Tributos no Setor Elétrico, que são:

- RGR – Reserva Global de Reversão.
- CCC – Conta de Consumo de Combustível Fóssil.
- TFSSE – Taxa de Fiscalização sobre os Serviços de Eletricidade.
- CF – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para fins de geração de energia elétrica.
- Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, para cobertura dos seus dispêndios.
- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.
- Programa de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D.
- Programa de Eficiência Energética – PEE.

21.4.2. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

O processo de Revisão Tarifária Periódica também está expresso nos contratos de concessão. Nesse caso, a ANEEL poderá proceder às alterações nas tarifas de comercialização de energia elétrica, para mais ou para menos, considerando mudanças na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional ou internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas.

A revisão tarifária periódica, dentro do regime de tarifa pelo preço, busca fazer com que um monopólio regulado – no caso, a atividade de distribuição de energia elétrica – se comporte de maneira eficiente, uma vez que se trata de definir tarifas justas para a relação comercial de concessionários com consumidores que não possuem condições de escolher o prestador do serviço.

⁸⁹Teve seus arts. 3º, 5º e 6º alterados pela Resolução Normativa nº 305/2008.

As tarifas são estabelecidas no momento da assinatura do contrato de concessão e permanecem constantes com base em indexador previsto nos contratos por um período de tempo previamente determinado, em geral quatro anos. Ao final desse período se procede à revisão tarifária. Esse intervalo no qual as tarifas permanecem fixas proporciona à concessionária a oportunidade para aumentar seus benefícios mediante redução de custos e ganhos de eficiência.

No momento da revisão tarifária são estabelecidas novas tarifas com base em custos eficientes, de forma que os consumidores possam ser beneficiados pelas reduções de custos e pela maior eficiência. Dessa forma, a remuneração do capital investido na prestação do serviço não é pré-determinada (como no regime de custo do serviço), mas pode ser acrescida como resultado da redução dos custos de operação, uma vez que os contratos prevêem mecanismos que procuram fazer as tarifas permanecerem constantes em termos reais.

A determinação da remuneração sobre o capital investido requer três definições: i) a taxa de retorno adequada a ser aplicada sobre o capital próprio e de terceiros; ii) a participação do capital próprio e de terceiros no capital total (estrutura de capital); e iii) o próprio valor do capital a ser remunerado, ou base de remuneração. Para o cálculo da taxa de retorno a ANEEL vem adotando a metodologia internacionalmente consagrada do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda ¹. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. Em suma, se trata de considerar na tarifa uma remuneração que corresponda exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor. Para o capital próprio se adota o método CAPM (*Capital Assets Pricing Model*), que busca identificar a percepção do mercado sobre os verdadeiros riscos do setor, partindo-se das seguintes premissas: i) os ativos de distribuição de energia elétrica representam alternativas de investimentos que competem com outros ativos pelos recursos dos investidores potenciais; ii) os diversos ativos disponíveis proporcionam um retorno diretamente proporcional ao risco que representam; e iii) há um ativo “livre de risco” acessível a todos os investidores, cujo retorno serve de referência para mensurar o prêmio de risco exigido para investir em outros ativos, como os riscos associados às condições macroeconômicas de países em desenvolvimento, por exemplo.

Além disso, é no processo de revisão que a ANEEL estabelecerá os valores de “X”, a ser subtraído ou acrescido ao “IVI”, conforme definido na fórmula do “IRT”, e considerado nos reajustes anuais subsequentes à revisão, com vistas a compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade estimados para o período.

No primeiro ciclo de revisão tarifária, a metodologia de cálculo do Fator "X" só foi estabelecida por meio da Resolução Normativa nº 55, de 05.04.2004, que considerava três componentes: i) componente "Xe", que refletia os ganhos de produtividade esperados; ii) componente "Xc", que refletia a avaliação dos consumidores; e iii) componente "Xa", que refletia o IPCA. Para o segundo ciclo de revisão tarifária, a metodologia de cálculo foi substancialmente alterada e consta do Anexo VI, da Resolução Normativa nº 234/2006.

Desta forma, a consideração da repartição de ganhos de eficiência não se processa de uma única maneira. Captura a cada revisão os excedentes de lucro e a cada reajuste subsequente procura incentivar uma melhoria de eficiência produtiva ou promover uma redução das tarifas em favor dos consumidores, com base no aprimoramento da concessão.

Assim, as concessionárias têm a oportunidade de auferir ganhos mediante reduções de custos durante o período que antecede à revisão ordinária, e na revisão, serão discutidos os custos operacionais e a remuneração que deverão ter cobertura tarifária. Além disso, a concessionária deverá cumprir metas de eficiência futuras que serão estabelecidas no processo de revisão ordinária. Isso será realizado em duas etapas.

A primeira etapa é o reposicionamento tarifário, no qual se buscará estabelecer tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais eficientes, para um dado nível de qualidade do serviço, e com a obtenção de um retorno justo e adequado sobre investimentos realizados com prudência. Essa equação requer a definição, pelo regulador, das seguintes variáveis:

- Custos operacionais eficientes.
- Taxa de retorno.
- Estrutura de capital.
- Base de remuneração (investimento remunerável).

Os custos operacionais eficientes não levam em consideração os custos da própria concessionária, mas sim os custos eficientes de uma empresa modelo de referência, definido pelo órgão regulador com base nos custos do mercado, a ser pago pelo consumidor.

A segunda etapa consiste no Fator X, que é o estabelecimento de metas de eficiência para o segundo período tarifário que serão expressas na tarifa, nos termos disposto na Resolução nº 234/2006. A ANEEL, buscando um aperfeiçoamento da metodologia da Empresa de Referência, ainda para o segundo ciclo de revisão tarifária, também procurou aperfeiçoar a metodologia de cálculo do Fator X, e após a Audiência Pública, elaborou a Nota Técnica nº 293/2008-SER/SRD/ANEEL, de 25.09.2008, que culminou com a publicação da Resolução Normativa nº 338, de 25.11.2008, cujas alterações constam do Anexo VI.

No ano de 2003, ocorreram as primeiras Revisões Ordinárias de diversas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo que para cada uma delas, foram emitidas Notas Técnicas específicas, onde esclarece todos os conceitos e métodos adotados, como por exemplo:

- Nota Técnica nº 041/2003 – CPFL.
- Nota Técnica nº 043/2003 – Enersul.
- Nota Técnica nº 052/2003 – Coelba.
- Nota Técnica nº 097/2003 – Eletropaulo.
- Nota Técnica nº 119/2003 – Celpa.
- Nota Técnica nº 127/2003 – Elektro.

Já em 2007, tivemos início à segunda revisão tarifária sob a égide da Resolução Normativa nº 234/2006, tendo sido processado até o ano de 2008 grande parte das revisões tarifárias dos diversos concessionários, mas todas com tarifas provisórias, face ao aperfeiçoamento pretendido pela ANEEL, colocado em Audiência Pública, tendo, a exemplo da primeira revisão, sido emitido as respectivas notas técnicas esclarecedoras da metodologia aplicada, conforme segue:

- Nota Técnica/SRE nº 184/2007 – Eletropaulo.
- Nota Técnica/SRE nº 280/2007 – Bandeirante.
- Nota Técnica/SRE nº 089/2008 – CPFL.
- Nota Técnica/SRE nº 090/2008 – Enersul.
- Nota Técnica/SRE nº 092/2008 – CEMIG.
- Nota Técnica/SRE nº 105/2008 – AES Sul.

Todas as Notas Técnicas estão disponíveis no endereço eletrônico www.ANEEL.gov.br.

21.4.3. REVISÃO EXTRAORDINÁRIA

Os contratos de concessão estabelecem também, em cláusula específica, a revisão extraordinária, onde, sem prejuízo dos reajustes e revisões contratuais, ocorrendo alterações significativas nos custos não gerenciados (parcela "A"), tais como, modificações de tarifas de compra e venda de energia elétrica e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica que venham a ser aprovadas pela ANEEL durante o período, devidamente comprovada sua relevância, pode a concessionária requerer a revisão extraordinária de sua tarifa junto ao órgão regulador, mediante um processo de revisão tarifária a ser conduzido de acordo com critérios da ANEEL e com suporte legal.

Podem também constituir motivo de revisão extraordinária, a criação, alteração ou a extinção de quaisquer tributos e de encargos legais, após a assinatura dos respectivos contratos de concessão.

22. TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD

Considerando a criação da figura do consumidor livre e do produtor independente em função do novo modelo do setor elétrico brasileiro, onde, eles tem o acesso ao sistema de distribuição garantido por lei, foi necessário estabelecer uma tarifa específica a ser cobrada pela concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, a qual foi denominada de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD.

O primeiro ato regulamentando essa tarifa foi a Portaria DNAEE nº 459, de 10.01.1997, que posteriormente foi revogada pela Resolução ANEEL nº 281, de 01.10.1999, que veio estabelecer as novas tarifas de uso dos sistemas de distribuição a serem praticadas para os consumidores livres e geradores conectados a estes sistemas. Nessa mesma resolução o órgão regulador incumbiu as distribuidoras de elaborarem uma série de estudos visando uma melhor identificação dos custos incorridos com o uso das redes de distribuição, os quais deveriam ser submetidos ao órgão regulador para dar suporte aos trabalhos a serem realizados periodicamente pela Agência, com o objetivo de ajustar os valores das tarifas a serem praticadas, com os valores dos custos incorridos nas redes de distribuição para fins de atendimento aos consumidores livres e geradores conectados ao sistema.

Durante o ano de 2000, as concessionárias apresentaram seus estudos relativos à tarifação do uso dos sistemas de distribuição. A ANEEL, em função dos resultados obtidos e buscando tornar público o processo de cálculo de tarifas de uso, apresentou uma nota de esclarecimento focando os resultados e as suas implicações, evitando discutir metodologias e conceitos que já foram estabelecidos no setor elétrico ao longo das últimas décadas.

Após a análise das contribuições recebidas na audiência pública, realizada em 02.04.2001, a ANEEL emitiu a Resolução nº 594, de 21.12.2001, onde estabeleceu a metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Para os contratos de uso dos sistemas de distribuição formalizados com base na Resolução ANEEL nº 286/99, cujos valores de tarifas fossem inferiores aos decorrentes da aplicação da Resolução nº 594/2001,⁹⁰ a tarifa de uso, até o ano 2003 foi determinada pela aplicação de uma “fórmula de transição”, cuja aplicação deu-se anualmente de forma concatenada ao reajuste ou à revisão tarifária contratual de cada concessionária.

⁹⁰ Revogada pela Resolução ANEEL nº 152/2003.

Os requisitantes do acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica deverão encaminhar suas solicitações acompanhadas dos dados e informações necessárias à avaliação técnica do acesso solicitado, diretamente à concessionária ou permissionária de distribuição, quando a conexão pretendida se fizer nas suas instalações de distribuição.

As condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão ao sistema de distribuição, estão estabelecidas nas Resoluções nº 28⁹¹, de 01.10.1999, já os procedimentos para cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, inclusive a TUSDg, atualmente estão estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 166,⁹² de 10.10.2005.

Em dezembro de 2002, o Governo editou o Decreto nº 4.562, de 31.12.2002, alterado pelo Decreto nº 4.667, de 04.04.2003, estabelecendo diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão, determinando a celebração de contratos distintos para a conexão, uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e compra de energia com consumidores do grupo “A”. Os aspectos tributários envolvidos nessas operações, com consumidores do “grupo A”, no que se refere ao ICMS, comentaremos no capítulo específico sobre tributos.

Também foi disposto no § 1º, do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, com a redação dada pelo art. 4º da Lei nº 9.648/1998, com redação dada pelo art. 17 da Lei nº 10.438/2002, e pelo art. 21 da Lei nº 11.488/2007, que os empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW, caracterizados como pequena central hidrelétrica e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW, terão direito a um percentual de redução, não inferior a cinquenta por cento, sobre os valores da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo empreendimento. Nesse sentido a ANEEL, por meio da Resolução nº 77,⁹³ de 18.08.2004, estabeleceu os procedimentos para aplicação dessa redução, conforme abaixo disposto:

“Art. 2º. Fica estipulado o percentual de redução de 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução.

§ 1º Para os empreendimentos de geração detentores de concessão ou autorização, ou aqueles sujeitos apenas a registro, cujo ato não contempla a referida redução, o percentual estabelecido no caput deverá ser solicitado à ANEEL,

⁹¹ Com nova redação dada pelas Resoluções ANEEL nº 208/2001, nº 655/2002, nº 219/2003, nº 067/2004, nº 077/2004, nº 248/2007 e 304/2008.

⁹² Revogou as Resoluções Normativas nº 790/2002, nº 152/2003, nº 072/2004 e arts. 2º ao 10, 12 e 17 da Resolução nº 666/2002.

⁹³ Nova redação dada pelas RN nº 166/2005 e RN nº 271/2007.

exclusivamente pelo empreendedor, caso em que a vigência será a partir da publicação do ato resultante da solicitação.

§ 2º Para os empreendimentos de geração com o percentual de redução de 50% (cinquenta por cento) já estabelecido em ato autorizativo, fica mantida a incidência desse percentual com aplicação inclusive no consumo, neste caso com vigência a partir da data de publicação desta Resolução.

Art. 3º. Fica assegurado o direito a 100% (cem por cento) de redução, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução, desde que atenda a uma das seguintes condições:

I. Aqueles com o referido percentual de redução, para a produção, já estabelecido em ato autorizativo e que iniciaram a operação comercial até 31 de dezembro de 2003, conforme Resolução nº 281, de 1999.

II. Os caracterizados como PCH, com potência maior do que 1.000 kW e menor ou igual a 30.000 kW, que iniciaram a operação comercial no período entre 1º de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003, conforme Resolução nº 281, de 1999.

III. Aqueles a partir de fonte eólica, biomassa, assim como os de cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003, de acordo com a Resolução nº 219, de 2003. § 1º Nos casos previstos no inciso I a redução no consumo terá vigência a partir da publicação desta Resolução.

§ 2º Os responsáveis pelos empreendimentos enquadrados nos incisos II e III deverão solicitar à ANEEL, até 90 (noventa) dias após a publicação desta Resolução, a emissão do ato autorizativo correspondente.

IV. Aqueles que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

§ 3º Os responsáveis pelos empreendimentos de que trata o inciso IV, de posse das Licenças Ambientais de Instalação, deverão solicitar à ANEEL a emissão do referido ato autorizativo.

Anteriormente esse desconto era aplicado somente às Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, sob a égide da Resolução ANEEL nº 219,⁹⁴ de 23.04.2003, que havia dado nova redação ao art. 22⁹⁵ da Resolução nº 281/1999.

⁹⁴ Revogada pela REN ANEEL nº 077/2004.

⁹⁵ Revogado pela REN ANEEL nº 077/2004.

23. TARIFA NAS CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO

A atividade de Transmissão de energia elétrica é monopolizada e com tarifas reguladas. Essa atividade é exercida em grande parte pelas empresas federais e estaduais, tais como: Eletronorte, CEEE, Chesf, Furnas, Cemig, Copel empresas com atividades mistas, ou seja, que possuem, além da atividade de transmissão, as atividades de geração. No processo de desverticalização societária algumas concessionárias criaram subsidiárias integrais para exercerem exclusivamente a atividade de transmissão. Com as novas licitações de linhas de transmissão, promovidas pela ANEEL, já temos um número razoável de novas empresas exercendo exclusivamente essa atividade.

Os requisitantes do acesso ao sistema de transmissão deverão encaminhar suas solicitações acompanhadas dos dados e informações necessárias à avaliação técnica do acesso solicitado ao ONS ou à concessionária de transmissão proprietária das instalações, no ponto de acesso pretendido.

As empresas detentoras das instalações de transmissão de energia elétrica têm sua receita anual permitida fixada pelo Órgão Regulador, sendo que para as novas concessões essa receita foi aquela vencedora quando da realização do leilão. Essa receita é gerada por meio do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST e do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, assinado com o ONS, que é o responsável pela coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica, passando, assim, a administrar essa prestação de serviços aos usuários do sistema.

Na fixação da Receita Anual Permitida – RAP, a ser utilizada como receita teto nos editais de licitação, a ANEEL considera os custos dos investimentos, os gastos com operação e manutenção, os encargos setoriais, a estrutura ótima de capital e o custo de capital. A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 301, de 19.02.2008, estabeleceu a estrutura ótima de capital e o custo de capital a serem utilizados na definição da receita teto das licitações a serem realizadas no ano de 2008.

O ONS celebra os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão, em nome das empresas transmissoras, representando as mesmas junto aos usuários acessantes do sistema interligado denominado Rede Básica.

Para conectar-se às instalações de transmissão, os usuários acessantes deverão celebrar o Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT. Esses contratos serão negociados, pelas empresas usuárias do sistema, diretamente com as empresas detentoras dos ativos de transmissão, sendo que nesse contrato o ONS assinará como interveniente.

As condições gerais de prestação de serviços de transmissão e contratação do acesso de transmissão estão estabelecidas nas Resoluções ANEEL nº 247⁹⁶, de 13.08.1999, e nº 281⁹⁷, de 01.10.1999. Já a sistemática de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, até o ano de 2003, estava previsto na Resolução Normativa nº 282, de 01.10.1999, no entanto, face as alterações introduzidas na Lei nº 9.427/1996, pelo art. 9º da Lei nº 10.848/2004, a ANEEL expediu a Resolução Normativa nº 117,⁹⁸ de 03.12.2004, que alterou a sistemática de cálculo da TUST, bem como revogou a Resolução Normativa nº 282/1999. A ANEEL editou também a Resolução Normativa nº 267, de 05.06.2007, com vistas a estabelecer alterações no cálculo das TUST referente aos novos empreendimentos de geração.

Existe também a contratação do acesso temporário aos sistemas de transmissão de energia elétrica, que se caracteriza pelo uso, por tempo determinado, de capacidade remanescente nessas instalações,⁹⁹ por consumidores livres, agentes comercializadores, exportadores e importadores de energia elétrica, cogeneradores, autoprodutores e produtores independentes, nos termos do art. 2º da Resolução nº 715, de 28.12.2001, cujo cálculo dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição obedece ao disposto na Resolução nº 281/1999 e alterações posteriores.

Deve-se observar que o acesso temporário deverá ser solicitado com antecedência mínima de sessenta dias, podendo ser reduzida a pedido do acessante e a critério do ONS ou da concessionária ou permissionária acessada, e não superior a cento e oitenta dias, e de que o prazo da contratação do acesso temporário será de até um ano, podendo ser renovado por períodos de até um ano, conforme § único, do art. 1º da Resolução ANEEL nº 715/2001, incluído pela Resolução Normativa ANEEL nº 280, de 25.09.2007.

Também foram estabelecidos no § 1º, do art. 26 da Lei nº 9.427/1996,¹⁰⁰ e pelo art. 21 da Lei nº 11.488/2007, que os empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW, caracterizados como pequena central hidrelétrica e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW, terão direito a um percentual de redução, não inferior a cinquenta por cento, sobre os valores da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo empreendimento. Nesse sentido a ANEEL,

⁹⁶ Revogou a Resolução nº 248, de 07.08.1998.

⁹⁷ Com nova redação dada pelas Resoluções ANEEL nº 208/2001, nº 244/2001, nº 655/2002, nº 219/2003, nº 067/2004, nº 077/2004, nº 248/2007 e 304/2008.

⁹⁸ Teve seu art. 6º revogado pela Resolução Normativa ANEEL nº 267, de 05.06.2007.

⁹⁹ De acordo com art. 2º da Resolução nº 715/2001, aplica-se também ao sistema de distribuição de energia elétrica.

¹⁰⁰ Alterado pelas Leis nº 9.648/1998, nº 10.438/2002, e nº 10.762/2003.

por meio da Resolução nº 77,¹⁰¹ de 18.08.2004, estabeleceu os procedimentos para aplicação dessa redução, conforme abaixo disposto:

“Art. 2º. Fica estipulado o percentual de redução de 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução.

§ 1º Para os empreendimentos de geração detentores de concessão ou autorização, ou aqueles sujeitos apenas a registro, cujo ato não contempla a referida redução, o percentual estabelecido no caput deverá ser solicitado à ANEEL, exclusivamente pelo empreendedor, caso em que a vigência será a partir da publicação do ato resultante da solicitação.

§ 2º Para os empreendimentos de geração com o percentual de redução de 50% (cinquenta por cento) já estabelecido em ato autorizativo, fica mantida a incidência desse percentual com aplicação inclusive no consumo, neste caso com vigência a partir da data de publicação desta Resolução.

Art. 3º. Fica assegurado o direito a 100% (cem por cento) de redução, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução, desde que atenda a uma das seguintes condições:

I. Aqueles com o referido percentual de redução, para a produção, já estabelecido em ato autorizativo e que iniciaram a operação comercial até 31 de dezembro de 2003, conforme Resolução nº 281, de 1999.

II. Os caracterizados como PCH, com potência maior do que 1.000 kW e menor ou igual a 30.000 kW, que iniciaram a operação comercial no período entre 1º de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003, conforme Resolução nº 281, de 1999.

III. Aqueles a partir de fonte eólica, biomassa, assim como os de cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003, de acordo com a Resolução nº 219, de 2003. § 1º Nos casos previstos no inciso I a redução no consumo terá vigência a partir da publicação desta Resolução.

§ 2º Os responsáveis pelos empreendimentos enquadrados nos incisos II e III deverão solicitar à ANEEL, até 90 (noventa) dias após a publicação desta Resolução, a emissão do ato autorizativo correspondente.

¹⁰¹ Nova redação dada pelas RN nº 166/2005 e RN nº 271/2007.

IV. Aqueles que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

§ 3º Os responsáveis pelos empreendimentos de que trata o inciso IV, de posse das Licenças Ambientais de Instalação, deverão solicitar à ANEEL a emissão do referido ato autorizativo.”

Anteriormente esse desconto era aplicado somente às Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, sob a égide da Resolução ANEEL nº 219,¹⁰² de 23.04.2003, que havia dado nova redação ao art. 22¹⁰³ da Resolução nº 281/1999.

24. OUTRAS TARIFAS E VALORES UTILIZADOS NO SETOR ELÉTRICO

24.1. TARIFA ATUALIZADA DE REFERÊNCIA – TAR

Conforme o §2º, da Lei nº 7.990, de 28.12.1989, compete à ANEEL fixar uma tarifa atualizada de referência para efeito de aplicação das compensações financeiras, de maneira uniforme e equalizada, sobre toda a hidroeletricidade produzida no país.

Ou seja, a Tarifa Atualizada de Referência tem por finalidade a valoração da energia gerada pelo concessionário, de forma a permitir o cálculo da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos, prevista no § 1º, do art. 20 da Constituição Federal, que será abordada no capítulo II deste livro.

O valor da TAR é fixado a cada quatro anos, conforme estabelecido no art. 1º da Resolução ANEEL nº 66, de 22.02.2001, tendo sido reajustada anualmente, até o ano de 2004, pelo Índice Geral de Preços ao Mercado – IGP-M, publicado pela FGV, acumulado no período de dezembro a novembro de cada ano. A partir da TAR fixada para o ano de 2005, os reajustes seguintes passaram a ser pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA, apurado pelo IBGE, acumulado no período de dezembro a novembro de cada ano.

O Órgão Regulador deverá publicar, em dezembro de cada ano, a TAR reajustada, a vigorar no período de 1º de janeiro a 31 de dezembro do ano seguinte. A ANEEL já fixou os seguintes valores para cada ano:

¹⁰² Revogada pela REN ANEEL nº 077/2004.

¹⁰³ Revogado pela REN ANEEL nº 077/2004.

Vigorar a Partir de	TAR em R\$/MWh	Resolução ANEEL nº	Fixada/Reajustada
1997	19,53	163/1997 ¹⁰⁴	Fixada
2001	29,40	583/2000	Fixada
2002	32,58	583/2001	Reajustada
2003	39,43	797/2002	Reajustada
2004	44,20	647/2003	Reajustada
2005	52,67	285/2004	Fixada
2006	55,94	192/2005	Reajustada
2007	57,63	404/2006	Reajustada
2008	60,04	586/2007	Reajustada
2009	62,33	753/2008	Fixada

24.2. TARIFA DE ENERGIA OTIMIZADA – TEO

A Tarifa de Energia Otimizada destina-se à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas e ao pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos da geração de energia destinada ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, conforme previsto no art. 22 do Decreto nº 2.655, de 02.07.1998.

“Art. 22. As transferências de energia entre as usinas participantes do MRE, visando a alocação de que trata o artigo anterior, estarão sujeitas à aplicação de encargo, baseado em tarifa de otimização estabelecida pela ANEEL, destinado à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas e pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.”

Essa tarifa é aplicada para o pagamento das transferências de energia entre as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Até maio de 2001, essa tarifa estava fixada em R\$ 3,00/MWh, tendo sido alterada, a partir de junho de 2001, para R\$ 4,00/MWh, por meio da Resolução Homologatória da ANEEL nº 172, de 07.05.2001, em virtude do aumento do percentual de 6% para 6,75% utilizado para cálculo da Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos.¹⁰⁵

¹⁰⁴ Portaria DNAEE.

¹⁰⁵ Lei nº 9.984, de 17.07.2000, que alterou o art. 17 da Lei nº 9.648/1998.

Quando do processo de reajuste anual da TEO são atualizados os custos incorridos na produção de energia elétrica acima da energia assegurada das usinas hidrelétricas, incluindo a compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos, compostos dos seguintes itens: i) tarifa Atualizada de Referência; ii) custos de O&M, atualizados pelo IPCA (a partir de 2006). Desde a publicação da RH ANEEL nº 406/2006, deixou de ser considerado o item PIS/Pasep e Cofins, em virtude dos mesmos serem não cumulativos.

Em 08.12.2003, a Tarifa Atualizada de Referência – TAR teve seu reajuste anual, por meio da Resolução ANEEL nº 647/2003, seguida pela Resolução ANEEL nº 684/2003, que reajustou a TEO, indicando, dessa forma, a concatenação dos reajustes dessas duas tarifas a partir de janeiro de 2004.

Portanto, a partir dessa concatenação, os aumentos e reajustes da TEO ocorrerão simultaneamente com os da TAR. Para os reajustes a partir da TEO fixada para 2006, e seguintes, foi adotado o IPCA¹⁰⁶ em substituição ao IGP-M. Relacionamos a seguir as TEO fixadas ao longo dos anos:

Vigência	TEO em R\$/MWh	Resolução ANEEL nº
A partir de jan/1997	3,00	540/1996 ¹⁰⁷
A partir de jun/2001	4,00	172/2001
A partir de abr/2003	5,48	149/2003
mA partir de jan/2004	5,79	684/2003
A partir de jan/2005	6,84	132/2004
A partir de jan/2006	7,25	194/2005
A partir de jan/2007	7,47	406/2006
A partir de jan/2008	7,77	587/2007
A partir de jan/2009	8,18	755/2008

24.3. TARIFA DE SERVIÇOS ANCILARES – TSA

A Tarifa de Serviços Ancilares – TSA tem por finalidade o ressarcimento aos acréscimos dos custos marginais de operação e manutenção da unidade geradora, na operação como compensador síncrono. A prestação de serviços ancilares efetuada pelos agentes de geração para os demais usuários do Sistema Interligado Nacional – SIN. Esses serviços constituem requisitos técnicos essenciais para que o

¹⁰⁶ Ofício nº 1.272/GM/MME em resposta à consulta formulada pela ANEEL.

¹⁰⁷ Portaria DNAEE.

Sistema Elétrico Interligado Nacional – SIN opere com qualidade e segurança, sendo uma atividade imprescindível à operação eficiente do SIN em ambiente competitivo.

Esse serviço decorre do provimento de suporte de reativos para unidades geradoras operando como compensador síncrono, fazendo-se necessário estabelecer uma tarifa para cobrir os custos adicionais para a operação e manutenção dos equipamentos em relação à operação normal do gerador fornecendo potência ativa, já que ao ser despachado como compensador síncrono, a unidade geradora incorre em custos adicionais de operação e manutenção que não são recuperados por meio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, pelo fato de não estar fornecendo potência ativa ao sistema e não ser considerada na programação eletroenergética, pois essa condição operativa decorre da operação elétrica do sistema em tempo real, por meio de ordens de despacho, efetuadas pelo ONS para fins de atendimento às diretrizes de controle de tensão do sistema.

A previsão para ressarcimento desses custos estão no art. 59 do Decreto nº 5.163/2004, ao estabelecer que as *“regras e procedimentos de comercialização da CCEE poderão prever o pagamento de um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, dentre outros: I -.... IV – a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.”* (grifamos)

Os procedimentos para prestação dos serviços ancilares de geração e transmissão estão previstos na Resolução ANEEL nº 265, de 10.06.2003, com nova redação dada pela Resolução Normativa ANEEL nº 251, de 13.02.2007, e Resolução Normativa nº 309, de 29.04.2008. E, considerando que os custos a serem ressarcidos são baseados na energia reativa produzida, calculada com base nos custos de operação e manutenção utilizados no cálculo da Tarifa de Energia Otimizada – TEO, as datas de reajustes da TEO e da TSA foram concatenadas. A TSA já fixadas pela ANEEL, são as seguintes:

Vigência	TSA em R\$/Mvarh	Resolução ANEEL nº
A partir de jan/2004	2,96	685/2003
A partir de jan/2005	3,32	133/2004
A partir de jan/2006	3,53	195/2005
A partir de jan/2007	3,64	412/2006
A partir de jan/2008	3,79	588/2007
A partir de jan/2009	4,03	756/2008

24.4. TARIFA MARGINAL DE OPERAÇÃO – TMO

A Tarifa Marginal de Operação foi inicialmente estabelecida para valoração das operações de intercâmbios de energia e potência decorrentes da otimização eletroenergética dos sistemas e da variação dos mercados verificados nos suprimentos entre empresas, sendo fixadas mensalmente pelo órgão regulador, conforme disposto no art. 12 do Decreto nº 774/1993.

A partir de 30 de junho de 1999, por determinação da Resolução ANEEL nº 222/1999, a TMO passou a ser publicada como tarifa de energia de curto prazo para os períodos de ponta (TMO_p) e fora de ponta (TMO_{fp}), para os subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, com base no custo marginal de operação informado pelo ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, tendo por finalidade estabelecer o preço da energia excedente negociada no Mercado Atacadista de Energia Elétrica até o mês de agosto de 2000, quando entraram em vigor as novas regras do MAE, atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, por meio da Resolução ANEEL nº 290, de 03.08.2000.

24.5. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS – PLD

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e um preço mínimo vigente para cada Período de Apuração e para cada Submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

24.6. VALOR NORMATIVO

O modelo estabelecido pós-privatização, e o disposto na Lei nº 9.648/1998, estabeleceu para aquela época uma nova forma de relacionamento entre concessionários e autorizados de geração, e os concessionários e permissionários de serviço público de distribuição de energia elétrica, onde a compra e a venda de energia seriam de livre negociação observadas as condições de transição entre o período de 1998 a 2005, dentre as quais, a partir de 2003, os volumes de energia inicialmente contratados seriam gradativamente reduzidos, na proporção de 25% ao ano, e liberados para contratação no ambiente de mercado, onde o preço flutuaria de acordo com as condições hidrológicas do País. Essa contratação também poderia ocorrer por meio dos leilões que seriam realizados pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica, hoje Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

A Lei nº 9.648/1998, no § 2º, do art. 10, determinava que a ANEEL estabelecesse os critérios para limitação dos repasses do custo da compra de energia elétrica, bilateralmente negociada, para as tarifas de fornecimento, aplicáveis aos consumidores cativos.

Dessa forma, naquele período, havia a imperiosa necessidade de controle do repasse dos custos de energia comprada pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica a seus clientes cativos. Assim, esse ponto passou a ser de extrema relevância na definição da tarifa, por parte da ANEEL, e para esse controle foi estabelecido o Valor Normativo que corresponde ao preço máximo de repasse do custo da energia comprada, na tarifa ao consumidor final.

O processo regulatório para estabelecer limites para o repasse dos preços para as tarifas de fornecimento aos consumidores cativos iniciou-se com a publicação da Resolução ANEEL nº 266, de 13.08.1998, alterada pela Resolução nº 233, de 29.07.1999, e posteriormente revogadas pela Resolução nº 022, de 01.02.2001, que estabeleceu os procedimentos, fórmulas e limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica para as tarifas de fornecimento, criando seis Valores Normativos aplicados às fontes: Competitiva; Termelétrica a Carvão Nacional; Pequena Central Hidrelétrica – PCH; Termelétrica Biomassa e Resíduos; Usina Eólica; Usina Solar Foto-voltaica.

A Resolução ANEEL nº 256, de 02.07.2001, estabeleceu valores normativos para as centrais termelétricas com geração a gás natural amparadas pela Portaria Interministerial MME/MF nº 176, de 01.06.2001, que fixou diretrizes do Governo Federal quanto à utilização do gás natural para geração de energia elétrica, na implementação do Plano Estratégico emergencial de Energia Elétrica.

A partir de 06.05.2002, entrou em vigor a Resolução ANEEL nº 248/2002, alterada pela Resolução ANEEL nº 487, de 29.08.2002, que veio estabelecer o Valor Normativo Único, revogando as Resoluções ANEEL nº 22/2001 e nº 256/2001.

Essa Resolução, no seu art. 9º, manteve os direitos e obrigações vinculadas aos contratos bilaterais registrados na ANEEL até a data de sua publicação, restrito aos montantes e prazos originalmente pactuados, ou seja, para esses contratos aplicar-se-ão as regras constantes das Resoluções nº 22/2001 e nº 256/2001.

A Resolução CNPE nº 7/2002 autorizou a ANEEL a estender o prazo para registro de contratos dentro dos parâmetros da Resolução ANEEL nº 22/2001, na qual continha VN's por tipo de fontes, obedecidos alguns critérios pré-estabelecidos.

A ANEEL, em atendimento ao disposto nessa Resolução do CNPE, publicou a Resolução nº 488, de 24.08.2002, restabelecendo os valores normativos para os

contratos de compras de energia elétrica oriunda de centrais termelétricas integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24.02.2000, cuja fase de implantação fosse comprovada. Os valores são os mesmos estabelecidos na Resolução nº 256/2001, anteriormente revogada.

Essa mesma Resolução restabeleceu também os valores normativos referidos a janeiro de 2001 pela Resolução nº 22/2001 (revogada), para os contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica de prazo igual ou superior a vinte e quatro meses, referente aos empreendimentos em fase de implantação comprovada.

Foi estabelecido novas regras pela ANEEL, conforme Resolução nº 246/2003, aplicáveis à contratação de compra e venda de energia elétrica por meio de leilões a serem realizados pelo MAE. Foi definido também o valor limite de repasse para a tarifa de fornecimento ao consumidor cativo. Esse valor a ser repassado para a tarifa será calculado nos termos da metodologia apresentada no art. 19 desta resolução, que representa o cálculo do valor médio, por submercado, dos preços para cada um dos tipos de lotes e durações de contratos resultantes dos leilões.

Assim, temos duas resoluções em vigor tratando sobre Valor Normativo, a de nº 248/2002, como regra geral, e a de nº 488/2002, específica para os empreendimentos nela especificados.

Com o novo modelo para o setor elétrico estabelecido pela Lei nº 10.848, de 15.03.2004, precisamente quanto ao § 2º, do art. 1º, pelo qual as aquisições de energia elétrica por concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica, no Sistema Interligado Nacional – SIN, somente poderão ocorrer mediante a contratação regulada, por meio de licitação, e formalizada mediante contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, conforme disposto no art. 2º dessa lei. Assim, o Valor Normativo, permanece em vigor, mas sendo utilizado somente para determinadas situações específicas, previstas nas Resoluções ANEEL nº 248/2002 e nº 488/2002, mais precisamente para os contratos assinados anteriormente à Lei nº 10.848/2004.

A regulamentação da Lei nº 10.848/2004, que introduziu nova modalidade de comercialização de energia elétrica, se deu com a edição do Decreto nº 5.163, de 30.07.2004, alterado pelos Decretos nºs 5.249/2004, 5.271/2004, 5.499/2005, 5.597/2005, 5.911/2006, 6.048/2007 e 6.210/2007, que acabou estabelecendo o Valor Anual de Referência – VR para repasse às tarifas.

24.7. VALOR ANUAL DE REFERÊNCIA – VR

Conforme comentamos no item anterior, o novo modelo para o setor elétrico estabelecido pela Lei nº 10.848/2004, dispôs que as aquisições de energia elétrica por concessionários, permissionários e autorizados do serviço público de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, ocorreriam mediante a contratação regulada por meio de licitação.

E, para fins de regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica neste novo modelo, o art. 34 do Decreto nº 5.163/2004, estabeleceu o Valor Anual de Referência – VR, determinando que a ANEEL estabeleça o VR, mediante aplicação da seguinte fórmula:

$$VR = \frac{[VL5 \cdot Q5 + VL3 \cdot Q3]}{[Q5 + Q3]}$$

onde:

- **VL5** – É o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano “A - 5”, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas.
- **Q5** – É a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano “A - 5”.
- **VL3** – É o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano “A - 3”, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas.
- **Q3** – É a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano “A - 3”.

O Decreto nº 6.048, de 27.02.2007, incluiu o parágrafo único, o qual estabeleceu que para efeito de cálculo do VR, não serão considerados os valores e os montantes de energia proveniente de leilões de fontes alternativas.

Já o art. 35 do Decreto nº 5.163/2004, com redação dada pelo Decreto nº 5.911, de 27.09.2006, fixou o prazo de até 31 de dezembro de 2009, para que a ANEEL estabeleça o Valor Anual de Referência – VR, conforme as seguintes diretrizes:

- a) Para os anos de 2005, 2006 e 2007, o VR seria o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004 e 2005, para início de entrega naqueles anos.

b) Para os anos de 2008 e 2009, o VR será o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos.

Em cumprimento ao dispositivo legal, a ANEEL fixou o Valor Anual de Referência dos anos de 2005 e 2006 considerando o valor máximo da energia elétrica adquirida no primeiro leilão de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, objeto do Edital de Leilão nº 001/2004 da CCEE. Já o VR dos anos de 2008 e 2009 teve por base o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega em 2008 e 2009 respectivamente¹⁰⁸. Os valores já fixados são:

Vigência	Valor R\$/MWh	Ato ANEEL	Data
2005	62,10	Of.nº 69/SEM	14.02.2005
2006	69,98	Of.nº 69/SEM	14.02.2005
2007	77,70	Desp.nº2.461	24.10.2006
2008	129,42	RH nº477	09.10.2007
2009	129,72 ¹⁰⁹	RH nº477	09.10.2007
2010	128,94	Desp. nº 3.354	10.09.2008

Os valores anuais de referência fixados, serão atualizados anualmente, nos meses de janeiro, com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA,¹¹⁰ divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, que é o mesmo índice de correção monetária previsto nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs, conforme previsto no art. 46 do Decreto nº 5.163/2004, com redação dada pelo Decreto nº 5.911/2006. A atualização será obtida por meio do quociente entre o número índice do IPCA do mês de dezembro do ano anterior ao ano de aplicação do VR e o número índice do IPCA do mês referente às datas-base de dezembro de 2005 (VR de 2008) e junho de 2006 (VR de 2009).

25. TARIFAS APLICADAS AOS SERVIÇOS TAXADOS

Na prestação do serviço público de energia elétrica, a concessionária também presta outros serviços ao consumidor, serviços estes vinculados ao fornecimento de energia elétrica, e cujos valores são fixados, pelo órgão regulador, levando em

¹⁰⁸ Art. 35 Decreto nº 5.163/2004 – Nota Técnica nº 183/2007 – SEM/ANEEL.

¹⁰⁹ Alterado pela Resolução Homologatória nº 550, de 09.10.2007.

¹¹⁰ Índice de correção monetária previsto nos CCEAR.

consideração a tensão do fornecimento (grupo A = Tensão \geq 2,3 kV ou inferior a partir de sistema subterrâneo de distribuição; e grupo B = Unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV ou ainda atendidos em tensão superior a 2,3 kV quando caracterizado por estrutura monômia e subdividido nos subgrupos B1 a B4, se monofásico, bifásico ou trifásico).

Os serviços cobráveis previstos nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, estabelecido na Resolução nº 456, de 29.11.2000, são:

- a) Vistoria de unidade consumidora.
- b) Aferição de medidor.
- c) verificação de nível de tensão.
- d) Religação normal.
- e) Religação de urgência.
- f) Emissão de Segunda via de fatura.

Os valores destes serviços estão atualmente fixados pela Resolução ANEEL nº 457, de 29.11.2000, os quais poderão ser revistos quando dos reajustes tarifários.

Quanto às questões tributárias que envolvem essa prestação de serviços, no que se refere à incidência do ISS – imposto sobre Serviços, ICMS – imposto sobre operações relativas à circulação de mercadoria e sobre a prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, ou a não incidência de nenhum deles, abordaremos em capítulo específico deste livro, que trata dos aspectos tributários.

CAPÍTULO II

ÓRGÃOS INSTITUCIONAIS

- ANEEL
- ONS
- CCEE
- EPE

26. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

26.1. ASPECTOS INSTITUCIONAIS

A ANEEL é uma autarquia constituída sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com personalidade jurídica de direito público e com autonomia patrimonial, administrativa e financeira, conforme estabelece a Lei nº 9.427,¹ de 26.12.1996, que a criou e tem por finalidade regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

A ANEEL começou a funcionar no dia 02.12.1997, após a edição do Decreto nº 2.335, de 06.10.1997, que aprovou sua estrutura regimental, e tem por missão, proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

A Agência foi criada como parte do processo de reforma do Estado para atuar como órgão regulador e fiscalizador do setor elétrico. Sua estrutura tem apenas dois níveis hierárquicos. A direção da ANEEL ocorrerá mediante uma Diretoria, composta por um Diretor-Geral e quatro Diretores, entre eles, o diretor-ouvidor, em regime de colegiado, que serão nomeados pelo Presidente da República, mediante prévia autorização do Senado Federal, para cumprir mandatos não coincidentes de quatro anos.² No outro nível, as ações da ANEEL são desenvolvidas por vinte superintendências que atuam por processos finalísticos, organizacionais, nos níveis técnico e administrativo, possuindo ainda uma Procuradoria Federal, vinculada a Advocacia Geral da União – AGU, que representa a Agência para as questões jurídicas.

A ANEEL possui diversas normas, sendo que estaremos relacionando a seguir, algumas delas:

- Norma de Organização nº 01 – Resolução Normativa nº 273,³ de 10.07.2007, que dispõe sobre os procedimentos para o funcionamento, a ordem dos trabalhos e os processos decisórios da ANEEL nas matérias relativas à regulação e à fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica e da tramitação dos recursos.

¹ Alterada pelas Leis nº 9.648/1998, nº 9.986/2000, nº 10.438/2002 e nº 10.762/2003, nº 10.848/2004, e nº 11.488/2007.

² Ressalvado o disposto no art. 29 da Lei nº 9.427/1996, que tratou do primeiro mandato.

³ Revogou a RN nº 233, de 14.07.1998.

- Norma de Organização nº 03 – Resolução Normativa nº 276,⁴ de 27.08.2007, que dispõe sobre a gestão e o acompanhamento das atividades descentralizadas da ANEEL.
- Norma de Organização nº 11 – Portaria ANEEL nº 779,⁵ de 31.10.2007, que trata dos procedimentos gerais referentes à gestão de processos e correspondências a serem observados na ANEEL.
- Norma de Organização nº 18 – Resolução Normativa nº 87, de 27.09.2004, que trata dos procedimentos gerais referente às Reuniões Deliberativas Públicas da Diretoria da ANEEL.
- Norma de Organização nº 23 – Portaria nº 224, de 31.01.2006, que dispõe sobre os procedimentos para a criação, revisão e cancelamento de Súmulas da ANEEL.

A ANEEL teve seu Regimento Interno aprovado pela Portaria MME nº 349, de 28.11.1997, modificado pela Resolução ANEEL nº 267, de 13.07.2001, que instituiu sua auditoria interna, e posteriormente, pela Resolução Normativa nº 116, de 29.11.2004, que modificou sua estrutura administrativa.

De acordo com o art. 11 da Lei nº 9.427/1996, constitui receitas da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL:

- a) Os recursos oriundos da cobrança da taxa de fiscalização sobre serviços de energia elétrica, instituída por esta Lei.
- b) Os recursos ordinários do Tesouro Nacional consignados no Orçamento Fiscal da União e em seus créditos adicionais, transferências e repasses que lhe forem conferidos (vigora no máximo por três anos após a criação da ANEEL, conforme § único, do art. 11 da Lei nº 9.427/1996).
- c) O produto da venda de publicações, material técnico, dados e informações, inclusive para fins de licitação pública, de emolumentos administrativos e de taxas de inscrição em concurso público.
- d) Os rendimentos de operações financeiras que realizar.
- e) Os recursos provenientes de convênios, acordos ou contratos celebrados com entidades, organismos ou empresas, públicos ou privados, nacionais ou internacionais.
- f) As doações, legados, subvenções e outros recursos que lhe forem destinados.
- g) Os valores apurados na venda ou aluguel de bens móveis e imóveis de sua propriedade.

⁴ Revogou a RN nº 381, de 06.09.2001.

⁵ Revogou a Portaria ANEEL nº 050, de 22.04.2004.

A lei de criação permitiu que a ANEEL descentralizasse suas atividades com o objetivo de: aproximar as ações de regulação, fiscalização e mediação dos consumidores e agentes setoriais; agilizar os processos de regulação, fiscalização, mediação e outorgas; adaptar as ações de regulação, fiscalização e mediação às circunstâncias locais; e trazer soluções dos problemas para o local de sua origem. Por meio da Resolução ANEEL nº 296, de 11.09.1998, alterada pela Resolução Normativa nº 276, de 21.08.2007, foi estabelecido os procedimentos para descentralização das atividades complementares da agência, definindo os requisitos para celebração dos convênios, a forma de execução e acompanhamento.

As agências estaduais são criadas por leis cuja delegação é concedida pela ANEEL por meio da celebração de Convênios de Cooperação e a execução das atividades descentralizadas são suportadas financeiramente pela ANEEL mediante repasse de recursos financeiros provenientes da Taxa de Fiscalização recolhida pelos agentes setoriais. As agências conveniadas também auxiliam nos processos de regulação e outorga de competência exclusiva do poder concedente por meio da ANEEL. A agência nacional tem estimulado os Estados a criarem suas agências reguladoras, de forma a ampliar sua ação fiscalizadora. A última a ser criada foi a do Estado de São Paulo, em substituição à CSPE.

Atualmente temos as seguintes agências reguladoras e seus respectivos estados:

ESTADO	AGÊNCIA
ACRE	AGEAC
ALAGOAS	ARSAL
AMAPÁ	ARSAP
AMAZONAS	ARSAM
BAHIA	AGERBA
CEARÁ	ARCE
ESPIRÍTO SANTO	ASP
GOIÁS	AGR
MATO GROSSO	AGER
MATO GROSSO DO SUL	AGEPAN
PARÁ	ARCON
PARAÍBA	ARPB
PERNAMBUCO	ARPE
RIO GRANDE DO NORTE	ARSEP
RIO GRANDE DO SUL	AGERGS
RIO DE JANEIRO	AGENERSA
SANTA CATARINA	AGESC
SÃO PAULO	ARSESP
TOCANTINS	ATR

A descentralização tem permitido que as ações da ANEEL sejam adaptadas às circunstâncias locais. As principais atividades delegadas são aquelas relacionadas à fiscalização e à ouvidoria.

26.2. DA AÇÃO FISCALIZADORA

A ação de fiscalização tem por objetivo assegurar que as concessionárias, permissionárias, e autorizadas de serviço público de geração, transmissão e de distribuição de energia elétrica cumpram suas obrigações conforme estabelecidas na legislação, nos contratos de concessão e nos regulamentos emitidos pela ANEEL, e será consubstanciada em relatório de fiscalização, do qual se emitirá o Termo de Notificação – TN, que será entregue ou enviada pela agência, mediante registro postal com Aviso de Recebimento – AR, ao representante legal da notificada ou ao seu procurador habilitado, para conhecimento e manifestação, se for o caso, sempre acompanhada, se existir, do respectivo relatório de fiscalização, nos termos no art. 18 da Resolução Normativa nº 63/2004.

A notificada terá o prazo de quinze dias, contado do recebimento do TN, para manifestar-se sobre o objeto do mesmo, inclusive juntando os elementos de informação que julgar conveniente. Decorrido este prazo, uma cópia do TN, acompanhada do relatório de fiscalização e de eventual manifestação da notificada, será encaminhada para análise da Superintendência envolvida com os fatos levantados. A Superintendência responsável pela ação fiscalizadora poderá, excepcionalmente, conceder prorrogação do prazo, desde que solicitada tempestivamente e devidamente justificada pela notificada, conforme disciplina o art. 19 da Resolução nº 63/2004.

A decisão acerca da instauração do processo administrativo formado com base nos arts. 18 e 19 acima citados, relativamente aos fatos que possam resultar na imposição das penalidades de que tratam os incisos I a IV, do art. 2º da Resolução nº 63/2004, comentados no item a seguir, será proferida pelo Superintendente responsável pela ação fiscalizadora e comunicada à notificada no prazo de quarenta e cinco dias, contado do recebimento da respectiva manifestação ou da fruição do prazo de quinze dias previstos no art. 19, dessa mesma Resolução.

Quando não comprovada a não conformidade ou sendo consideradas procedentes as alegações da notificada, o TN será arquivado. Só será lavrado o Auto de Infração – AI, com observância do procedimento estabelecido nos artigos 22 e 23 da Resolução nº 63/2004, nos casos de:

- Comprovação da não conformidade.
- Ausência de manifestação tempestiva da interessada.

- Serem consideradas insatisfatórias as alegações apresentadas.
- Não serem atendidas, no prazo, as determinações da ANEEL.

O AI, emitido pelo superintendente responsável pela ação fiscalizadora, será instruído com o TN, exceto no caso do embargo de obras e de interdição de instalações, previsto no art. 9º da Resolução nº 63/2004, e a respectiva manifestação da notificada, se houver, e com a exposição de motivos da autuação. Ressaltamos que o AI, quando eivado de vício ou incorreção, poderá ser retificado de ofício pelo Superintendente responsável, abrindo-se novo prazo à autuada para apresentação de recurso.

26.3. PENALIDADES

Estão definidos nos contratos de concessão, permissão, bem como nos atos de autorização, as obrigações a que se sujeitam os concessionários, permissionários e autorizados. Quando essas obrigações assumidas não forem cumpridas, esses agentes poderão sofrer as penalidades previstas no próprio documento de outorga, bem como aquelas estabelecidas na Resolução Normativa ANEEL nº 063, de 12.05.2004, que revogou a Resolução Normativa ANEEL nº 318, de 06.10.1998, com as alterações introduzidas pelas Resoluções Normativas nºs 314 e 315, de 13.05.2008.

Deve-se observar que nos contratos de concessão, permissão e até nas autorizações, as obrigações são bastante abrangentes, pois, além daquelas já definidas no documento de outorga, o agente é remetido para o cumprimento de dispositivos previstos em diversas legislações em vigor, se obrigando, ainda, a cumprir dispositivos que venham a ser estabelecidos em legislação futura.

As penalidades a serem aplicadas pela ANEEL são:

- I. Advertência.
- II. Multa.
- III. Embargo de obras.
- IV. Introdução de instalações.
- V. Suspensão temporária de participação em licitação de novas outorgas, bem como de impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica.
- VI. Revogação de autorização.

VII. Intervenção administrativa.

VIII. Caducidade da concessão ou da permissão.

As penalidades dos incisos I ao IV são de competência dos superintendentes responsáveis pela ação fiscalizadora. As penalidades dos incisos V a VII competem à Diretoria por proposta dos superintendentes responsáveis pela ação fiscalizadora. Já a penalidade do inciso VIII é de exclusiva competência do poder concedente, por proposta da Diretoria da ANEEL.

O art. 21 da Resolução Normativa nº 063/2004, com nova redação dada pela Resolução Normativa nº 333, de 07.10.2008, estabelece que a ANEEL poderá, alternativamente à imposição de penalidade, firmar com a concessionária, permissionária ou autorizada de serviços e instalações de energia elétrica termo de compromisso de ajuste de conduta, visando à adequação da conduta irregular às disposições regulamentares e/ou contratuais aplicáveis, conforme regulamentação específica, tema este que abordamos em tópico específico a seguir.

De acordo com o art. 8º da Resolução Normativa nº 63/2004, as penalidades de multa capituladas nos arts. 4º, 5º, 6º e 7º dessa mesma Resolução poderão ser convertidas em advertência, desde que a infratora não tenha sido autuada por idêntica infração nos últimos quatro anos anteriores ao da sua ocorrência e que as consequências da infração sejam de pequeno potencial ofensivo.

Na fixação do valor das multas deverão ser consideradas a abrangência e a gravidade da infração, os danos dela resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida pela infratora e a existência de sanção administrativa irrecorrível, nos últimos quatro anos.

Sem prejuízo do disposto em regulamento específico ou no contrato de concessão, os valores das multas serão determinados mediante aplicação, sobre o faturamento das concessionárias, permissionárias e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, gerado pela venda de energia elétrica deduzido do ICMS e ISS, ou sobre o valor estimado da energia produzida, nos casos de auto-produção e produção independente, sempre correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração, dos seguintes percentuais:

Grupo I – até 0,01%.

Grupo II – até 0,10%.

Grupo III – até 1,0%.

Grupo IV – até 2,0%.

Em nosso entendimento, a legislação deveria ser alterada, pois a base de cálculo das multas deveria ser a Receita Operacional Líquida – ROL, já que os demais tributos (PIS/Pasep e Cofins), bem como os diversos encargos setoriais, como a RGR, TUSD-Proinfa, TUST-Proinfa, e CCC, não são receita própria do concessionário, permissionário ou autorizado, e sim mero repasse. Além dessa correção, por meio de alteração legislativa, deveria ser estabelecido também, que a multa fosse calculada sobre a receita decorrente daquela concessão, permissão ou autorização, sobre a qual estaria sendo imputada a multa e não sobre a receita da pessoa jurídica concessionária que muitas das vezes possui mais de uma concessão ou autorização.

Na hipótese de ocorrência concomitante de mais de uma infração, serão aplicadas, simultânea e cumulativamente, as penalidades correspondentes a cada uma delas.

A aplicação de advertência e/ou multa não prejudica a aplicação das demais penalidades, que poderão ser aplicadas, simultaneamente e cumulativamente. Havendo reincidência dentro do período de doze meses após a decisão irrecorrível na esfera administrativa, será aplicada multa correspondente ao grupo I, para os casos punidos com advertência, e nos casos punidos com multa, a mesma será acrescida de 50%, limitado ao percentual de 2% sobre o faturamento, ou sobre o valor estimado da energia produzida.

Independentemente da aplicação das penalidades de advertência e multa, a concessão e a permissão estarão sujeitas à intervenção administrativa e à declaração de caducidade.

26.4. DO RECURSO ADMINISTRATIVO

26.4.1. RECURSO EM ATOS PUNITIVOS

O recurso administrativo é o procedimento disponível aos agentes do setor elétrico para, em defesa de seus direitos, provocar a Agência Reguladora ao reexame do Auto de Infração – AI, tendo o mesmo efeito suspensivo ou não. No caso de recurso face aos atos previstos na Resolução Normativa nº 063/2004, deve-se observar as disposições contidas no Capítulo V, arts. 33 ao art. 35 desta Resolução.

O prazo para interposição de recurso será de dez dias, contado do recebimento do Auto de Infração – AI e terá efeito suspensivo na parte em que for impugnado, quando o ato ou decisão implicar em penalidade, exceto para as penalidades de embargo de obras ou de interdição de instalações previstas no parágrafo único do art. 9º da Resolução nº 63/2004.

O recurso será dirigido à autoridade que proferiu a decisão, a qual, se não a reconsiderar, no prazo de cinco dias, o encaminhará à Diretoria da ANEEL, que poderá: confirmar, modificar, anular ou revogar, total ou parcialmente a decisão recorrida.

De acordo com o art. 43 da Norma de Organização n° 01, aprovada pela Resolução Normativa n° 273/2007, o recurso não será conhecido quando interposto:

- I. Fora do prazo.⁶
- II. Perante órgão incompetente.
- III. Por quem não seja legitimado.
- IV. Contra ato normativo, de caráter geral e abstrato, editado pela Agência.
- V. Contra atos de mero expediente ou preparatórios de decisões, bem assim em face de informes e pareceres.
- VI. Após exaurida a esfera administrativa.
- VII. Na ausência de interesse de agir.
- VIII. No caso de perda de objeto do pedido.

No caso de mantida a aplicação da penalidade de multa pela Diretoria da ANEEL, a recorrente terá o prazo de dez dias para efetuar o respectivo recolhimento,⁷ contado da data de publicação da decisão da Diretoria acerca do recurso.

De acordo com o art. 38 da Resolução n° 63/2004, o procedimento acima comentado, disposto nos artigos 33 e 34 dessa Resolução, aplicam-se aos recursos interpostos nos processos de aplicação de penalidades por agências conveniadas.

Os procedimentos para pedido de vistas e cópias de documentos constantes do processo administrativo ou do próprio processo como um todo, inclusive os procedimentos de recepção, cadastramento, digitalização, distribuição, instrução e tramitação, arquivamento e desarquivamento, e reconstituição de processo, estão definidos na Norma de Organização ANEEL n° 11, e anexos, aprovada pela Portaria ANEEL n° 779, de 31.10.2007.

⁶ Súmula ANEEL Processo n° 48500.004880/2007-63: A tempestividade de recurso administrativo interposto na Agência Nacional de Energia Elétrica é aferida pelo registro no protocolo da ANEEL e não pela data da entrega na agência dos correios.

⁷ Face às alterações introduzidas na RN n° 063/2004, por meio da RN n° 317, de 13.05.2008, as multas poderão ser parceladas.

26.4.2. RECURSO EM DEMAIS ATOS DECISÓRIO

O recurso administrativo junto à ANEEL é aplicável contra atos do Diretor-Geral, dos demais Diretores, dos Superintendentes e titulares de unidades organizacionais de mesmo nível hierárquico, de Presidentes de Comissão de Licitação e de outros servidores com delegação de poder decisório no âmbito da ANEEL, bem como os oriundos de Agências conveniadas, e seguirão as disposições da Resolução Normativa nº 273, de 10.07.2007.

Os principais atos sujeitos ao recurso são os despachos, as resoluções e demais atos ou decisões referentes a processos de pré-qualificação ou adjudicação para outorga de concessões, ou para aquisição de bens e serviços para a Agência. Não estão sujeitos ao recurso os atos de mero expediente ou preparatórios de decisões, bem como os ofícios, pareceres e notas técnicas.

Os recursos contra ato ou decisão que não imponha penalidades, como regra geral, serão recepcionados sem efeito suspensivo, exceto quando houver disposição legal em contrário, nos termos do art. 47 da Norma Organizacional nº 01, aprovada pela Resolução Normativa nº 273/2007.

26.4.3. RECURSO EM ATOS DA AGÊNCIA CONVENIADA

De acordo com o art. 51 da Resolução Normativa nº 273/2007, entende-se por agência conveniada o órgão ou entidade credenciado pela ANEEL, nos Estados e no Distrito Federal, para a execução das atividades complementares de regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica, mediante o correspondente instrumento de delegação, nos termos do art. 20 da Lei nº 9.427, de 1996. A tramitação do processo administrativo nas agências conveniadas dar-se-á com observância das regras estabelecidas na Lei nº 9.784, de 1999, e obedecerão as disposições da Resolução Normativa nº 273/2007 e da Resolução Normativa nº 063, de 2004.

De acordo com as normas regulatórias e do Manual de Instrução de Processos Administrativos da ANEEL, para fins de recurso junto a Agência Conveniada, “a parte interessada terá o prazo de dez dias, a contar do recebimento da notificação, para interpor recurso a ser dirigido à autoridade que proferiu a decisão, a qual deverá exercer o Juízo de Reconsideração no prazo de cinco dias.”

Se a autoridade não reconsiderar totalmente a decisão, o recurso será encaminhado para apreciação pela primeira instância recursal. Se mantida a decisão original, a parte interessada poderá apresentar novo recurso. Se o titular da primei-

ra instância não reconsiderar a decisão anterior, duas alternativas são possíveis para a continuidade do processo:

I. Se a agência estadual possuir duas instâncias recursais, o recurso será encaminhado para a segunda instância recursal ou autoridade máxima da agência estadual (que poderá ser monocrática ou colegiada). Na hipótese de a decisão ser mantida, mesmo parcialmente, a parte interessada poderá apresentar novo recurso. Este será submetido a Juízo de Reconsideração por parte da autoridade máxima da agência que, caso não julgue totalmente precedente o recurso, encaminhará os autos para a Diretoria da ANEEL.

II. Se a agência estadual possuir apenas uma instância, os autos serão encaminhados à Diretoria da ANEEL.

De acordo com o disposto na Lei n° 9784/1998 e Resolução Normativa n° 273/2007, na qualidade de instância derradeira, das decisões da ANEEL não cabem recurso, apenas Juízo de Reconsideração.”

Cabe ressaltar que o recurso interposto nos processos de aplicação de penalidades, por agências conveniadas, obedecerá ao disposto nos artigos 33 e 34 da Resolução Normativa n° 063/2004, conforme disposto no art. 38 desta mesma Resolução.

26.4.4. DO PEDIDO DE RECONSIDERAÇÃO

O Pedido de Reconsideração, utilizado de forma restrita, visa assegurar uma segunda instância de julgamento contra decisões originárias da própria Diretoria, nos casos específicos. De acordo com o art. 31 da Resolução Normativa n° 63/2004 e do art. 50 da Norma de Organização n° 01, aprovada pela Resolução Normativa n° 273/2007, caberá pedido de reconsideração contra decisões adotadas pela Diretoria em única instância, quando se referir às penalidades previstas nos incisos VI (revogação de autorizações) e VII (intervenção administrativa), devendo os autos ser distribuído a novo diretor relator.

Ao Pedido de Reconsideração aplicam-se, no que couber, as mesmas regras relativas ao recurso, conforme § único, do art. 50 da Norma de Organização n° 01.

Não caberá o Pedido de Reconsideração contra decisão proferida pela Diretoria da ANEEL, em matéria recursal, não se aplicando, portanto, o disposto no § único, do art. 50, acima citado.

26.5. DO TERMO DE AJUSTE DE CONDUTA – TAC

De acordo com a Resolução Normativa nº 333, de 07.10.2008, a ANEEL poderá, alternativamente à imposição de penalidades, firmar Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta – TAC com as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica, com vistas a adequar a conduta desses agentes às disposições legais, regulamentares ou contratuais. A competência para decidir, fundamentadamente, acerca da celebração do TAC, observado o interesse público, é exclusiva da Diretoria Colegiada da ANEEL.

Os agentes poderão solicitar o TAC no curso do processo de fiscalização instaurado, a partir do momento em que receberem o Termo de Notificação – TN, até o prazo para interposição do recurso ao Auto de Infração – AI, que de acordo com o art. 33 da Resolução Normativa nº 063/2004, é de dez dias, contado do recebimento do AI. A solicitação do TAC deverá ser dirigida à Diretoria, que a encaminhará ao Superintendente de Fiscalização a quem a matéria seja afeta, que deverá elaborar análise técnica sobre o pedido, conforme disposto no art. 3º da RN nº 333/2008, cabendo à Diretoria a deliberação sobre o mesmo. Quando o processo de fiscalização estiver sendo conduzido por Agência Estadual Conveniada, a proposição de TAC deve ser apresentada a esta, que efetuará a análise técnica sobre o pedido, na forma do inciso I e II do *caput* do art. 3º da RN 333/2008, encaminhando o mesmo devidamente instruído à Superintendência da ANEEL, a quem a matéria seja afeta para complementação da análise.

É importante ressaltar que da manifestação contrária ao pedido do agente, pela respectiva Superintendência, o agente deverá ser intimado, momento em que poderá interpor recurso retido no prazo de dez dias da intimação, o qual somente será conhecido pela Diretoria da ANEEL no julgamento de recurso ao Auto de Infração, se houver.

27. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS é uma sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, com o objeto de executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Tem como missão institucional assegurar aos usuários do Sistema Interligado Nacional a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica.

Coube ao órgão regulador estabelecer as regras da organização inicial do ONS e implementar os procedimentos necessários ao seu funcionamento. A ANEEL, por meio da Resolução nº 307, de 30.09.1998, aprovou o primeiro Estatuto do Operador Nacional do Sistema Elétrico, e por meio da Resolução nº 351,⁸ de 11.11.1998, autorizou o ONS a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados. O Estatuto vigente foi aprovado pela Resolução Autorizativa nº 328, de 12.08.2004.

O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação dos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, cujas atribuições previstas em lei e no art. 3º do seu Estatuto Social, aprovado pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 328/2004, são:

- a) O planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração com vistas à otimização do Sistema Interligado Nacional – SIN.
- b) A supervisão e a coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos, a supervisão e controle da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN e das interligações internacionais.
- c) A contratação e a administração de serviços de transmissão de energia elétrica e as respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares.
- d) A proposição ao Poder Concedente das ampliações de instalações da rede básica, bem como de reforços do SIN, a serem considerados no planejamento da expansão do sistema de transmissão.
- e) A proposição de regras para a operação das instalações de transmissão da Rede Básica do SIN, mediante processo público e transparente, consolidadas em Procedimentos de Rede, a serem aprovadas pela ANEEL, observado o disposto no art. 4º, § 3º, da Lei nº 9.427/1996.
- f) A divulgação dos indicadores de desempenho dos despachos realizados a serem auditados semestralmente pela ANEEL.
- g) A divulgação permanente ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE sobre as condições operativas de continuidade e de suprimento eletroenergético do SIN.
- h) Outras que lhe forem atribuídas pelo Poder concedente.

⁸Alterada pela Resolução nº 112, de 19.04.2000, e pela Resolução Autorizativa nº 772, de 19.12.2006.

São membros associados do ONS, com direito a voto e assento na Assembléia Geral:

a) Agentes de Geração – Detentores de concessão ou autorização para geração de energia elétrica com usinas despachadas de forma centralizada e o representante brasileiro de Itaipu Binacional.

b) Agentes de Transmissão – Detentores de concessão para transmissão de energia elétrica com instalações na rede básica.

c) Agentes de Distribuição – Detentores de concessão, permissão ou autorização para distribuição de energia elétrica em montantes iguais ou superiores a 500 GWh/ano, integrantes do Sistema Interligado Nacional – SIN.

d) Agentes Importadores – Titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à importação de energia elétrica conectados à rede básica.

e) Agentes Exportadores – Titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à exportação de energia elétrica conectados à rede básica.

f) Consumidores Livres conectados à rede básica.

São membros participantes, sem direito a voto, mas com assento na Assembléia-Geral:

a) Ministério de Minas e Energia – MME.

b) Conselhos de Consumidores constituídos na forma da Lei nº 8.631, de 04.03.1993.

c) Agentes de geração e de distribuição não enquadrados nas letras “a” e “c”, do item anterior.

Conforme comentado anteriormente, uma das atribuições do ONS, prevista em seu estatuto e no art. 13 da Lei nº 9.648 é a proposição de regras para a operação das instalações de transmissão da Rede Básica do SIN, consolidadas em Procedimentos de Rede, a serem aprovadas pela ANEEL. Os “Procedimentos de Rede” são documentos elaborados pelo ONS com a participação dos agentes que, aprovados pela ANEEL, estabelecem: os procedimentos e os requisitos técnicos necessários ao planejamento, implantação, uso e operação do sistema interligado nacional; e as responsabilidades do ONS e dos agentes. Os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são:

- Legitimar, garantir e demonstrar a transparência, integridade, equanimidade, reprodutibilidade e excelência da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN.
- Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a: atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico.
- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST.

Os Procedimentos de Redes são compostos por diversos módulos, aprovador pela ANEEL. As Resoluções que já aprovaram a utilização desses módulos são: Resolução nº 140/2002, Resolução nº 791/2002, Resolução Normativa nº 333/2003, Resolução nº 675/2003, Resolução Autorizativa nº 787/2007 e Resolução Autorizativa nº 1.051/2007.

O ONS tem como fonte de recursos: i) a receita decorrente de parcela dos encargos de uso do sistema de transmissão definida pela ANEEL; ii) a contribuição dos membros associados, proporcional ao número de votos na Assembléia-Geral; e iii) outras fontes que venham a ser aprovadas pela ANEEL. O seu orçamento está sujeito à aprovação da ANEEL, conforme regras definidas na Resolução nº 373, de 29.12.1999.

28. CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA – GCE E A CÂMARA DE GESTÃO DO SETOR ELÉTRICO – CGSE

Em virtude da crise gerada pela falta de energia elétrica no País durante o ano de 2001, o Governo Federal, por meio da Medida Provisória nº 2.147, de 15.05.2001, cuja numeração foi alterada para nºs 2.148, de 22.05.2001, 2.152, de 01.06.2001, e por último 2.198-5, de 24.08.2001, criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, cujo principal objetivo era o de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica, e para tanto foi lhe dada diversas competências, as quais dentre elas destacamos:

- a) Regulamentar e gerenciar o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, de acordo com o disposto na própria Medida Provisória.

- b) Estabelecer e gerenciar o Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica.
- c) Propor medidas para atenuar os impactos negativos da crise de energia elétrica sobre os níveis de crescimento, emprego e renda.
- d) Estabelecer limites de uso e fornecimento de energia elétrica.
- e) Impor restrições ao uso de recursos hídricos não destinados ao consumo humano e que sejam essenciais ao funcionamento de usinas hidroelétricas.

A Câmara de Gestão da Crise foi composta por Ministros de Estados; dirigentes máximos da ANA, ANEEL, ANP, BNDES; Diretor-Presidente do ONS; Diretor-Geral Brasileiro da Itaipu Binacional; e outros membros designados pelo Presidente da República. O assessoramento jurídico ficou a cargo da Advocacia-Geral da União.

A Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica foi extinta pelo Decreto Presidencial nº 4.261, de 06.06.2002, e seu acervo documental foi transferido para o novo órgão criado por esse mesmo dispositivo legal, que é a Câmara de Gestão do Setor Elétrico – CGSE, integrante do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Foram estabelecidas as competências da CGSE, as quais destacamos:

- a) Propor ao CNPE diretrizes para elaboração da política energética nacional relacionadas com o setor elétrico.
- b) Promover a integração da política do setor de energia elétrica com as demais políticas setoriais e com as políticas gerais de governo.
- c) Gerenciar o Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica, criado pela Medida Provisória nº 2.198-5, de 24.08.2001.
- d) Dar seguimento aos trabalhos e estudos, em andamento, coordenado pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica.

É importante ressaltar que não há conflitos, pelo menos literalmente, entre essas competências e aquelas estabelecidas para o Órgão Regulador, na Lei nº 9.427/1996.

29. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE

29.1. HISTÓRICO

Com a reestruturação do setor elétrico ocorrida em 1998, na qual as negociações de compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, passaram a ser livres, observados os prazos e demais condições de transição estabelecidas no art. 10 da Lei nº 9.648, de 27.05.1998, bem como a nova figura intitulada como consumidor livre, houve a necessidade da criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, ambiente instituído por meio da Lei 9.648, e que funcionou até janeiro de 2002. Nesse mercado se intermediou, entre seus agentes, todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos seus quatro submercados que compoem o sistema interligado. O art. 11 do Decreto nº 4.562, de 31.12.2002, estabeleceu que os submercados deveriam ser reduzidos a dois, no entanto, por decisão judicial, até o presente momento permanecemos com quatro submercados.

O MAE foi regido pelo Acordo de Mercado, que representava um contrato multilateral de adesão, subscrito por agentes do setor, onde estavam definidas as condições de constituição e funcionamento do mesmo.

Para administrar os negócios no âmbito do MAE foi criada a ASMAE – Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia, sociedade civil, sem fins lucrativos, para dar o suporte administrativo necessário às atividades de processar e contabilizar todas as operações de compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE, bem como liquidar as operações processadas no mercado de curto prazo. Já os contratos bilaterais, firmados entre os agentes, seriam apenas contabilizados pela ASMAE, sendo liquidados diretamente entre as partes contratantes.

A proposta orçamentária do MAE, executada pela ASMAE, teria que ser aprovada pela ANEEL por meio da sua Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira, já que esse custo era repassado para a tarifa das concessionárias.

A Medida Provisória nº 29, de 07 de fevereiro de 2002, convertida na Lei nº 10.433, de 24.04.2002, autorizou a criação do MAE – Mercado Atacadista de Energia, como pessoa jurídica de direito privado, submetido à regulamentação

por parte da ANEEL. Dessa forma, aproveitando a existência da ASMAE como pessoa jurídica, alterou-se sua denominação social para MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica, adotando uma nova estrutura e forma de funcionamento, com novo estatuto, conforme estabelecido na Resolução ANEEL nº 73, de 08.02.2002. As atribuições do MAE estavam definidas na Convenção do Mercado, aprovada pela Resolução ANEEL nº 102, de 01.03.2002.

Durante a existência do MAE, como pessoa jurídica, que foi até o dia 15.03.2004, os custos totais, incluindo custos operacionais e de investimentos, decorrentes de atividades realizadas para o seu funcionamento, foram rateados entre todos os seus agentes participantes, proporcionalmente ao volume de energia elétrica transacionados no mercado atacadista, incluindo os constantes dos contratos iniciais e bilaterais, conforme definido no art. 10 da Resolução ANEEL nº 73/2002.

O órgão regulador, por meio da Resolução ANEEL nº 103, de 01.03.2002, autorizou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE a atuar na viabilização das transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes, por meio de contratos bilaterais e de mercado de curto prazo, restrito ao sistema elétrico interligado nacional, segundo regras e procedimentos de mercado estabelecidos ou aprovados pela ANEEL.

Com a edição da Lei nº 10.848, de 15.03.2004, foi autorizado pelo art. 4º a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, regulado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que sucedeu o MAE nos termos do art. 5º, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica de que trata o modelo de comercialização instituído por essa mesma lei. O Estatuto da CCEE foi aprovado pela Resolução Homologatória nº 198, de 22.08.2005, alterado pela Resolução Homologatória nº 449, de 17.04.2007.

Com o novo modelo, a partir de 2004, o processo de comercialização de energia elétrica se processará nos termos da Lei nº 10.848/2004, regulamentado pelo Decreto nº 5.163/2004 e alterações subsequentes, e pela Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26.10.2004, alterada pela Resolução Normativa nº 260, de 03.04.2007, que instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica e a Resolução Normativa nº 254, de 27.02.2007, que aprovou as novas “Regras de Comercialização de Energia Elétrica” em substituição àquelas vigentes e aprovadas pela Resolução Normativa nº 210, de 13.02.2006.

As Regras de Comercialização de Energia Elétrica, conforme definido na Convenção de Comercialização, constituem o conjunto de regras operacionais e comerciais que possibilitam a contabilização e liquidação da energia elétrica comercializada no âmbito da CCEE. Trata de formulações algébricas que, uma vez implementadas no Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL da CCEE, viabilizam o processo de contabilização e liquidação financeira das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas na Câmara. Também fazem parte das Regras de Comercialização os fundamentos que descrevem e explicam tais formulações algébricas, que se encontram disponíveis no site www.ccee.org.br.

29.2. FINALIDADES DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com o art. 23 da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, aprovada pela Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26.10.2004, a CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

As principais atribuições da CCEE, nos termos do art. 24 da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, são:

- Manter o registro de todos os contratos fechados nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e de Contratação Livre (ACL).
- Promover a medição e registro dos dados de geração e consumo de todos os Agentes da CCEE.
- Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças – PLD – do Mercado de Curto Prazo por submercado.
- Efetuar a Contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Mercado de Curto Prazo e a Liquidação Financeira.
- Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da Convenção de Comercialização, aplicar as respectivas penalidades.

- Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de Garantias Financeiras,⁹ relativas às Liquidações Financeiras do Mercado de Curto Prazo, nos termos da Convenção de Comercialização.
- Promover Leilões de Compra e Venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL.
- Promover o monitoramento das ações empreendidas pelos Agentes, no âmbito da CCEE, visando à verificação de sua conformidade com as Regras e Procedimentos de Comercialização, e com outras disposições regulatórias, conforme definido pela ANEEL.
- Executar outras atividades, expressamente determinadas pela ANEEL, pela Assembléia Geral ou por determinação legal, conforme o art. 3º do Estatuto Social da CCEE.

29.3. AGENTES DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os agentes da CCEE são todos os concessionários, permissionários, autorizados de serviços e instalações de energia elétrica e Consumidores Livres, sendo a maioria com participação obrigatória e os demais com participação facultativa, conforme previsto na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, aprovada pela Resolução ANEEL nº 109/2004, distribuídos nas seguintes categorias:

- a) Agente de Comercialização – Titular de autorização, concessão ou permissão para fins de realização de operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.
- b) Agente de Distribuição – Titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada.

⁹A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 336, de 28.10.2008, aprovou a alteração das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, referentes à metodologia de cálculo das Garantias Financeiras associadas à liquidação do Mercado de Curto Prazo – MCP, revogando portanto a Resolução Normativa nº 216, de 04.04.2006. E pela RN nº 341, de 02.12.2008, aprovou as novas regras para 2009.

c) Agente de Exportação – Titular de autorização para fins de exportação de energia elétrica.

d) Agente de Geração – Titular de concessão, permissão ou autorização para fins de geração de energia elétrica.

e) Agente de Importação – Titular de autorização para fins de importação de energia elétrica.

De acordo com o § 1º, do art. 11 da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica da CCEE, são agentes com participação obrigatória na CCEE:

I. Os concessionários, permissionários ou autorizados de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW.

II. Os autorizados para importação ou exportação de energia elétrica com intercâmbio igual ou superior a 50 MW.

III. Os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior.

IV. Os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja inferior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior, quando não adquirirem a totalidade da energia de supridor com tarifa regulada.

V. Os autorizados de comercialização de energia elétrica, cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior.

VI. Os Consumidores Livres e os consumidores¹⁰ que adquirirem energia na forma do § 5º, do art. 26 da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

São agentes com participação facultativa na CCEE, nos termos do § 6º, do art. 11, da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, os demais concessionários, permissionários ou autorizados de geração, de importação, de exportação, de distribuição e de comercialização não discriminados no item acima (previsto no § 1º, do art. 11).

¹⁰ Consumidores responsáveis por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo "A", integrante do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, que poderão adquirir sua energia elétrica de geradores, em regime de produção independente ou de autoprodução, com aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, mantidas as características de PCH.

Será também facultativa a participação na CCEE, nos termos do §§ 4º e 5º, do art. 11 da Convenção:

a) Os titulares de autorização para autoprodução e cogeração com central geradora de capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas às instalações de consumo e não sejam despachadas de forma centralizada pelo ONS (§ 4º).

b) Os concessionários, permissionários ou autorizados de geração com central geradora com capacidade instalada igual ou inferior a 50 MW, que optarem por comercializar no ACR ou no ACL (§ 5º).

29.4. REGRAS DE MERCADO

De acordo com o art. 12 da Lei nº 9.648, de 27.05.1998, coube à ANEEL definir as regras de participação no Mercado Atacadista de Energia Elétrica, atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, bem como os mecanismos de proteção aos consumidores.

As regras comerciais, denominadas Regras de Mercado, são complementares e previstas na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, aprovada pela Resolução ANEEL nº 109/2004, e obrigatoriamente cumpridas por todos os agentes.

A ANEEL, por meio da Resolução nº 222, de 30.06.1999, estabeleceu as regras que vigoraram entre o período de junho de 1999 a julho de 2000, quando entrou em vigor as novas regras por meio da Resolução nº 290, de 03.08.2000, que vigorou até dezembro de 2007. A partir de 2008, as Regras de Comercialização de Energia Elétrica foram aprovadas pela Resolução Normativa nº 293, de 04.12.2007.

30. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

A EPE é uma empresa pública, criada pelo Decreto nº 5.184, de 16.08.2004, por autorização prevista na Lei nº 10.847, de 15.03.2004, e tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, den-

tre outras. Seu estatuto foi aprovado pelo Poder Executivo, nos termos do art. 8º do decreto que a criou.

De acordo com o art. 4º da Lei nº 10.847/2004, compete à EPE:

- I. Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira.
- II. Elaborar e publicar o balanço energético nacional.
- III. Identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos.
- IV. Dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes.
- V. Realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos.
- VI. Obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE.
- VII. Elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo.
- VIII. Promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável.
- IX. Promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos.
- X. Desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis.
- XI. Efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados.
- XII. Elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil.
- XIII. Desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis.

XIV. Dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países.

XV. Promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética.

XVI. Promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim.

XVII. Promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético.

XVIII. Desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.

Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional.

A fonte de recursos da EPE, prevista no art. 5º da Lei nº 10.847/2004, são:

I. Rendas ou emolumentos provenientes de serviços prestados a pessoas jurídicas de direito público ou privado.

II. Ressarcimento, nos termos da legislação pertinente, dos custos incorridos no desenvolvimento de estudos de inventário hidroelétrico de bacia hidrográfica, de viabilidade técnico-econômica de aproveitamentos hidroelétricos e de impacto ambiental, bem como nos processos para obtenção de licença prévia.

III. Produto da venda de publicações, material técnico, dados e informações, inclusive para fins de licitação pública, de emolumentos administrativos e de taxas de inscrição em concurso público.

IV. Recursos provenientes de acordos e convênios que realizar com entidades nacionais e internacionais, públicas ou privadas.

V. Rendimentos de aplicações financeiras que realizar.

VI. Doações, legados, subvenções e outros recursos que lhe forem destinados por pessoas físicas ou jurídicas de direito público ou privado.

VII. Rendas provenientes de outras fontes.

CAPÍTULO III

ASPECTOS TRIBUTÁRIOS

31. HISTÓRICO

Quando da promulgação do Decreto nº 24.643, de 10.07.1934, que decretou o Código de Águas, já no seu art. 161, estabelecia regras de tributação que sofreram algumas alterações com o Decreto-Lei nº 2.281, de 05.06.1940, cuja redação final está contemplada no art. 109 do Decreto nº 41.019/1957, que regulamentou o Código de Águas, onde estabeleceu que todas as empresas que produzissem ou apenas transmitissem ou distribuíssem energia elétrica ficariam isentas de quaisquer impostos federais, estaduais e municipais, salvo o imposto de renda; os impostos de consumo e venda mercantis que incidissem sobre o material elétrico vendido ou consignado; os impostos, territorial e predial sobre terras e prédios não utilizados exclusivamente para fins de administração, geração, transmissão, transformação ou distribuição de energia elétrica e serviços correlatos.

O imposto de renda devido pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás e pelos concessionários do serviço público de energia elétrica, com base no Decreto-Lei nº 1.506, de 23.12.1976, seria calculado pela aplicação da alíquota de 6% (seis por cento) sobre o lucro tributável. Essa alíquota de 6%, cujo prazo de vigência era até o ano de 1985, foi prorrogada pela Lei nº 7.450/1985, para até o ano-base de 1987, exercício financeiro de 1988, passando a partir do período-base de 1988 a ser tributada normalmente à mesma alíquota aplicada às demais pessoas jurídicas.

Com a promulgação da Constituição Federal de 1988, a energia elétrica, que até então era tributada exclusivamente pelo IUE – Imposto Único de Energia Elétrica, passou a ser considerada mercadoria, entendimento este já consagrado nos tribunais superiores, sujeito, portanto, à incidência do ICMS – Imposto sobre operações relativas à Circulação de Mercadorias e Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação, Imposto de Importação e Imposto de Exportação, conforme estabelecido no § 3º, do art.155 da Carta Magna.

Além dos encargos setoriais que abordaremos neste capítulo, o setor elétrico teve outros já extintos, que foram: A Reserva Global de Garantia – RGG, prevista no art. 4º, § 4º, da Lei nº 5.655, de 20.05.1971, recolhida pelas concessionárias de serviço público de energia elétrica, cujo objetivo era prover recursos para a garantia do equilíbrio econômico-financeiro das concessões, movimentados pela Eletrobrás, sob expressa determinação do DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica; A Reserva Nacional de Compensação de Remuneração – RENCOR, que foi instituída pelo Decreto-Lei nº 2.432, de 17.05.1988, cuja finalidade era a de compensar as insuficiências de remuneração das concessionárias de serviço público de energia elétrica, utilizando os recursos provenientes dos recolhimentos das quotas anuais de compensação constituídas pelas parcelas da

receita excedente das concessionárias superavitárias com remuneração acima da legal máxima permitida. Esses recursos também eram movimentados pela Eletrobrás, sob expressa determinação do DNAEE, sendo que esse sistema de compensação de remuneração foi revogado pela Lei nº 8.631, de 04.03.1993. Desde 2006, por força de disposição legal, foi extinta a Conta de Consumo de Combustível – CCC do sistema interligado.

Os concessionários, permissionários, e autorizados, de acordo com o tipo de instalações, consumidores, concessão e autorização, atualmente estão sujeitos aos encargos setoriais a seguir comentados.

32. ENCARGOS SETORIAIS

32.1. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS – CCC

32.1.1 HISTÓRICO

Para subsidiar a geração de energia elétrica com o uso de combustíveis fósseis, foi instituída a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, pela Lei nº 5.899, de 05.07.1973, regulamentada pelo Decreto nº 73.102/1973, revogado pelo Decreto nº 2.655, de 02/07/1998, que disciplinou o rateio dos custos de aquisição desses combustíveis entre todas as concessionárias ou autorizadas do País, para garantir os recursos financeiros ao suprimento de energia elétrica a consumidores de localidades isoladas do sistema interligado de geração e distribuição, bem como da geração termelétrica que atendesse, principalmente, à demanda de ponta do sistema interligado, com tarifas uniformizadas.

Naquela época foram instituídos os Grupos Coordenadores para Operação Interligada, incumbidos da coordenação operacional dos sistemas elétricos da Região Sudeste e da Região Sul, designados por abreviatura, respectivamente, como GCOI – Sudeste e GCOI – Sul, cujas funções eram a de coordenar, decidir ou encaminhar as providências necessárias ao uso racional das instalações geradoras e de transmissão existentes e que vierem a existir nos sistemas elétricos interligados das Regiões Sudeste e Sul, objetivando basicamente a continuidade do suprimento de energia elétrica aos sistemas distribuidores, de forma a atender plenamente aos seus requisitos de potência e energia e sob condições de tensão e frequência adequadas, bem como a economia dos combustíveis utilizados nas centrais termelétricas, restringindo o seu consumo ao mínimo indispensável ao atendimento dos requisitos dos sistemas elétricos, em complementação dos recursos hidrelétricos, considerando, entretanto, as imposições de interesse nacional.

Posteriormente, foi instituído o Comitê Coordenador de Operações do Norte/Nordeste – CCON, pois grandes áreas pertencentes à Amazônia Legal permaneciam, por questões de obstáculos naturais e barreiras logísticas, associadas às grandes extensões geográficas, dependentes de subsídio aos combustíveis fósseis para que a geração termelétrica descentralizada pudesse atender os consumidores daquelas regiões, com tarifas uniformizadas e compatíveis.

Quando da regulamentação, pelo Decreto nº 774/1993, definiu-se que a Conta de Consumo de Combustíveis destinaria a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração térmica constante do Plano de Operação dos Sistemas Interligados S/SE/CO, N/NE e dos Sistemas Isolados, devendo seus valores ser homologados pela ANEEL e recolhidos à Eletrobrás, sendo desdobrada em três subcontas distintas:

- a) CCC Sul/Sudeste/Centro-Oeste (CCC-S/SE/CO) – Tem como contribuintes todos os concessionários que atendam a consumidores finais cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados a este sistema interligado.
- b) CCC Norte/Nordeste (CCC-N/NE) – Tem como contribuinte todos os concessionários que atendam a consumidores finais cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados a este sistema interligado.
- c) CCC dos Sistemas Isolados (CCC-ISOL) – Tem como contribuintes todos os concessionários do País que atendam a consumidores finais.

Para viabilizar essa sistemática de rateio do sistema isolado, a Lei nº 8.631/1993 estabeleceu no seu art.8º que todos os concessionários distribuidores de energia elétrica a consumidor final, participariam do rateio do custo de consumo de combustíveis, incluído o biodiesel, para geração de energia elétrica.

O biodiesel foi incluído no custo de consumo de combustível a ser rateado pela Lei nº 10.848, de 15.03.2004, que deu nova redação ao art. 8º da Lei nº 8.631/1993.

Anualmente, a Eletrobrás submete à aprovação da ANEEL o Plano Anual de Combustíveis do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-oeste, do Sistema Interligado Norte/Nordeste, e dos Sistemas Isolados, estabelecendo as quotas anuais da Conta de Consumo de Combustíveis. Aprovado pela ANEEL, as concessionárias de distribuição e de geração de energia elétrica, que atendem a consumidores finais, pagarão as quotas mensais até o dia dez do mês subsequente ao de referência do consumo de combustíveis. Essas quotas são fixadas mensalmente pela Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL. Já as quotas a serem recolhidas pelas concessionárias

rias de transmissão, que atendem a consumidores livres e autoprodutores, terão o seu vencimento até o dia trinta do mês subsequente ao da medição.

As usinas termelétricas pertencentes ao sistema interligado, que iniciaram suas operações após 06.02.1998, não fazem jus aos benefícios da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis, conforme definido no art. 11 da Lei nº 9.648/1998. Dessa forma, somente as usinas termelétricas que entraram em operação até 06 de fevereiro de 1998, tiveram garantido, temporariamente, a aplicação da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis, nos termos do art. 28 do Decreto nº 2.655/1998, na forma regulamentada pela ANEEL, por meio da Resolução nº 261/1998, onde inclusive previu a redução gradativa dos benefícios a partir de 2003 com 25%, 2004 com 50% e em 2005 com 75% de redução, ficando extinta a partir de janeiro de 2006.

Para os Sistemas Isolados essa mesma lei manteve a sistemática de rateio do custo do consumo de combustíveis para geração de energia elétrica, inicialmente pelo prazo de quinze anos, que foi alterado para vinte anos pelo art. 18 da Lei nº 10.438, de 26.04.2002, que deu nova redação ao art. 11 da Lei nº 9.648/1998, ou seja, essa sistemática vigera até abril de 2022.

No Sistema isolado, somente é reembolsado as despesas com combustíveis que excederem aos montantes correspondentes à respectiva Energia Hidráulica Equivalente, excluídos quaisquer tributos incidentes sobre o valor-base do combustível. A Energia Hidráulica Equivalente de cada concessionário é aquela que poderia substituir a totalidade da geração térmica, caso os sistemas estivessem completamente interligados. Assim, a tarifa praticada no sistema isolado não é afetada pelo alto custo do combustível para geração térmica, o que inviabilizaria as tarifas aos consumidores do sistema isolado. Para o cálculo da Energia Hidráulica Equivalente a ANEEL fixa a Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente – TEH.

Em 20 de junho de 2005, a Superintendência de Regulação da Geração da ANEEL, por intermédio da Nota Técnica nº 022/2005, propôs que a Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente – TEH fosse igualada ao preço médio do leilão de energia de empreendimentos existentes, de 2006, realizado em 2004. Isso corresponderia a atualizar a TEH para R\$ 67,33/MWh, o que representaria um aumento de 59,60% no valor atual da TEH. Para minimizar o impacto tarifário nas concessionárias do sistema isolado e assim preservar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e a modicidade tarifária, foi estabelecido o parcelamento desse aumento em cinco anos, com correção anual pelo IPCA, índice utilizado para a correção dos preços dos leilões de energia. As Tarifas de Energia Hidráulica Equivalente – TEH fixadas são as seguintes:

Vigência A partir de	Tarifa em R\$/MWh	Resolução ANEEL
01.06.2004	37,70	066 de 27.05.2004
01.01.2005	42,19	112 de 24.11.2004
01.01.2006	49,07	170 de 17.10.2005
01.01.2007	55,46	241 de 05.12.2006
01.01.2008	63,14	575 de 04.12.2007
01.01.2009	73,37	746 de 25.11.2008

32.1.2. DA SUB-ROGAÇÃO AO USUFRUTO DA CCC

O § 4º, do art. 11 da Lei nº 9.648/1998, com nova redação dada pelo art. 18 da Lei nº 10.438/2002, regulamentado pela Resolução ANEEL nº 784, de 24.12.2002, assegurou que, obedecido o prazo de vinte anos para a sistemática de rateio de ônus e vantagens da CCC e demais normas regulamentares expedidas pela ANEEL, sub-rogar-se-ão no direito de usufruir da sistemática de rateio do custo de combustíveis, o titular de concessão ou autorização para empreendimentos que venham a ser implantados em sistema elétrico isolado, que substitua a geração termelétrica que utilize derivado de petróleo, ou desloque sua operação para atender ao incremento do mercado. Estão abrangidos por esse dispositivo os empreendimentos para:

- Aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução de energia elétrica mantida as características de pequena central hidrelétrica (art. 26, I, da Lei nº 9.427/1996) em conformidade com o estabelecido na regulamentação pertinente e sistema de transmissão e/ou distribuição associado (art. 11, § 4º, I, da Lei nº 9.648/1998 com nova redação dada pela Lei nº 10.438/2002, e Art. 2º, I, da Resolução Normativa ANEEL nº 146/2005). A característica de uma PCH é seu funcionamento sem grandes represamentos, chamada “a fio d’água”.
- Empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, solar, biomassa ou gás natural e sistema de transmissão e/ou distribuição associado (art. 11, § 4º, I, da Lei nº 9.648/1998 com nova redação dada pela Lei nº 10.438/2002 e Art. 2º, II, da Resolução Normativa ANEEL nº 146/2005).

- Empreendimentos que promovam a redução do dispêndio atual ou futuro da conta de consumo de combustíveis dos sistemas elétricos isolados (art. 11, §4º, II, da Lei nº 9.648/1998 com nova redação dada pela Lei nº 10.438/2002).
- Aproveitamento hidrelétrico com potência maior que 30 (trinta) MW, com concessão já outorgada, a ser implantado inteiramente em sistema elétrico isolado que venha substituir a geração termelétrica que utiliza derivados de petróleo, com sub-rogação limitada a, no máximo, 75% (setenta e cinco por cento) do valor do empreendimento e até que a quantidade de aproveitamento sub-rogado atinja um total de 120 (cento e vinte) MW médios, podendo efetuar a venda da energia gerada para concessionários de serviço público de energia elétrica (art. 11, §4º, III, da Lei nº 9.648/1998, incluído pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003, que limitava a sub-rogação a 50% do valor do empreendimento, com nova redação dada pela Lei nº 10.438/2002).
- Empreendimentos de transmissão e distribuição de energia elétrica (Art. 2º, III, da Resolução Normativa ANEEL nº 146/2005).
- Outros empreendimentos, tais como, sistemas de transporte de gás natural, na proporção de sua utilização para fins de geração de energia elétrica, e projeto de efficientização de central termelétrica ou de troca de combustível, desde que represente redução do dispêndio atual ou futuro da conta de consumo de combustíveis (Art. 2º, IV, da Resolução Normativa ANEEL nº 146/2005).

O direito adquirido à sub-rogação independe das alterações futuras da configuração do sistema isolado, inclusive sua interligação a outros sistemas ou decorrente de implantação de outras fontes de geração, conforme disposto no § 5º do art. 11 da Lei nº 9.648/1998 (incluído pela Lei nº 10.438/2002). A Resolução Normativa ANEEL nº 146/2005, em seu art. 2º, § 2º, veda a cumulatividade do mecanismo de sub-rogação com a redução das tarifas de uso dos Sistemas de transmissão, previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 77/2004,¹ para empreendimentos que vierem a ser licitados.

As condições e os prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC vem sofrendo constantes alterações. Inicialmente foi regulada pela Resolução nº 245/1999, que normatizou o art. 11 da Lei nº 9.648/1998, sendo posteriormente revogada pela Resolução nº 784/2002, que

¹ Com redação dada pela Resolução Normativa nº 157, de 09.05.2005, Resolução Normativa ANEEL nº 166, de 10.10.2005, e Resolução Normativa nº 271, de 03.07.2007

também foi revogada pela Resolução Normativa n° 146, de 14.02.2005, que permanece em vigor com as alterações introduzidas pela Resolução Normativa ANEEL n° 220, de 16.05.2006, e Resolução Normativa n° 308, de 22.04.2008, que deram nova redação aos parágrafos do art. 4º, conforme segue:

“Art. 4º. Os benefícios de que trata esta Resolução serão pagos mensalmente, sendo que o primeiro pagamento ocorrerá no mês subsequente à entrada em operação comercial do empreendimento ou da autorização do benefício, o que ocorrer por último, tendo como referência o valor do investimento auditado e aprovado pela ANEEL.

§ 1º Para empreendimentos de transmissão que vierem a integrar a Rede Básica e empreendimentos de geração que substituam geração térmica existente, o benefício fica limitado a, no máximo, 75% (setenta e cinco por cento) do valor do investimento aprovado pela ANEEL. (RN n° 220/2006).

§ 2º No caso de empreendimentos de transmissão e/ou distribuição que não vierem a integrar a Rede Básica e substituam geração térmica existente, com entrada em operação comercial após a publicação desta Resolução, o benefício corresponderá a 100% (cem por cento) do valor do investimento aprovado pela ANEEL, podendo ser acrescido de um valor complementar. (Parágrafo incluído pela RN n° 220/2006 e alterado pela RN n° 308/2008) .

I. O valor complementar a que se refere este parágrafo será pago durante 48 meses após a desativação da central termelétrica, sendo que cada parcela equivalerá a 10% (dez por cento) da média dos últimos vinte e quatro subsídios pagos pela CCC à central termelétrica substituída, limitado a 15% (quinze por cento) do mencionado valor do investimento. (acrescentado pela RN n° 220/2006).

§ 3º A central termelétrica substituída, de que trata o inciso I do § 2º, que eventualmente venha a ser mantida pelo titular de concessão ou autorização como back up, não mais terá seus custos com consumo de combustível reembolsados pela CCC. (Parágrafo acrescentado pela RN n° 220 de 16.05.2006).

§ 4º Para os demais empreendimentos ou projetos de que trata o inciso IV do art. 2º desta Resolução, o benefício fica limitado a, no máximo, 75% (setenta e cinco por cento) da parcela do investimento que, comprovadamente, tenha promovido a redução do dispêndio da CCC.

§ 5º No caso específico de sistemas de transporte de gás natural, o benefício corresponderá, no máximo, a 75% (setenta e cinco por cento) da parcela do investimento, na proporção da utilização do gás para fins de geração da energia elétrica comercializada de acordo com o previsto no art. 3º desta Resolução.

§ 6º Considera-se como valor do investimento dos empreendimentos, o custo de implantação definido no projeto devidamente aprovado pelo órgão competente, considerados os juros durante a construção (JDC) e desconsiderados eventuais atrasos da respectiva obra.

§ 7º O pagamento do benefício fica limitado a abril de 2022, independente dos valores que tenham sido definidos para os empreendimentos.

§ 8º O titular de autorização ou concessão com direito a usufruir dos benefícios do rateio da sub-rogação da CCC poderá oferecer esse direito creditório em garantia de financiamentos obtidos para a realização do empreendimento sub-rogado, desde que a eventual execução da garantia não comprometa a continuidade do serviço prestado pelo referido empreendimento.

32.1.3. DO VALOR REEMBOLSADO PELA CCC E OS TRIBUTOS NA AQUISIÇÃO DO COMBUSTÍVEL

A Resolução ANEEL nº 350/1999, em seu art. 2º, havia estabelecido que o rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica, abrangeria a totalidade das concessionárias distribuidoras, bem como as autorizadas, por meio da CCC, excluídos quaisquer tributos estaduais e municipais incidentes sobre o valor base do combustível, conforme disposto no art. 25 do Decreto nº 774/1993.

A Eletrobrás, gestora dos recursos da CCC, cumprindo as disposições legais, vinha reembolsando o combustível, excluindo o valor do ICMS destacado na nota fiscal, já que o mesmo não representa um custo, mas sim um crédito fiscal a ser compensado quando da apuração do imposto devido sobre as operações de venda de energia elétrica ao consumidor final.

A Lei nº 10.833, de 29.12.2003, veio permitir que o ICMS incidente sobre a aquisição de combustíveis seja reembolsado ao concessionário distribuidor de energia elétrica, ao incluir um parágrafo no art. 8º da Lei nº 8.631/1993, que trata da CCC dos sistemas isolados, dispondo que o custo do consumo de combustíveis para geração de energia elétrica, nesse sistema, deverá incorporar os seguintes percentuais de todos os encargos e tributos incidentes, devendo o pagamento do rateio ser realizado pelo sistema de quotas mensais, baseadas em previsão anual e ajustadas aos valores reais no próprio exercício de execução:

- a) 100% para o ano de 2004.
- b) 80% para o ano de 2005.
- c) 60% para o ano de 2006.

d) 40% para o ano de 2007.

e) 20% para o ano de 2008.

f) 0 (zero) a partir de 2009.

A aplicação deste dispositivo legal deve ser entendida no sentido de que os encargos e tributos não recuperáveis devem ser incorporados ao custo do combustível a ser reembolsado, obedecendo aos percentuais acima estabelecidos, o que não era permitido pelo art. 25 do Decreto 774/1993, caso contrário esse dispositivo legal é no mínimo absurdo, pois estaria permitindo que um tributo, com recuperação prevista na legislação fiscal, seja reembolsado financeiramente ao concessionário de distribuição de energia elétrica, fazendo com que o concessionário seja duplamente beneficiado, ou seja, o imposto é reembolsado com os recursos financeiros da CCC e, simultaneamente, esse mesmo imposto será recuperável por meio de crédito em sua escrita fiscal, a ser deduzido do ICMS cobrado nas contas de energia elétrica e recolhido ao Estado.

As concessionárias do sistema isolado têm encontrado dificuldades em recuperar seus créditos de ICMS, pois os créditos sobre a aquisição de combustível e energia elétrica são superiores ao total do débito apurado na venda de energia elétrica aos consumidores. Essa questão deve ser resolvida junto ao Estado, que poderá autorizar a transferência desses créditos, e não imputando aos consumidores de energia o ICMS sobre a aquisição do combustível, pois como já dissemos, mesmo recebendo por meio do reembolso da CCC, o concessionário manterá o crédito fiscal. Nesse sentido a ANEEL determinou a devolução desses valores à CCC por meio da Resolução Normativa nº 303, de 26.02.2008.

32.1.4. DA CCC PAGA PELO CONSUMIDOR LIVRE

Conforme já comentado no Capítulo I, no item específico “Consumidores Livres”, o exercício da opção pelo consumidor potencialmente livre, que quer passar a ser livre, não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado, conforme dispõe o § 5º, do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

Assim sendo, o ônus e as vantagens decorrentes da CCC, para atender às necessidades dos Sistemas Interligados e Isolados ou por imposição do interesse nacional, deverão ser rateados entre todos os concessionários e autorizados que comercializem energia elétrica com consumidor final, conforme determina o art. 34 do Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973, estando portanto, incluído nesse caso, o consumidor livre.

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 074, de 15 de julho de 2004, mesmo que tardiamente, veio estabelecer os critérios e procedimentos para que as concessionárias de transmissão que atendam consumidor livre e/ou autoprodutor, com unidade de consumo conectada às respectivas instalações de transmissão integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, passem a ser quotistas da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, bem como da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em atendimento ao art. 13 da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, e ao art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

As concessionárias de transmissão deverão recolher à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, para crédito da CCC e da CDE, as respectivas quotas mensais calculadas em função da energia elétrica consumida por unidades consumidoras conectadas às respectivas instalações de transmissão, observando os critérios estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 074/2004, a serem fixadas em despacho da ANEEL.

É importante ressaltar que a CCC não representa um custo adicional às concessionárias de transmissão, já que as quotas mensais da CCC e da CDE atribuídas às mesmas serão repassadas às unidades consumidoras, mediante encargo tarifário incluído na TUST pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, e informado nos avisos de crédito e de débito enviados, respectivamente, às concessionárias de transmissão e às unidades consumidoras, observando os critérios definidos na Resolução Normativa ANEEL nº 074/2004.

Desde o ano de 2005, para fins de elaboração do Plano Anual de Combustíveis, a ser enviado à ANEEL, até o dia 31 de outubro de cada ano, a ELETROBRÁS vem considerando o montante da energia anual consumida e/ou excedente, relativa aos consumidores livres e/ou autoprodutores, enviados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, até o dia 30 de setembro de cada ano, para a definição do percentual de rateio das quotas da CCC de cada concessionária ou permissionária de distribuição, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 074/2004.

32.2. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi instituída pela Lei nº 10.438, de 26.04.2002, visando o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o

território nacional, e será cobrado por um prazo de 25 anos, e seus recursos serão movimentados pela Eletrobrás.

Os arts. 3º, 13, 17 e 23 da Lei 10.438/2002 foram regulamentados pelo Decreto nº 4.541, de 23.12.2002, que sofreu diversas alterações quando da edição do Decreto nº 5.025, de 30.03.2004 e Decreto nº 5.029, de 31.03.2004. O Decreto nº 4.541/2002, em seu art. 43, § 3º, estabeleceu competência à ANEEL a fiscalização da movimentação da CDE.

Os recursos da CDE são provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP; das multas aplicadas pela ANEEL aos concessionários, permissionários e autorizados; e das quotas anuais fixadas pela ANEEL, a serem pagas por todos os agentes que comercializam energia com o consumidor final.

Os recursos a título de Uso de Bem Público e multas aplicadas pela ANEEL passaram a ser gerados dos pagamentos ocorridos a partir de 29 de abril de 2002, conforme disposto no § 1º, do art. 28 do Decreto nº 4.541/2002. Já os recursos decorrentes das quotas anuais, a serem pagas por todos os agentes que comercializam energia com o consumidor final, passaram a ser cobradas em 01.01.2003, conforme disposto no § 2º, do art. 28 do Decreto nº 4.541/2002.

Os recursos a título de Uso de Bem Público e multas aplicadas pela ANEEL, estabelecidos nos incisos I e II, do art. 28 do Decreto nº 4.541/2002, devem ser aplicados, prioritariamente, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, de acordo com a regulamentação da ANEEL.

Ressaltamos que os contribuintes das quotas anuais para a formação dos recursos da CDE são os mesmos da CCC, ou seja, todos os concessionários, autorizados, permissionários, inclusive produtores independentes que comercializam energia diretamente ao consumidor final, já que vários geradores atendem grandes industriais.

Inicialmente, os valores das quotas anuais foram apurados com base nos valores estipulados para a CCC – Conta de Consumo de Combustíveis – dos Sistemas Elétricos Interligados para o ano de 2001, transformados em R\$/MWh para cada agente e aplicado sobre o mercado de venda de energia elétrica de 2002. Essas quotas são reajustadas anualmente de modo a manter a mesma participação percentual global em relação à Receita Nacional de Fornecimento aos Consumidores Finais dos Sistemas Elétricos Interligados, observada em 2001, considerando inclusive a receita decorrente da recomposição tarifária extraordinária prevista no art. 4º da Lei nº 10.438/2002, não devendo acarretar dessa forma, nenhum aumento tarifário, em obediência ao § 3º, do art. 13 da Lei nº 10.438/2002.

Durante os anos de 2003, 2004 e 2005, as quotas da sistemática de rateio de ônus e vantagens face ao consumo de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica pelas usinas termelétricas situadas nas regiões atendidas pelo sistema elétrico interligado, denominado CCC – Conta de Consumo de Combustíveis, foram deduzidas das quotas a serem recolhidas a título da CDE, nos termos do art.11 da Lei nº 9.648/1998, alterada pela Lei nº 10.438/2002.

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 074, de 15 de julho de 2004, estabeleceu os critérios e procedimentos para que as concessionárias de transmissão que atendam consumidor livre e/ou autoprodutor, com unidade de consumo conectada às respectivas instalações de transmissão integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, passem a ser quotistas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, em atendimento ao art. 13 da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, e ao art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

Dessa forma, as concessionárias de transmissão passaram a recolher à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, para crédito da CDE e da CCC, as respectivas quotas mensais calculadas conforme o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 074/2004, e fixadas em despacho da ANEEL.

A cobrança desses encargos atribuídos aos consumidores livres e autoprodutores por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, se deve ao fato dos contratos de Uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição (CUST/CUSD) serem regulados, e de forma a cumprir o disposto no § 1º, do art. 1º do Decreto nº 4.562, de 31.12.2002, no qual estabeleceu que na tarifa dos contratos de conexão e de uso do sistemas de transmissão ou distribuição, seriam considerados os encargos setoriais do segmento de consumo. Mas foi o § 1º, do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com a nova redação dada pela Lei nº 10.848/2004, que estabeleceu textualmente a cobrança da CDE, relativa aos agentes que comercializam energia com consumidor final, nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, a partir da data de publicação da Lei nº 10.848/2004, ou seja, a partir de 16 de março de 2004.

De acordo com a redação original do Decreto nº 4.541/2002, os recursos da CDE, decorrentes dos pagamentos das quotas, e os eventuais saldos de recursos da UBP e das multas, não aplicados no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, foram utilizados para:

- Cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos que utilizem apenas carvão mineral nacional, em operação até 06 de fevereiro de 1998, e de usinas termelétricas situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, cujas concessões ou autoriza-

ções estavam em vigor em 27 de maio de 1998, data da publicação da Lei nº 9.648, ou se extintas, foram objeto de nova outorga.

- Cobertura do custo das instalações de transporte de gás natural a serem implantados para os Estados onde, até o final de 2002, não exista o fornecimento de gás natural canalizado, observadas as limitações estabelecidas no art. 13 da Lei nº 10.438/2002.
- Pagamentos ao agente produtor de energia elétrica a partir de fontes eólica, térmicas a gás natural, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, cujos empreendimentos entrem em operação a partir de 26 de abril de 2002, da diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor econômico correspondente à energia competitiva, quando a compra e venda se fizer com consumidor final.
- Para pagamento do “crédito complementar” ao produtor de energia alternativa, calculado pela diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, a ser definido pelo Poder Executivo, mas tendo como piso 80% (oitenta por cento) da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final, e o valor recebido da Eletrobras.
- Até 15% (quinze por cento) do montante da CDE, para pagamento da diferença entre o valor econômico correspondente à geração termelétrica a carvão mineral nacional que utilize tecnologia limpa, de instalações que entrem em operação a partir de 2003, e o valor econômico correspondente a energia competitiva.

A ANEEL havia regulamentado essa matéria por meio da Resolução nº 42, de 31.01.2003, estabelecendo que a inadimplência no recolhimento em favor da CDE implicaria na aplicação de multa de 2% e juros de mora de 1% ao mês, “pro-rata-tempore”, sobre o valor total não recolhido. Ressalte-se que o pagamento da CDE seria efetuado em doze parcelas mensais, a crédito da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, na conta corrente específica ELETROBRÁS – CDE.

Já com a nova redação dada aos arts. 33 e 34 do Decreto nº 4.541/2002, pelo Decreto nº 5.029, de 31.03.2004, os recursos da CDE, decorrentes dos pagamentos das quotas, e os eventuais saldos de recursos da UBP e das multas, não aplicados no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, passaram a ser utilizados para:

- Cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos que utilizem apenas carvão mineral nacional, em operação até 06 de fevereiro de 1998, exclusivamente para usinas termelétricas a carvão mineral

nacional, situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, que participam da otimização dos referidos sistemas e que mantiveram, a partir de 1º de janeiro de 2004, a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos vigentes em 29 de abril de 2002.

■ Para cobertura dos custos, de combustíveis primário e secundário de usinas termelétricas a carvão mineral nacional, enquadradas no § 2º, do art. 11 da Lei nº 9.648, de 1998, ou seja, situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, que tenham sido incluídas, em caráter excepcional pelo Poder Executivo, na sistemática de rateio de ônus e vantagens da CCC, sob os mesmos critérios de prazo e redução fixados na legislação, a vigorar a partir da sua entrada em operação, desde que as respectivas concessões ou autorizações estivessem em vigor em 28 de maio de 1998, ou, se extintas, viessem a ser objeto de nova outorga. Essas usinas têm a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada por meio de contratos vigentes na ocasião do início da sua operação comercial.

■ Para cobertura da diferença entre os custos anuais decorrentes das instalações de transporte de gás natural para os Estados onde, até o final de 2002, não exista o fornecimento de gás natural canalizado e as parcelas que decorrerem da cobrança de tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica de que trata o art. 45 do Decreto nº 4.541/2002.

■ Para pagamento da diferença entre o valor econômico correspondente à energia disponibilizada para o sistema por meio da tecnologia de cada fonte e o valor econômico correspondente a energia competitiva, ao agente produtor de energia elétrica a partir de fontes eólicas, térmicas a gás natural, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, cujos empreendimentos entraram em operação a partir de 29 de abril de 2002, e que a compra e venda se fizer com consumidor final.

■ Para pagamento do crédito complementar calculado pela diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor pago pela ELETROBRÁS, quando da implantação da segunda etapa do PROINFA.

■ Para pagamento da diferença entre o valor econômico correspondente à energia disponibilizada para o sistema de geração termelétrica a carvão mineral nacional que utilize tecnologia limpa, de instalações que entraram em operação a partir de 2003, e o valor econômico correspondente à energia competitiva.

A cobertura do custo de combustível, observado o disposto nos art. 33 e 36 do Decreto 4.541/2002, com nova redação dada pelo Decreto nº 5.029/2004, será efeti-

vada ao gerador mediante o reembolso de percentual de até cem por cento da despesa decorrente da otimização do sistema interligado, observado os contratos de compra mínima de combustíveis, conforme definição por parte da ANEEL, que poderá ajustar este percentual, de modo que se preserve o atual nível de produção da indústria de carvão e segundo critérios que considerem a rentabilidade do gerador compatível com os riscos minorados que decorrerem da Lei nº 10.438/2002. Os procedimentos para reembolso a partir de 01.01.2005, foram estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 129, de 20.12.2004.

32.3. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR

No Brasil, por força das disposições legais, o regime de concessão prevê que, findo o prazo de concessão, reverte para a União ou para o Estado, conforme for o domínio a que estiver sujeito o curso d'água, toda a propriedade do concessionário em função de seu serviço de eletricidade. Nos contratos de concessão estão estipuladas as condições de reversão, que poderão ser com ou sem indenização. Os contratos de concessões até então assinados estabelecem a indenização quando da reversão da propriedade.

O Decreto nº 41.019/1957, que regulamentou o Código de Águas, estabeleceu no seu art. 170, que a quota global anual de reversão seria calculada pela aplicação de uma percentagem anual sobre o montante dos bens reversíveis, deduzido das contribuições do consumidor e da União.

A porcentagem referida deveria ser fixada pela fiscalização, para cada empresa, em função do prazo da concessão e exploração do serviço. Enquanto não fosse fixada, vigoraria a taxa de 3% ao ano, calculada sobre o investimento.

Essa taxa foi alterada para 5%, pela Lei nº 5.655, de 20.05.1971. Essa mesma lei definiu que os recursos seriam movimentados pela Eletrobrás, para os casos de reversão, de encampação de serviços públicos de energia elétrica, ou em empréstimos a concessionários para a expansão dos respectivos serviços.

Com a Lei nº 8.631/1993, a quota anual passou a ser fixada pelo poder concedente, correspondendo ao produto de até 3% incidente sobre o saldo "pro-rata-tempore" do ativo imobilizado em serviço de cada exercício. Nesse saldo não se computa o ativo intangível, mas se deduz a depreciação acumulada, as doações e subvenções para investimentos e as obrigações especiais (reversão, amortização, contribuição do consumidor e participação da União).

Na regulamentação desta lei, por meio do Decreto nº 774, de 18.03.1993, ficou estabelecido no seu art. 27 que a quota anual seria o correspondente ao produto de 1,5%, até 30 de setembro de 1993, e em 3%, a partir de 1º de outubro de 1993, observado o limite de 12% da receita anual do concessionário.

Já o Decreto nº 1.771, de 03.01.1996, que alterou o art. 27 do Decreto nº 774/1993, fixou a RGR em 2,5%, do ativo imobilizado em serviço, com os ajustes previstos em lei, observado, o limite de 3% da sua receita anual, a ser paga em doze parcelas mensais, recolhida no dia quinze do mês seguinte ao de competência.

Finalmente o Inciso I, do § 2º, do art. 13 da Lei nº 9.427 de 26.12.1996, confirmou os percentuais e limites estabelecidos no Decreto nº 1.771/1996.

Apesar de a legislação estabelecer como limite a receita anual, sem prever nenhuma dedução, a ANEEL, por meio da Resolução nº 023, de 05.02.1999, em seu art. 2º, definiu as contas contábeis representativas das receitas a serem consideradas e a respectiva exclusão do ICMS porventura incluído nas respectivas receitas quando for o caso, conforme segue:

- 611.0x.x.x.01 – Fornecimento.
- 611.0x.x.x.02 – Suprimento (exceto Itaipu).
- 611.0x.x.x.03 – Receita de Uso da Rede Elétrica.
- 611.0x.3.9.16 – Serviço Taxado.

Em nosso entendimento deveria ser excluído não só o ICMS, mas também todos os tributos e encargos setoriais incluídos na tarifa e que são repassados a terceiros, tais como a própria RGR, CDE, PIS/Pasep e Cofins, P&D, PEE etc., por não se caracterizarem receita da concessionária. Assim, entendemos que o mais justo para o consumidor seria uma alteração na legislação, estabelecendo como limite 3% da Receita Operacional Líquida – ROL – apurada nos termos do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

A ANEEL, por meio de Resolução, estabelecia um valor estimado para a RGR a ser recolhida no ano seguinte, considerando, para tanto, a Prestação Anual de Contas – PAC, do ano anterior, já aprovada, ou seja, para fixar a RGR a ser recolhida em 1999, utilizava-se das informações do ativo imobilizado em serviço da PAC do ano de 1997, que foi aprovada no ano de 1998.

Atualmente, com base na Resolução nº 23/1999, o valor da RGR está sendo estimado tomando por base de cálculo as informações projetadas no Programa de Melhoria da Eficiência – PMEF, e na falta deste, por meio de informações prestadas pelas concessionárias e permissionárias, para cada exercício. É importante ressaltar que apesar do cálculo da RGR ser anual, a data de início de pagamento pelo concessionário está concatenado com a data de seu reajuste ou revisão tarifária.

Quando da Prestação Anual de Contas correspondente ao encerramento de cada exercício, será apurada a diferença entre o valor da quota anual fixada com base no PMEF e aquela calculada com base nos investimentos e receitas efetivamente

verificadas na PAC. Essa diferença apurada será considerada para se efetuar os ajustes nos valores das quotas anuais da RGR, compensando-se o acréscimo ou redução nos valores mensais vincendos.

Em virtude do disposto no inciso II, art. 13 da Lei nº 9.427, de 26.12.1996, no mínimo 50% dos recursos arrecadados com a RGR deverão ser destinados para aplicação em investimentos no setor elétrico das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, sendo a metade desses 50% aplicados em programas de eletrificação rural, conservação em uso racional de energia e atendimento de comunidade de baixa renda.

Conforme disposto no art. 8.º da Lei nº 9.648/1998, a quota anual da RGR ficaria extinta ao final do exercício de 2002, mas a Lei nº 10.438/2002 deu nova redação a esse artigo, estabelecendo sua extinção ao final do exercício de 2010 com o conseqüente reflexo na tarifa. Com a extinção da RGR, ficará uma incógnita sobre como se processará a indenização. Acreditamos que o poder concedente licitará as concessões, permissões e autorizações, e, com o produto dessa licitação, indenizará as empresas.

32.4. TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA – TFSEE

Instituída pela Lei nº 9.427/1996 e regulamentada pelo Decreto nº 2.410/1997, a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica é uma receita destinada à ANEEL, a ser cobrada de todos os concessionários, permissionários ou autorizados, incluído os produtores independentes e os autoprodutores, e representa 0,5% (cinco décimos por cento) do valor do benefício econômico anual auferido.

Entende-se por benefício econômico, o valor econômico agregado pelo concessionário, permissionário ou autorizado, na exploração de serviços e instalações de energia elétrica.

Para apuração do benefício econômico, deve-se aplicar as fórmulas estabelecidas no Decreto 2.410/1997.

O benefício econômico em cada atividade está assim definido:

a) Para empresas distribuidoras que distribuem, compram e vendem energia elétrica

$$BE = \left[\frac{Ed}{FC \times 8,76} \right] \times \left[\frac{(Pad - Dac - Dat)}{(Dp + Dc)} \right]$$

onde:

- BE = Benefício econômico em R\$.
- Ed = Energia anual faturada no serviço de distribuição expressa em MWh.
- FC = Fator de carga médio anual das instalações de distribuição, apurado na forma regulamentar estabelecida pela ANEEL.
- Pad = Produto anual da exploração do serviço de Distribuição, incluindo a receita decorrente do acesso ao sistema de distribuição, expresso em R\$.
- Dae = Valor anual da despesa com energia comprada para revenda, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R\$.
- Dat = Valor Anual da despesa de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R\$.
- 65 Dp = Valor Médio mensal da parcela da potência gerada pela concessionário ou permissionário de serviço de distribuição, alocada ao serviço durante o ano-base para o cálculo, expresso em kW.
- Dc = Valor Médio mensal da parcela da potência associada à energia elétrica comprada para revenda durante o ano base para o cálculo, alocada ao serviço de distribuição, expresso em kW.

A ANEEL tem calculado o benefício pela diferença encontrada entre o somatório da receita de fornecimento e suprimento de energia elétrica, líquida de ICMS, PIS/Pasep e Cofins, menos a energia elétrica comprada. Entendemos que, a exemplo dos nossos comentários sobre o limite da RGR, se faz necessário alterar a legislação, pois a receita a ser considerada para o cálculo do benefício econômico deveria ser a Receita Operacional Líquida – ROL, apurada nos termos do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, pois com certeza, os encargos setoriais que compõem a receita da concessionária não podem ser entendidos como “Benefício Econômico”, pois são integralmente repassados a terceiros.

Conforme o disposto no art. 7º da Portaria Interministerial nº 25, de 24.01.2002, os itens de custo da “Parcela A”, previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, passaram a ter sua data de alteração de valores concatenada com a da data de reajuste tarifário anual, e nesse contexto está incluída a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.

b) Para empresas geradoras

É o resultado da valoração da potência nominal instalada, representada pela média dos doze meses do ano multiplicado por um valor calculado e fixado pela ANEEL. Esse valor fixado pela ANEEL, estabelecido na fórmula, corresponde ao “produto anual da exploração” diminuído da “despesa anual da energia com-

prada” e do valor anual da “despesa de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição”. Esse resultado seria dividido pelo valor médio mensal da demanda de potência faturada no fluxo comercial da geração, correspondente à energia própria gerada, expresso em kW.

Fórmula:

$$BE = P \times \left[\frac{(Pag - Dec - Dat)}{(Dpg)} \right]$$

onde:

- BE = Benefício econômico em R\$.
- P = Somatório mensal das potências nominais instaladas para a atividade de geração, dividido por doze, expresso em kW.
- Pag = Produto anual da exploração, expresso em R\$.
- Dec = Valor anual da despesa com energia elétrica comprada para revenda, alocada ao fluxo comercial da geração, expresso em R\$.
- Dat = Valor anual da despesa de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, expresso em R\$.
- Dpg = Valor médio mensal da demanda de potência faturada no fluxo comercial da geração, correspondente à energia própria gerada, expresso em kW.

Os valores fixados, pela ANEEL, a vigorar em cada ano são os seguintes:

Ano	Valor em R\$/kWh	Despacho nº
2003	244,14	852 de 26.12.2002
2004	284,81	1005 de 24.12.2003
2005	306,23	1098 de 28.12.2004
2006	331,33	2268 de 29.12.2005
2007	289,22	141 de 24.01.2007
2008	303,78	3731 de 27.12.2007
2009	335,42	4778 de 23.12.2008

No caso de exploração da geração para uso exclusivo, ou para venda a consumidores livres ou consumidores integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça valor oriundo de processo de cogeração (incisos II e III, do art. 12 da Lei nº 9.074/1995), o benefício econômi-

co será calculado com base em valores estipulados por tipo de central geradora, e, anualmente, publicados pelo Órgão Regulador.

c) Para empresas transmissoras

É o resultado do valor médio da capacidade máxima de transporte do sistema de transmissão, expresso em kW, pelo valor encontrado na divisão do “produto anual da exploração do serviço de transmissão”, expresso em R\$ (receita autorizada), pelo “valor médio mensal da capacidade de transporte do sistema de transmissão, expresso em kW”.

$$BE = P \times \left(\frac{Pa \ t}{D \ t} \right)$$

onde:

BE = Benefício econômico em R\$.

P = Valor médio da capacidade máxima de transporte do sistema de transmissão, em kW.

Pa t = Produto anual da exploração do serviço de transmissão, expresso em R\$.

D t = Valor médio mensal da capacidade de transporte do sistema de transmissão, expresso em kW.

Deve-se observar que as instalações de transmissão havidas como integrantes das concessões de geração ou de distribuição serão consideradas no cálculo da TFSEE correspondente às concessões, autorizações ou permissões de geração ou de distribuição às quais se vinculem.

Para as concessionárias que pagaram a RGR até o ano 2002, essa taxa não representou custo adicional, pois seu valor foi deduzido da RGR que vinha sendo paga.

32.5. COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA UTILIZAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS E ROYALTIES DE ITAIPU

32.5.1. COMPENSAÇÃO FINANCEIRA

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos corresponde a um ressarcimento pela ocupação da área na qual foi instalada uma usina hidrelétrica, bem como do pagamento pelo uso do recurso hídrico pela mesma, para fins de geração de energia elétrica. O § 1º, do art. 20 da Constituição Federal de 1988,

assegurou, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica ou compensação financeira por essa exploração.

A Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, instituiu a compensação financeira pelo resultado da exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, definindo que a mesma deveria ser calculada à razão de 6% sobre o valor da energia produzida, a ser paga pelos concessionários de serviço de energia elétrica, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, em cujos territórios se localizem instalações destinadas à geração de energia elétrica, ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios.

A Lei nº 7.990/89 fixou, ainda, alguns princípios a serem observados na aplicação da compensação financeira. São eles:

- O valor da compensação financeira corresponderá a um fator percentual do valor da energia constante na fatura, excluídos os tributos e empréstimos compulsórios.
- Compete ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, hoje ANEEL, fixar, mensalmente, com base nas tarifas de suprimento vigentes, uma tarifa atualizada de referência, para efeito de aplicação das compensações financeiras, de maneira uniforme e equalizada, sobre toda hidroeletricidade produzida no País.
- Quando o aproveitamento do potencial hidráulico atingir mais de um Estado ou Município, a distribuição dos percentuais referidos na Lei nº 7.990/89 será feita proporcionalmente, levando-se em consideração as áreas inundadas e outros parâmetros de interesse público regional ou local.

A Lei nº 8.001/90 determinou que nas usinas hidrelétricas beneficiadas por reservatórios de montante,² o acréscimo de energia, por eles propiciados, será considerado como geração associada a estes reservatórios regularizadores, competindo à ANEEL efetuar a avaliação correspondente para determinar a proporção da compensação financeira devida aos Estados, Distrito Federal e Municípios afetados por esses reservatórios.

Esse encargo é pago pelas geradoras de energia elétrica hidráulica, estando isenta do pagamento as usinas hidrelétricas denominadas de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, que até 1998, eram caracterizadas pela capacidade nominal menor ou

² Montante: Para o lado (direção) da nascente (de um rio). Novo Dicionário Aurélio da Língua Portuguesa Ed. Nova Fronteira.

igual a 10.000 kW (10MW), conforme definido na Lei nº 9.427/1996, sendo que este limite passou para 30.000 kW (30MW), conforme Lei nº 9.648/1998). Está isento também o autoprodutor até o limite do seu consumo. No entanto, quando parte de sua energia gerada exceder o consumo próprio e for comercializada de acordo com autorização da ANEEL, será devido a compensação financeira, proporcional à parcela vendida. Outra situação em que o autoprodutor pagará a compensação financeira ocorrerá quando a Unidade Consumidora estiver localizada em Unidade da Federação diferente daquela onde estiver localizada a usina hidrelétrica, sendo que neste caso, o valor a ser pago pelo autoprodutor será calculado tomando por base toda a sua energia gerada.

Portanto, o concessionário de serviço público de distribuição de energia elétrica só pagará esse encargo se o mesmo não estiver sujeito à desverticalização societária, na qual a atividade de geração é segregada da atividade de distribuição.

A compensação financeira, conforme acima citado, correspondia, inicialmente, a 6,00% (seis por cento) do resultado obtido pela quantidade da geração hidráulica da usina em MWh multiplicado pela TAR – Tarifa Atualizada Referencial fixada pela ANEEL. Esse percentual foi alterado por meio da Lei 9.984, de 17.07.2000, para 6,75%. A fórmula para o cálculo da compensação financeira é:

$$CF = GH \times TAR \times PERC$$

onde:

CF = Valor da compensação financeira mensal a ser paga.

GH = Energia gerada por uma central hidrelétrica em um determinado mês.

TAR = Valor da Tarifa Atualizada de Referência no mês determinado.

PERC = Percentual correspondente à Compensação Financeira, estabelecido em lei.

A Tarifa Atualizada de Referência – TAR – tem por objetivo a valoração da energia produzida no País de maneira uniforme e equalizada, e teria como base as tarifas de suprimento. Mas, com a reestruturação institucional do setor elétrico, foram segmentadas as atividades de geração e transmissão de energia elétrica que antes compunham as tarifas de suprimento. Assim, a TAR passou a ser estabelecida com base no valor médio da energia hidrelétrica adquirida pelas concessionárias de serviço público de distribuição, destinada ao atendimento de seus consumidores cativos. Para o cálculo desse valor médio, foi considerada apenas a parcela de demanda de energia, constante dos valores contratuais, referenciada ao barramento da central hidrelétrica, excluindo-se as parcelas correspondentes aos encargos de transmissão e distribuição, bem como os encargos setoriais vinculados à atividade de geração, tributos e empréstimos compulsórios.

A distribuição dos recursos arrecadados a título de Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos, correspondente a parcela dos 6%, até o advento da Lei 9.984, de 17.07.2000, era:

- 45,0% aos Estados e ao DF.
- 45,0% aos Municípios.
- 8,0% ANEEL.
- 2,0% ao MCT.

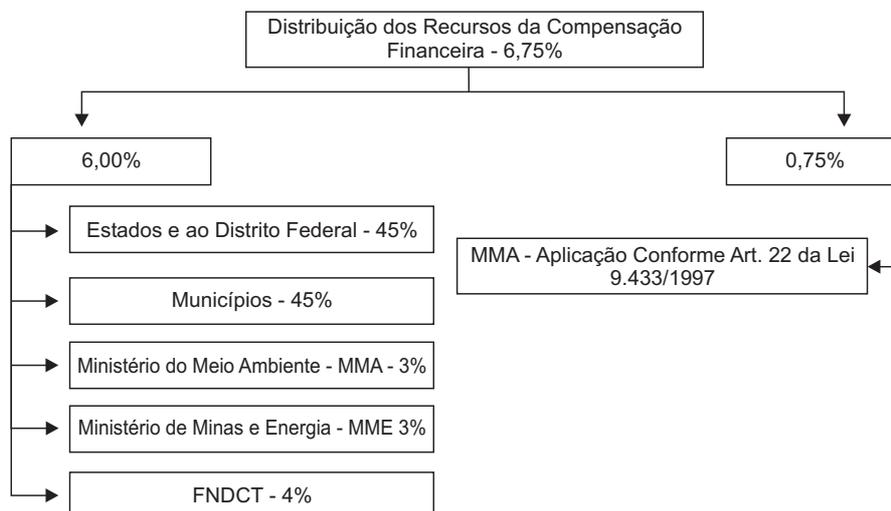
Após a promulgação dessa lei, a distribuição desse recurso foi alterada pelo seu art. 29, passando a ter a seguinte destinação com referência à parcela dos 6%, já que a parcela correspondente aos 0,75%, nos termos do art. 28 da Lei nº 9.984/2000, que alterou o art. 17 da Lei nº 9.648/1998, é destinada ao Ministério do Meio Ambiente, para que seja aplicado na implementação da política nacional de recursos hídricos e do sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos, nos termos do art. 22 da Lei nº 9.433, de 08.01.1997:

- 45,0% aos Estados e ao DF.
- 45,0% aos Municípios.
- 4,4% ao Ministério do Meio Ambiente – M.M.A.
- 3,6% ao Ministério de Minas e Energia – M.M.E.
- 2,0% ao Ministério da Ciência e Tecnologia – M.C.T.

Logo em seguida, sete dias depois, foi promulgada a Lei nº 9.993, de 24.07.2000, alterando novamente a destinação da parcela de 6%, mas citando equivocadamente, o art. 1º da Lei nº 8.001/1990, alterado pelo art. 54 da Lei nº 9.433/1997, não levando em consideração a alteração feita no mesmo mês pela Lei nº 9.984/2000. Assim, a nova distribuição passou a ser:

- 45,0% aos Estados e ao DF.
- 45,0% aos Municípios.
- 3,0% ao Ministério do Meio Ambiente – M.M.A.
- 3,0% ao Ministério de Minas e Energia – M.M.E.
- 4,0% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT.

Abaixo apresentamos de forma gráfica, a distribuição dos 6,75% pagos pelos geradores hídricos a título de Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos:



O recolhimento da compensação financeira será efetuado junto ao Banco do Brasil, em até cinquenta dias subsequentes ao mês da geração, conforme disposto no art. 2º da Resolução ANEEL nº 067/2001, e o atraso no seu recolhimento implicará na multa de 5% e juros de mora de 1% ao mês.

32.5.2. ROYALTIES DE ITAIPU

No caso da Usina Hidrelétrica de Itaipu são cobrados *royalties*, conforme estabelecido no Tratado de Itaipu, assinado entre o Brasil e Paraguai em 26 de abril de 1973, cujos beneficiários e distribuição equivalem às diretrizes da Compensação Financeira.

Os *royalties* recolhidos pela Itaipu Binacional, da mesma forma que a Compensação Financeira, são calculados em função da energia mensal gerada pela usina. Esse total, no entanto, não é multiplicado pela TAR, e sim por um valor, em dólar, definido e atualizado conforme disposto no Tratado de Itaipu. Atualmente, esse valor corresponde a US\$ 650/GWh, sendo destinada metade ao Brasil e a outra metade ao Paraguai.

A distribuição dos *royalties* de Itaipu tem regra equivalente a da Compensação Financeira. No entanto, da parcela de 90% dedicada aos Estados (45%) e Muni-

cípios (45%), conforme disposição legal foi estabelecido que 85% são destinados aos Estados e Municípios diretamente atingidos pelo reservatório da usina de Itaipu. Os 15% restantes são distribuídos aos Estados e Municípios afetados por reservatórios a montante da usina de Itaipu, que contribuem para o aumento da energia nela produzida. O cálculo segue a seguinte fórmula:

$$Royalties = EG \times US\$ 650^3 \times \text{Taxa de Cambio} \times K$$

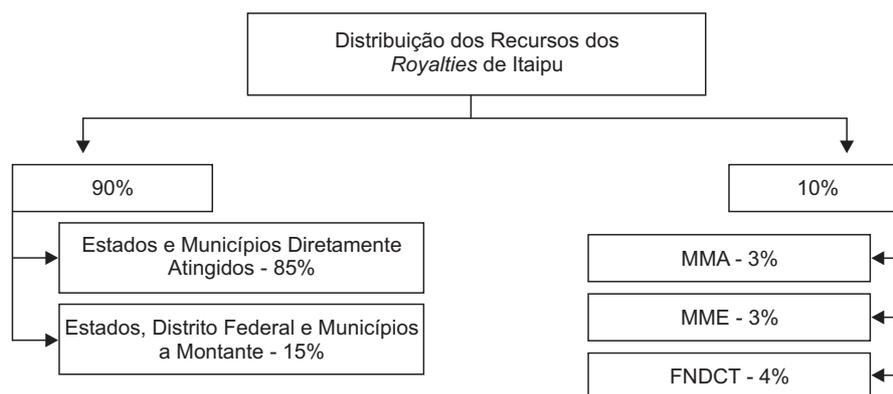
onde:

EG = Quantidade de energia gerada em GWh.

Taxa de câmbio = Taxa no dia do pagamento.

K = Fator de atualização, atualmente igual a 4 (desde 1992⁴).

A seguir, apresentamos de forma gráfica, a distribuição dos recursos pagos pela Itaipu Binacional a título de *Royalties*:



32.6. INVESTIMENTO EM PESQUISA E DESENVOLVIMENTO – P&D E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Inicialmente, os Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e em Eficiência Energética estavam previstos nos contratos de concessão de serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como nas autoriza-

³ Estabelecido no Tratado Internacional de Itaipu.

⁴ ANEEL – Cadernos Temáticos nº 2 - 2007.

ções para geração de energia elétrica em regime de produção independente. Com a edição da Lei nº 9.991, de 24.07.2000, passou a ser uma exigência legal, tendo inclusive, sido estabelecido que o montante apurado pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, nos percentuais previsto na lei, seria deduzido daquele destinado aos programas de conservação e combate ao desperdício de energia, bem como de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico, estabelecidos nos contratos celebrados até a data de publicação da lei.

A obrigatoriedade da aplicação em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética, estabelecida na Lei nº 9.991/2000, com nova redação dada pela Lei nº 10.438, de 26.04.2002, abrange as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição e transmissão de energia elétrica, as concessionárias de geração e empresas autorizadas em regime de produção independente de energia elétrica, excluindo-se, por isenção, as empresas que gerem energia elétrica exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada.

De acordo com a lei, as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica estão obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% de sua receita operacional líquida em programas de eficiência energética. Esse percentual para programas de eficiência energética poderá ser ampliado, face à situação específica estabelecida nos incisos III e IV, do art. 1º da Lei nº 9.991/2000 (concessionárias e permissionárias cuja energia vendida seja inferior a 1.000 GWh). Até o ano de 2005, esses percentuais mínimos para pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, foram de 0,50%, conforme disposto no inciso I, do art. 1º da Lei nº 9.991/2000.

Para as concessionárias de geração e empresas autorizadas em regime de produção independente de energia elétrica ficou estabelecido o mínimo de 1% de sua receita operacional líquida, mas respeitando, até 31 de dezembro de 2005, os percentuais constantes do contrato de concessão ou da autorização. Para os contratos e autorizações que não contemplem a obrigatoriedade de aplicação em pesquisa e desenvolvimento tecnológico, a obrigatoriedade de investimento vigorará a partir de 1º de janeiro de 2006.

Já as concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o mínimo de 1% de sua receita operacional líquida, mas para aquelas cujos contratos de concessão já foram assinados, a obrigatoriedade passará a vigorar a partir da data da publicação da lei, e para

aqueles que ainda não assinaram, a vigência será a partir da data da assinatura do contrato de concessão.

A Lei nº 9.991 foi regulamentada pelo Decreto nº 3.867, de 16.07.2001, no qual se estabeleceu o que se entende por atividade de pesquisa científica e desenvolvimento tecnológico, bem como as formas de aplicação, a competência para o reconhecimento das instituições de ensino, e as atribuições do Comitê Gestor e outros.

A ANEEL, conforme disposto na legislação, regulamentou os critérios para o cálculo e aplicação dos recursos destinados à Pesquisa e Desenvolvimento, bem como em Eficiência Energética, por meio da Resolução nº 185, de 21.05.2001, que vigorou até 31.12.2006, quando foi revogada pela Resolução Normativa nº 233, de 24.10.2006, com vigência a partir de 01.01.2007, que estabeleceu novos critérios e procedimentos para o cálculo, a aplicação e o recolhimento dos recursos estabelecidos na Lei nº 9.991/2000.

No que se refere à aplicação dos recursos em Eficiência Energética, a Resolução nº 185/2001, foi alterada pela Resolução nº 492, de 03.09.2002, que vigorou até novembro de 2005, tendo a mesma aprovado em seu art. 8º o Manual do Programa de Eficiência Energética, no qual definiu o formato e a metodologia de avaliação técnico-econômica para viabilidade dos respectivos projetos. A Resolução nº 492/2002 teve seu art. 9º, que tratava do prazo de entrega dos programas no ano de 2002, alterado pelas Resoluções nºs 644 e 347, de 25.11.2002 e 29.09.2004, respectivamente. Ainda com referência à aplicação dos recursos em Eficiência Energética, a ANEEL editou a Resolução nº 176, de 28.11.2005, com vigência a partir de dezembro de 2005, que revogou a Resolução nº 492/2002, tendo estabelecido novos critérios para aplicação de recursos em Programas de Eficiência Energética.

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 219, de 11.04.2006, aprovou o Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, que entrou em vigor no dia 09.05.2006, bem como alterou o art. 1º da Resolução 185/2001, que tratava da obtenção da Receita Operacional Líquida a ser utilizada como base de cálculo desses encargos.

Dessa forma, temos uma base de cálculo que é a Receita Operacional Líquida, estabelecida pela Resolução ANEEL nº 185/2001, aplicada até abril de 2006, que sofreu aperfeiçoamento com a Resolução Normativa nº 219/2006, que vigorou até 31.12.2006. A partir de janeiro de 2007, com a vigência da Resolução Normativa nº 233/2006, a base de cálculo foi novamente aperfeiçoada, face às alterações procedidas no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, que passou a considerar somente as receitas decorrentes da atividade delegada. Dessa forma a base de cálculo passou a ser apurada da seguinte forma:

Receita operacional

- Fornecimento de energia elétrica.
- Suprimento de energia elétrica.
- Disponibilização do sistema de transmissão/distribuição.
- Outras receitas e rendas – operacionais (exceto: arrendamento e aluguéis; doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido; ganhos na alienação de materiais; e outras receitas, por não serem originárias da atividade delegada pelo poder concedente.)

Deduções da receita operacional

- ICMS.
- PIS/Pasep.
- Cofins.
- ISS.
- Quota para RGR.
- Quota de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC.
- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.
- Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética.
- Proinfa (TUSD/TUST).⁵

Receita operacional líquida (= Base de cálculo)

Considerando que o cálculo e o reconhecimento contábil das obrigações com os Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e de Eficiência Energética é mensal, e que seus valores são dedutíveis de sua própria base de cálculo, as empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas, deverão utilizar a seguinte fórmula, estabelecida no Ofício Circular nº 175/2007-SFF/ANEEL, de 29.01.2007:

$$ROLFINAL = \frac{ROLINTERMEDIÁRIA}{1,0101}$$

⁵ Cobradas pelas concessionárias de distribuição e transmissão junto aos consumidores livres.

onde:

ROLfinal = ROL obtida após a dedução das despesas com P&D, por meio da utilização da fórmula acima.

ROLintermediária = ROL apurada, conforme o caso, nos termos das Resoluções Normativas n.ºs 219/2006 ou 233/2006, observada a vigência dessas normas, antes da dedução das despesas com P&D do próprio mês.

O valor decorrente da aplicação do percentual global de 1% (0,75% – P&D e 0,25% – PEE), estabelecido na Lei n.º 9.991/2000, sobre a base de cálculo (Receita Operacional Líquida – ROL), acima demonstrada, deverá ter a seguinte destinação:

- Programa de Eficiência Energética: 50% até 31.12.2005 e 25% a partir de 01.01.2006, a serem aplicados de acordo com regulamentação da ANEEL, estabelecida pelas Resoluções Normativas n.ºs 185/2001, 492/2002, 176/2005, e 233/2006, observada a vigência de cada uma delas.
- Programa de Pesquisa e Desenvolvimento: corresponderá a 50% até 31.12.2005 e 75% a partir de 01.01.2006, do valor apurado, cujos recursos terão a seguinte destinação, conforme previsto no art. 4º da Lei n.º 9.991/2000: 40% recolhido ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, que deverá criar uma categoria de programação específica para fins de aplicação no financiamento de programas e projetos de pesquisa científica e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico, incluído os projetos que tratem da preservação do meio ambiente; 40% permanecerá em poder do concessionário, permissionário ou autorizado, para aplicação em programas, conforme regulamentação da ANEEL, estabelecida pelas Resoluções Normativas n.ºs 185/2001, 219/2006 e 233/2006, observada a vigência de cada uma delas; 20% recolhido ao Ministério de Minas e Energia, para fins de custeio dos estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

O saldo dos valores apurados, exceto aqueles a serem recolhidos diretamente ao FNDCT e ao MME, a serem aplicados pelas empresas, conforme seus programas aprovados pela ANEEL, após a dedução dos valores já aplicados em projetos não concluídos, que se encontram custeados contabilmente na respectiva Ordem de Serviço – ODS, deverão ser remunerados mensalmente com base na taxa referencial do Sistema de Liquidação e de Custódia – SELIC, a partir do mês subsequente ao de seu reconhecimento contábil, nos termos do § 3, do art. 2º da Resolução ANEEL n.º 233/2006.

Quanto aos valores a serem recolhidos ao FNDCT, o mesmo deverá ocorrer mediante depósito em favor do referido Fundo, em conta específica no Banco

do Brasil S.A., por intermédio de boleto bancário, nos termos do Decreto nº 3.867, de 16.07.2001, e § 2º, do art. 6º da Resolução nº 233/2006. Quanto aos valores a serem recolhidos ao Ministério de Minas e Energia – MME, deverão ser recolhidos por intermédio da Guia de Recolhimento da União – GRU, no código de arrecadação nº 10000-5, nos termos do Decreto nº 5.879, de 22.08.2006. O recolhimento em duodécimos deverá ser efetuado até o quinto dia útil de cada mês.

Cabe ressaltar que a apuração dos valores para o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética, será realizada pelos próprios concessionários, permissionários e autorizados, que deverão informa à ANEEL, ao FNDCT e ao MME, no prazo máximo de sessenta dias antes da data do primeiro recolhimento a ser efetuado, os valores que serão recolhidos.

Em nosso entendimento a ANEEL poderia ter estabelecido uma metodologia de cálculo que considerasse a Receita Operacional Líquida – ROL do último ano, sem que fosse necessário o cálculo mensal, estabelecendo critérios específicos para empresas com seu primeiro ano de atividade.

32.7. PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA – PROINFA

Com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional, o Governo Federal instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica por meio do art. 3º da Lei nº 10.438, de 26.04.2002.

O Produtor Independente Autônomo é a sociedade que não detém concessão de qualquer espécie, bem como não é controlada ou coligada de sociedades que sejam concessionárias de serviço público ou de uso do bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus respectivos controladores, ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum.

A energia elétrica gerada pelos Produtores Independentes Autônomos será contratada diretamente com a ELETROBRÁS, sendo que os custos incorridos por ela na aquisição dessa energia, bem como os custos administrativos, financeiros, e os respectivos encargos tributários decorrentes dessa contratação, serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado, excluído a Sub-classe Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês. O rateio dos custos e da energia será definido de modo a não acarretar vantagens ou prejuízos econômicos ou financeiros à ELETROBRÁS.

O Poder Executivo poderá autorizar a ELETROBRÁS a realizar contratações com Produtores Independentes que não sejam Autônomos, desde que o total contratado não ultrapasse a vinte e cinco por cento da programação anual e dessas contratações não resulte preterição de oferta de Produtor Independente Autônomo, nos termos do § 2º, do art. 3º da Lei nº 10.438/2002, com nova redação dada pela Lei nº 10.762/2003.

Também é admitida a participação direta de fabricante de equipamentos de geração, sua controlada, coligada ou controladora na constituição do Produtor Independente Autônomo, desde que o índice de nacionalização dos equipamentos e dos serviços a serem utilizados nos empreendimentos do PROINFA seja, na primeira etapa de, no mínimo, sessenta por cento em valor e, na segunda etapa, de, no mínimo, noventa por cento em valor. A comprovação do atendimento ao grau de nacionalização dos equipamentos e serviços para empreendimentos habilitados no PROINFA deve obedecer aos critérios e instruções para cálculo do índice aprovados na forma constante do Anexo I da Portaria MME/GM nº 86, de 25.05.2007.

De acordo com o § 1º, do art. 5º do Decreto nº 5.025/2004, com nova redação dada pelo Decreto nº 5.882/2006, o PROINFA também visa reduzir a emissão de gases de efeito estufa, nos termos da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, contribuindo para o desenvolvimento sustentável, competindo à ELETROBRÁS desenvolver, direta ou indiretamente, os processos de preparação e validação dos Documentos de Concepção de Projeto – DCP, registro, monitoramento e certificação das Reduções de Emissões, além da comercialização dos créditos de carbono obtidos no PROINFA.

O PROINFA será administrado pelo Ministério de Minas e Energia, que estabelecerá o planejamento anual de ações a serem implementadas, definindo o montante anual de contratação e avaliando o impacto decorrente do repasse de custos aos consumidores finais, de modo a tentar minimizá-los, bem como divulgará os valores econômicos, obedecida as diretrizes metodológicas definidas no art. 3º do Decreto nº 5.025/2004, e poderá definir medidas de estímulo ao avanço tecnológico que se reflitam, progressivamente, no cálculo dos valores econômicos. Além disso, definirá o cronograma da Chamada Pública e editará, com antecedência, o Guia de Habilitação por Fonte, consignando as informações necessárias à participação e habilitação de cada empreendimento no PROINFA.

O art. 3º da Lei nº 10.438/2002, que instituiu o PROINFA, estabeleceu a sua implantação em duas etapas, sendo que a primeira etapa, prevista no inciso I, teve como meta a instalação de 3.300 MW, até dezembro de 2006, igualmente distribuídos entre as fontes eólicas, PCH e biomassa, o que foi cumprido. Já a segunda etapa, prevista no inciso II, estabelece que o desenvolvimento do programa seja realiza-

do de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica no País, num prazo de vinte anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa do programa.

De acordo com o art. 8º do Decreto nº 5.025/2004, para a implantação da primeira etapa do PROINFA, a ELETROBRÁS, após a realização de processo de Chamada Pública de interessados, de habilitação e de seleção, celebrará contratos para a compra de energia elétrica por vinte anos contados a partir da data planejada da operação comercial definida nos respectivos contratos, da energia gerada em instalações conectadas ao Sistema Interligado Nacional, e serão realizados a preços iguais aos valores econômicos correspondentes às diferentes fontes, respeitando-se os pisos definidos no § 1º, do art. 4º do citado Decreto. Os contratos deverão ser firmados, prioritariamente, com Produtor Independente Autônomo – PIA, observando-se que, na primeira etapa do PROINFA e no caso da fonte eólica, o total das contratações deverá ser distribuído igualmente entre produtores independentes autônomos e não-autônomos, conforme definido no §2º, do art. 3º da Lei nº 10.438/2002.

De acordo com o inciso II, do art. 3º da Lei nº 10.438/2002, a segunda etapa do programa terá início quando for atingida a meta de 3.300 MW, e nessa etapa o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo esse a ser alcançado em até vinte anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa.

Ficou a cargo da ELETROBRÁS, conforme disposto no art. 12 do Decreto nº 5.025/2004, com nova redação dada pelo Decreto nº 5.882/2006, a elaboração do Plano Anual do PROINFA, que conterá no mínimo:

- a) Demonstrativo da energia contratada e da energia gerada das centrais geradoras do PROINFA e dos consequentes custos para o pagamento desta energia no ano subsequente.
- b) Previsão de adequação do preço da energia contratada em função do fator de capacidade verificado para o caso da fonte eólica.
- c) Demonstrativo dos custos administrativos, financeiros e tributários incorridos pela ELETROBRÁS no PROINFA e previsão destes custos para os meses subsequentes até o término do ano.
- d) Demonstrativo de eventuais inadimplementos no recebimento das quotas de que trata o art. 13.

e) Previsão para despesas necessárias às atividades relacionadas ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL ou outros mercados de carbono.

f) Demonstrativo das despesas incorridas nas atividades relacionadas ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL ou outros mercados de carbono.

A ELETROBRÁS deverá encaminhar à ANEEL, até 30 de outubro do ano anterior ao de sua vigência, o Plano Anual do PROINFA para sua homologação. A ANEEL, até 30 de novembro de cada ano, com base no Plano Anual do PROINFA, calculará e publicará em resolução as quotas de energia e de custeio correspondentes a:

a) Cada um dos agentes do Sistema Interligado Nacional que comercializem energia com o consumidor final.

b) Cada um dos agentes do Sistema Interligado Nacional que recolhem Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão relativa a consumidores livres.

Considerando o disposto no art. 7º do Decreto nº 2.655, de 02.07.1998, que concedeu à ANEEL, competência para aprovar metodologias e procedimentos para otimização da operação do Sistema Interligado Nacional, bem como estabelecer as condições gerais do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, foi aprovada a Resolução Normativa ANEEL nº 56, de 06.04.2004, que veio estabelecer os procedimentos para o acesso das centrais geradoras participantes do PROINFA aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, bem como as conexões compartilhadas ou não.

O acesso será precedido da emissão do Parecer de Acesso Conclusivo, documento este elaborado pela concessionária ou permissionária de distribuição ou pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, com a participação da respectiva concessionária de transmissão, em que será definida a forma de conexão de cada central geradora participante do PROINFA, bem como as ampliações e/ou reforços necessários nas redes de transmissão e distribuição.

É importante observar que a entrada em operação da central geradora estará condicionada à declaração do ONS ou pela concessionária ou permissionária de distribuição, no sentido de que as instalações de conexão atendem aos Procedimentos de Rede e às normas e aos padrões técnicos da concessionária acessada, sem prejuízo do disposto na Resolução nº 433, de 26.08.2003, alterada pela Resolução nº 222, de 06.06.2006.

A ANEEL também editou a Resolução Normativa nº 50, de 23.03.2004, que estabeleceu os procedimentos para o cálculo do montante correspondente à energia de referência de Central Geradora de Energia Elétrica – CGEE, relativo ao montante passível de ser produzido pela central e que servirá de base para a contratação com a ELETROBRÁS no âmbito do PROINFA. Essa Resolução foi revogada pela Resolução Normativa nº 62,⁶ de 05.05.2004, face à edição do Decreto nº 5.025/2004, que alterou o Decreto nº 4.541/2002, dando nova regulamentação à primeira etapa do PROINFA.

A energia elétrica gerada no âmbito do PROINFA é adquirida por todos agentes do Sistema Interligado Nacional – SIN que comercializem energia com consumidor final, mediante o estabelecimento de quotas. Operacionalmente a ELETROBRÁS adquire a energia dos geradores e a vende aos agentes (semelhante à energia de ITAIPU) pelo valor do custo total a ser rateado, incluído os custos administrativos, financeiros e tributários.

As quotas anuais de energia elétrica foram estabelecidas inicialmente de forma provisória pela Resolução Normativa nº 111, de 16.11.2004, para as distribuidoras de energia elétrica, com vistas a subsidiar a decisão de compra de energia por meio dos leilões de que trata o Decreto nº 5.163/2004. Logo em seguida, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 127,⁷ de 06.12.2004, estabelecendo que as quotas anuais de energia elétrica devem ser calculadas pela ELETROBRÁS, com base no total da energia contratada das usinas participantes do PROINFA, constantes do Plano Anual do PROINFA – PAP – para o ano de referência e distribuídas aos agentes quotistas na proporção do referido mercado, incluída a Subclasse Residencial Baixa Renda, ou do consumo de energia elétrica no caso de consumidor livre ou autoprodutor.

As concessionárias de distribuição recolherão à ELETROBRÁS, para crédito da Conta PROINFA, o valor da quota anual de custeio fixada pela ANEEL, nos termos do art. 3º da Resolução Normativa nº 127/2004, em duodécimos, até o dia dez do mês anterior ao mês de referência, incluído o repasse do valor arrecadado de consumidores livres e autoprodutores em relação ao consumo que exceder à sua geração própria, por meio da TUSD. Já as concessionárias de transmissão recolherão até o dia dez do mês anterior ao mês de referência e será calculado em função da energia elétrica consumida por unidades consumidoras conectadas às respectivas instalações de transmissão, ou seja, consumo de energia pelos consumidores livres e a energia consumida pelos autoprodutores que exceder à sua geração própria.

⁶Os arts. 2º, 5º e 6º, foram alterados pela Resolução ANEEL nº 269, de 19.06.2007 – Procedimentos para cálculo do montante correspondente à energia de referência das usinas participantes do PROINFA.

⁷Os arts. 2º, 3º e 4º, foram alterados pela Resolução Normativa ANEEL nº 287, de 06.11.2007.

As quotas de custeio e as de energia elétrica referentes ao PROINFA, para o ano de 2007, foram fixadas pela Resolução Homologatória nº 405, de 05.12.2006, com base no Plano Anual PROINFA – PAP elaborado pela ELETROBRÁS, que previu um montante de geração de energia elétrica em 4.215.469,98 MWh, bem como o respectivo valor total de custeio em R\$ 638 milhões. Com essa geração para o ano de 2007, estará dado início à segunda etapa do PROINFA.

32.8. ENCARGO DE ENERGIA DE RESERVA – EER

De acordo com o art. 3º da Lei nº 10.848, de 15.03.2004, a União Federal deverá homologar a quantidade de energia elétrica a ser contratada pelos concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, no ambiente regulado, para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional. Já o § 3º, desse artigo, prevendo uma possível falta de energia futura, estabeleceu o seguinte:

“§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada.”

Na sequência, a Lei nº 11.488, de 15.06.2007, visando disciplinar a referida contratação de reserva de capacidade de geração, com vistas a garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, incluiu o art. 3º-A na Lei nº 10.848/2004, estabelecendo que os custos decorrentes de tal contratação, inclusive os administrativos, financeiros e tributários, serão divididos proporcionalmente entre todos os usuários finais de energia elétrica, ou seja, os consumidores cativos, livres, especiais e autoprodutores, na parcela da energia consumida do sistema interligado. Nessa mesma linha, é delegada para a regulamentação superveniente a fixação da forma, prazos e condições da contratação da energia de reserva. Confira-se:

“Art. 3º. A Os custos decorrentes da contratação de energia de reserva de que trata o art. 3º desta Lei, contendo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, incluindo os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e no § 5º, do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamentação.”

Parágrafo único. A regulamentação deverá prever a forma, os prazos e as condições da contratação de energia de que trata o caput deste artigo, bem como

as diretrizes para a realização dos leilões, a serem promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica, direta ou indiretamente.”

Posteriormente, foi editado o **Decreto nº 6.353, de 16.01.2008**, que regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata os já citados dispositivos legais. É relevante destacar os seguintes trechos do Decreto nº 6.353/2008:

“Art. 1º (...)

§ 4º A energia de reserva adquirida nos leilões não poderá constituir lastro para revenda de energia, nos termos do art. 2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

§ 5º A energia de reserva será contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Art. 2º. A contratação da energia de reserva será formalizada mediante a celebração de Contrato de Energia de Reserva – CER entre os agentes vendedores nos leilões previstos no art. 1º e a CCEE, como representante dos agentes de consumo, incluindo os consumidores livres, aqueles referidos no § 5º, do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores.

Parágrafo único. Os CER terão prazo não superior a trinta e cinco anos e poderão ser celebrados nas modalidades por quantidade ou por disponibilidade de energia, observado o disposto no art. 28 do Decreto nº 5.163, de 2004.

Art. 3º. Para cumprimento do disposto no art. 3º-A, da Lei nº 10.848, de 2004, e neste Decreto, todos os agentes de distribuição, consumidores livres – inclusive aqueles previstos no § 5º, do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996 – bem como os autoprodutores deverão firmar Contrato de Uso da Energia de Reserva – CONUER com a CCEE e, além disto, aportar a correspondente garantia financeira ”

Da leitura do § 4º, do art. 1º do Decreto nº 6.353/2008, depreende-se que a “contratação da energia de reserva” não constituirá lastro (contratual) para revenda de energia, o que equivale a dizer que tal “contratação” não deve ser interpretada como uma compra e venda de energia elétrica, mas sim como a aquisição de capacidade de geração ou energia de reserva.

A aquisição de capacidade de geração ou energia de reserva deve, portanto, ser compreendida, nos termos do § 3º, do art. 3º da Lei nº 10.848/2004, como inserida na categoria jurídica dos contratos obrigatórios, tais como os de seguro, em relação aos quais a liberdade de abster-se de contratar sofre limitações em razão da lei ou mesmo da própria vontade particular. No caso em tela, a obrigação de contratar energia de reserva é imposta mediante lei.

A aquisição de capacidade de geração ou energia de reserva tem por finalidade, na realidade, garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, ou seja, garantir a existência de energia elétrica disponível no Sistema Interligado Nacional – SIN para consumo em caso de necessidade. Nesse sentido, assemelha-se à contratação de um seguro para o fornecimento de energia elétrica.

É eloquente a disciplina do citado § 5º, do art. 1º do Decreto, que estabelece que a energia de reserva (quando efetivamente gerada) será contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Da leitura de tal dispositivo regulamentar, pode-se perceber que as operações de compra e venda da energia elétrica ocorrerão apenas quando da efetiva geração e no momento de sua liquidação no Mercado de Curto Prazo, o que ocorrerá em conjunto com as demais operações de energia já liquidadas nesse mercado, momento em que surgirão os reais compradores da energia gerada. Portanto, não se confunde o pagamento do encargo para garantir a capacidade de geração e a reserva de energia elétrica, com a compra da energia gerada e liquidada na CCEE. Ou seja, se o agente de consumo, inclusive a própria distribuidora, que pagou o Encargo de Energia de Reserva – EER, ficar exposto e adquirir essa energia de reserva no Mercado de Curto Prazo, terá que pagar por essa energia elétrica, sendo esse valor de liquidação destinado a uma conta bancária específica, denominada de Conta de Energia de Reserva – CONER, sob a gestão da CCEE.

De outro lado, na hipótese de que não seja realizada a geração de qualquer montante de energia elétrica pelos agentes vencedores dos leilões (Geradores), seja em razão da ausência de despacho do ONS, seja em razão de indisponibilidades eventuais dos Geradores, não haverá contabilização e liquidação dessa energia no Mercado de Curto Prazo da CCEE, o que demonstra que, nesta situação, não ocorreu qualquer operação de compra e venda de energia elétrica (afinal, a energia elétrica sequer foi gerada), mas mero pagamento de encargo visando a garantia da existência da capacidade de geração.

Dessa forma, resta compreender o papel a ser desempenhado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que celebrará o Contrato de Energia de Reserva – CER, como representante dos agentes de consumo, nos termos do art. 2º do Decreto nº 6.353/2008, bem como o mecanismo financeiro que permitirá a viabilização desse negócio.

Neste ponto, cabe, de início, observar que por “agentes de consumo” deve-se compreender, em linha com o texto do *caput* do art. 3º-A da Lei nº 10.848/2004 (que fala em usuários finais de energia elétrica), os consumidores cativos (que, representados pelas Distribuidoras, suportarão os ônus decorrentes do rateio dos custos da contratação de energia de reserva via tarifas reguladas), os consu-

midores livres, os consumidores especiais e, finalmente, os detentores de autorização ou concessão para a autoprodução de energia elétrica, na parcela da energia consumida do sistema.

Sendo assim, e considerando que o representante age em nome do representado, ou seja, atua em nome alheio, na defesa de direito ou interesses alheios, a CCEE, na qualidade de representante, não será parte nem da relação de contratação da energia de reserva (do seguro), nem de sua comercialização no Mercado de Curto Prazo quando for efetivamente gerada a energia elétrica. De fato, serão partes na referida relação jurídica de contratação da energia de reserva (do seguro) apenas os agentes vencedores dos leilões (Geradores) e os agentes de consumo, sendo que as concessionárias de distribuição representarão seus respectivos consumidores cativos. Já na relação de comercialização no Mercado de Curto Prazo, quando efetivamente for gerada a energia elétrica, serão partes a CCEE, representando os agentes de consumo e os respectivos adquirentes da energia, ou seja, os agentes com posição devedora no Mercado de Curto Prazo, que inclusive assinaram o Contrato de Uso da Energia de Reserva – CONUER.

Dessa forma, competirá à CCEE apenas viabilizar a contratação da capacidade de geração (representando os agentes de consumo), bem como realizar a liquidação de sua contratação via Conta de Energia de Reserva – CONER. Da mesma forma, à CCEE competirá realizar a contabilização e liquidação, no Mercado de Curto Prazo, da energia de reserva gerada, cujo resultado será destinado à CONER, com vistas à redução do montante do Encargo de Energia de Reserva – EER a ser exigido futuramente dos agentes de consumo.

De forma a melhor compreender o quanto acima apresentado, pode-se oferecer o seguinte detalhamento, considerando que os Geradores serão contratados para disponibilização da capacidade de reserva a preços pré-fixados e que a energia gerada será submetida financeiramente às regras de liquidação no Mercado de Curto Prazo pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD:

Quando não houver a geração de energia:

- Nesta situação haverá necessidade de fixação e cobrança de Encargo de Energia de Reserva para a cobertura de todo o valor a ser pago pela disponibilização da capacidade de reserva, acrescido dos custos administrativos, financeiros e tributários da contratação.

Quando houver a geração de energia:

- a) $PLD = Valor\ CER + Custos$ → Nesta situação não haveria, em tese, a necessidade de fixação e cobrança de Encargo de Energia de Reserva, já que o valor arrecadado na liquidação da energia gerada seria suficiente para cobertura dos custos contratados.

b) $PLD > \text{Valor CER} + \text{Custos}$ → Nesta situação, em tese, também não haveria necessidade de fixação e cobrança de Encargo de Energia de Reserva, já que seria gerado superávit a ser destinado ao alívio futuro do próprio Encargo de Energia de Reserva e à cobertura de eventuais inadimplências futuras.

c) $PLD < \text{Preço CER} + \text{Custos}$ → Nesta situação, não havendo saldo apurado na forma do item “b” anterior, haveria a necessidade de fixação e cobrança de Encargo de Energia de Reserva a fim de que sejam arrecadados os recursos necessários à cobertura da diferença dos custos.

De toda forma, há uma necessidade de se garantir um fluxo de caixa mínimo face a possível inadimplência por parte daqueles que pagarão o Encargo de Energia de Reserva – EER, assim provavelmente se decidirá pela cobrança de forma antecipada.

Podemos resumir o mecanismo financeiro da seguinte forma:

a) Os consumidores (agentes de consumo) pagarão o Encargo de Energia de Reserva – EER através da Liquidação Especial CONER a ser realizada pela CCEE, sendo que no caso dos consumidores cativos essa liquidação ficará sob a responsabilidade das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

b) A CCEE manterá essa arrecadação em conta bancária específica denominada de CONER, em contrapartida a uma conta de passivo junto aos consumidores, contas estas que serão movimentadas para fins de pagamento aos geradores com base no Contrato de Energia de Reserva – CER. Essas contas também serão movimentadas pelos rendimentos de aplicação financeira e pelos recursos da liquidação da energia gerada no Mercado de Curto Prazo ao PLD.

c) Ao final dessa contratação, restando saldo na conta bancária CONER, é de se pressupor que esse saldo será restituído aos agentes consumidores.

Quanto às questões de ordem tributária, considerando que quando houver a geração de energia elétrica, a mesma será liquidada no mercado de curto prazo, aplica-se para fins do ICMS os mesmos procedimentos fiscais às demais liquidações neste mercado, comentado neste Capítulo, item 40.6.4 – ICMS Sobre as Operações com Energia Elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Já com referência ao PIS/Pasep e Cofins, aplica-se o disposto no art. 47 da Lei nº 10.637/2002, também tratado neste Capítulo, item 37.3.4 – Base de Cálculo do PIS/Pasep e Cofins nas Operações de Curto Prazo na CCEE.

A ANEEL expediu a Resolução Normativa nº 337, de 11.11.2008, na qual estabeleceu as disposições relativas à contratação de energia de reserva, bem como aprovando o modelo do Contrato de Uso da Energia de Reserva – CONUER.

33. IMPOSTO DE RENDA DAS PESSOAS JURÍDICAS

33.1. INTRODUÇÃO

A Constituição Federal, em seu art. 153, inciso III, estabeleceu que a competência tributária do imposto de renda é da União, cuja regra-matriz constitucional é: “imposto sobre a renda e proventos de qualquer natureza”.

O art. 153, § 2º, I, estabelece que o imposto de renda será informado, na forma da lei, pelos critérios da generalidade, da universalidade e da progressividade:

- a) Generalidade: onde o imposto deve recair sobre todos, sem exceção, incidindo sobre todas as pessoas domiciliadas ou residentes no Brasil, sem distinção de nacionalidade, sexo, idade e estado civil ou profissão, bastando que se verifiquem as situações descritas na lei para a configuração do fato gerador do tributo.
- b) Universalidade: exige que, em regra, todos e quaisquer rendimentos sejam tributados (é a chamada equidade horizontal).
- c) Progressividade (ou equidade vertical): sistema de tributação em que a alíquota vai tendo o seu percentual majorado à medida que aumenta a base de cálculo.

O imposto de renda subordina-se a todos os princípios gerais de tributação insculpidos na nossa Constituição, sendo que alguns deles apresentam conexão mais estreita, quais sejam:

- Princípio da reserva legal – Segundo o art. 150, I, da CF, é vedado exigir ou aumentar tributo sem lei que o estabeleça. Trata-se de um reforço, no campo tributário, do princípio geral da legalidade, pelo qual “ninguém será obrigado a fazer ou deixar de fazer alguma coisa senão em virtude de lei” (art. 5º, II). O imposto de renda deve amoldar-se inteiramente a esse princípio, porquanto somente a lei tem o poder de alterar a sua configuração.
- Princípio da irretroatividade – A lei não pode retroagir, pois é vedado cobrar tributos em relação a fatos geradores ocorridos antes do início da

vigência da lei que os houver instituído ou aumentado (CF, art. 150, III, a). Com efeito, as alterações na legislação do imposto de renda não retroagem para prejudicar o direito adquirido, o ato jurídico perfeito e a coisa julgada, isto é, aplicar-se-ão aos fatos geradores ocorridos a partir da data de início da vigência dos correspondentes atos legais.

- Princípio da anterioridade – Por este princípio, a constituição federal veda a cobrança de tributos no mesmo exercício financeiro em que haja sido publicada a lei que os instituiu ou aumentou (CF, art. 150, III, b). Assim, as alterações da legislação do imposto de renda que representem instituição de novas incidências ou majoração do tributo só passam a vigir no exercício seguinte ao de sua publicação.

- Princípio da igualdade ou isonomia – Pelo art. 150, II, da Constituição Federal, proíbe-se conferir tratamento desigual entre contribuintes que se encontrem em situação equivalente, vedada qualquer distinção em razão de ocupação profissional ou função por eles exercida. Logo, a legislação concernente ao imposto de renda não pode estabelecer normas que afrontem tal princípio, ou seja, há que se respeitar a isonomia entre contribuintes desse imposto.

- Princípio da capacidade contributiva e da pessoalidade – Expresso no § 1º, do art. 145 da Constituição, significa que a tributação deve levar em conta as características pessoais do contribuinte, observando também a sua capacidade econômica.

O Código Tributário Nacional trata o imposto de renda nos seus arts. 43 a 45, nos quais define o seu fato gerador, base de cálculo e o contribuinte.

Considerando que o nosso interesse é o imposto de renda da pessoa jurídica, onde o fato gerador se dá pela obtenção de lucros em suas atividades operacionais, e dos acréscimos patrimoniais decorrentes de ganhos de capital, passaremos a abordar os aspectos relacionados à tributação desse imposto somente na “Pessoa Jurídica”, com ênfase na apuração do Imposto de Renda Pessoa Jurídica com base no lucro real.

33.2. CONTRIBUINTE

O Código Tributário Nacional – CTN, em seu art. 45, define que contribuinte do imposto é o titular da disponibilidade econômica ou jurídica, de renda e proventos de qualquer natureza, conforme disposto no art. 43, “*in verbis*”.

“Art. 43. O imposto, de competência da União, sobre a renda e proventos de qualquer natureza tem como fato gerador a aquisição da disponibilidade econômica ou jurídica:

I. De renda, assim entendido o produto do capital, do trabalho ou da combinação de ambos.

II. De proventos de qualquer natureza, assim entendidos os acréscimos patrimoniais não compreendidos no inciso anterior.

§ 1º(...)

§ 2º Na hipótese de receita ou de rendimento oriundos do exterior, a lei estabelecerá as condições e o momento em que se dará sua disponibilidade, para fins de incidência do imposto referido neste art..”

Nilton Latorraca nos ensina que: “Com relação ao imposto sobre a renda, é contribuinte desse tributo a pessoa (física ou jurídica) que se encontre em íntima relação com o aspecto material da hipótese de incidência, e da qual a lei exige o cumprimento da prestação. É o titular da disponibilidade, econômica ou jurídica, do rendimento adquirido.”⁸

Quanto às pessoas jurídicas, o art. 146 do Regulamento do Imposto de Renda – RIR/99, define que são contribuintes do imposto e terão seus lucros apurados de acordo com o Regulamento do Imposto de Renda, estabelecido pelo Decreto nº 3000, de 23 de março de 1999, republicado em 17 de junho de 1999, as pessoas jurídicas e as empresas individuais.

Para fins de incidência do imposto de renda, consideram-se pessoas jurídicas, nos termos do art. 147 do RIR/99:

- a) As pessoas jurídicas de direito privado domiciliadas no País, registradas ou não, sejam quais forem seus fins, nacionalidade ou participantes no capital social.
- b) As filiais, sucursais, agências ou representações no País das pessoas jurídicas com sede no exterior.
- c) Os comitentes domiciliados no exterior, quanto aos resultados das operações realizadas por seus andatários ou comissários no País.

⁸Nilton Latorraca – *Direito Tributário – Imposto de Renda das Empresas*, Ed. Atlas, 14ª ed. pág. 109, 7.3.

Leliana e Amir, fazem a seguinte nota: “As empresas públicas e as sociedades de economia mista, bem como suas subsidiárias, são contribuintes nas mesmas condições das demais pessoas jurídicas”.⁹

As empresas individuais, as sociedades em conta de participação e outras situações aplicáveis às pessoas físicas, são equiparadas a pessoas jurídicas para fins de imposto de renda.

De acordo com o § único, do art. 45 do CTN, a lei pode atribuir à fonte pagadora da renda ou dos proventos tributáveis a condição de responsável pelo imposto cuja retenção e recolhimento lhe caibam. Nesse sentido, o art. 64 da Lei nº 9.430/1996 e arts. 30, 31, 32, 34 a 36 da Lei nº 10.833/2003 estabeleceram a retenção de imposto de renda pessoa jurídica, contribuição social sobre o lucro, PIS/Pasep e a Cofins, sendo que a Lei nº 10.833/2003 estabeleceu a retenção somente das contribuições mantendo o desconto do imposto de renda fonte. Esse assunto será abordado em tópico específico neste mesmo capítulo.

33.3. FATO GERADOR

O fato gerador do imposto sobre a renda é a aquisição da disponibilidade econômica ou jurídica da renda ou proventos de qualquer natureza.¹⁰ Hugo de Brito nos ensina que: “*Não há renda, nem proventos, sem que haja acréscimo patrimonial, pois o CTN adotou expressamente o conceito de renda acréscimo*”.¹¹

A Lei Complementar nº 104, de 10.01.2001, introduziu dois parágrafos ao art. 43 do Código Tributário Nacional. No primeiro, vem estabelecer que a incidência do imposto independe da denominação da receita ou do rendimento, da localização, condição jurídica ou nacionalidade da fonte, da origem e da forma de percepção. O segundo parágrafo prevê que, na hipótese de receita ou de rendimento oriundos do exterior, a lei estabelecerá as condições e o momento em que se dará sua disponibilidade, para fins de incidência do imposto de renda, o que permitiu à lei ordinária estabelecer forma de disponibilização dos lucros oriundos do exterior, sem conflitar com o disposto no *caput* do art. 43 do CTN.

A obrigação tributária principal, que tem por objeto o pagamento de tributo, nasce com a ocorrência do fato gerador, que é a situação definida em lei como necessária e suficiente à sua ocorrência.

⁹Leliana de Pontes Vieira e Amir Soares – *Imposto de Renda* – 1995 – Ed. Vest-Com.

¹⁰Código Tributário Nacional – Lei nº 5.172/66 – art. 43.

¹¹Hugo de Brito Machado. *Curso de Direito Tributário*. 24ª ed. Malheiros Editores, 2004.

Temos o fato gerador no sentido de concepção abstrata, de descrição em tese, prevista em lei, de um fato ou situação que fará surgir a obrigação tributária, a qual se denomina de “hipótese de incidência tributária”, e para designar o fato gerador em sentido concreto, ou seja, de fato ou situação que já ocorreu, denomina-se “fato imponível” ou “hipótese de incidência realizada”.

Com referência à disponibilidade econômica e à disponibilidade jurídica, foi concluído, pela maioria do Plenário do XI Simpósio Nacional de Direito Tributário que: *“A aquisição da disponibilidade econômica de renda e de proventos de qualquer natureza é a obtenção da faculdade de usar, gozar ou dispor de numérico ou de coisas conversíveis, integradas ao patrimônio do adquirente por ato ou fato jurídico. Já a Aquisição de disponibilidade jurídica de renda e proventos de qualquer natureza é a obtenção de direitos de crédito, não sujeitos à condição suspensiva.”*

33.4. PERÍODO DE APURAÇÃO

Como regra geral, seja no regime de apuração com base no lucro presumido, lucro arbitrado ou lucro real, o imposto de renda das pessoas jurídicas, desde o ano de 1997, é determinado por períodos trimestrais, encerrados nos dias 31 de março, 30 de junho, 30 de setembro e 31 de dezembro de cada ano-calendário, conforme estabelece o art. 220 do RIR/1999.

As pessoas jurídicas sujeitas à tributação com base no lucro real, podem optar pelo pagamento do imposto, em cada mês, determinado sobre a base de cálculo estimada, correspondente a aplicação de determinados percentuais sobre a receita bruta auferida (ver Base de Cálculo a seguir). As pessoas jurídicas que fizerem essa opção deverão apurar o lucro real em 31 de dezembro de cada ano, quando procederá aos ajustes devidos. Nos casos de incorporação, fusão, cisão ou extinção da pessoa jurídica, a apuração da base de cálculo e do imposto de renda devido será efetuada na data do evento.

33.5. BASE DE CÁLCULO

33.5.1. ASPECTOS GERAIS

A base de cálculo do imposto de renda das pessoas jurídicas, a ser determinada segundo a legislação vigente, na data da ocorrência do fato gerador, será o Lucro Real, Lucro Presumido ou Lucro Arbitrado, correspondente ao período-base de

apuração trimestral do imposto, encerrados em 31 de março, 30 de junho, 30 de setembro e 31 de dezembro de cada ano-calendário.

Nas concessionárias de serviço público, predomina a apuração da base de cálculo pelo lucro real anual, com pagamentos mensais estimado, mas há concessionárias que, por situações peculiares, optaram pelo lucro presumido. Assim, na abordagem a ser feita em cada modalidade de apuração do imposto de renda, detalharemos a base de cálculo do Lucro Real, Lucro Presumido e Lucro Arbitrado.

33.5.2. IMPOSTO DE RENDA EM BASES ESTIMADA

Conforme já comentamos no item anterior, “período de apuração”, as pessoas jurídicas, optantes ou obrigadas à tributação com base no lucro real, podem optar pelo pagamento mensal do imposto sobre uma base mensal estimada e apurar a base de cálculo pelo lucro real em 31 de dezembro do ano-calendário. Essa opção permite que a pessoa jurídica, com base nos balancetes mensais, suspenda ou reduza o pagamento do imposto apurado por estimativa, desde que os valores já pagos até o mês anterior, sejam iguais ou superiores àquele apurado sobre o lucro real, com base nos balancetes mensais (art.35 – Lei nº 8.981/95). É importante ressaltar que essa opção pelo pagamento mensal estimado implica na obrigatoriedade de apuração anual do lucro real.

Conforme estabelecido no art. 223 do Regulamento do Imposto de Renda, a base de cálculo do imposto, em cada mês, será determinada mediante a aplicação dos seguintes percentuais sobre as receitas da atividade do concessionário:

Comerciais e industriais em geral; e a atividades de loteamento de terrenos, incorporação imobiliária e venda de imóveis construídos ou adquiridos para revenda, atividade rural e a industrialização por encomenda em que a matéria-prima, ou o produto intermediário, ou o material de embalagem tenham sido fornecidos por quem encomendou a industrialização	8%
Revenda por consumo de combustível derivado do petróleo e álcool etílico carburente gás natural	1,6%
Prestação de serviços em geral, exceto o de serviços hospitalares e de transporte; intermediação de negócios	32,0%
Prestação de serviços de transporte	16,0%
Prestação de serviços hospitalares e de transporte de cargas	8,0%

Bancos comerciais, bancos de investimentos, bancos de desenvolvimento, caixas econômicas, sociedades de crédito, financiamento e investimento, sociedades de crédito imobiliário, sociedades corretoras de títulos, valores mobiliários, empresas de arrendamento mercantil, cooperativas de crédito, empresas de seguro privados e de capitalização e entidades de previdência privada aberta	16,0%
Prestação de serviços, cuja receita remunere essencialmente o exercício pessoal, por parte dos sócios, de profissões que dependam de habilitação profissional legalmente exigida	32,0%
Construção por administração ou empreitada unicamente de mão-de-obra;	32,0%
Administração, locação ou cessão de bens imóveis, móveis e direitos de qualquer natureza	32,0%
Prestação cumulativa e continua de serviços de assessoria creditícia, mercadológica, gestão de crédito, seleção de riscos, administração de contas a pagar e a receber, compras de direitos creditórios resultantes de vendas mercantis a prazo ou de prestação de serviços (factoring)	32,0%

Na apuração da base de cálculo do imposto de renda para as empresas concessionárias, autorizadas e permissionárias do setor elétrico, que optaram pelo lucro real, com pagamento mensal estimado, aplica-se o percentual de 8% sobre a receita bruta mensal, decorrente das operações com energia elétrica, sendo que, para os serviços prestados, o percentual será de 32%.

As concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica possuem receitas de serviços prestados, relacionadas na lista constante do tópico “Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISSQN”, desenvolvido ao final deste capítulo, bem como a receita de uso mútuo de postes junto às concessionárias de serviço público de telecomunicações e empresas de TVs a cabos. Assim sendo, é fundamental que estas atividades constem do contrato social ou estatuto da sociedade concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, sob pena de terem estas receitas tributadas na sua totalidade, ou seja, serem consideradas integralmente na base de cálculo, em vez de serem tributadas sobre uma base de cálculo de 32% da receita.

Quanto ao uso mútuo dos postes, cuja receita os concessionários vem contabilizando como receita de aluguel, é importante esclarecer que não se trata de aluguel, pois de acordo com o Código Civil, para ser caracterizado como aluguel deve ocorrer a transferência da posse, o que não ocorre nesta operação, conforme consta dos contratos de uso mútuo de postes. Este tipo de operação é considerado prestação de serviços, conforme estabelecido no item 3.04 da lista de serviços da Lei nº 116/2005, incidindo, portanto, o ISS. Dessa forma, entendemos que esta receita deveria ser contabilizada como outros serviços, sujeitando-se à tributação sobre a base de cálculo de 32%, para fins de apuração da base de cálculo do IRPJ e CSLL.

Serão adicionados integralmente a essa base de cálculo, os ganhos de capital, demais receitas e os resultados positivos decorrentes de receitas não incluídas na base de cálculo, acima comentada, excetuando-se os lucros, dividendos ou resultado positivo decorrente da avaliação de investimentos pela equivalência patrimonial.

Os rendimentos de aplicações financeiras de renda fixa e variável, não comporão a base de cálculo para o pagamento mensal estimado daqueles que apuram o imposto com base no lucro real (§ 1º, art. 225 – RIR/99).

33.5.3. IMPOSTO DE RENDA PELO LUCRO REAL

Estão obrigados à apuração do imposto de renda com base no lucro real, de acordo com o art. 14 da Lei nº 9.718/1998 com nova redação dada pela Lei nº 10.637/2002, as pessoas jurídicas:

- a) Cujas receitas totais, no ano-calendário anterior seja superior ao limite de R\$ 48.000.000,00 (quarenta e oito milhões de reais), ou proporcional ao número de meses do período, quando inferior a 12 (doze) meses.
- b) Cujas atividades sejam de bancos comerciais, bancos de investimentos, bancos de desenvolvimento, caixas econômicas, sociedades de crédito, financiamento e investimento, sociedades de crédito imobiliário, sociedades corretoras de títulos, valores mobiliários e câmbio, distribuidoras de títulos e valores mobiliários, empresas de arrendamento mercantil, cooperativas de crédito, empresas de seguros privados e de capitalização e entidades de previdência privada aberta.
- c) Que tiverem lucros, rendimentos ou ganhos de capital oriundos do exterior.
- d) Que, autorizadas pela legislação tributária, usufruam de benefícios fiscais relativos à isenção ou redução do imposto.
- e) Que no decorrer do ano-calendário tenham efetuado pagamento mensal pelo regime de estimativa, na forma do art. 2º da Lei nº 9.430, de 1996.
- f) Que explorem as atividades de prestação cumulativa e contínua de serviços de assessoria creditícia, mercadológica, gestão de crédito, seleção e riscos, administração de contas a pagar e a receber, compras de direitos creditórios resultantes de vendas mercantis a prazo ou de prestação de serviços (*factoring*).

Lucro Real é o resultado (lucro ou prejuízo) contábil do período-base, antes de computado a provisão para o imposto de renda, apurado com base na escrituração do contribuinte, observada as disposições das leis comerciais, ajustado pelas adições (art. 249 – RIR/99), exclusões e compensações (art. 250 – RIR/99) prescritas ou autorizadas pela legislação do imposto sobre a renda.

Desde 1º de janeiro de 1997, o valor da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL – deixou de ser dedutível para fins de determinação do Lucro Real. Essa mudança se deu com o art. 1º da Lei nº 9.316, de 22.11.1996, hoje incorporado ao Regulamento do Imposto de Renda – RIR/99, no § 6º, do art. 344.

Atenção especial deve ser dada para as adições e exclusões ao Lucro Real das concessionárias de serviço público de energia elétrica, bem como para as concessionárias de uso do bem público, oriundas das cisões para privatização (enquadradas no regime de produção independente por força do disposto no art. 7º da Lei nº 9.648/1998), em virtude da aplicação da Portaria DNAEE nº 250/85, que estabelecia o diferimento contábil dos encargos financeiros e efeitos inflacionários, mas para fins fiscais, houve período em que o diferimento foi desconsiderado, ou seja, a receita ou despesa diferida contabilmente foi adicionada (receita) ou excluída (despesa) quando da apuração do lucro real; portanto, quando da sua amortização ou depreciação deveria ser excluída (receita) ou adicionada (despesa).

Incluem-se nesse tratamento os Juros de Obra durante o período de construção, também chamado no Setor Elétrico como DRIC – Despesa da Remuneração das Imobilizações em Curso e RIC – Remuneração das Imobilizações em Curso, esta última, quando calculada sobre o capital de terceiros, era contabilizada como receita, e por força do § 2º, art. 4º do Decreto-Lei nº 1.506/76, estava isenta do imposto de renda.

Outro ponto importante relativo à adição e exclusão ao Lucro Real foi introduzido pelo art. 36 da Lei nº 10.637/2002, ao permitir a exclusão da parcela correspondente à diferença entre o valor de integralização de capital, resultante da incorporação ao patrimônio de outra pessoa jurídica, de participação societária de titularidade da empresa que efetuar a subscrição e integralização, e o valor dessa participação societária registrado na escrituração contábil desta empresa. Essa exclusão deverá ser controlada, na parte “B” do LALUR, para fins de adição quando da alienação ou baixa a qualquer título, conforme Ato Declaratório Interpretativo – SRF nº 14, de 25.09.2002.

Ainda em relação às adições e exclusões, que entendemos merecer uma especial atenção, é quanto às “PERDAS COM CRÉDITOS INCOBRÁVEIS”, já que a legislação fiscal, por meio do art. 10 da Lei nº 9.430/1996, estabeleceu a forma de conta-

bilização dessas perdas, eliminando para fins fiscais a dedutibilidade da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – PCLD e admitindo somente as perdas nos limites e condições estabelecidas no art. 9º deste mesmo diploma legal.

Para fins contábeis, a ANEEL, por meio do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, exige o registro da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – PCLD em cumprimento aos princípios contábeis. Além disso, foi estabelecido regras para se efetuar a baixa da conta “Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa”, contra a conta de “Contas a Receber”, que são diferentes daqueles estabelecidos pela legislação fiscal. Enquanto a ANEEL estabelece como momento da baixa, o reconhecimento da perda efetiva, a legislação fiscal adotou como critério para registro contábil da perda, a fixação de limites e outras condições específicas que veremos a seguir.

A legislação fiscal estabelece que as perdas no recebimento de créditos decorrentes das atividades da pessoa jurídica poderão ser deduzidas como despesas, para determinação do lucro real, desde que observado as seguintes características e condições estabelecidas no art. 9º da Lei nº 9.430/96 conforme segue:

CRITÉRIOS DE DEDUTIBILIDADE PARA FINS DE APURAÇÃO DO LUCRO REAL E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE O LUCRO		
VALOR	PRAZO	CONDIÇÃO E PRÉ-REQUISITO
a) Até R\$ 5.000 por operação	Vencidos há mais de seis meses	Crédito sem garantia; perda dedutível independentemente de iniciados os procedimentos judiciais para seu recebimento
b) Acima de R\$ 5.000 até R\$ 30.000 por operação	Vencidos há mais de um ano	Crédito sem garantia; perda dedutível independentemente de iniciados os procedimentos judiciais para seu recebimento, porém, mantida a cobrança administrativa
c) Acima de R\$ 30.000	Vencidos há mais de um ano	Crédito sem garantia; perda dedutível desde que iniciados e mantidos os procedimentos judiciais para seu recebimento
d) Indeterminado	Vencidos há mais de dois anos	Crédito com garantia; perda dedutível desde que iniciados e mantidos os procedimentos judiciais para seu recebimento ou o arresto das garantias
e) Indeterminado	Inexistente	Declaração de insolvência do devedor em sentença emanada do Poder Judiciário (pessoa física)
f) Diferença entre o crédito e o valor da Promessa de pagamento	Inexistente	Devedor falido ou pessoa jurídica declarada concordatária. Obs.: No caso de empresa concordatária, a parcela do compromisso que não houver sido honrada também poderá ser deduzida como perda, observados os prazos e as condições acima

Esse dispositivo legal consta do art. 340 do RIR/1999, tendo sido normatizado pela Instrução Normativa nº 93/1997, sendo que no seu art. 25, inciso II, § 4º, foi prevista a possibilidade de baixa definitiva dos créditos vencidos há mais de cinco anos, desde que devidamente registrados em conta redutora dos créditos.

Considera-se “Operação” a venda de bens, a prestação de serviços, a cessão de direitos, a aplicação de recursos financeiros em operações com títulos e valores mobiliários, constantes de um único contrato, no qual esteja prevista a forma de pagamento do preço pactuado, ainda que a transação seja realizada para pagamento em mais de uma parcela. No caso de empresas mercantis, a operação será caracterizada pela emissão da fatura, mesmo que englobe mais de uma nota fiscal, conforme estabelecido no art. 24, §§ 2º e 3º, da IN.SRF nº 93/1997.

O Manual de Preenchimento da Declaração de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (MAJUR) de 1998 estabeleceu que os limites de que trata a legislação (citados no quadro demonstrativo) serão sempre calculados sobre o valor total da operação, mesmo que parte do débito tenha sido paga, ou que o devedor esteja inadimplente de um valor correspondente a uma faixa abaixo da que se encontra o valor total da operação.

Para fins de efetuar o registro da perda, os créditos sem garantia, nos valores estabelecidos nas letras “a, b e c” do quadro demonstrativo acima, serão considerados pelo seu valor original acrescido de reajustes em virtude de contrato, inclusive juros e outros encargos pelo financiamento da operação, e de eventuais acréscimos moratórios em razão da sua não liquidação, considerados até a data da baixa, conforme definido no § 4º, do art. 24 da IN.SRF nº 93/1997.

A ANEEL estabeleceu no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica que a Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa deverá ser constituída com base em análise criteriosa, considerando os parâmetros a seguir descritos, devendo a constituição, dessa provisão, fazer face aos eventuais créditos de liquidação duvidosa:

- Análise individual do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento.
- Experiência da administração das concessionárias ou permissionárias em relação às perdas efetivas com consumidores, ou seja, considerar o histórico de perdas, tendo como parâmetro pelo menos os dois últimos anos.
- Existência de garantias reais.

- Análise das contas vencidas e a vencer de consumidores que tenham renegociado seus débitos.
- Análise dos devedores em situação de concordata e/ou falência.

Os parâmetros acima deverão ser considerados para os casos de clientes com débitos relevantes e, para os demais casos, deverão ser incluídos na provisão os valores totais dos créditos enquadrados nas seguintes situações:

- Consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias.
- Consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias.
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos e outros, vencidos há mais de 360 dias.

Na existência de saldos a receber de empresas controladoras, controladas e coligadas e ligadas, que estejam vencidos há mais de 360 dias e que, após a análise mencionada acima, seja julgada adequada a não constituição de provisão, o saldo deverá ser reclassificado para o realizável de longo prazo. Ressalte-se que nesse caso, a legislação fiscal não admite a dedução a título de perda no recebimento de créditos com pessoa jurídica que seja controladora, controlada, coligada ou interligada, bem assim com pessoa física que seja acionista controlador, sócio, titular ou administrador da pessoa jurídica credora, ou parente até o terceiro grau dessas pessoas físicas, nos termos do § 6º, do art. 340 do RIR/1999.

A transferência (baixa de título incobrável) a débito das contas retificadoras 112.61 – (-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa e 121.61 – (-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, dos créditos vencidos, será efetuada na medida em que as perdas forem ocorrendo, desde que tenham sido esgotados todos os recursos de que a concessionária possa valer-se. Nesse sentido, poderão ser considerados os aspectos relacionados ao custo/benefícios dos recursos aplicáveis, desde que devidamente fundamentados e aplicados com uniformidade.

Já o art. 10 da Lei nº 9.430/1996, estabelece que os registros contábeis das perdas admitidas, considerando os limites e condições, acima especificados, no quadro demonstrativo, serão efetuados a débito de conta de resultado e a crédito:

- Da conta que registra o crédito, quando sem garantia, nas condições previstas nas letras "a,b e c" do quadro demonstrativo acima.
- De conta redutora do crédito, nas demais hipóteses.

Como podemos observar, o momento de se reconhecer a perda pela orientação da ANEEL é diferente daquele estabelecido na legislação fiscal, é necessário compatibilizar o procedimento. Como exemplo, temos a definição da ANEEL de que

os valores referentes a faturamento junto a consumidores comerciais, vencidos há mais de 180 dias, devem compor a Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – PCLD, já para fins fiscais, créditos vencidos há mais de 180 dias, sem garantia, e até R\$ 5.000,00 já seriam reconhecidos como perda efetiva, e dedutível para fins de imposto de renda e contribuição social.

Considerando que a adoção do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica é obrigatório para as Concessionárias de Serviço Público de Energia Elétrica, tanto o critério de constituição da provisão como para baixas das perdas deverão ser adotados. Assim, para fins fiscais, a despesa com a provisão deverá ser adicionada ao lucro líquido quando da apuração do lucro real na parte “A” do LALUR. Essa adição será temporária e controlada na parte “B” do LALUR.

Quando do registro da perda efetiva, onde o crédito é baixado contra a provisão para créditos de liquidação duvidosa, a concessionária fará a exclusão da perda na apuração do lucro real na parte “A” do LALUR e a baixa na parte “B” do mesmo livro. O valor da provisão controlado na parte “B” do LALUR também deverá ser baixado quando do registro contábil da reversão da provisão.

A compatibilização dos critérios fiscais com os critérios estabelecidos pelo órgão regulador em parte é possível, mas somente nos casos em que os mesmos se relacionem ao custo/benefício dos recursos aplicáveis, onde se fundamentará o procedimento e ele será aplicado com uniformidade. Em nosso entendimento se aplicaria em maior escala aos créditos sem garantia, de valor até cinco mil reais, por operação, vencidos há mais de seis meses. Nesse caso, as perdas seriam contabilizadas de acordo com o procedimento fiscal estabelecido na IN.SRF nº 93/1997 e art. 341 do RIR/1999, ou seja, a débito do resultado em contrapartida com a conta que registra o crédito, devendo a provisão ser revertida contabilmente pelo mesmo valor, não se esquecendo de fazer a baixa na parte “B” do LALUR.

Outro aspecto interessante, ainda sobre créditos vencidos, refere-se a permissibilidade legal de se excluir do lucro líquido, para fins de determinação do lucro real, o valor dos encargos financeiros incidentes sobre o crédito, contabilizado como receita, após dois meses do seu vencimento, sem que tenha havido o recebimento, nos termos do art. 342 do RIR/1999. Há de se observar que, exceto para as situações de créditos sem garantia, previstos na alínea “a e b” do inciso II do art. 340 do RIR/1999, que estabelece os limites, por operação, de até cinco mil reais, vencidos há mais de seis meses e acima de cinco mil reais até trinta mil reais, vencidos há mais de um ano, essa exclusão da receita financeira somente poderá ser aplicada quando a concessionária houver tomado as providências de caráter judicial necessárias ao recebimento do crédito. Se as providências judiciais forem tomadas após o prazo de dois meses do vencimento do crédito, a exclusão só

abrangerá os encargos financeiros auferidos a partir da data em que tais providências forem efetivadas (art. 26, § 2º, da IN.SRF nº 93/1997).

33.5.4. LUCRO PRESUMIDO

O Lucro Presumido apurado trimestralmente pelas empresas concessionárias, autorizadas e permissionárias do setor elétrico, que estão dentro das condições permitidas para optarem por esta modalidade de tributação, será determinado mediante a aplicação do percentual de 8% sobre a receita bruta decorrente das operações com energia elétrica, e 32% para a receita de serviços prestados, auferidas no período de apuração. A adoção do percentual de 8% está relacionado ao entendimento de que, constitucionalmente, para fins tributários, energia elétrica está definida como mercadoria, o que já foi confirmado pela Secretaria da Receita Federal por meio da Instrução Normativa Conjunta de nº 4, de 18.08.97.

Considerando a existência de outras receitas, como as financeiras, ganhos de capital e outras não ligada diretamente à atividade operacional da empresa, para as quais não se aplica os percentuais acima mencionados, teremos a definição de que, lucro presumido será o total resultante da soma dos seguintes valores:

- a) Resultados apurados pela aplicação dos percentuais específicos do lucro presumido sobre a receita bruta (art. 519 – RIR/99) decorrentes das operações com energia elétrica e de prestação de serviços, quando for o caso.
- b) Os ganhos de capital, os rendimentos e ganhos líquidos auferidos em aplicações financeiras, as demais receitas e os resultados positivos decorrentes de receitas não abrangidas na letra “a”.
- c) Juros relativos à remuneração do capital próprio (art. 9º – Lei nº 9.249/95).

Não serão incluídos na base de cálculo, os lucros, dividendos ou resultado positivo decorrente da avaliação de investimentos pela equivalência patrimonial.

A opção pelo pagamento do imposto de renda pelo lucro presumido é irrevogável, feito o primeiro pagamento não há como mudar essa opção. Com a alteração do art. 20 da Lei 9.249/1995, introduzida pelo art. 22, § único, da Lei nº 10.684, de 30.05.2003, foi criada uma exceção, ao estabelecer que a pessoa jurídica submetida ao lucro presumido poderá, excepcionalmente, em relação ao quarto trimestre-calendário de 2003, optar pelo lucro real, sendo definitiva a tributação pelo lucro presumido relativa aos três primeiros trimestres. Vale ressaltar que essa exceção vale somente para último trimestre do ano de 2003.

33.5.5. LUCRO ARBITRADO

As concessionárias, autorizadas e permissionárias, enquadradas nas hipóteses previstas no art. 530 – RIR/99, quando conhecida sua receita bruta (art. 279 – RIR/99), poderá efetuar o pagamento do imposto correspondente com base no Lucro Arbitrado, apurado trimestralmente, pelo contribuinte.

O lucro arbitrado *“não deve ser encarado como modalidade optativa ou de favorecida de tributação, pois representa coercitivamente a determinação do lucro e do imposto para contribuintes que descumprirem as disposições legais relativas ao Lucro Real e ao Lucro Presumido”*.¹²

O lucro arbitrado será determinado mediante a aplicação do percentual de 9,6% (8% majorado em 20%) sobre a receita bruta conhecida, decorrente das operações com energia elétrica e 38,4% (32% majorado em 20%) sobre a receita da prestação de serviços, auferidas no período de apuração.

Semelhante a apuração do lucro presumido, as outras receitas, como as financeiras, ganhos de capital e outras não ligadas diretamente à atividade operacional da empresa, para as quais não se aplicam os percentuais acima mencionados, comporão o lucro arbitrado. Assim, o lucro arbitrado será o total resultante da soma dos seguintes valores:

- Resultados apurados pela aplicação dos percentuais específicos do lucro arbitrado sobre a receita bruta (art. 532 – RIR/99) decorrentes das operações com energia elétrica e de prestação de serviços, quando for o caso.
- Os ganhos de capital, os rendimentos e ganhos líquidos auferidos em aplicações financeiras, as demais receitas e os resultados positivos decorrentes de receitas não abrangidas na letra “a”.
- Juros relativos à remuneração do capital próprio (art. 9º – Lei nº 9.249/95).

33.6. ALÍQUOTA E ADICIONAL

As pessoas jurídicas e a elas equiparadas pagarão o imposto de renda à alíquota de 15% sobre o lucro real, presumido ou arbitrado, apurado nos termos da legislação do imposto de renda (art. 541 – RIR/99).

¹²Silvério das Neves e Paulo E. V. Viceconti – Curso Prático de Imposto de Renda Pessoa Jurídica – Ed.Frase.2001.

Além do imposto apurado, o contribuinte pagará também, o adicional de imposto à alíquota de 10%, calculado sobre a parcela do lucro real, presumido ou arbitrado que exceder o valor resultante da multiplicação de R\$ 20.000,00, pelo número de meses do respectivo período de apuração (art. 542 – RIR/99), ou seja, para os doze meses do ano-calendário será sobre a parcela que exceder a R\$ 240.000,00.

É importante ressaltar que o valor do adicional de imposto será recolhido integralmente como receita da União, não sendo permitida quaisquer deduções, conforme art. 543 do RIR/99.

33.7. PRAZO DE RECOLHIMENTO

O imposto de renda apurado após as deduções dos incentivos, mais o adicional e menos as compensações permitidas pela legislação, deverá ser pago:

- a) Até o último dia útil do mês subsequente ao da apuração, se a mesma for pelo Lucro Real, com a opção de pagamento mensal por estimativa.
- b) Até o último dia útil do mês subsequente ao do trimestre encerrado, para aqueles que estão no Lucro Real trimestral, Lucro Presumido ou Lucro Arbitrado. Entretanto, à opção da pessoa jurídica, o imposto devido poderá ser pago em três quotas mensais, iguais e sucessivas, vencíveis no último dia útil dos três meses subsequentes ao encerramento do trimestre, aplicando-se nesse caso, a taxa SELIC – Sistema Especial de Liquidação e Custódia, acumulada mensalmente, calculados a partir do primeiro dia do segundo mês subsequente ao do encerramento do período de apuração até o último dia do mês anterior ao do pagamento, e mais 1% (um por cento) no mês do pagamento.

33.8. PREJUÍZO FISCAL

A compensação de prejuízos fiscais é permitida somente para as empresas que apuram o seu imposto de renda devido com base no lucro real trimestral ou anual com pagamento mensal por estimativa, devendo a sua apuração ou compensação ser demonstrada no LALUR – Livro de Apuração do Lucro Real, por meio da respectiva demonstração do lucro real do período.

Até 1991, os prejuízos fiscais tinham prazo prescricional equivalente a quatro períodos-base. O período-base de 1992, por força da Lei nº 8.383/1991, ficou sem termo prescricional. Para os períodos-base de 1993 e 1994, a Lei nº 8.541/1992 estabeleceu novamente o prazo prescricional equivalente a quatro períodos-base. Por último, e

ainda em vigor, o art. 42 da Lei nº 8.981/1995 alterado pelo art. 15 da Lei nº 9.065/1995, estabeleceu que o prejuízo fiscal apurado a partir do encerramento do ano-calendário de 1995, poderá ser compensado, cumulativamente com os prejuízos fiscais apurados até 31 de dezembro de 1994, com o lucro real apurado em cada período-base, observado o limite máximo para compensação, de 30% do referido Lucro Real. Essa última determinação legal foi normatizada pela Secretaria da Receita Federal, por meio da Instrução Normativa nº 51, de 31.10.95, no seu art. 27.

Essa limitação de 30% provocou grande reação junto aos contribuintes que buscaram sem sucesso a via judicial, tendo o Superior Tribunal de Justiça assim manifestado no REsp 154.175-CE, Rel. Min Eliana Calmon, julgado em 25.04.2000:

“IMPOSTO DE RENDA – DEDUÇÃO DO PREJUÍZO – A Lei nº 8.981/95 (MP nº 812/94) não violou os arts. 43 e 110 do CTN ao limitar em 30%, a partir de janeiro de 1995, a dedução do Imposto de Renda do prejuízo das empresas – prejuízos fiscais e bases de cálculo negativas apuradas e registradas no LALUR. A dedução continua integral porque nada impediria que os 70% restantes fossem abatidos nos anos seguintes, conforme o art. 52 da citada lei. O diferimento da dedução, assim como as adições, exclusões ou compensações prescritas e autorizadas pela legislação tributária, é concedido ao sabor da política fiscal para cada ano. Inexiste direito adquirido à dedução de uma só vez. “Precedentes citados: REsp 181.146-PR, DJ 23/11/198, e REsp 168.379-PR, DJ 10/08/1998.

Para as situações em que a pessoa jurídica esteja encerrando suas atividades, o judiciário entendeu que pode ser utilizado o prejuízo fiscal em sua totalidade, sem observação do limite de 30%. Esse mesmo entendimento foi manifestado pelo Primeiro Conselho de Contribuintes – Oitava Câmara, no Processo nº 13502.000497/00-11, Recurso nº 126.597, mediante Acórdão nº 108-06.682/2001, decidindo que: *“No caso de compensação de prejuízos fiscais na última declaração de rendimentos da incorporada, não se aplica a norma de limitação a 30% do lucro líquido ajustado.”.*

É importante observar as restrições quanto a compensação de prejuízo fiscal, prevista nos arts. 32 e 33 do Decreto-Lei 2.341/1987, conforme segue:

- A pessoa jurídica não poderá compensar seu prejuízo fiscal, se entre a data da apuração e a da compensação houver ocorrido, cumulativamente, modificação de seu controle societário e do ramo de atividade.
- A pessoa jurídica sucessora por incorporação, fusão ou cisão não poderá compensar o prejuízo fiscal da sucedida, sendo que no caso de cisão parcial, a pessoa jurídica cindida poderá compensar o seu próprio prejuízo fiscal, proporcionalmente à parcela remanescente do patrimônio líquido.

Outra restrição criada pelo art. 31 da Lei nº 9.249/1995 foi estabelecer que os prejuízos não operacionais, apurados pelas pessoas jurídicas, a partir de 1º de janeiro de 1996, somente poderão ser compensados com lucros da mesma natureza, ou seja, com lucros não operacionais, observando o limite de 30%. Esse dispositivo foi normatizado pela Instrução Normativa SRF nº 11, de 21.02.1996, que vedou somente a compensação de prejuízos não operacionais apurados no período-base com lucros operacionais apurados em períodos-base subsequentes, devendo controlar na parte “B” do LALUR os prejuízos não operacionais.

A Instrução prevê no seu art. 36 a hipótese de reclassificação no LALUR, de prejuízo fiscal não operacional para prejuízo fiscal operacional. Isso ocorrerá quando a pessoa jurídica, com prejuízo fiscal não operacional de períodos-base anteriores, apurar lucro não operacional e prejuízo operacional em determinado período-base, quando será considerando que ocorreu a compensação entre o prejuízo fiscal não operacional de anos anteriores com o lucro não operacional do período-base.

Quanto ao registro contábil do ativo fiscal decorrente dos prejuízos fiscais acumulados, bem como sobre a base de cálculo negativa da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL, deve-se reconhecer o mesmo à medida que for provável que no futuro haverá lucro tributável suficiente para compensar esses prejuízos ou base negativa. A avaliação dessa situação é de responsabilidade da administração da companhia e requer julgamento das evidências existentes, conforme manifestado pelo IBRACON na NPC 25, de 20.08.1998. A CVM expediu a Instrução nº 371, de 27.06.2002, aplicável às empresas de capital aberto, disciplinando o registro contábil, na qual, em seu art. 2º, dispôs que a companhia deverá atender, cumulativamente, às seguintes condições:

- a) Apresentar histórico de rentabilidade.
- b) Apresentar expectativa de geração de lucros tributários futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que permitam a realização do ativo fiscal diferido em um prazo máximo de dez anos.
- c) Os lucros futuros referidos no inciso anterior deverão ser trazidos a valor presente com base no prazo total estimado para sua realização.

Além do mais, o art. 3º desta Instrução dispôs também que presume-se não haver histórico de rentabilidade na companhia que não obteve lucro tributável em, pelo menos, três dos cinco últimos exercícios sociais.

Já para as empresas concessionárias e permissionárias de serviço público, a Instrução Contábil nº 6.3.1 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444/2001, portanto anterior às disposições da Instrução CVM nº 371/2002, dispõe o seguinte:

“6.3.1 Créditos Fiscais

Para fins de contabilização dos créditos fiscais, serão adotados conceitos, critérios, definições, premissas e procedimentos contábeis e de divulgação preconizados pelo pronunciamento do Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON, aprovados pela Deliberação nº 273, de 20 de agosto de 1998, da Comissão de Valores Mobiliários – CVM ou outro instrumento que vier a alterá-los ou substituí-los.

Especificamente para os créditos fiscais, as provisões serão constituídas nos casos em que sua recuperação futura seja efetivamente garantida. As provisões ativas para créditos fiscais podem ser constituídas sobre as seguintes bases:

- *Diferenças temporárias ocorridas na base de cálculo dos tributos devidos.*
- *Prejuízos fiscais e base negativa de cálculo da Contribuição Social.*

As garantias de recuperação futura a serem consideradas para a constituição de créditos fiscais são, principalmente, as seguintes:

a) Existência de obrigações fiscais a longo prazo em montantes e períodos de realização que assegurem a recuperação dos créditos fiscais.

b) Existência de expectativa de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para assegurar a recuperação dos créditos fiscais, conforme demonstração em planos e projeções elaboradas pela administração da concessionária e permissionária. As evidências mínimas, que devem suportar os planos e projeções, são as seguintes:

- *As concessionárias ou permissionárias deverão ter um histórico de rentabilidade passada e expectativa fundamentada dessa rentabilidade por prazo não superior a dez anos. Caso sejam constituídos créditos considerando a expectativa de realização em prazo superior a dez anos, as evidências que suportaram essa análise e projeções financeiras deverão ser apresentadas à ANEEL, acompanhadas de parecer de perito independente devidamente habilitado.*
- *As concessionárias e permissionárias deverão ter perspectivas de continuidade operacional.*
- *As perspectivas de ocorrência de lucros tributáveis devem estar fundamentadas preferencialmente em situações que envolvem providências internas da administração das concessionárias ou per-*

missionárias, em vez de pressupostos que envolvam terceiros ou situações de mercado.

Sempre que ocorrerem situações que gerem dúvidas quanto às perspectivas de realização dos créditos fiscais, as provisões ativas registradas devem ser ajustadas, de modo que reflitam tais situações.”

33.9. BASE DE CÁLCULO DO IMPOSTO DE RENDA PARA PAGAMENTO MENSAL ESTIMADO, APLICADO ÀS CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA COM RESPECTIVAS CONTAS CONTÁBEIS

ITEM	CONTA	D E N O M I N A Ç Ã O	RECEITA MENSAL	IMP.RENDA	
				%	B.CÁLCULO
1	611.0X.X.1	RECEITA DE OPERAÇÕES COM EN ELÉTRICA			
1.1	611.0X.X.1.01	Fornecimento		8	
1.2	611.0X.X.1.02	Suprimento		8	
1.3	611.0X.X.1.03	Receita de uso da Rede Elétrica		8	
1.4	611.0X.X.1.04	Receita E.Elétrica de Curto Prazo		8	
2	611.0X.X.9	OUTRAS RECEITAS E RENDAS			
2.1	611.0X.X.9.11	Renda da Prestação de Serviço (constante do objeto social)		32	
2.2	611.0X.X.9.12	Arrendamento e Aluguéis (constante do objeto social)		32	
2.3	611.0X.X.9.13	Doações Contrib. e Subvenções – Vinculado ao Serv. Concedido		100	
2.4	615.0X.X.1.98	Subvenção – CCC (até 2005 era a conta 611.0x.x.9.14)		100	
2.5	611.0X.X.9.15	Ganhos na Alienação de Materiais		100	
2.6	611.0X.X.9.16	Serviço Taxado		32	
2.7	611.0X.X.9.19	Diversas Receitas		100	
	611.06	ATIVIDADE NÃO VINCULADA À CONCESSÃO			
2.8	611.06.1.05	Vendas de Produtos		8	
2.9	611.06.4	Outras receitas e rendas		100	
3	631	RECEITA FINANCEIRA			
3.1	631.0X.X.1	Rendas		100	
3.2	631.0X.X.3	Varição Monetária		100	
3.3	631.0X.X.4	Renda dos Títulos e Valores Mobiliários. Alienados		100	
3.4	631.0X.X.5	Lucro de Participação em outras Sociedades			
3.5	631.0X.X.9	Outras Receitas Financeiras		100	
4	671	RECEITA NÃO OPERACIONAL			

ITEM	CONTA	D E N O M I N A Ç Ã O	RECEITA MENSAL	IMP.RENDA	B.CÁLCULO
				%	
4.1	671.0X.X.1	Ganhos na Desativação de Bens e Direitos (Receita)		100	
4.2	671.0X.X.2	Ganhos na Alienação de Bens e Direitos (Receita)		100	
4.3	671.0X.X.3	Ganhos (Exceto participação acionária) (Receita)		100	
4.4	671.0X.X.5	Doações, Contribuições. e Subvenções não V.S.C		100	
4.5	671.0X.X.9	Outras Receitas		100	
		SOMA			
5		REALIZAÇÃO DO LUCRO INFLACIONÁRIO			
5.1		L.I.R.(1/120 do LIA em 31/12/95)-AD.COSIT 28/99			
6		TOTAL A TRIBUTAR (1 + 2 + 3 + 4 + 5)			
7		IMPOSTO DE RENDA (15% DO ITEM 6)			
8		ADICIONAL DO I.R. (ITEM 6 - 20.000 por mês) x 10%			
9		TOTAL DO IMPOSTO DE RENDA DEVIDO (ITENS 7 + 8) (*)			

(*) Antes das deduções e compensações.

34. ANÁLISE DA MUDANÇA DO REGIME DE TRIBUTAÇÃO DE LUCRO REAL PARA O LUCRO PRESUMIDO

34.1. INTRODUÇÃO

De acordo com o Regulamento do Imposto de Renda, instituído pelo Decreto nº 3.000, de 26.03.1999, a base de cálculo do imposto de renda das pessoas jurídicas será o Lucro Real, Lucro Presumido ou Lucro Arbitrado, correspondente ao período-base de apuração TRIMESTRAL do imposto, encerrados em 31 de março, 30 de junho, 30 de setembro e 31 de dezembro de cada ano-calendário.

O art. 35 da Lei nº 8.981/1995 permitiu que as pessoas jurídicas, optantes ou obrigadas à tributação com base no lucro real, pudessem também optar pelo pagamento mensal do imposto por estimativa e apurar a base de cálculo pelo lucro real em 31 de dezembro do ano-calendário, momento este em que procederá aos ajustes devidos. Além do mais, essa opção permite, também, que a pessoa jurídica, com base nos balancetes mensais, possa suspender ou reduzir o pagamento do imposto apurado por estimativa, desde que os valores já pagos até o mês anterior sejam iguais ou superiores àquele apurado sobre o lucro real, com base nos balancetes mensais.

Portanto, uma empresa concessionária de serviços públicos que vem apurando e pagando seu imposto de renda e contribuição social com base no lucro real, tendo optado pelo pagamento mensal em bases estimada, com ajustes no final do ano-calendário, e pretende avaliar as vantagens de mudar seu regime de tributação de lucro real para lucro presumido, deve levar em consideração os aspectos legais que envolvem essa mudança, que serão comentados a seguir.

A determinação do Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, com base no Lucro Presumido é uma modalidade de tributação simplificada em relação ao Lucro Real, e está prevista no art. 516 do Regulamento do Imposto de Renda, Decreto nº 3.000/99.

Uma vez adotado o regime de tributação pela concessionária, esse prevalecerá definitivamente durante todo o ano-calendário, assim sendo abordaremos algumas particularidades dessa modalidade de tributação e seus efeitos, de forma a auxiliar a tomada de decisão por parte do concessionário, quanto a mudança do regime de tributação de lucro real para lucro presumido.

Momento da Opção e Períodos de Apuração

A opção pela tributação com base no lucro presumido será definitiva em relação a todo ano-calendário e será manifestada com o pagamento da primeira ou única quota do imposto devido correspondente ao primeiro período de apuração de cada ano-calendário.

O Imposto de Renda apurado com base no lucro presumido será determinado por períodos de apuração trimestrais, encerrados nos dias 31 de março, 30 de junho, 30 de setembro e 31 de dezembro de cada ano-calendário (RIR/99 art. 516 §§ 1º, 4º e 5º).

Desta forma, a opção pela tributação com base no lucro presumido deve ser manifestada até o último dia útil do mês de abril, por ocasião do pagamento do imposto de renda devido, referente ao primeiro trimestre do ano-calendário de 2005.

34.2. PESSOAS JURÍDICAS AUTORIZADAS A OPTAR E BASE DE CÁLCULO

Estão autorizadas a optar pela determinação do Imposto de Renda com base no Lucro Presumido as pessoas jurídicas cuja receita bruta total no ano-calendário anterior tenha sido igual ou inferior a R\$ 48.000.000,00, ou a R\$ 4.000.000,00, multiplicado pelo número de meses de atividade no ano-calendário anterior, quando inferior a doze meses. Podem optar também pelo Lucro Presumido,

todas as pessoas jurídicas que de acordo com a legislação vigente à época da opção, não estejam obrigadas à apuração do Imposto de Renda com base no Lucro Real (art. 13 da Lei nº 9.718/98).

O concessionário que atender às exigências legais de opção pelo Lucro Presumido, e cuja atividade principal seja a distribuição de energia elétrica, o Lucro Presumido, a ser apurado trimestralmente, será determinado mediante a aplicação de 8% (oito por cento) sobre a receita bruta decorrente das operações com energia elétrica, e 32% sobre as receitas de serviços prestados.

Ao Lucro Presumido, apurado mediante os percentuais acima, será adicionado os ganhos de capital, os rendimentos e ganhos líquidos auferidos em aplicações financeiras, as demais receitas e os resultados positivos decorrentes de demais receitas não sujeitas aos percentuais acima; e os juros relativos à remuneração do capital próprio (art. 9º da Lei nº 9.249/1995).

34.3. TRIBUTAÇÃO DOS VALORES DIFERIDOS NO LALUR

O concessionário que possuir Lucro Inflacionário a Realizar – LIAR e Saldo Credor de Correção Monetária Especial (art. 2º – Lei nº 8.200/1991), a ser tributado em 2005 e períodos seguintes.

De acordo com a legislação do Imposto de Renda, a pessoa jurídica que, até o ano-calendário anterior, houver sido tributada com base no lucro real, deverá adicionar à base de cálculo do imposto, correspondente ao primeiro período de apuração no qual houver optado pela tributação com base no lucro presumido, os saldos dos valores cuja tributação foram diferidos e controlados na parte “B” do Livro de Apuração do Lucro Real – LALUR (RIR/99 art. 520).

Desta forma, o concessionário que possuir lucro inflacionário a realizar e outros valores controlados na Parte “B” do LALUR, deverão oferecer à tributação, no primeiro trimestre, caso seja feita a opção pela tributação com base no lucro presumido.

34.4. DEDUÇÕES DO IMPOSTO DE RENDA DEVIDO E PRAZO DE RECOLHIMENTO

A partir do ano-calendário de 1998, por meio das alterações introduzidas na legislação do Imposto de Renda pelo art. 10 da Lei nº 9.532/97, do imposto apurado com base no lucro presumido ou arbitrado não é permitida qualquer dedução a título de incentivo fiscal. Assim, caso a pessoa jurídica faça a opção pela tributação com base

no lucro presumido, não poderá ser aproveitado os incentivos do Programa de Alimentação do Trabalhador – PAT, Deduções de Incentivo à Cultura e outros.

O recolhimento do Imposto de Renda devido com base no Lucro Presumido é feito com a utilização do Documento de Arrecadação de Receitas Federais – DARF, no código 2089, devendo ser recolhido até o último dia útil do mês subsequente ao do encerramento do período de apuração, se o contribuinte optar pelo pagamento em cota única.

Opcionalmente o imposto apurado em cada trimestre poderá ser pago em até três quotas mensais, iguais e sucessivas, no valor mínimo de R\$ 1.000,00, vencíveis no último dia útil dos três meses subsequentes ao de encerramento do período de apuração a que corresponder, sendo que o imposto em valor inferior a R\$ 2.000,00 deverá ser pago em quota única.

Cabe ressaltar que, fazendo uso dessa opção de parcelamento, as quotas do imposto serão acrescidas de juros equivalentes à Taxa Referencial do Sistema de Liquidação e Custódia – SELIC, acumulada mensalmente, calculados a partir do primeiro dia do segundo mês subsequente ao do encerramento do período de apuração até o último dia do mês anterior ao do pagamento, e mais um por cento no mês do pagamento.

34.5. FORMA DE RECONHECIMENTO DAS RECEITAS

De acordo com a Instrução Normativa nº 104/98, as pessoas jurídicas que optarem pela tributação com base no Lucro Presumido, poderá adotar o critério do “*Regime de Caixa*” para reconhecimento das receitas de vendas de bens e serviços ou da prestação de serviços. Assim, os valores decorrentes das vendas a prazo, somente serão incluídos na determinação do lucro presumido, quando do seu efetivo recebimento.

Se o concessionário vier a adotar a tributação pelo Lucro Presumido, deverá observar o disposto no art. 20 da Medida Provisória nº 2.158-35/2001, a qual determinou que as pessoas jurídicas submetidas ao regime de tributação com base no Lucro Presumido somente poderão adotar o “*regime de caixa*”, para fins da incidência da contribuição para o PIS/Pasep e Cofins, se também for adotado o mesmo critério em relação ao Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.

34.6. COFINS E PIS CUMULATIVOS

Optando o concessionário pelo Lucro Presumido, o mesmo estará obrigado a calcular a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins e a Contribuição ao Programa de Integração Social – PIS, com base no regime cumulativo, com a utilização das alíquotas de 3% (três por cento) e 0,65% (sessenta e cinco centésimos por cento), respectivamente (art. 8º da Lei nº 10.637/2002 e art. 10 da Lei nº 10.833/2003).

34.7. DISTRIBUIÇÃO DE LUCROS OU DIVIDENDOS

De acordo com o art. 10 da Lei nº 9.249, que é a matriz legal do art. 662 do RIR/99, os lucros ou dividendos calculados com base nos resultados apurados a partir do mês de janeiro de 1996, pagos ou creditados pelas pessoas jurídicas tributadas com base no Lucro Presumido, não estão sujeitos à incidência do imposto na fonte, nem integram a base de cálculo do imposto de renda do beneficiário, pessoa física ou jurídica, domiciliada no país.

O ADN COSIT nº 4/96 estabeleceu que poderá ser distribuído a título de lucros, sem incidência de imposto de renda, ao titular, sócio ou acionista da pessoa jurídica, o valor correspondente ao Lucro Presumido, diminuído de todos os impostos e contribuições (CSLL, Cofins, PIS/Pasep e IRPJ) a que tiver sujeitado a pessoa jurídica. A concessionária poderá distribuir lucro em quantia superior a essa forma estabelecida para o Lucro Presumido, também sem incidência de imposto de renda, desde que ela demonstre por meio de sua escrituração contábil, elaborada de acordo com as leis comerciais, que o lucro contábil efetivo é maior que o Lucro Presumido.

Com referência à Correção Monetária Especial – CME, entendemos que a mesma não é controlada no LALUR, portanto a sua realização deverá ser considerada mês a mês. Nesse sentido, o art. 434 do RIR que trata de reavaliação, que podemos aplicar por analogia à CME, assim estabelece:

“Art. 434. A contrapartida do aumento do valor de bens do ativo permanente, em virtude de nova avaliação baseada em laudo nos termos do art. 8º da Lei nº 6.404, de 1976, não será computada no lucro real enquanto mantida em conta de reserva de reavaliação.”

O Parecer Normativo nº 11/1979 prevê que os procedimentos estabelecidos neste artigo devam ser observados na escrituração comercial. Da mesma forma, as empresas vêm controlando a CME na contabilidade, de onde se extrai os valores a serem adicionados.

Em resposta à pergunta nº 212, do “Perguntas e Respostas – PJ” da Secretaria da Receita Federal de 1999, na qual é indagado o seguinte: *“O que deverá constar na parte B do Lalur? RESPOSTA: Na parte B serão mantidos os registros de controle de prejuízos a compensar em períodos subseqüentes (o prejuízo apurado na demonstração do lucro real e não o contábil), bem como os registros de controle de depreciação acelerada incentivada, de exaustão mineral com base na receita bruta, de exclusão de outros valores que devam influenciar na determinação do Lucro Real de período futuro e **não constem da escrituração comercial**, bem assim os valores relativos ao lucro inflacionário apurado até 31/12/95 e diferidos para posterior tributação nos termos da legislação tributária.”* (grifo nosso)

O art. 460 do RIR, cuja matriz legal é os art. 45 e 46 do Decreto nº 332, estabelece que a diferença relativa à correção monetária especial das contas do ativo permanente, apurada nos termos do Decreto 332, poderá ser deduzida para efeito do Lucro Real mediante alienação, depreciação, amortização, exaustão ou baixa a qualquer título do bem ou direito. Ora, se a despesa é dedutível, a exemplo da reavaliação, não há que se falar em adição e controle no LALUR.

35. CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE O LUCRO

35.1. INTRODUÇÃO

A Contribuição Social sobre o lucro das empresas está prevista no art. 195, inciso I, da Constituição Federal, juntamente a outras contribuições, que têm por finalidade financiar, de forma direta, a seguridade social.

As contribuições sociais para financiamento da seguridade social previstas no art. 195, não se submetem ao princípio da anterioridade (art. 150, III, b da CF), onde é vedado a cobrança de tributos no mesmo exercício financeiro em que haja sido publicada a lei que os instituiu ou aumentou. Essas contribuições só poderão ser exigidas após decorridos noventa dias da data da publicação da lei que as houver instituído ou modificado.

Assim, em 15 de dezembro de 1988, foi sancionada a Lei nº 7.689, cuja origem foi a Medida Provisória nº 22, de 06.12.1988, que instituiu a contribuição social sobre o lucro das pessoas jurídicas, tendo sido na época, normatizada pela Instrução Normativa SRF nº 198, de 29.12.88.

35.2. CONTRIBUINTE

De acordo com o art. 4º da Lei nº 7.689/1988, são contribuintes as pessoas jurídicas domiciliadas no País e as que lhes são equiparadas pela legislação tributária.

35.3. BASE DE CÁLCULO

35.3.1. PESSOA JURÍDICA TRIBUTADA PELO LUCRO REAL

A base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido é o resultado do período-base apurado com observância da legislação comercial, antes de computado a provisão para o seu próprio pagamento e a provisão do imposto de renda, ajustado pelas adições e exclusões prescritas ou autorizadas pela legislação tributária.

As adições e exclusões previstas na letra "c", § 1º, do art. 2º da Lei nº 7.689/88, alterada pelo art. 2º da Lei nº 8.034/1990, art. 1º da Lei 9.316/1996 e art.39 da MP nº 66/2002 são:

- Adição do resultado negativo da avaliação de investimentos pelo valor de patrimônio líquido.
- Adição do valor da reversa de reavaliação, baixada durante o período-base, cuja contrapartida não tenha sido computada no resultado do período-base.
- Adição do valor das provisões não dedutíveis da determinação do Lucro Real, exceto a provisão para o imposto de renda.
- Exclusão do resultado positivo da avaliação de investimentos pelo valor de patrimônio líquido.
- Exclusão dos lucros e dividendos derivados de investimentos avaliados pelo custo de aquisição que tenham sido computados como receita.
- Exclusão do valor das provisões adicionadas em períodos-base anteriores, que tenham sido baixadas no curso do período-base.
- Exclusão da parcela correspondente à diferença entre o valor de integralização de capital, resultante da incorporação ao patrimônio de outra pessoa jurídica, de participação societária de titularidade da empresa que efetuar a subscrição e integralização, e o valor dessa participação societária registrado na escrituração contábil desta empresa, devendo

controlá-la na parte “B” do LALUR para adição quando da alienação ou baixa a qualquer título, nos termos do ADI-SRF nº 14, de 25.09.2002.

Na apuração da base de cálculo da contribuição social, para as empresas concessionárias, autorizadas e permissionárias do setor elétrico, que optaram pelo Lucro Real, com pagamento mensal estimado, ou optantes pelo Lucro Presumido ou Lucro Arbitrado, aplica-se o percentual de 12% sobre a receita bruta mensal, decorrente das operações com energia elétrica e da prestação de serviços, sendo as demais receitas incorporadas à essa base de cálculo pela sua totalidade. Considerando que essa forma de apuração se assemelha à do Lucro Presumido, recomendamos a leitura da letra “b” a seguir.

35.3.2. PESSOA JURÍDICA TRIBUTADA PELO LUCRO PRESUMIDO

A base de cálculo da Contribuição Social, para as pessoas jurídicas desobrigadas de escrituração contábil, prevista no § 2º, da Lei nº 7.689/1988, e alterações posteriores, corresponderá à soma dos seguintes valores:

- 12% da receita bruta mensal da atividade.
- Ganhos de capital, rendimentos e ganhos líquidos auferidos em aplicações financeiras, demais receitas e resultados positivos decorrentes de receitas não abrangidas no item I.
- Juros sobre capital próprio.
- Variações monetárias ativas.
- Outros valores (multas, recuperações, juros ativos, descontos financeiros, aluguéis, etc.).

Não integram a base de cálculo os lucros, dividendos ou resultado positivo decorrente da avaliação de investimentos pela equivalência patrimonial.

A opção pelo pagamento da contribuição social pelo lucro presumido segue a mesma opção feita para o imposto de renda, sendo irrevogável, feito o primeiro pagamento não há como mudar essa opção. Com a alteração do art. 20 da Lei 9.249/1995, introduzida pelo art. 22, § único, da Lei nº 10.684, de 30.05.2003, foi criada uma exceção, ao estabelecer que a pessoa jurídica submetida ao lucro presumido possa, excepcionalmente, em relação ao quarto trimestre-calendário de 2003, optar pelo Lucro Real, sendo definitiva a tributação pelo Lucro Presumido relativa aos três primeiros trimestres. Vale ressaltar que essa exceção vale somente para último trimestre do ano de 2003.

35.3.3. PESSOA JURÍDICA TRIBUTADA PELO LUCRO ARBITRADO

A base de cálculo da contribuição social, para o lucro arbitrado, apurado por meio da receita bruta conhecida, é semelhante à do Lucro Presumido, ou seja, corresponderá a 12% da receita bruta mensal, importância à qual deverão ser acrescidas as demais receitas, ganhos e resultados, conforme descrito anteriormente na letra “b”.

35.4. BASE DE CÁLCULO NEGATIVA DA CSLL

De acordo com o § único do art. 44 da Lei nº 8.383, de 30.12.1991, as pessoas jurídicas tributadas com base no lucro real, poderão compensar a base de cálculo negativa da Contribuição Social sobre o lucro líquido, apurada a partir do período-base de 1992, com a base de cálculo positiva, apurada em períodos posteriores. Essa compensação, a partir do período-base de 1995, ficou limitada a 30% da base de cálculo positiva, em virtude do disposto no art. 58 da Lei nº 8.981/1995.

É importante observar o disposto no art. 22 da Medida Provisória nº 2.158-35, que veio estabelecer a aplicação dos arts. 32 e 33 do Decreto-Lei 2.341/1987, também para a Contribuição Social, restringindo ainda mais sua compensação, conforme segue:

- A pessoa jurídica não poderá compensar sua base de cálculo negativa de CSLL, se entre a data da apuração e da compensação houver ocorrido, cumulativamente, modificação de seu controle societário e do ramo de atividade.
- A pessoa jurídica sucessora por incorporação, fusão ou cisão não poderá compensar a base de cálculo negativa da sucedida, sendo que no caso de cisão parcial, a pessoa jurídica cindida poderá compensar a sua própria base de cálculo negativa, proporcionalmente à parcela remanescente do patrimônio líquido.

35.5. ALÍQUOTA

Inicialmente, pela Lei que instituiu a contribuição social sobre o lucro das pessoas jurídicas, a alíquota era de 8%, sendo que para as instituições a que se referia o § 1º, do art. 22 da Lei nº 8.212, de 24.07.1991, a alíquota seria de 10%, sendo posteriormente alterado para 18%, por meio do art. 11 da Lei Complementar nº 70, de 30.11.1991, e art. 2º da Lei nº 9.316/1996. Posteriormente foi reduzida a 8% pelo art. 7º da MP 2.158, de 24.08.2001, que unificou a alíquota em 8% para todas as pessoas jurídicas.

A Medida Provisória nº 2.158/2001, no seu art. 6º, estabeleceu um adicional de quatro pontos percentuais, para os fatos geradores ocorridos entre 1º de maio de 1999 a 31 de janeiro de 2000, elevando assim a alíquota, nesse período, para 12%.

Para os fatos geradores ocorridos entre 1º de fevereiro de 2000 a 31 de dezembro de 2002, o adicional foi de um ponto percentual, perfazendo uma alíquota de 9%.

Relativamente aos fatos geradores ocorridos a partir de 1º de janeiro de 2003, o art. 40 da Medida Provisória nº 66, de 29.08.2002, convertida na Lei nº 10.637/2002, estipulou que a alíquota seria de 9%, ou seja, o adicional de um ponto percentual foi incorporado à alíquota. Essa alíquota de 9% foi mantida pelo art. 17 da Medida Provisória nº 413, de 03.01.2008, convertida na Lei nº 11.727, de 23.06.2008.¹³

A Lei nº 10.637/2002 instituiu também no seu art. 40 o “Bônus de adimplência fiscal”, aplicável às pessoas jurídicas submetidas ao regime de tributação com base no Lucro Real ou Presumido, correspondente a 1% da base de cálculo da CSLL, desde que a pessoa jurídica não tenha nos últimos cinco anos:

- I. Lançamento de ofício.
- II. Débitos com exigibilidade suspensa.
- III. Inscrição em dívida ativa.
- IV. Recolhimentos ou pagamentos em atraso.
- V. Falta ou atraso no cumprimento das obrigações acessórias.

A contribuição social apurada, após as compensações permitidas pela legislação, deverá ser paga nos mesmos prazos estabelecidos para o imposto de renda, já comentados no tópico que trata do Imposto de Renda, item 3.5 – Alíquota e adicional, já que o art. 57 da Lei nº 8.981/1995, estabeleceu que:

“Aplica-se à Contribuição Social sobre o Lucro (Lei nº 7.689, de 1988) as mesmas normas de apuração e de pagamento estabelecidas para o imposto de renda das pessoas jurídicas, mantidas a base de cálculo e as alíquotas previstas na legislação em vigor, com as alterações introduzidas por esta lei.”

É imperioso que façamos a seguinte observação: a Lei 8.981, ao estabelecer essa disposição, não está igualando a base de cálculo, ou seja, estabelecendo que as mesmas adições e exclusões que se aplicam ao imposto de renda deverá ser aplicado à contribuição social, que tem sua base de cálculo estabelecida na Lei nº 7.689 e alterações subsequentes, mas sim definindo que aplicasse à contribuição social, as formas de apurações (lucro real, lucro presumido e arbitrado), formas de pagamento (estimado) e os mesmos prazos de recolhimento.

¹³ Vide Instrução Normativa da RFB nº 810, de 21.01.2008.

35.6. BASE DE CÁLCULO DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL PARA PAGAMENTO MENSAL ESTIMADO, APLICADO ÀS CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA COM RESPECTIVAS CONTAS CONTÁBEIS

ITEM	CONTA	DENOMINAÇÃO	RECEITA			CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	
			MENSAL	%	B.CÁLCULO	%	B.CÁLCULO
1	611.0X.X.1	RECEITA DE OPERAÇÕES COM ENERGIA ELÉTRICA					
1.1	611.0X.X.1.01	Fornecimento		12			
1.2	611.0X.X.1.02	Suprimento		12			
1.3	611.0X.X.1.03	Receita de uso da Rede Elétrica		12			
1.4	611.0X.X.1.04	Receita E.Elétrica de Curto Prazo		12			
2	611.0X.X.9	OUTRAS RECEITAS E RENDAS					
2.1	611.0X.X.9.11	Renda da Prestação de Serviço (constante do objeto social)		32			
2.2	611.0X.X.9.12	Arrendamento e Aluguéis (constante do objeto social)		12			
2.3	611.0X.X.9.13	Doações, Contribuições e Subvenções - V.S.C		100			
2.4	615.0X.X.1.98	Subvenção – CCC (até 2005 era a conta 611.0x.x.9.14) ¹⁴		100			
2.5	611.0X.X.9.15	Ganhos na Alienação de Materiais		100			
2.6	611.0X.X.9.16	Serviço Taxado		12			
2.7	611.0X.X.9.19	Diversas Receitas		12			
	611.06	ATIVIDADE NÃO VINCULADA À CONCESSÃO		12			
2.8	611.06.1.05	Venda de Produtos		12			
2.9	611.06.4	Outras receitas e rendas		100			
3	631	RECEITA FINANCEIRA					
3.1	631.0X.X.1	Rendas		100			
3.2	631.0X.X.3	Varição Monetária		100			
3.3	631.0X.X.4	Renda dos Títulos e Valores Mobiliários Alienados		100			
3.4	631.0X.X.5	Lucro de Participação em outras Sociedades					
3.5	631.0X.X.9	Outras Receitas Financeiras		100			
4	671	RECEITA NÃO OPERACIONAL					
4.1	671.0X.X.1	Ganhos na Desativação de Bens e Direitos (Receita)		100			

¹⁴Os recursos recebidos a título de CCC, registrados como recuperação de despesa, representam entrada de novos recursos, e não mero reembolso de gastos já efetuados pela Companhia. Inclusive, esse é o entendimento da RFB/COSIT.

ITEM	CONTA	DENOMINAÇÃO	RECEITA	CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	
			MENSAL	%	B.CÁLCULO
4.2	671.0X.X.2	Ganhos na Alienação de Bens e Direitos (Receita)		100	
4.3	671.0X.X.3	Ganhos (Exceto Participação Acionária) (Receita)		100	
4.4	671.0X.X.5	Doações, Contribuições e Subvenções não V.S.C		100	
4.5	671.0X.X.9	Outras Receitas		100	
		SOMA			
5		BASE DE CÁLCULO ESTIMADA (1 + 2 + 3 + 4)			

36. CONTRIBUIÇÃO SOCIAL PARA O PIS/PASEP

36.1. INTRODUÇÃO

As contribuições para o PIS – Programa de Integração Social e para o Pasep – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público, instituídas pelas Leis Complementares nºs 7 e 8, de 07.09.1970 e 03.12.1970, respectivamente, cujos fundos foram unificados pela Lei Complementar nº 26, de 11.09.1975, e recepcionadas no art. 239 da Constituição Federal de 1988, tem por objetivo financiar o programa do seguro-desemprego e o abono do PIS equivalente a um salário mínimo, a ser pago aos empregados que percebam até dois salários mínimos de remuneração mensal.

Essas contribuições estiveram por vários anos sob a vigência dos Decretos-Lei nºs 2.445 e 2.449/1988, os quais ampliaram as suas bases de cálculos, incluindo as receitas financeiras, bem como majoraram suas alíquotas, tendo os mesmos sido julgados como inconstitucionais pelo Supremo Tribunal Federal – STF, no RE nº 148.754-2/RJ. Esses decretos tiveram sua execução suspensa pela Resolução nº 49, do Senado Federal (D.O.U de 10.10.1995), portanto, expurgados do ordenamento jurídico brasileiro, restaurando-se assim, a vigência da Lei Complementar nº 7/1970 e 8/1970, gerando grandes polêmicas e discussões judiciais, tendo inclusive a Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional emitido o Parecer PGFN/CAT/nº 437/98, onde concluiu que:

- *“A Lei nº 7.691/88 revogou o § único, do art. 6º da L.C nº 7/70, extinguindo o prazo de seis meses, entre o fato gerador e o pagamento da contribuição, conforme originalmente determinava o referido dispositivo”.*

- *“Não havia e não há impedimento constitucional à alteração da matéria por lei ordinária, pois essa contribuição não se enquadra na exigência do § 4º, do art. 195 da Constituição Federal, e, assim dispensa lei complementar para sua regulamentação”.*
- *“O Decreto 2.346, de 1997, impôs, com força vinculante para a Administração Pública federal, o efeito ex tuc ao ato do Senado Federal que suspendeu a exceção de lei ou ato normativo declarado inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal (§ 2º, do art. 1º, c/c o § 1º do mesmo art.).”*

Logo após a publicação da Resolução do Senado Federal nº 49/1995, o Poder Executivo editou a Medida Provisória nº 1.212, de 28.11.1995, estabelecendo novos procedimentos de apuração do PIS/Pasep, que nas suas reedições assumiu diversos números, que culminou na Medida Provisória nº 1.676-38/1998, convertida na Lei nº 9.715, de 25.11.1998.

Em 1998, além da Lei nº 9.715/1998, foram editadas as Leis nº 9.701, de 17.11.1998, e a Lei nº 9.718, de 27.11.1998, bem como as Medidas Provisórias nº 2.158-35, de 24.08.2001, em vigor até a presente data, que sucedeu a Medida Provisória nº 2.037/2000, e a de nº 107/2003.

O PIS/Pasep, no regime cumulativo, é calculado indistintamente a uma alíquota de 0,65% sobre a receita bruta, sendo irrelevante o tipo de atividade e a classificação contábil adotada para as receitas, nos termos do art. 2º da Lei nº 9.718, de 27.11.1998. Com a edição da Lei nº 10.637/2002,¹⁵ conversão da Medida Provisória nº 66, de 30.08.2002, cuja vigência se iniciou em 01 de dezembro de 2002, ficou instituído o regime não-cumulativo para o PIS/Pasep com alíquota de 1,65% sobre a receita bruta, obrigatório para as empresas sujeitas à tributação do imposto de renda com base no Lucro Real.

Para o regime não-cumulativo, a lei estabeleceu que do valor apurado para recolhimento da contribuição para o PIS/Pasep, a pessoa jurídica poderá descontar créditos calculados nos termos do art. 3º da Lei nº 10.637/2002, a uma alíquota de 1,65%. Quando a receita não for tributada pelo PIS/Pasep, em virtude de suspensão, isenção, alíquota zero ou não incidência, não será exigido o estorno do crédito, conforme disposto no art. 17 da Lei nº 11.033 de 21.12.2004:

¹⁵Já alterada pela Lei nº 10.684, de 30.5.2003; Lei nº 10.833, de 29.12.2003; Lei nº 10.865, de 30/04/2004; Lei nº 10.925, de 23/07/2004; Lei nº 10.996, de 15/12/2004; Lei nº 11.033, de 21/12/2004; Lei nº 11.051, de 29/12/2004; Lei nº 11.116, de 18/05/2005, e, ainda, pela Medida Provisória nº 252, de 15/06/2005, que vigorou até 13.10.2005, conforme Ato Declaratório do Presidente da Mesa do Congresso Nacional nº 38, de 14.10.2005.

“Art. 17. As vendas efetuadas com suspensão, isenção, alíquota 0 (zero) ou não incidência da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins não impedem a manutenção, pelo vendedor, dos créditos vinculados a essas operações.”

A sistemática de cálculo e apuração das contribuições ao PIS/Pasep, no regime não-cumulativo, introduzidas pela Lei nº 10.637/2002, não se aplica indistintamente a todas as pessoas jurídicas ou a todas e quaisquer receitas dos respectivos contribuintes. Com efeito, a legislação em tela contempla duas espécies de exclusões ao regime não-cumulativo. A primeira, de caráter subjetivo, que mantém sob o regime da cumulatividade, por exemplo, as pessoas jurídicas tributadas pelo Imposto de Renda com base no Lucro Presumido ou Arbitrado, as optantes pelo SIMPLES e as imunes, dentre outras.

A segunda modalidade de exclusão, de caráter objetivo, manteve determinadas receitas sujeitas ao regime cumulativo, como é o caso previsto no art. 8º, VII, VIII, XI, da Lei nº 10.637/2002 e do art. 10, VII a XXVI, da Lei nº 10.833/2003. Nesta modalidade, a exclusão do regime não-cumulativo não é da pessoa jurídica em si, mas apenas das receitas decorrentes das atividades listadas na própria lei. Dessa forma, a pessoa jurídica poderá ter receitas decorrentes de atividades sujeitas à incidência não-cumulativa e outras decorrentes de atividades sujeitas à incidência cumulativa. As pessoas jurídicas enquadradas no regime não-cumulativo, mas com receitas sujeitas à incidência cumulativa, devem observar que, as receitas não operacionais e outras receitas operacionais não relacionadas na lei, estarão sujeitas ao regime não-cumulativo do PIS/Pasep.

O regime não-cumulativo, também não se aplica às: Cooperativas; Instituições financeiras e assemelhadas; Operadoras de Planos de Assistência à Saúde; Pessoas Jurídicas imunes a impostos; órgãos públicos e as autarquias e fundações públicas federais, estaduais e municipais.

As pessoas jurídicas, acima mencionadas, continuaram a apurar a contribuição para o PIS/Pasep, nos termos das Leis nº 9.715/1998, nº 9.718/1998 e Medida Provisória 2.158-35/2001, e as receitas não sujeitas ao regime não-cumulativo continuaram a ser tributadas a alíquota de 0,65%.

A tributação das operações com energia elétrica pelo PIS deveria ser pelo regime cumulativo e semelhante ao do ICMS, tratado no art. 155 da Constituição Federal, já que a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica ocorrem simultaneamente, ou seja, a tributação somente ocorreria no momento da venda de energia elétrica ao consumidor final, simplificando os procedimentos tributários nas empresas e da própria fiscalização.

Com referência aos créditos, dos quais trataremos em tópico específico, ocorreram diversas alterações desde a edição da Lei nº 10.637/2002 e da Lei nº 10.833/2003, sendo que, o crédito sobre as despesas financeiras de empréstimos e financiamentos

contraídos com pessoas jurídicas nacionais, foi permitido somente até o mês de julho de 2004. Quanto à depreciação dos bens, a IN.SRF nº 358/2003 interpretou que o crédito poderia ser calculado sobre a depreciação de todos os bens do ativo imobilizado, independentemente do ano de aquisição desses bens e da sua destinação, desde que os mesmos fossem adquiridos de pessoas jurídicas nacionais. Essa permissão, prevista na IN.SRF. nº 358, vigorou até janeiro de 2004, quando entrou em vigor a Lei nº 10.833/2003, que passou a permitir o crédito somente sobre as máquinas, equipamentos e outros bens incorporados ao ativo imobilizado, adquiridos para utilização na produção de bens destinados à venda, ou na prestação de serviços, mantendo os demais entendimentos que constaram da IN.SRF nº 404, de 12.03.2004. Posteriormente, com o art. 31 da Lei nº 10.865/2004, foi vedado, a partir de agosto de 2004, o crédito relativo à depreciação e amortização de bens e direitos de ativos imobilizados adquiridos até 30 de abril de 2004, sendo que a partir do mês de maio de 2004, passou a ser permitido o crédito sobre a depreciação e amortização somente de máquinas, equipamentos e outros bens, adquiridos a partir de 01.05.2004, e desde que adquiridos para utilização na produção de bens destinados à venda, ou na prestação de serviços (inciso III do §1º, do art. 3º das Leis nºs 10.637/2002 e 10.833/2003 com respectivas alterações).

Com a instituição do PIS/Pasep – Importação e Cofins – Importação, pela Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004, em seu art. 15, passou a permitir o crédito dessas contribuições sobre os bens importados a partir de maio de 2004.

De forma a contrabalancear a vedação do crédito sobre as despesas financeiras, o Governo Federal, por disposição do § 2º, do art. 27 da Lei nº 10.865, de 30.04.2004, editou o Decreto nº 5.164, de 30.07.2004, que reduziu a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins incidentes sobre as receitas financeiras, exceto sobre as receitas de juros sobre capital próprio e as decorrentes de operações de hedge, auferidas pelas pessoas jurídicas sujeitas à incidência não-cumulativa das citadas contribuições, com vigência a partir de 1º de agosto de 2004. Esse Decreto foi revogado pelo Decreto nº 5.442 de 09.05.2005, que manteve a alíquota do PIS/Pasep calculada sobre a receita financeira, reduzida a “ZERO”, e estendeu o benefício às receitas decorrentes de operações de hedge, a partir de 1º de abril de 2005. Portanto ficou mantida a incidência do PIS/Pasep e da Cofins sobre a receita financeira de juros sobre capital próprio.

Por último ressaltamos que, desde a edição da Medida Provisória nº 66/2002 e sua conversão na Lei nº 10.637/2002, foi permitido, nos termos do art. 47, a opção de tributação do PIS/Pasep, no regime cumulativo, das receitas decorrentes da liquidação das operações realizadas no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Da mesma forma, essa opção foi estendida a Cofins, conforme disposto no inciso X, do art. 10 da Lei nº

10.833/2003. Em relação à MP 66/2002, a Lei nº 10.637/2002, em seu art. 47, § 2º, estabeleceu uma nova definição de receita bruta a ser aplicada nas operações com energia no Mercado Atacadista de Energia Elétrica, atual CCEE, que havia sido regulamentado inicialmente pela IN.SRF nº 199/2002, quando da vigência da MP 66/2002, que acabou sendo revogada pela IN.SRF nº 247/2002.

Considerando que no setor elétrico brasileiro a predominância da apuração pelo PIS/Pasep é pelo regime não-cumulativo, e dado à simplicidade da apuração pelo regime cumulativo, abordaremos neste capítulo tão somente o PIS/Pasep apurado pelas concessionárias que estão sujeitas ao regime não-cumulativo, sem deixar de abordar as questões das empresas que apuram essas contribuições nos dois regimes de tributação, face às disposições legais que excluíram determinadas receitas do regime não-cumulativo, bem como permitiram a opção pelo regime-cumulativo quando da tributação das receitas de venda de energia elétrica no mercado atacadista de energia elétrica, cuja contabilização física e liquidação financeira ocorrem no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Quanto à regulamentação da legislação do PIS/Pasep, desde a edição da Medida Provisória nº 66/2002, que instituiu o regime não-cumulativo, foi editado o Decreto nº 4.524, de 17.12.2002, que consolidou toda a legislação, mas em seguida, face à edição de novas leis, foram editados diversos Decretos, dos quais destacamos abaixo, os principais:

Decreto nº	Assunto
5.988/2006	Dispõe sobre o art.31 da Lei nº 11.196/2005, que instituiu a depreciação acelerada incentivada, bem como o desconto do PIS/Pasep e da Cofins, no prazo de doze meses, nas aquisições de bens de capital efetuadas. por pessoas jurídicas estabelecidas em micro-regiões menos favorecidas das áreas de atuação das extintas SUDENE E SUDAM.
5.691/2006	Dispõe sobre as máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos importados por pessoas jurídicas estabelecidas na Zona Franca de Manaus, objeto da suspensão da exigência do PIS/Pasep-Importação e da Cofins-Importação, na forma do art. 50 da Lei nº 11.196/2005.
5.457/2005	Dá nova redação ao art. 3º do Decreto nº 5.297/2004, que reduz as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins incidentes sobre a importação e a comercialização de biodiesel.

- 5.442/2005 Reduz a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins incidentes sobre as receitas financeiras auferidas pelas pessoas jurídicas sujeitas à incidência não-cumulativa.(Revogou o Decreto nº 5.164/2004).
- 5.310/2004 Dispõe sobre a incidência da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins sobre as operações de venda efetuada na Zona Franca de Manaus – ZFM.
- 5.297/2004 Dispõe sobre os coeficientes de redução das alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins incidentes na produção e na comercialização de biodiesel.
- 5.164/2004 Reduz a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins incidentes sobre as receitas financeiras auferidas pelas pessoas jurídicas sujeitas a incidência não-cumulativa.(Revogado pelo Decreto nº 5.442/2005).
- 5.059/2004 Reduz as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e Cofins incidentes sobre a importação e comercialização de gasolina, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo(GLP) e querosene de aviação.

Já com referência às normas estabelecidas pela Secretaria da Receita Federal, temos a Instrução Normativa SRF nº 247, de 21.12.2000, que revogou praticamente todas as Instruções Normativas anteriores que tratavam do PIS/Pasep. Mas, face às quantidades de Leis e Decretos publicados desde a edição da Lei nº 10.637/2002 e 10.833/2003, foram publicadas diversas Instruções Normativas, dentre as quais, destacamos abaixo, as principais normas direcionadas ao setor elétrico:

- | IN.SRF nº | Assunto |
|-----------|--|
| 658/2006 | Dispõe sobre o PIS/Pasep e Cofins incidentes sobre as receitas relativas a contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003. |
| 635/2006 | Dispõe sobre o PIS/Pasep e Cofins, cumulativas e não-cumulativas, devidas pelas sociedades cooperativas em geral. |
| 600/2005 | Dispõe, nos seus arts. 21 e 22, sobre o ressarcimento e a compensação de créditos da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins. |
| 546/2005 | Dispõe sobre o PIS/Pasep e a Cofins incidentes sobre receitas auferidas por empresas estabelecidas na Zona Franca de Manaus. |
| 516/2005 | Dispõe sobre o Registro Especial a que estão sujeitos os produtores e os importadores de biodiesel. |

- 480/2004 Dispõe sobre a retenção de tributos nos pagamentos efetuados pelos órgãos da administração federal direta, as autarquias, as fundações federais, as empresas públicas, as sociedades de economia mista e as demais entidades em que a União, direta ou indiretamente detenha a maioria do capital social sujeito a voto, e que recebam recursos do Tesouro Nacional e estejam obrigadas a registrar sua execução orçamentária e financeira no Sistema Integrado de Administração Financeira do Governo Federal (Siafi), sobre os pagamentos que efetuarem às pessoas jurídicas, pelo fornecimento de bens ou prestação de serviços em geral, inclusive obras. (alterada pela IN.SRF nº 539/2005 e IN.SRF nº 706/2007 - Vide ADI.SRF.010/2006).
- 475/2004 Dispõe sobre a retenção da CSLL, da Cofins e do PIS/Pasep nos pagamentos efetuados às pessoas jurídicas de direito privado, pelo fornecimento de bens ou pela prestação de serviços em geral, inclusive obras, pelos órgãos da administração direta, autarquias, e fundações da administração pública do Distrito Federal, dos Estados e dos Municípios, que firmarem convênios na forma da Portaria SRF nº 1.454 de 6 de dezembro de 2004 (Vide ADI.SRF.010/2006).
- 468/2004 Dispõe sobre o PIS/Pasep e Cofins incidentes sobre as receitas relativas a contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003. (Revogada pela IN.SRF. nº 658/2006).
- 459/2004 Dispõe sobre a retenção de tributos e contribuições nos pagamentos efetuados pelas pessoas jurídicas de direito privado a outras pessoas jurídicas de direito privado, pela prestação de serviços. (vide ADI.SRF 010/2004 e 011/2005).
- 457/2004 Disciplina a utilização de créditos calculados em relação aos encargos de depreciação de máquinas, equipamentos e outros bens incorporados ao ativo imobilizado.
- 424/2004 Disciplina o regime de suspensão do PIS/Pasep – Importação e da Cofins – Importação, na importação de bens por estabelecimentos situados na Zona Franca de Manaus.
- 381/2003 Dispõe sobre a retenção da CSLL, Cofins e do PIS/Pasep nos pagamentos efetuados pelas pessoas jurídicas de direito privado a outras pessoas jurídicas de direito privado. (Revogada pela IN.SRF nº 459/2004).
- 306/2003 Dispõe sobre a retenção de tributos e contribuições nos pagamentos efetuados a pessoas jurídicas por órgãos da administração direta, autarquias e fundações da administração pública federal. (revogada pela IN.SRF. nº 480/2004).

- 247/2002 Dispõe sobre a Contribuição para o PIS/Pasep e a Cofins, devidas pelas pessoas jurídicas de direito privado em geral. (Alterada pela IN.SRF n° 358/2003 e pela IN.SRF. n° 464/2004).
- 209/2002 Regulamenta a incidência não-cumulativa da contribuição para o PIS/Pasep em conformidade com as disposições da MP n° 66/2002.
- 199/2002 Dispõe sobre a incidência da contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins sobre receitas auferidas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (atual CCEE).
- 198/2002 Disciplina o regime especial de parcelamento do PIS/Pasep, de que trata a MP n° 66/2002.

Por último, é importante ressaltar a publicação da Solução de Consulta n° 27, de 09.09.2008, pela Coordenação-Geral de Tributação – COSIT, que estabelece o direito ao crédito de diversos contratos específicos do setor elétrico, bem como a vedação ao crédito dos diversos encargos setoriais.

36.2. CONTRIBUINTE

Conforme disposto no art. 2° da Lei n° 9.715/1998, alterada pelo art. 13 da Medida Provisória n° 2.158-35/2001, a contribuição para o PIS/Pasep será apurada mensalmente pelas pessoas jurídicas de direito privado e as que lhes são equiparadas pela legislação do imposto de renda, inclusive as empresas públicas, as sociedades de economia mista e suas subsidiárias.

As sociedades cooperativas, além da contribuição sobre a folha de pagamento mensal, pagarão, também, a contribuição calculada com base no faturamento do mês, em relação às receitas decorrentes de operações praticadas com não associados (cooperados).

No caso do PIS/Pasep – Importação, os contribuintes são aqueles definidos no art. 5° da Lei n° 10.865/2004.

36.3. FATO GERADOR E BASE DE CÁLCULO NAS EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO

36.3.1. FATO GERADOR

Conforme disposto no art. 1º da Lei nº 10.637/2002, que trata do regime não cumulativo, a contribuição para o PIS/Pasep tem como fato gerador o faturamento mensal, assim entendido o total das receitas auferidas pela pessoa jurídica, independentemente de sua denominação ou classificação contábil. O total da receita compreende a receita bruta da venda de bens e serviços nas operações em conta própria ou alheia e todas as demais receitas auferidas pela pessoa jurídica.

Para fins do regime cumulativo não é diferente, pois o art. 3º da Lei nº 9.718/1998, com nova redação dada pela Medida Provisória nº 2.158-35/2001, também define como fato gerador, a receita bruta da Pessoa Jurídica, entendendo por receita bruta a totalidade das receitas auferidas, sendo irrelevante o tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada para as receitas (§ 1º, art. 3º da Lei nº 9.718/1998).

No caso do PIS/Pasep – Importação, o fato gerador está definido no art. 3º da Lei nº 10.865/2004.

36.3.2. BASE DE CÁLCULO

A base de cálculo definida no § 2º, do art. 1º da Lei nº 10.637/2002, é o valor do faturamento, com a mesma definição prevista para o fato gerador, ou seja, o total das receitas auferidas pela pessoa jurídica, independentemente de sua denominação ou classificação contábil.

Para as empresas do setor elétrico, tributadas com base no lucro real, cujas receitas estão no regime não-cumulativo do PIS/Pasep, prevalecerá as regras previstas na Lei nº 10.637/2002. A principal alteração estava no art. 1º, § 3º, que deixou de permitir a exclusão, a partir de dezembro de 2002, da receita de venda de bens do ativo imobilizado, previsto inicialmente na MP 66/2002. Somente com a edição da Medida Provisória nº 107, de 10.02.2003, convertida na Lei nº 10.684, de 30.05.2003, restabeleceu-se a exclusão dessa receita da base de cálculo, com vigência a partir de 01.02.2003.

Para as empresas que possuem receitas de venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (antigo mercado atacadista), o art. 47 da Lei nº 10.637/2002 permitiu que essas empresas optassem para que essa receita ficasse fora do regime não-cumulativo, permanecendo tributada a uma alíquota de 0,65%.

Quanto à receita financeira, o Governo Federal, por disposição do § 2º, do art. 27 da Lei nº 10.865, de 30.04.2004, editou o Decreto nº 5.164, de 30.07.2004, que reduziu a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins incidentes sobre as receitas financeiras, exceto sobre as receitas de juros sobre capital próprio e as decorrentes de operações de hedge, auferidas pelas pessoas jurídicas sujeitas à incidência não-cumulativa das citadas contribuições, com vigência a partir de 1º de agosto de 2004. Esse Decreto foi revogado pelo Decreto nº 5.442 de 09.05.2005, que manteve a alíquota do PIS/Pasep calculada sobre a receita financeira, reduzida a "ZERO", e estendeu o benefício às receitas decorrentes de operações de hedge, a partir de 1º de abril de 2005. Portanto ficou mantida a incidência do PIS/Pasep e da Cofins sobre a receita financeira de juros sobre capital próprio.

Assim temos, abaixo, os valores que não integram a base de cálculo:¹⁶

- As vendas canceladas e os descontos incondicionais concedidos.
- As reversões de provisões e recuperações de créditos baixados como perda, que não representem ingresso de novas receitas, o resultado positivo da avaliação de investimentos pelo valor do patrimônio líquido e os lucros e dividendos derivados de investimentos avaliados pelo custo de aquisição, que tenham sido computados como receita.
- Receita decorrente da venda de bens do ativo imobilizado (incluído pela Lei nº 10.684/2003).

Temos também as receitas sobre as quais não incidirá o PIS/Pasep, que são:¹⁷

- Receitas decorrentes de exportação de mercadorias (energia elétrica) para o exterior.
- Receitas da prestação de serviços a pessoa física ou jurídica residente ou domiciliada no exterior, com pagamento em moeda conversível.

O fato de não haver incidência do PIS/Pasep sobre as receitas acima, previstas no art. 5º da Lei nº 10.637/2002, não obriga o contribuinte a estornar o crédito de PIS/Pasep, ou seja, é assegurada a manutenção¹⁸ e a utilização do crédito, nos termos do § 1º, deste artigo, para fins de:

- Dedução do valor da contribuição a recolher, decorrente das demais operações no mercado interno.

¹⁶Lei nº 10.637, art. 1º, § 3º – Nos limitamos às situações existentes em empresa do setor elétrico.

¹⁷Lei nº 10.637, art. 5º – Nos limitamos às situações existentes em empresa do setor elétrico.

¹⁸O art. 17 da Lei nº 11.033/2004 confirma a manutenção dos créditos quando a receita não for tributada em virtude de suspensão, isenção, alíquota zero ou não incidência.

- Compensação com débitos próprios, vencidos ou vincendos, relativos a tributos e contribuições administrada pela Secretaria da Receita Federal, observada a legislação específica aplicável à matéria.

Já o § 2º, deste mesmo artigo, estabelece que o contribuinte que, até o final de cada trimestre do ano civil, não conseguir utilizar o crédito por qualquer das formas previstas no § 1º, poderá solicitar o seu ressarcimento em dinheiro, observada a legislação específica aplicável à matéria. Os procedimentos de compensação estão disciplinados na Instrução Normativa da Secretaria da Receita Federal de nº 600/2005.

Além das exclusões e não incidência acima citada tem o diferimento do pagamento da Contribuição, sendo importante alertar, face às mudanças da forma de tributação, que o diferimento não é do cálculo da contribuição, mas sim do seu pagamento, conforme disposto no caput do art. 7º da Lei nº 9.718/1998, aplicável também ao regime não-cumulativo, nos termos do art. 7º da Lei nº 10.833/2003. Quanto a essa permissibilidade de diferimento, estamos abordando o mesmo com detalhes no item “39 – REGIME DE CAIXA – DIFERIMENTO DO MOMENTO DA TRIBUTAÇÃO”, deste mesmo capítulo.

No caso do PIS/Pasep – Importação, a base de cálculo está definida no art. 7º da Lei nº 10.865/2004, e tratada na Instrução Normativa SRF nº 552, de 28 de junho de 2005.

36.3.3. DEMONSTRATIVO DA BASE DE CÁLCULO DO PIS/PASEP APLICADA ÀS CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA ¹⁹

CONTAS	TÍTULOS
CONTÁBEIS	INCLUSÃO
611.0X.X.1.01	Fornecimento faturado no mês
611.0X.X.1.02	Suprimento
611.0X.X.1.03	Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica
611.0X.X.1.04	Energia Elétrica de Curto Prazo – MAE
611.06.1.1.05	Vendas de Produtos
611.06.1.1.06	Vendas de Produtos
611.06.4.9	Outras Receitas e Rendas
611.0X.X.9.11	Renda da Prestação de Serviço
611.0X.X.9.12	Arrendamentos e aluguéis
611.0X.X.9.13	Doações, contribuições e subvenções Vinculados ao Serviço Concedido
615.0X.1.1.98	Subvenção – CCC (até 2005 era a conta 611.0x.x.9.14) ²⁰
611.0X.X.9.15	Renda da Alienação de materiais (a incidência não é sobre o ganho)
611.0X.X.9.16	Serviço Taxado
611.0X.X.9.19	Outras Receitas
631	Receita financeira ²¹ – Juros Sobre Capital Próprio – JSCP
671.0X.X.1	Ganhos na desativação de bens e direitos
671.0X.X.3	Ganhos (exceto de venda de ativo imobilizado) – Deve ser incluído a receita
671.0X.X.5	Doações, contribuições e subvenções não Vinculadas ao S. Concedido
671.0X.X.9	Outras Receitas
	EXCLUSÃO
611.0X.X.1.02	Suprimento destinado ao exterior – art. 5º da Lei nº 10.637/2002
611.0X.X.9.11	Renda da Prestação de Serviços para PF e PJ domiciliada no exterior com pagamento em moeda conversível – art. 5º,II, da Lei nº 10.637/2002

¹⁹A DACON deverá ser preenchida conforme as orientações da S.R.F.

²⁰Os recursos recebidos a título de CCC, registrado como recuperação de despesa, representa entrada de novo recurso, e não mero reembolso de gastos já efetuados pela Companhia. Esse é o entendimento da RFB/COSIT.

²¹ Para as concessionárias que se encontram no regime não-cumulativo a incidência do PIS/Pasep e da Cofins será sobre os JSCP, sobre as demais receitas financeiras a incidência foi até o mês de julho/2004. Para concessionárias no regime cumulativo deve-se incluir as receitas financeiras, sendo que as variações monetárias, no regime de caixa, deverá ser incluída somente das operações liquidadas. Não será incluído o resultado positivo de avaliação pelo MEP, bem como dos lucros e dividendos derivados de investimentos avaliados pelo custo de aquisição computado na receita.

36.3.4. BASE DE CÁLCULO NAS OPERAÇÕES DE CURTO PRAZO NA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE

As operações de curto prazo realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (anteriormente denominado Mercado Atacadista de Energia Elétrica) receberam tratamento todo especial na Medida Provisória nº 66/2002, no seu art. 32, com vigência imediata, mantido no art. 47 da Lei nº 10.637/2002, quanto à apuração do PIS e da Cofins, ao estabelecer que os agentes da CCEE (antigo MAE) poderiam optar pelo regime especial de tributação, pelo qual a alíquota do PIS seria de 0,65% (Cofins 3%), e a “Receita Bruta” seria os resultados positivos apurados mensalmente por cada agente, deduzido dos ajustes de contabilização encerradas de operações de compra e venda de energia elétrica, quando decorrentes de: decisão proferida em processo de solução de conflitos na CCEE, da ANEEL ou em processo de arbitragem; Resolução da ANEEL; e decisão proferida no âmbito do Poder Judiciário, transitada em julgado. Esses ajustes somente serão permitidos quando os mesmos caracterizem anulação de receita sujeita ao PIS/Pasep e à Cofins. Esse procedimento foi mantido na Lei nº 10.637/2002 e INSRF. nº 247/2002.

Dessa forma, foi resolvido o problema das empresas distribuidoras ainda não desverticalizadas, possuidoras de um único CNPJ – Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica, que na contabilização do MAE são desmembradas em Distribuição (D), Geração (Própria) e GII (Itaipu), que apareciam, nos demonstrativos, como compradoras e vendedoras delas próprias.

As geradoras de energia elétrica optantes poderão excluir da base de cálculo do PIS/Pasep e da Cofins o valor da receita auferida com a venda compulsória de energia elétrica por meio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Quanto ao ESS – Encargo de Serviço de Sistema e do Excedente Financeiro, os mesmos compõem a base de cálculo da contribuição do PIS/Cofins, na forma do regime especial, aplicando-se a alíquota de 0,65%.

A Lei em si é genérica, mas a Secretaria da Receita Federal, ao normatizar o assunto por meio da Instrução Normativa nº 247/2002 (que revogou a INSRF.199/2000), restringiu a aplicação, ao trazer uma nova definição de receita bruta para as geradoras, estabelecendo, tão somente a Geração Líquida de energia (energia alocada) e o ajuste do excedente financeiro. Dessa forma teremos o ESS – Encargo de Serviço do Sistema tributado a uma alíquota de 1,65%.

Já para os distribuidores e comercializadores de energia elétrica, a receita bruta, tributada à alíquota de 0,65%, será tão somente aquela obtida pela comercialização do excedente de energia adquirida por meio de contratos bilaterais, entendendo aí,

que estão inclusos os contratos iniciais, não sendo permitido a dedução do ESS – Encargo de Serviço de Sistema e do excedente financeiro negativo.

Para atender às possíveis exigências fiscais, os agentes que adotam o manual de contabilidade do setor elétrico deverão utilizar contas contábeis analíticas, na 611.01 – Geração e 611.05 – Comercialização, de forma a registrar as operações de curto prazo realizadas na CCEE, evidenciando os valores do ESS, MRE, Excedente financeiro, Excedente financeiro negativo e outros que julgar necessário.

É importante ressaltar que no manual de contabilidade do serviço público de energia elétrica, vigente até 31.12.2007 há a conta de quarto grau “04 – Energia Elétrica de Curto Prazo”, mas que constava somente na conta 611.05 – Comercialização, não havendo previsão para a 611.01 – Geração. Na edição anterior recomendamos a abertura desse quarto grau na conta 611.01 – Geração. A ANEEL acabou incluindo esta conta por meio do Despacho SFF nº 294, de 01.02.2008.

Outro aspecto importante a ser observado refere-se à Resolução Normativa nº 260, de 03 de abril de 2007, da ANEEL, que alterou a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, instituída pela Resolução Normativa nº 190 de 26.10.2004, permitindo que a CCEE efetuasse além da liquidação do Mercado de Curto Prazo, a liquidação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit – MCSD. O MCSD é realizado entre as empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras, mediante contrato bilateral, não se confundindo com a energia elétrica negociada no Mercado de Curto Prazo, estando, portanto, fora do regime especial previsto no art. 47 da Lei nº 10.637/2002.

36.3.5. DEMONSTRATIVO DA BASE DE CÁLCULO PIS/PASEP E DA COFINS – CCEE – ART. 47 LEI Nº 10.637/2002 E ART. 10, X DA LEI Nº 10.833/2003

1 – GERADORAS	R\$
(+) Geração Líquida (Exceto o M.R.E)	
(+) Ajuste mensal- excedente financeiro	
2 – COMERCIALIZADORAS	
(+) Excedente de energia elétrica oriunda dos contratos bilaterais	
3 – (+/-) AJUSTES § 3º, art. 47 Lei nº 10.637/2002	

Decisão de solução de conflitos no âmbito da CCEE/ ANEEL ou processo de arbitragem	
Ajustes de contabilização – Resolução ANEEL	
Decisão proferida no âmbito do Poder Judiciário, transitada em julgado.	
4 – BASE DE CÁLCULO	
5 – ALÍQUOTA 0,65%	
6 – PIS A RECOLHER	

36.4. ALÍQUOTA

A alíquota para o PIS/Pasep, prevista no art. 8º da Lei nº 9.715/1998, aplicadas àqueles contribuintes ou receitas, que não estejam enquadrados no regime não-cumulativo, é:

- 0,65% sobre o faturamento (pessoas jurídicas com fins lucrativos).
- 1% sobre a folha de salário (entidades sem fins lucrativos).
- 1% sobre o valor das receitas correntes e das transferências correntes e de capital recebidas.

Para os contribuintes que, por força da Lei nº 10.637/2002, apurarem o PIS/Pasep com base no regime não-cumulativo, a alíquota será de 1,65%, a partir de 1º de dezembro de 2002, conforme prevê o art. 2º da Lei nº 10.637/2002.

Portanto, a partir desta data, passou a vigorar o regime não-cumulativo na cobrança do PIS/Pasep, já que o art. 3º desse mesmo diploma legal, estabeleceu a permissão para o crédito correspondente a 1,65% sobre os bens, serviços, aluguéis, despesas financeiras, depreciação e amortização e outros, dentro das estritas condições nela estabelecida. Esse dispositivo foi normatizado pela INSRF nº 247/2002, lembrando que ocorreram diversas alterações que comentaremos a seguir neste capítulo, inclusive quanto a revogação da permissibilidade do crédito sobre as despesas financeiras.

As operações realizadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (antigo MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica), desde que feita a opção, ficarão fora do regime não-cumulativo, e a alíquota a ser aplicada, conforme estabelece o art. 47 da Lei nº 10.637/2002, é de 0,65%, aplicado às operações realizadas a partir do mês subsequente ao mês da opção pelo regime especial.

A contribuição para o PIS/Pasep e para a Cofins, até o mês de junho de 2007 era paga até o último dia útil da primeira quinzena do mês subsequente ao da ocorrência do fato gerador. Com as alterações introduzidas pelo art. 11 e 12 da Lei nº 11.488, de 15.06.2007, que deu nova redação ao art. 10 da Lei nº 10.637/2002 e ao art. 11 da Lei nº 10.833/2003, o pagamento dessas contribuições passaram ser realizadas até o último dia útil do segundo decêndio subsequente ao mês de ocorrência do fato gerador.

36.5. DOS CRÉDITOS A SEREM APURADOS NO REGIME NÃO-CUMULATIVO

Como regra geral, o direito ao crédito do PIS/Pasep e da Cofins surge com a aquisição, em cada mês, de bens e serviços que, na fase anterior da cadeia produtiva ou de comercialização, se sujeitaram às mesmas contribuições e cuja receita da venda ou da revenda integrem a base de cálculo do PIS/Pasep e da Cofins, não-cumulativo. Desta forma, no regime não-cumulativo é permitida a dedução de créditos à alíquota de 1,65% (PIS/Pasep) e 7,6% (Cofins), calculados nos termos do art. 3º das Leis nºs 10.637/2002 e 10.833/2003, com suas alterações posteriores. Os créditos previstos na legislação como admitidos, são os seguintes:

“Art. 3º. Do valor apurado na forma do art. 2º a pessoa jurídica poderá descontar créditos calculados em relação a:

I. Bens adquiridos para revenda, exceto em relação às mercadorias e aos produtos referidos:

a) Nos incisos III e IV do § 3º, do art. 1º desta Lei.²²

b) No § 1º, do art. 2º desta Lei.²³

II. Bens e serviços, utilizados como insumo na prestação de serviços e na produção ou fabricação de bens ou produtos destinados à venda, inclusive combustíveis e lubrificantes, exceto em relação ao pagamento de que trata o art. 2º da Lei nº 10.485, de 3 de julho de 2002, devido pelo fabricante ou importador, ao concessionário, pela intermediação ou entrega dos veículos classificados nas posições 87.03 e 87.04 da TIPI.

III. Energia elétrica consumida nos estabelecimentos da pessoa jurídica.

²²III Sujeitos à Substituição Tributária e IV Álcool para fins carburantes.

²³Gasolina e suas correntes, exceto gasolina de aviação, óleo diesel e suas correntes, e GLP derivado de petróleo e de gás natural (redação dada pela Lei nº 10.925/2004).

IV. Aluguéis de prédios, máquinas e equipamentos, pagos a pessoa jurídica, utilizados nas atividades da empresa.

V. Valor das contraprestações de operações de arrendamento mercantil de pessoa jurídica, exceto de optante pelo Sistema Integrado de Pagamento de Impostos e Contribuições das Microempresas e das Empresas de Pequeno Porte – SIMPLES.

VI. Máquinas, equipamentos e outros bens incorporados ao ativo imobilizado adquiridos para utilização na produção de bens destinados à venda, ou na prestação de serviços.²⁴

VII. Edificações e benfeitorias em imóveis próprios ou de terceiros, utilizados nas atividades da empresa.

VIII. Bens recebidos em devolução cuja receita de venda tenha integrado o faturamento do mês ou de mês anterior, e tributada conforme o disposto nesta Lei.

IX. Armazenagem de mercadoria e frete na operação de venda, nos casos dos incisos I e II, quando o ônus for suportado pelo vendedor.

Os créditos são gerados quando da aquisição de determinados bens e/ou no momento em que as despesas são incorridas, conforme definido nos incisos I a IV do § 1º, do art. 3º das mencionadas Leis, abaixo transcritos:

“I. Dos itens mencionados nos incisos I e II do caput, adquiridos no mês.

II. Dos itens mencionados nos incisos III a V e IX do caput, incorridos no mês.

III. Dos encargos de depreciação e amortização dos bens mencionados nos incisos VI e VII do caput, incorridos no mês.

IV. Dos bens mencionados no inciso VIII do caput, devolvidos no mês.”

Da mesma forma, a legislação define quais os gastos que não poderão gerar créditos, que estão assim definidos no § 2º, do art. 3º das Leis nºs 10.637/2002 e 10.833/2003:

“§ 2º Não dará direito a crédito o valor:

I. De mão-de-obra paga a pessoa física.

²⁴Crédito de PIS/Pasep e Cofins, sobre este item, ver comentários específicos neste mesmo tópico..

II. Da aquisição de bens ou serviços não sujeitos ao pagamento da contribuição, inclusive no caso de isenção, esse último quando revendidos ou utilizados como insumo em produtos ou serviços sujeitos à alíquota 0 (zero), isentos ou não alcançados pela contribuição.

De acordo com os incisos I a III do § 3º, do art. 3º, o direito ao crédito aplica-se, exclusivamente, em relação:

“I. Aos bens e serviços adquiridos de pessoa jurídica domiciliada no País.

II. Aos custos e despesas incorridos, pagos ou creditados a pessoa jurídica domiciliada no País.

III. Aos bens e serviços adquiridos e aos custos e despesas incorridos a partir do mês em que se iniciar a aplicação do disposto nesta Lei.”

Ressaltamos que, a partir de 1º de agosto de 2004, com o início da incidência do PIS/Pasep – Importação e Cofins – Importação, instituído pela Lei nº 10.865, de 30.04.2004, as pessoas jurídicas sujeitas à apuração destas contribuições pela sistemática do regime não-cumulativo, por força do disposto no art. 15, poderão descontar créditos, em relação às importações de bens e serviços tributados, obedecendo às disposições do art. 3º das Leis nºs 10.637/2002 e 10.833/2003, com suas respectivas alterações.²⁵

Quando o contribuinte não efetuar o crédito em determinado período, poderá fazê-lo em períodos posteriores, conforme estabelecido no § 4º da citada legislação: “O crédito não aproveitado em determinado mês poderá sê-lo nos meses subsequentes”. Essa norma é importante, pois em virtude das dúvidas suscitadas quanto aos créditos, sejam eles sobre os insumos ou sobre o ativo imobilizado, bem como em virtude da permanência ou não no regime cumulativo, das receitas decorrentes dos contratos de suprimento de energia elétrica, assinados antes de 31 de outubro de 2003, as concessionárias do setor elétrico poderão rever os procedimentos anteriores, e aproveitar possíveis créditos extemporâneos.

Para os contribuintes, que possuam parte de suas receitas tributadas pelo regime cumulativo, o crédito deverá ser realizado exclusivamente, em relação aos custos, despesas e encargos vinculados à receita tributada no regime não-cumulativo, conforme previsto no § 7º, do art. 3º das Leis nºs 10.637/2002 e 10.833/2003. A apuração desses créditos observará o disposto nos §§ 8º e 9º, que estabelecem o seguinte:

“§ 8º Observadas as normas a serem editadas pela Secretaria da Receita Federal, no caso de custos, despesas e encargos vinculados às receitas referidas no § 7º e

²⁵Entendimento confirmado no item 109 da Solução de Consulta nº 27, de 09.09.2008 – COSIT.

àquelas submetidas ao regime de incidência cumulativa dessa contribuição, o crédito será determinado, a critério da pessoa jurídica, pelo método de:

I. Apropriação direta, inclusive em relação aos custos, por meio de sistema de contabilidade de custos integrada e coordenada com a escrituração.

II. Rateio proporcional, aplicando-se aos custos, despesas e encargos comuns a relação percentual existente entre a receita bruta sujeita à incidência não-cumulativa e a receita bruta total, auferidas em cada mês.

§ 9º O método eleito pela pessoa jurídica para determinação do crédito, na forma do § 8º, será aplicado consistentemente por todo o ano-calendário e, igualmente, adotado na apuração do crédito relativo à contribuição para o PIS/Pasep não-cumulativa, observadas as normas a serem editadas pela Secretaria da Receita Federal.

O § 14, do art. 3º, prevê, para o caso de aquisição de Máquinas e Equipamentos, destinados ao ativo imobilizado, a opção de crédito do PIS/Pasep e Cofins, que não seja por meio da depreciação do mês, ou seja, opcionalmente, o contribuinte poderá calcular o crédito no prazo de quatro anos, mediante a aplicação, a cada mês, das alíquotas de 1,65% (PIS) e 7,6% (Cofins), sobre o valor correspondente a 1/48 (um quarenta e oito avos) do valor de aquisição do bem.

É importante alertar que a nova legislação do PIS/Pasep foi elaborada para o segmento industrial, não levando em consideração as particularidades que envolvem a prestação do serviço público de fornecimento de energia elétrica. Somente com a Lei nº 10.833/2003, que introduziu o regime não cumulativo para a Cofins, e que deu nova redação ao inciso II, do art. 3º da Lei nº 10.637/2002, permitindo, a partir de 1º de fevereiro de 2004, também o crédito em relação aos bens e serviços utilizados como insumos na prestação de serviços. Assim, na nossa definição dos possíveis créditos, que as empresas do setor elétrico, sejam elas do segmento de geração, transmissão, ou distribuição, podem se creditar, procuramos buscar a melhor interpretação, face às diversas decisões em processos de consultas e da doutrina existente, conforme descrevemos a seguir:

a) BENS ADQUIRIDOS PARA REVENDA (inciso I, art. 3º) e CUSTO DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO – CUST

No setor elétrico temos como bens adquiridos para revenda a Energia Elétrica, e não há questionamento contrário quanto a possibilidade do crédito do PIS/Pasep e da Cofins sobre essa energia elétrica adquirida de terceiros.

A energia elétrica gerada por Itaipu e comercializada pela ELETROBRÁS, gera crédito de PIS/Pasep e Cofins quando da aquisição pelas concessionárias de serviço público de distribuição. O art. 14 da Lei nº 10.925/2004 estabeleceu a isenção da Contribuição para o PIS/Pasep e Cofins sobre as receitas decorrentes da venda de energia elétrica realizadas diretamente pela Itaipu Binacional. Considerando que toda energia elétrica gerada por Itaipu é vendida diretamente à ELETROBRÁS, a isenção ocorre nesta operação, já a operação seguinte, correspondente a venda desta mesma energia, pela ELETROBRÁS, às demais concessionárias distribuidoras de energia elétrica, é tributada pelo PIS/Pasep e Cofins.²⁶ Dessa forma, confirma-se o entendimento da possibilidade de crédito por parte das distribuidoras de energia elétrica. Cabe ressaltar, que por força do § 2º, do art. 3º da Lei nº 10.833/2003, com nova redação dada pela Lei nº 10.865/2004, a ELETROBRÁS também tem o direito ao crédito sobre a aquisição dessa energia elétrica junto a Itaipu, pois se trata de aquisição isenta, mas cuja saída posterior é tributada.

A transmissão é considerada operações com energia elétrica para fins de tributação do ICMS, não sendo possível realizar a entrega da energia elétrica sem a linha de transmissão. Na verdade, considerando que não há estocagem de energia elétrica, podemos afirmar que sequências dessas atividades são indissociáveis, pois a Geração, Transmissão, Distribuição e a entrega ao adquirente, ocorrem simultaneamente.

As concessionárias de serviço público de distribuição adquirem energia elétrica de terceiros de forma a atender o seu mercado consumidor, e para receber esta energia elétrica, precisam assinar o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST com os agentes detentores das linhas de transmissão que compõem a “rede básica” do Sistema Interligado Nacional, com a interveniência do ONS, o que gera um gasto mensal com o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão, semelhante ao transporte pago pela empresa comercial ou industrial para que seu produto seja entregue ao seu cliente, ou para que a mercadoria adquirida de seus fornecedores chegue até a sede da empresa. Neste sentido, desde 1º de fevereiro de 2004, o inciso IX do art. 3º da Lei nº 10.833/2003, aplicável ao PIS por força do disposto no art. 15 da mesma lei, dá a permissão para se creditar destas contribuições sobre os gastos com transportes de bens adquiridos para revenda (inciso I) conforme segue:

“IX. Armazenagem de mercadorias e frete na operação de venda, nos casos dos incisos I e II, quando o ônus for suportado pelo vendedor.”

²⁶A Nota nº 187/2004 da Coordenação-Geral de Tributação concluiu que a ELETROBRÁS pode se creditar do PIS/Pasep e Cofins sobre a energia elétrica adquirida de ITAIPU, mesmo sendo isenta, enquanto tributadas as receitas decorrentes da revenda dessa energia às distribuidoras.

Nesse sentido, foi publicada diversas decisões em solução de consulta, como a de nº 258, de 28.06.2004, da 7ª RF., a de nº 83, de 26.03.2004, da 8ª RF., a de nº 148, de 03.09.2003, da 6ª RF e tantas outras.

Assim sendo, as concessionárias, que assumem o ônus do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão, de forma que a energia elétrica adquirida chegue até a rede de distribuição para entrega ao consumidor final, poderão se creditar do PIS/Pasep e da Cofins, calculados sobre a “Energia Elétrica” comprada para revenda, bem como calculados sobre os “Encargos de Uso do Sistema de Transmissão”, de forma a atender sua atividade fim. Esse entendimento foi confirmado pela Coordenação Geral de Tributação – COSIT por meio da Solução de Consulta nº 27, de 09.09.2008, aceitando os créditos decorrentes do CUST, CUSD, CCT e do ESS.

b) BENS E SERVIÇOS, UTILIZADOS COMO INSUMO NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS E NA PRODUÇÃO OU FABRICAÇÃO DE BENS OU PRODUTOS DESTINADOS À VENDA, INCLUSIVE COMBUSTÍVEIS E LUBRIFICANTES (inciso II, art. 3º)

Até a edição da Lei nº 10.833/2003, prevaleceu a redação da Lei nº 10.637/2002, na qual permitia o crédito somente de insumos utilizados na fabricação de bens ou produtos destinados à venda. Assim, somente a partir de 1º de fevereiro de 2004 foi permitido o crédito de bens e serviços utilizados como insumo na prestação de serviços.

Este inciso, a princípio, parece restringir a aplicação do conceito de insumo, ao estabelecer tão somente como insumos os bens e serviços necessários à produção dos bens destinados à venda e para prestação de serviços, excluindo todos os gastos necessários para as demais atividades do contribuinte. Mas com a edição da IN.SRF nº 404, de 12.03.2004, que normatizou o disposto na Lei nº 10.833/2003, foi dado, em seu § 4º, do art. 8º, a seguinte interpretação,²⁷ aplicável ao disposto no inciso II, do art. 3º da Lei:

“§ 4º (...), entende-se como insumos:

I. Utilizados na fabricação ou produção de bens destinados à venda

1. A matéria-prima, o produto intermediário, o material de embalagem e quaisquer outros bens que sofram alterações, tais como o desgaste, o dano ou a perda de propriedades físicas ou químicas, em função da

²⁷Essa mesma definição já constava da alínea “a” do inciso II do § 5º, do art. 66 da IN.SRF nº 247/2002, com nova redação dada pela IN SRF nº 358/2003.

ação diretamente exercida sobre o produto em fabricação, desde que não estejam incluídas no ativo imobilizado.

2. Os serviços prestados por pessoa jurídica domiciliada no País, aplicados ou consumidos na produção ou fabricação do produto.

II. Utilizados na prestação de serviços

1. Os bens aplicados ou consumidos na prestação de serviços, desde que não estejam incluídos no ativo imobilizado.

2. Os serviços prestados por pessoa jurídica domiciliada no País, aplicados ou consumidos na prestação do serviços.

Face às estas disposições legais, as respostas às consultas formuladas pelos contribuintes às Superintendências Regionais da Receita Federal, têm confirmado este entendimento, senão vejamos:

Na Solução de Consulta nº 67, de 19.05.2006, da 10ª Região Fiscal, referente à aplicação de combustíveis, partes e peças e manutenção, foi dado o seguinte entendimento: *“EMENTA: Os valores referentes a lubrificantes empregados como insumos na produção de bens destinados à venda, por expressa disposição legal, geram direito a crédito da Cofins. Os valores referentes a partes e peças de reposição para máquinas empregadas diretamente na produção de bens destinados à venda, podem compor a base de cálculo dos créditos a serem descontados da Cofins, desde que essas partes e peças não estejam incluídas no ativo imobilizado e que sejam respeitados os demais requisitos normativos e legais pertinentes. Os valores referentes a serviços prestados para manutenção de máquinas empregadas diretamente na produção de bens destinados à venda, podem compor a base de cálculo dos créditos a serem descontados da Cofins, desde que atendidos os demais requisitos normativos e legais pertinentes.”* (grifamos)

No mesmo sentido se manifestou a 6ª Região Fiscal, na Solução de Consulta nº 356, de 15.12.2005, referente à manutenção e aplicação de partes e peças, ao dar o seguinte entendimento: *“EMENTA: As despesas com serviços de manutenção e partes e peças de reposição, aplicados em máquinas e equipamentos utilizados na produção ou fabricação de bens e produtos destinados à venda, atividade-fim da empresa industrial, dão direito ao crédito a ser descontado da contribuição devida, desde que não resultem em aumento de vida útil do bem superior a um ano e que sejam atendidos os demais requisitos normativos e legais atinentes à espécie. No caso de aumento de vida útil do bem superior a um ano, será possível o crédito com base nos encargos de depreciação.”* (grifamos)

Este também foi o entendimento da 8ª Região Fiscal, na Solução de Consulta nº 200, de 02.08.2005, ao dar o seguinte entendimento: *"EMENTA: Cofins NÃO-CUMULATIVA. PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE BENS. CRÉDITOS. INSUMOS. Para efeito de cálculo dos créditos do PIS não-cumulativo, podem ser considerados insumos os bens e serviços, inclusive partes e peças de reposição e outros bens, desde que não incluídos no ativo imobilizado, que sejam consumidos ou sofram alterações em razão de sua ação direta sobre o bem ou produto elaborado, e tenham sido adquiridos de pessoa jurídica para manutenção de máquinas e equipamentos componentes do ativo imobilizado, utilizados na fabricação de bens destinados à venda. Ressalvam-se desse direito os bens e serviços que não estejam sujeitos ao pagamento da respectiva contribuição, inclusive nos casos de isenção, porém, nesta hipótese, apenas não haverá direito ao crédito quando os bens ou serviços isentos forem utilizados como insumos em produtos ou serviços sujeitos à alíquota zero, isenção ou não incidência daquela contribuição." (grifamos)*

A 9ª Região Fiscal, de forma geral, deu o seguinte entendimento na Solução de Consulta nº 140, de 03.05.2005: *"EMENTA: DESPESAS DE MANUTENÇÃO DE MÁQUINAS. INSUMO NA PRODUÇÃO DE BENS. CRÉDITO. As despesas com manutenção de máquinas e equipamentos, quando aplicados diretamente no processo produtivo da pessoa jurídica, são considerados insumos para fins de creditação, na forma prevista pelo art. 3º, II, da Lei nº 10.833/2003, desde que atendidos os demais requisitos normativos e legais atinentes à espécie."*

Portanto, face aos entendimentos acima, as concessionárias de geração, nas usinas em operação, poderão se creditar do PIS/Cofins calculados sobre as despesas de manutenção de máquinas e equipamentos ativados, bem como da reposição de partes, peças e outros bens (não ativáveis), utilizados diretamente na atividade de geração de energia elétrica (atividade fim).

Nas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, as linhas de transmissão, subestações e as redes, são essenciais à prestação do serviço público outorgado, além do mais, elas tem a função transmissão e distribuição de energia elétrica, e para tanto transformam a tensão da energia elétrica de 230 kV, 138 kV para 110 w ou 220 w que é a tensão que a energia elétrica deve ser entre no ponto de entrega ao consumidor final.

Recentemente, a Coordenação-Geral de Tributação em Solução de Consulta nº 27, de 09.09.2008, entendeu que dão direito a crédito "os gastos com materiais aplicados ou consumidos na atividade de fornecimento de energia elétrica, desde que não estejam, nem tenham sido incluídos no ativo imobilizado".

Por último, é importante ressaltar que a análise para se definir a permissibilidade do crédito está relacionada à essencialidade do insumo no processo da geração,

transmissão e distribuição da energia elétrica e não na questão de sua comercialização, venda e administração.

c) ENERGIA ELÉTRICA CONSUMIDA NOS ESTABELECIMENTOS DA PESSOA JURÍDICA (inciso III, art. 3º)

Até o mês de janeiro de 2003, não havia previsão na Lei nº 10.637/2002 para o crédito do PIS sobre a energia elétrica consumida nos estabelecimentos do contribuinte. No entanto, após a edição da Lei nº 10.684, de 30.05.2003, foi incluído o inciso IX, no art. 3º, permitindo esse crédito. Já para a Cofins, o inciso III, do art. 3º da Lei nº 10.833/2003, com vigência a partir de 1º de fevereiro de 2004, já previu o crédito sobre esses gastos. Portanto, as concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor elétrico, podem se creditar do PIS/Pasep e da Cofins calculados sobre o consumo de energia elétrica em seus estabelecimentos, nos termos da legislação vigente.

d) ALUGUÉIS DE PRÉDIOS, MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS, PAGOS A PESSOA JURÍDICA, UTILIZADOS NAS ATIVIDADES DA EMPRESA (inciso IV, art. 3º)

A regra em questão permite a apropriação do crédito do PIS/Cofins sobre os pagamentos de alugueres dos bens utilizados em favor das atividades dos contribuintes, sem qualquer exceção, enquadrando assim, todos os gastos vinculados à todas as atividades do contribuinte, inclusive a administrativa, razão pela qual não se pode limitar a extensão desse benefício somente para as suas atividades produtivas.

Para o PIS, este crédito é permitido desde dezembro de 2002, e para a Cofins, desde 1º de fevereiro de 2004. É importante ressaltar que o aluguel dos imóveis e máquinas e equipamentos devem estar relacionados com as atividades da empresa.

Com vistas a coibir certos “planejamentos tributários”, mediante a cisão parcial dos negócios do contribuinte, com a segregação dos preditos, máquinas e equipamentos em outra empresa, para posterior locação para a empresa cindida, o § 3º, do art. 31 da Lei nº 10.865/2004, vedou, a partir de 31.07.2004, o crédito relativo a aluguel e contraprestação de arrendamento mercantil (abaixo comentado) de bens que já tenham integrado o patrimônio da pessoa jurídica.

e) VALOR DAS CONTRAPRESTAÇÕES DE OPERAÇÕES DE ARRENDAMENTO MERCANTIL DE PESSOA JURÍDICA, EXCETO DE OPTANTE PELO SIMPLES (inciso V, art. 3º)

É importante observar que o inciso V, do art. 3º da Lei nº 10.637/2002 com redação dada pela Lei nº 10.684, de 30.05.2003, e o inciso V, do art. 3º da Lei

nº10.833/2003, antes da alteração promovida pela Lei nº 10.865/2004, que deu nova redação a este dispositivo, tratava dos créditos sobre as despesas financeiras, comentada no item “f” a seguir, e de arrendamento, conjuntamente, passando agora a tratar exclusivamente dos créditos sobre arrendamento mercantil.

A regra em questão permite a apropriação do crédito do PIS/Pasep e da Cofins, a partir de 1º de fevereiro de 2003, sobre os pagamentos das parcelas de arrendamento mercantil, sem qualquer exceção.

A única vedação é aquela já comentada no item “d” acima, com referência ao disposto no § 3º, do art. 31 da Lei nº 10.865/2004, que não mais permitiu, a partir de 31.07.2004, o crédito relativo a aluguel e contraprestação de arrendamento mercantil de bens que já tenham integrado o patrimônio da pessoa jurídica.

f) DESPESAS FINANCEIRAS DECORRENTES DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS TOMADOS DE PESSOA JURÍDICA (constava da redação do inciso V do art. 3º)

Até o mês de julho de 2004, o disposto no inciso V, do art. 3º das Leis nºs 10.637/2002 e 10.833/2003, permitia o crédito sobre as despesas financeiras decorrentes de empréstimos e financiamentos. A partir de 1º de agosto de 2004, foi vedado o crédito do PIS e da Cofins sobre essas despesas, exceto sobre as perdas decorrentes das operações de hedge ocorridas entre 1º de fevereiro de 2004 até 31 de março de 2005, face à nova redação dada pelos arts. 21 e 37 da Lei nº 10.865/2004, e do Decreto nº 5.164, de 30.07.2004, e Decreto nº 5.442, de 09.05.2005.

g) MÁQUINAS, EQUIPAMENTOS E OUTROS BENS INCORPORADOS AO ATIVO IMOBILIZADO, ADQUIRIDOS OU FABRICADOS PARA LOCAÇÃO A TERCEIROS, OU PARA UTILIZAÇÃO NA PRODUÇÃO DE BENS DESTINADOS À VENDA OU NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS (inciso VI, art. 3º)

Cabe inicialmente registrar que a Lei nº 10.637/2002 não previu o crédito sobre máquinas, equipamentos e outros bens, quando utilizados na prestação de serviços. A atual redação deste inciso veio com a Lei nº 10.833/2003, alterado pela Lei nº 11.196/2005, que por força do inciso II, do art. 15 da Lei nº 10.833/2003, foi estendida sua aplicação ao PIS/Pasep, a partir de 1º de fevereiro de 2004.

Este dispositivo, apesar do aperfeiçoamento introduzido pela Lei nº 10.833/2003, busca restringir a ampla aplicação do princípio da não cumulatividade, limitando o direito ao crédito do PIS/Pasep e da Cofins tão somente sobre os encargos de depreciação decorrente do ativo imobilizado diretamente empregados na produção dos bens destinados à venda ou na prestação de serviços. Dessa forma, a aquisição de

qualquer outro ativo imobilizado, não empregado nas condições estabelecidas, com exceção às edificações citadas no inciso VII do art. 3º das Leis nºs 10.637/2002 e 10.833/2003, e suas respectivas alterações, a seguir comentado, mesmo que venha a ser aplicado em outras atividades essenciais do contribuinte, inclusive na atividade administrativa, não gera o direito ao crédito do PIS/Pasep e da Cofins.

Com as alterações introduzidas pelas Leis nºs 10.865/2004, 10.925/2004, 11.051/2004, 11.196/2005 e 11.774/2008, temos as seguintes definições para o crédito do PIS/Pasep e da Cofins sobre Máquinas, Equipamentos e Outros Bens Incorporados ao Ativo Imobilizado:

1. No período 1º de dezembro de 2002 a 31 de janeiro de 2004, para o PIS/Pasep, pôde ser descontado o crédito calculado em relação aos encargos de depreciação ou amortização, incorridos no mês, relativos a "máquinas e equipamentos adquiridos para utilização na fabricação de produtos destinados à venda, bem como a outros bens incorporados ao ativo imobilizado", adquiridos de pessoas jurídicas domiciliadas no país, independentemente da data de aquisição dos mesmos.

Importante comentar que no item 120 da Solução de Consulta nº 27/2008 – COSIT há a interpretação de que no período de 1º de dezembro de 2002 até 31 de janeiro de 2004 não seria permitido às empresas distribuidoras de energia elétrica descontar créditos sobre os valores dos encargos de depreciação e amortização, incorridos no mês, relativos aos bens do ativo imobilizado, já que nesse período o crédito seria somente em relação aos bens utilizados na fabricação de produtos, ou seja, processo industrial e a distribuidora tem uma atividade mista de prestadora de serviço e venda de mercadoria.

Discordamos desse entendimento por dois motivos. O primeiro porque a IN/SRF nº 358/2003 interpretou que o crédito poderia ser calculado sobre a depreciação de todos os bens do ativo imobilizado, independentemente do ano de aquisição desses bens e da sua destinação, desde que os mesmos fossem adquiridos de pessoas jurídicas nacionais. O segundo motivo é que existe um processo de transformação de tensão na transmissão associada à distribuição de energia elétrica, inclusive com perdas técnicas, semelhante ao processo industrial.

2. No período de 1º de fevereiro de 2004 até 31 de julho de 2004, face às disposições estabelecidas na Lei nº 10.833/2003, tanto para o PIS/Pasep como para a Cofins, pôde ser descontado o crédito calculado em relação aos encargos de depreciação ou amortização, incorridos no mês, relativos a "máquinas, equipamentos e outros bens incorporados ao

ativo imobilizado adquiridos para utilização na produção de bens destinados à venda, ou na prestação de serviços”, adquiridos de pessoa jurídica domiciliada no país, independentemente da data de aquisição dos mesmos. Deve ser observado que a partir de maio de 2004, por força do disposto no art. 15 da Lei nº 10.865/2004, foi permitido o crédito sobre os bens importados que tenham se sujeitado ao pagamento das contribuições do PIS/Pasep e da Cofins.

3. A partir de maio de 2004, foi incluído pela Lei nº 10.865/2004 (art. 15, §7º), o § 14 ao art. 3º da Lei nº 10.833/2003, que permitiu a opção de se calcular o crédito, a cada mês, sobre o valor de 1/48 (um quarenta e oito avos) do valor de aquisição das máquinas e equipamentos destinados ao ativo imobilizado. Esta opção é extensiva ao PIS/Pasep, por força do disposto no inciso II, do art. 15 da Lei nº 10.833/2003.

4. A partir de 1º de agosto de 2004, em virtude do disposto no art. 31 da Lei nº 10.865/2004, foi vedado a utilização de créditos relativos à depreciação ou amortização de bens e direitos incorporados ao ativo imobilizado adquiridos até 30 de abril de 2004. Portanto, a partir desta data só será admitido o crédito sobre a depreciação de “máquinas, equipamentos e outros bens incorporados ao ativo imobilizado adquiridos para utilização na produção de bens destinados à venda, ou na prestação de serviços” adquiridos a partir de maio de 2004.

5. Entre 1º de outubro de 2004 a dezembro de 2006, por força do art. 2º da Lei nº 11.051, de 29.12.2004, conversão da Medida Provisória nº 219/2004, foi admitido a opção pelo desconto do crédito calculado mensalmente sobre o valor correspondente a 1/24 (um vinte e quatro avos) do custo de aquisição de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, novos, relacionados nos Decretos nº 4.955, de 15.01.2004, e nº 5.173, de 06.08.2004, conforme disposição constante do Decreto nº 5.222, de 30.09.2004, destinados ao ativo imobilizado, empregados em processo industrial do adquirente, previsto no inciso II, do § 2º, do art. 1º da Instrução Normativa SRF nº 457, de 18.10.2004. O Decreto nº 6.006, de 28.12.2006, revogou os Decretos nºs 4.955/2004, 5.173/2004, que trazia a lista dos bens, e o Decreto nº 5.222/2004 continuou vigente, ficando uma norma sem possibilidade de aplicação.

6. Com a edição da Lei nº 11.196/2005, foi alterado o inciso VI, do art. 3º da Lei nº 10.637/2002 e da Lei nº 10.833/2003, passando a admitir o crédito sobre a depreciação de “máquinas, equipamentos e outros bens incorporados ao ativo imobilizado, adquiridos ou fabricados para locação a terceiros ou para utilização na produção de bens destinados à

venda, ou na prestação de serviços”, com vigência a partir de dezembro de 2005. Aparentemente essa mudança não afeta o procedimento adotado pelos agentes do setor elétrico.

7. Para as concessionárias, permissionários e autorizados, que tenham projetos aprovado para instalação, ampliação, modernização ou diversificação, enquadrado em setores da economia considerados prioritários para o desenvolvimento regional, em micro-regiões menos desenvolvidas localizadas nas áreas de atuação das extintas SUDENE e SUDAM, definidas em ato próprio do Poder Executivo, terão o direito ao desconto, no prazo de doze meses contado da aquisição, dos créditos da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins, na hipótese de aquisição de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos, destinados à incorporação ao ativo imobilizado, a partir de 01.01.2006.

8. Com a edição da Lei nº 11.774, de 17.09.2008, seu art. 1º permitiu a opção pelo desconto do crédito no prazo de doze meses, na hipótese de máquinas e equipamentos destinados à produção de bens e serviços adquiridos ou recebidos a partir do mês de maio de 2008.

Não obstante a legislação não tratar especificamente sobre os “custos indiretos” de aquisição dos ativos, é citado o crédito sobre o “valor de aquisição do bem” (§ 14, do art. 3º da Lei nº 10.833/2003), entendemos que esses custos fazem parte do valor de aquisição, incluindo, no caso de máquinas e equipamentos, a montagem dos bens, fretes, seguros e demais custos indiretos, exceto a mão-de-obra paga a pessoas físicas. Nesse sentido, em relação aos custos indiretos, a Superintendência Regional da Receita Federal da 10ª Região fiscal, no Processo de Consulta nº 93, de 20.06.2006, assim decidiu:

“EMENTA: CRÉDITOS – Os gastos com desembaraço aduaneiro, incorridos para nacionalização da matéria-prima importada, integram seu custo de aquisição e, quando contratados com pessoa jurídica domiciliada no País e suportados pelo adquirente dos bens/insumos, podem gerar crédito a ser descontado da contribuição devida – DISPOSITIVOS LEGAIS: Lei nº 10.833, de 2003, art. 3º, II; IN SRF nº 404, de 12/03/2004.”

Além do mais, a única vedação são aquelas estabelecidas no próprio art. 3º, sendo que o § 21, do art. 2º da Lei nº 10.833/2003, incluído pela Lei nº 11.196/2005, ao estabelecer que não integram o custo de máquinas, equipamentos e outros bens fabricados para incorporação ao ativo imobilizado, os custos de mão-de-obra paga a pessoa física, e a aquisição de bens ou serviços não sujeitos ao pagamento do PIS/Pasep e Cofins, isento ou não alcançados pela contribui-

ção, veio confirmar, que antes da Lei nº 11.196, todos os demais custos eram admitidos para se tomar o crédito. Abaixo transcrevemos o referido parágrafo:

“§ 21 Não integram o valor das máquinas, equipamentos e outros bens fabricados para incorporação ao ativo imobilizado na forma do inciso VI do caput deste artigo os custos de que tratam os incisos do § 2º, deste artigo.”

Em nosso entendimento, decorrente de discussões mantidas em seminários e reuniões na Receita Federal do Brasil, não há dúvidas quanto a legalidade do crédito do PIS/Pasep e da Cofins sobre a depreciação dos bens imobilizados que compõem as Linhas de Transmissão, Subestações e Redes, bem como da Usina, por serem essenciais ao fornecimento de energia elétrica ou à geração da mesma. Ou seja, são essenciais à prestação do serviço público outorgado. Além do mais, as linhas e subestações e redes de uma concessionária de distribuição de energia elétrica realizam a transformação da energia elétrica, rebaixando sua tensão até o momento da entrega no ponto de entrega ao consumidor.

Entendemos também, que no caso específico das concessionárias de geração que possuam linhas de transmissão, que servem para atendimento exclusivo de determinada concessionária de distribuição ou consumidor livre, ou seja, não compõem a “rede básica” e que de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, essas instalações estão registradas contabilmente no ativo imobilizado, na atividade de Geração, como “Sistema de Transmissão de Conexão” (conta 132.01.2), os equipamentos desta linha e suas subestações elevadoras e/ou rebaixadoras, adquiridos a partir de maio de 2004, também são passíveis de crédito, pois são essenciais, já que sem a linha de transmissão não há como atingir a atividade fim da empresa.

h) EDIFICAÇÕES E BENFEITORIAS EM IMÓVEIS PRÓPRIOS OU DE TERCEIROS, UTILIZADOS NAS ATIVIDADES DA EMPRESA (inciso VII, art. 3º)

Durante o período de dezembro de 2002 a janeiro de 2004, foi admitido o crédito do PIS, sobre a depreciação e/ou amortização das edificações e benfeitorias em imóveis de terceiros, quando o custo inclusive mão-de-obra, paga a pessoa jurídica, tivesse sido suportado pela locatária, nos termos originais da Lei nº 10.637/2002.

Já no período de fevereiro de 2004 até 31 de julho de 2004, face à edição da Lei nº 10.833/2003, que instituiu a Cofins não-cumulativa, o crédito passou a ser admitido sobre a depreciação e/ou amortização das edificações e benfeitorias em imóveis próprios e de terceiros, utilizados nas atividades da empresa, não necessariamente na atividade de produção, desde que adquiridos e/ou realizados até 30 de abril de 2004. Pois, em virtude do art. 31 da Lei nº 10.865/2004, foi vedado o crédito relativo à

depreciação e/ou amortização de bens e direitos do ativo imobilizado e das edificações e benfeitorias em imóveis próprios ou de terceiros, adquiridos até 30 de abril de 2004.

Para as edificações e benfeitorias em imóveis próprios e de terceiros, adquiridos ou realizados, a partir de 1º de maio de 2004, utilizados nas atividades das concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor elétrica, poderá se tomar crédito calculado sobre a depreciação e/ou amortização.

No caso específico de edificações novas incorporadas ao ativo imobilizado, a partir de 1º de janeiro de 2007, que tenham sido adquiridas ou construídas para utilização na produção de bens destinados à venda ou na prestação de serviços, a concessionária poderá optar pelo desconto do crédito no prazo de vinte e quatro meses, a partir da data da conclusão da obra, quando for o caso, calculando a cada mês, mediante a aplicação das alíquotas sobre o valor correspondente a 1/24 (um vinte e quatro avos) do custo de aquisição ou de construção da edificação, não se incluindo neste custo o valor do terreno, da mão-de-obra paga a pessoa física, conforme previsto no art. 6º da Lei nº 11.488, de 15.06.2007.

No caso das concessionárias e autorizadas de geração, podemos enquadrar as obras civis neste item, ou até mesmo no item como "outros bens utilizados na produção de bens destinados a venda". A construção da usina envolve custos como de Estudos e Projetos, que é um dos primeiros gastos a incorporar o custo da obra como um todo, envolvendo também os serviços de engenharia, tanto de construção como consultiva e de meio ambiente, exigidos pela ANEEL, pela legislação federal e do próprio CREA.

Conforme já comentado no item de Máquinas e Equipamentos, no que se referem aos custos indiretos, estes custos quando pagos a pessoas jurídicas domiciliadas no País, e sobre os mesmos tenha incidido o PIS/Pasep e Cofins, entendemos que deve compor a base de crédito do PIS/Pasep e Cofins, no caso das "Edificações", pois não há nenhum dispositivo nas Leis nº 10.637/2002 e 10.833/2003, e suas alterações, que veda essa possibilidade de crédito.

Cabe registrar que os encargos setoriais, como a Reserva Global de Reversão – RGR, P&D, PEE, CCC, CFURH, CDE, bem como o tributo cobrado a título de Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica, e outros encargos que compõem a tarifa, representando, portanto, a receita do concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica, não dá direito ao crédito do PIS/Pasep e Cofins, por não se enquadrar em nenhuma das condições previstas no art. 3º da Lei nº 10.637/2002 e Lei nº 10.833/2003, o que também já foi manifestado em diversas Soluções de Consulta emitido pela Superintendência Regional da Receita Federal de diversas Regiões Fiscais, bem como acatado pela ANEEL, conforme

Nota Técnica nº 554/2006-SFF/ANEEL, de 05.12.2006. Esse entendimento foi confirmado pela Coordenação-Geral de Tributação/COSIT por meio da Solução de Consulta nº 27, de 09.09.2008.

Por último, registramos que a Coordenação-Geral de Tributação (COSIT) do Ministério da Fazenda se manifestou por meio da Solução de Divergência nº 09, de 05.12.2006, que o disposto no § 10, do art. 3º da Lei nº 10.833/2003, ambos abaixo transcritos, não institui nenhuma hipótese de exclusão do lucro líquido, para fins de apuração do IRPJ e da CSLL. Posteriormente foi publicado o Ato Declaratório Interpretativo SRF nº 3, de 29.03.2007, dispondo que o procedimento técnico contábil recomendável consiste no registro dos créditos da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins como ativo fiscal, o que está alinhado com a orientação do IBRACON e da doutrina contábil, que estabelecem que o crédito fiscal tenha como contrapartida contábil a retificação das respectivas contas contábeis onde foram registrados os custos e as despesas.

Art. 3º da Lei nº 10.833/2003

“§ 10 O valor dos créditos apurados de acordo com este artigo não constitui receita bruta da pessoa jurídica, servindo somente para dedução do valor devido da contribuição.”

SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIA Nº 9 de 05 de dezembro de 2006²⁸

“EMENTA: O § 10, do art. 3º da Lei nº 10.833, de 2003, não institui, ainda que implicitamente, nenhuma hipótese de exclusão do lucro líquido, para fins de apuração da base tributável do IRPJ. r Os créditos previstos na legislação da Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) e da Contribuição para o PIS/Pasep com incidências não-cumulativas não poderão se constituir ao mesmo tempo em direito de crédito e em custo dos insumos, mercadorias e ativos permanentes. É vedado o lançamento do direito de crédito da Cofins e da Contribuição para o PIS/Pasep em contrapartida à conta de receita. É facultado ao contribuinte registrar o custo do insumo, mercadoria e ativo permanente sem excluir a parcela recuperável, desde que realize o controle extra-contábil do direito de crédito e as despesas com a Cofins e com a Contribuição para o PIS/Pasep sejam apropriadas pelo valor líquido.”

²⁸Aprecia a Sol. Consulta nº 118, de 2002, da SRRF/6ª RF, e a Sol. Consulta nº 183, de 2001 da SRRF/10ª RF.

36.6. DA UTILIZAÇÃO DO SALDO CREDOR DECORRENTE DOS CRÉDITOS DE PIS/PASEP E COFINS

Conforme já citado anteriormente, o valor do crédito do PIS/Pasep e da Cofins calculado na forma prevista no art. 3º da Lei nº 10.637/2002 e art. 3º da Lei nº 10.833/2003, poderá ser descontado do valor da contribuição devido no mês. De acordo com o § 4º, desse mesmo artigo, o crédito não aproveitado em determinado mês poderá ser descontado nos meses subsequentes pelo valor original, pois de acordo com o art. 13 da Lei nº 10.833/2003, extensivo ao PIS/Pasep por força do inciso VI do art. 15 deste mesmo diploma legal, esse crédito não poderá ser atualizado monetariamente nem ter a incidência de juros pela taxa SELIC.

A princípio, pelas respectivas leis, a compensação ou ressarcimento do saldo credor dessas contribuições com outros tributos só seria permitida se este saldo decorresse da não-incidência do PIS/Pasep e da Cofins sobre as receitas de exportação, conforme previsto no § 1º, do art. 6º da Lei nº 10.833/2003. Essa compensação aplica-se somente aos créditos apurados em relação a custos, despesas e encargos vinculados à receita de exportação, conforme preceitua o § 3º, deste mesmo artigo.

“Art. 6º A Cofins não incidirá sobre as receitas decorrentes das operações de:

I. Exportação de mercadorias para o exterior.

II. Prestação de serviços para pessoa física ou jurídica residente ou domiciliada no exterior, cujo pagamento represente ingresso de divisas; (Redação dada pela Lei nº 20.865, de 2004).

III. Vendas a empresa comercial exportadora com o fim específico de exportação.

§ 1º Na hipótese deste artigo, a pessoa jurídica vendedora poderá utilizar o crédito apurado na forma do art. 3º, para fins de:

I. (...).

II. Compensação com débitos próprios, vencidos ou vincendos, relativos a tributos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal, observada a legislação específica aplicável à matéria.

§ 2º A pessoa jurídica que, até o final de cada trimestre do ano civil, não conseguir utilizar o crédito por qualquer das formas previstas no § 1º poderá solicitar o seu ressarcimento em dinheiro, observada a legislação específica aplicável à matéria.

§ 3º O disposto nos §§ 1º e 2º aplica-se somente aos créditos apurados em relação a custos, despesas e encargos vinculados à receita de exportação, observado o disposto nos §§ 8º e 9º, do art. 3º.

Outra permissibilidade de compensação com débitos próprios, vencidos ou vincendos, relativos a tributos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal ou ressarcimento em dinheiro, previsto no art. 16 da Lei nº 11.116, de 18.05.2005, refere-se ao saldo de créditos remanescentes em virtude da receita estar beneficiada pela suspensão, isenção, alíquota zero ou não incidência da contribuição para o PIS/Pasep ou Cofins, previsto no art. 17 da Lei nº 11.033/2004.

Lei nº 11.033/2004

“Art. 17. As vendas efetuadas com suspensão, isenção, alíquota 0 (zero) ou não incidência da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins não impedem a manutenção, pelo vendedor, dos créditos vinculados a essas operações.”

Lei nº 11.116/2005

“Art. 16. O saldo credor da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins apurado na forma do art. 3º das Leis nºs 10.637, de 30 de dezembro de 2002, e 10.833, de 29 de dezembro de 2003, e do art. 15 da Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004, acumulado ao final de cada trimestre do ano-calendário em virtude do disposto no art. 17 da Lei nº 11.033, de 21 de dezembro de 2004, poderá ser objeto de:

I. Compensação com débitos próprios, vencidos ou vincendos, relativos a tributos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal, observada a legislação específica aplicável à matéria.

II. Pedido de ressarcimento em dinheiro, observada a legislação específica aplicável à matéria.

Parágrafo único. Relativamente ao saldo credor acumulado a partir de 9 de agosto de 2004 até o último trimestre-calendário anterior ao de publicação desta Lei, a compensação ou pedido de ressarcimento poderá ser efetuado a partir da promulgação desta Lei.”

A Medida Provisória nº 413, de 03.01.2008, convertida na Lei nº 11.727, de 23.06.2008, teve seu art.5º, abaixo transcrito, regulamentado pelo Decreto nº 6.662, de 25.11.2008, que veio permitir que os valores retidos na fonte a título de PIS/Pasep e da Cofins, quando não for possível sua dedução dos valores a serem pagos das respectivas contribuições no mês de apuração, poderão ser restituídos ou compensados com débitos relativos a outros tributos administrados pela Secretaria da Receita Federal do Brasil.

“Art. 5º. Os valores retidos na fonte a título da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins, quando não for possível sua dedução dos valores a pagar das respectivas contribuições no mês de apuração, poderão ser restituídos ou compensados com débitos relativos a outros tributos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, observada a legislação específica aplicável à matéria.

§ 1º Fica configurada a impossibilidade da dedução de que trata o caput deste artigo quando o montante retido no mês exceder o valor da respectiva contribuição a pagar no mesmo mês.

§ 2º Para efeito da determinação do excesso de que trata o § 1º deste artigo, considera-se contribuição a pagar no mês da retenção o valor da contribuição devida descontada dos créditos apurados naquele mês.

§ 3º A partir da publicação da Medida Provisória nº 413, de 3 de janeiro de 2008, o saldo dos valores retidos na fonte a título da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins apurados em períodos anteriores poderá também ser restituído ou compensado com débitos relativos a outros tributos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, na forma a ser regulamentada pelo Poder Executivo.”

A compensação e restituição desses créditos e de outros, estão disciplinadas no art. 21 da Instrução Normativa da SRF nº 600, de 28.12.2005. Portanto, o saldo credor de PIS/Pasep e Cofins, que não se refiram aos eventos acima disposto, não poderão ser compensados com outros tributos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal, devendo ser utilizados como dedução de futuros débitos a serem apurados nos meses subsequentes.

Nossos comentários se referem exclusivamente àquilo que entendemos ser aplicáveis às atividades do setor elétrico, havendo outros dispositivos legais aplicáveis a outros seguimentos.

36.7. DO ESTORNO DO CRÉDITO DECORRENTE DAS PERDAS COMERCIAIS

As concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram perdas de energia elétrica que são definidas como perdas técnicas, aquelas que ocorrem durante a fase de transmissão e distribuição, e perdas não técnicas (comerciais), aquelas correspondentes à energia consumida e não faturada pela concessionária, devido a irregularidades no cadastro de consumidores, na medição, nas instalações de consumo em virtude de fraudes e consequentemente de furtos. Nesse sentido, a Lei nº 10.865/2004, inseriu o § 13, ao art. 3º da Lei nº 10.833/2003, abaixo transcrito, que estabeleceu o estorno do crédito do PIS/Pasep e da Cofins relativo a bens (energia elétrica) adquiridos para revenda, que tenham sido furtados ou roubados, inutilizados ou deteriorados, destruídos em sinistro.

“§ 13 Deverá ser estornado o crédito da Cofins relativo a bens adquiridos para revenda ou utilizados como insumos na prestação de serviços e na produção ou fabricação de bens ou produtos destinados à venda, que tenham sido furtados ou roubados, inutilizados ou deteriorados, destruídos em sinistro ou, ainda, empregados em outros produtos que tenham tido a mesma destinação.

Dessa forma, a princípio, as empresas concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição deverão estornar o crédito do PIS/Pasep e da Cofins sobre a energia elétrica e/ou insumos adquiridos, mediante proporcionalização das perdas não técnicas, devidamente valoradas, em relação ao custo da energia e/ou insumos adquiridos. Uma questão ainda não discutida e que também não está previsto na lei, seria a permissibilidade de não se proceder ao estorno quando a perda estiver contemplada na receita, que é o caso das distribuidoras de energia elétrica, cuja perda comercial está computada na tarifa.

36.8. PIS/PASEP SOBRE AS RECEITAS DECORRENTES DOS CONTRATOS ASSINADOS ATÉ 31.10.2003

36.8.1. INTRODUÇÃO

Para as pessoas jurídicas que se encontravam no regime não-cumulativo, foi permitido que as receitas relativas aos contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, nos termos do inciso XI, do art. 10 da Lei nº 10.833/2003, abaixo transcrito, permanecessem tributadas pelo regime cumulativo previsto na Lei nº 9.718/1998, aplicando-se sobre estas receitas a alíquota de 0,65%.

"Art. 10. Permanecem sujeitas às normas da legislação da Cofins, vigentes anteriormente a esta Lei, não se lhes aplicando as disposições dos arts. 1º a 8º:

(...)

XI. As receitas relativas a contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003.

(...)

b) Com prazo superior a 1 (um) ano, de construção por empreitada ou de fornecimento, a preço predeterminado, de bens ou serviços. (grifamos)

c) De construção por empreitada ou de fornecimento, a preço predeterminado, de bens ou serviços contratados com pessoa jurídica de direito público, empresa pública, sociedade de economia mista ou suas subsidiárias, bem como os contratos posteriormente firmados decorrentes de propostas apresentadas, em processo licitatório, até aquela data." (grifamos)

Relevante registrar que o art. 15 da Lei nº 10.833/2003, seja na redação original seja na redação dada pelas Leis nºs 10.865/2004, 11.051/2004 e 11.196/2005, estendeu ao PIS/Pasep a aplicação das disposições do art. 10, inciso XI, acima transcrito, ao estabelecer que:

"Art. 15. Aplica-se à contribuição para o PIS/Pasep não-cumulativa de que trata a Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, o disposto:

(...)

V. Nos incisos VI, IX a XXVII do caput e nos §§ 1º e 2º, do art. 10 desta Lei."

Portanto, desde de 1º de fevereiro de 2004,²⁹ as receitas decorrentes do fornecimento de bens e serviços cujos contratos tenham sido firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, não estão sujeitas ao regime não-cumulativo, no qual as alíquotas são de 1,65% (PIS/Pasep) e 7,6% (Cofins).

Nada obstante, há que se observar que o citado art. 10, XI, da Lei nº 10.833/2003, estabelece algumas exigências para que estes contratos, assinados anteriormente a 31 de outubro de 2003, permaneçam no regime cumulativo e continuem sendo tributados a uma alíquota de 0,65% para o PIS/Pasep e 3,00% para a Cofins. Uma das exigências é que o contrato seja de **fornecimento de bens ou**

²⁹Nos termos do art. 93, I, da Lei nº 10.833/2003.

serviços, sendo que não pairam dúvidas sobre o conceito de “bem móvel” conferido à energia elétrica pela legislação civil e tributária.

Com efeito, a noção jurídica de bem móvel envolve as coisas materiais ou imateriais que têm valor econômico e que podem servir de objeto a uma relação jurídica. Nesse sentido, Orlando Gomes classifica a energia elétrica como bem incorpóreo, ou seja, aquele que não tendo existência material, pode ser objeto de uma relação jurídica.³⁰

Nesse sentido, a Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002, que institui o (novo) Código Civil, imputa à energia elétrica a natureza jurídica de bem móvel consumível:

“Art. 83. Consideram-se móveis para os efeitos legais:

I. As energias que tenham valor econômico.

(...)

Art. 86. São consumíveis os bens móveis cujo uso importa destruição imediata da própria substância, sendo também considerados tais os destinados à alienação.”

No mesmo sentido, o Superior Tribunal de Justiça – STJ já consagrou que, pela nova ordem constitucional, para fins tributários, energia elétrica é mercadoria. A própria Secretaria da Receita Federal – SRF, pela Instrução Normativa Conjunta nº 03/1997, que definia a retenção de impostos e contribuições a serem efetuados por órgãos públicos, classificava a energia elétrica como mercadoria. O entendimento foi mantido na IN SRF nº 306/2003 e IN SRF nº 480/2004, que dispõem sobre a retenção de tributos e contribuições nos pagamentos efetuados a pessoas jurídicas por órgãos, autarquias e fundações da administração pública federal, ao incluir a energia elétrica como o segundo item da coluna “01 – NATUREZA DO BEM FORNECIDO OU DO SERVIÇO PRESTADO”, do Anexo I.

O Código Tributário Nacional, em seu art. 74, § 1º, quando da vigência do IUEE – Imposto Único sobre Energia Elétrica, estabelecia que: “Para os efeitos deste imposto, a energia elétrica considera-se *produto industrializado*”.

A Superintendência Regional da Receita Federal da 9ª Região Fiscal, na Solução de Consulta nº 89, de 12 de abril de 2004, no seu item 13 assim concluiu:

³⁰Orlando Gomes. *Introdução ao direito civil*. 15ª ed. (atualizada por Humberto Theodoro Junior) Rio de Janeiro. Forense, 2000, pág. 212.

“13. Tendo isso em mente, podemos iniciar dizendo que, segundo entendemos, a venda de energia elétrica de que ora se trata é classificável como fornecimento de bem ou serviço. Isto em decorrência de que: (1) o art. 83, inc. II, do Código Civil de 2002, na esteira do que já entendia a doutrina sob a vigência do Código Civil de 1916, diz que são bens móveis ‘as energias que tenham valor econômico’; (2) a própria Lei nº 9.074/95, ao tratar da venda de energia elétrica por produtor independente, denomina-a ‘fornecimento’ (arts. 12, inc. V, e 15). Assim sendo, quisesse o legislador excluir os contratos de venda de energia elétrica do disposto no arts. 10, inc. XI, b, e 15 da Lei nº 10.833/2003, teria que tê-lo feito expressamente, o que não aconteceu.”

Já as demais exigências contidas no art. 10, XI, da Lei nº 10.833/2003, encontram-se relacionadas abaixo:

1. A alínea “b” possui duas exigências:
 - a) Que o prazo seja superior a 1 (um) ano.
 - b) Que o preço seja predeterminado.
2. Já alínea “c”, que se aplica ao fornecimento de bens ou serviços contratados com pessoa jurídica de direito público, empresa pública, sociedade de economia mista ou suas subsidiárias, possui apenas uma exigência, ou seja, que o preço seja predeterminado.

Considerando que a exigência relativa ao prazo contratual não enseja maiores dúvidas, sendo aferível mediante mera inspeção dos termos contratuais, o cerne da questão encontra-se na conceituação do que vem a ser preço predeterminado, portanto, vamos nos ater a essa exigência que se apresenta nas duas alíneas, acima citadas.

36.8.2. DO PREÇO PREDETERMINADO

De início, cabe registrar que a Secretaria da Receita Federal – SRF vem adotando conceitos diferenciados para definir o que é considerado “preço predeterminado”. Com efeito, a Instrução Normativa SRF nº 21, de 13 de março de 1979, que disciplina a aplicação do art. 10 do Decreto-lei nº 1.598/1977, para fins de Imposto de Renda Pessoa Jurídica, assim conceituou “preço predeterminado”:

“3. (...)

Preço predeterminado – É aquele fixado contratualmente, sujeito ou não a reajustamento, para execução global: no caso de construções, bens ou serviços divisíveis, o preço predeterminado é fixado contratualmente para cada unidade.”

Tal conceito vinha sendo aplicado de forma indistinta às Contribuições ao PIS/Pasep e à Cofins, seja face ao diferimento do pagamento dessas contribuições até a data do recebimento do valor, conforme previsto no art. 7º da Lei nº 9.718/1998, aplicável no caso de construção por empreitada ou de fornecimento a preço predeterminado de bens ou serviços, contratados por pessoa jurídica de direito público, empresa pública, sociedade de economia mista ou suas subsidiárias, que seja para fins de permanência no regime da cumulatividade das receitas dos contratos firmados anteriormente a 31.10.2003, nos termos estabelecidos no inciso XI, art. 10, da Lei nº 10.833/2003. Nesse sentido, impende destacar as seguintes Soluções de Consultas emitidas pela SRF:

“Solução de Consulta nº 103, de 19/09/2002, da 10ª Região Fiscal:

EMENTA: *no caso de fornecimento de serviços, cujos preços, ainda que sujeitos a reajustamento, sejam previamente estipulados em contrato, e que o contratante seja pessoa jurídica de direito público, empresa pública, sociedade de economia mista ou suas subsidiárias, o contratado poderá beneficiar-se do diferimento a que se refere o art. 7º da Lei nº 9.718, de 1998, relativamente ao PIS/Pasep incidente sobre os valores recebidos do contratante.” (grifamos)*

“Solução de Consulta nº 89 de 12/04/2004, da 9ª Região Fiscal:

EMENTA: *As receitas derivadas de contratos de fornecimento de bens ou serviços, firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, com prazo superior a um ano e a preço predeterminado, sujeitam-se: ao PIS cumulativo, se auferidas até 30 de novembro de 2002 ou a partir de 1º de fevereiro de 2004; ao PIS não-cumulativo, se auferidas entre 1º de dezembro de 2002 e 31 de janeiro de 2004, desde que presentes todas as condições legais de aplicabilidade desse regime.*

Fundamentos Legais:

(...)

17. Está claro, então, que o simples reajustamento de preço não impede que o contrato que o prevê seja qualificado como “a preço predeterminado”. É que o reajustamento, segundo índices oficiais, não indetermina o preço, sendo certo, ademais, que o art. 10, inc. XI, b, da Lei nº 10.833/2003, fala em “preço predeterminado” e não em “preço fixo”. (grifamos)

Conclui-se que às receitas decorrentes de contratos de vendas de energia elétrica firmados antes de 31 de outubro de 2003, com prazo superior a um ano, a preços previamente pactuados e definidos nos respectivos instrumentos contra-

tuais, ainda que sujeitos a reajustamento, aplicam-se os arts. 10, inc. XI, b, e 15, da Lei nº 10.833/2003. Isso significa que: (1) as receitas auferidas até 30 de novembro de 2002 ou a partir de 1º de fevereiro de 2004 sujeitam-se ao PIS cumulativo; (2) as receitas auferidas entre 1º de dezembro de 2002 e 31 de janeiro de 2004 obrigam-se ao pagamento do PIS não cumulativo, desde que presentes todas as condições legais de aplicabilidade desse regime; (3) em todo o período, incide a Cofins cumulativa." (grifamos)

"Solução de Consulta nº 38 de 28/05/2004, da 4ª Região Fiscal:

EMENTA: *as receitas relativas a contratos para suprimento de energia elétrica, firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, entre empresa pública federal e produtora independente de energia, permanecem sujeitas às normas da legislação da Contribuição para o PIS/Pasep vigentes anteriormente à Lei nº 10.637, de 2002 (arts. 1º a 6º), com a redação dada pela Lei nº 10.685, de 2004, desde que o preço do serviço tenha sido predeterminado, ainda que o respectivo contrato preveja seu reajustamento." (grifamos)*

Nada obstante, a Secretaria da Receita Federal – SRF entendeu por bem editar nova Instrução Normativa, a de número 468, de 08 de novembro de 2004, dispondo sobre a Contribuição para o PIS/Pasep e a Cofins incidentes sobre as receitas relativas a contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003. Ocorre que a IN SRF nº 468/2004 trouxe, em seu art. 2º, um novo conceito para "preço predeterminado", específico para PIS/Pasep e Cofins, cuja aplicação, de forma pitoresca, faz retroagir a 1º de fevereiro de 2004, conforme previsto em seu art. 6º:

"Art. 2º. Para efeito desta Instrução Normativa, preço predeterminado é aquele fixado em moeda nacional como remuneração da totalidade do objeto do contrato. (grifamos)

§ 1º Considera-se também preço predeterminado aquele fixado em moeda nacional por unidade de produto ou por período de execução.

§ 2º Se estipulada no contrato cláusula de aplicação de reajuste, periódico ou não, o caráter predeterminado do preço subsiste somente até a implementação da primeira alteração de preços verificada após a data mencionada no art. 1º.

§ 3º Se o contrato estiver sujeito a regra de ajuste para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, nos termos dos arts. 57, 58 e 65 da Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993, o caráter predeterminado do preço subsiste até a eventual implementação da primeira alteração nela fundada após a data mencionada no art. 1º."

Cabe registrar que a Instrução Normativa nº 468/2004, em seu art. 4º, manteve o mesmo entendimento da IN SRF nº 21/79 ao considerar com prazo superior a 1 (um) ano os contratos com prazo indeterminado cuja vigência tenha se prolongado por mais de 1 (um) ano da data em que foi firmado, aplicando-se aos mesmos o disposto nos §§ 2º e 3º, do art. 2º.

Relevante observar que, conquanto editada a IN SRF nº 468/2004, a já citada IN SRF nº 21/1979 continuou em pleno vigor, como se pode observar pela leitura da Solução de Consulta RF/DISIT nº 47, de 31 de março de 2005 (portanto, posterior à publicação da IN SRF nº 468/2004), expedida pela Superintendência Regional da 10ª Região Fiscal, em resposta à consulta sobre a incidência do PIS/Pasep e da Cofins sobre contratos assinados anteriormente a 31/10/2003:

"7.2. Os arts. 407 a 409 do RIR/1999, que têm por matriz legal o art. 10 do Decreto-Lei nº 1.598, de 26 de dezembro de 1977, com alteração do art. 1º, inciso II, do Decreto-Lei nº 1.648, de 18 de dezembro de 1978, foram regulamentados pela Instrução Normativa SRF nº 21, de 13 de março de 1979, a qual continua em pleno vigor, conforme o disposto no art. 5º, incisos II e IV, da Instrução Normativa SRF nº 93, de 24 de dezembro de 1997, e ratificação da Instrução Normativa SRF nº 85, de 18 de agosto de 2000. (grifamos)

(...)

7.3. Assim, pode-se asseverar que a tributação do lucro auferido pela consulente, proveniente do fornecimento de energia elétrica... com base em contratos com prazo de vigência superior a um ano, nos termos do art. 409 do RIR/1999, observadas as condições dos arts. 407 e 408 desse Regulamento, poderá ser diferida até sua realização (recebimento da receita correspondente)...

8.1. Considera-se preço predeterminado, para o fim de diferimento da CSLL, aquele definido no item 3.1 da Instrução Normativa SRF nº 21, de 1979, reproduzido no parágrafo 7.2.1, visto que se aplicam à CSLL as mesmas normas de apuração e de pagamento estabelecido para o IRPJ..."

Diante da nova conceituação de preço predeterminado, trazida pela IN.SRF nº 468/2004 exclusivamente para fins de PIS/Pasep e Cofins, tem-se que a existência de cláusula de reajuste no contrato seria causa de indeterminação do preço a partir do momento em que aplicado o reajuste, passando então a receita decorrente a ser submetida ao regime não-cumulativo. É, portanto, evidente o conflito entre a regulamentação existente para fins de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IN SRF nº 21/1979) e para o PIS/Pasep e Cofins (IN SRF nº 468/2004). Percebe-se que a Secretaria da Receita Federal, mediante ato de natureza jurídica meramente complementar, nos termos do inciso I, do art. 100 do Código Tributá-

rio Nacional, estabeleceu restrições e limitações que não se encontram previstas na Lei nº 10.833/2003. Dessa forma, hialina a violação ao princípio da legalidade, segundo o qual a atividade administrativa está condicionada à observância da lei, pois na administração pública só é permitido fazer o que a lei autoriza, não devendo sua atividade violar a lei, regulamento ou outro ato normativo.

Após a edição da cincada IN SRF nº 468/2004, as soluções de consultas expedidas pelas Superintendências Regionais da Receita Federal, nas diversas Regiões Fiscais, passaram a ter o entendimento de que o caráter predeterminado do preço persistiria apenas até a data estipulada para o reajuste, sujeitando-se as receitas decorrentes do contrato, após essa data, à incidência não-cumulativa do PIS/Pasep e da Cofins. Nesse sentido, confira-se, "*inter pluris*":

"Solução de Consulta nº 097, de 07/04/2005 – 10ª RF

EMENTA: *contratos de fornecimento de energia elétrica celebrados antes de 31 de outubro de 2003, com prazo superior a um ano e preço predeterminado, não estão sujeitos à incidência não-cumulativa da contribuição para o PIS/Pasep e Cofins. Preço predeterminado é aquele fixado em moeda nacional como remuneração da totalidade do objeto do contrato, ou fixado em moeda nacional por unidade de produto ou por período de execução. Os contratos que contenham cláusula de reajuste, ou de revisão para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, deixam de ser considerados a preço predeterminado a partir da data em que ocorrer a primeira revisão ou reajuste, posteriormente a 31 de outubro de 2003. "*

No que se refere ao § 3º, do art. 2º da IN SRF nº 468/2004, já transcrito anteriormente, o dispositivo prevê que se o contrato estiver sujeito a regra de ajuste para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, nos termos dos arts. 57, 58 e 65 da Lei nº 8.666, de 21 de julho de 1993, o caráter predeterminado do preço subsiste até a eventual implementação da primeira alteração nela fundada, após a data mencionada no art. 1º, ou seja, 31.10.2003. Tal dispositivo está de acordo com a motivação da inclusão do inciso XI, do art. 10 da Lei nº 10.833/2003, pois este tipo de ajuste (revisão) permite às partes considerarem todos os custos e despesas (inclusive de natureza tributária) que onerem o novo preço. Nesse sentido, consulta formulada por produtor independente de energia elétrica, recebeu a seguinte resposta por meio da Solução de Consulta nº 6, de 09 de fevereiro de 2006:

EMENTA: *na espécie, as receitas relativas a contrato de fornecimento de bens ou serviços firmado anteriormente a 31 de outubro de 2003, cuja contratante é empresa pública federal, o qual estipula cláusula de revisão, para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, quando da majoração de tributos, continuam a submeter-se ao regime não-cumulativo da Contribuição para o PIS/Pasep, iniciado em 1º de dezembro de 2002, de vez que tal revisão desconfigura o caráter predeterminado do preço, ao contrário do simples reajuste deste, em*

função do custo de produção ou da variação de índice que reflita a variação ponderada dos custos dos insumos utilizados. DISPOSITIVOS LEGAIS: arts. 57, 58 e 65 da Lei nº 8.666, de 1993, e alterações; art. 27, § 1º, II, da Lei nº 9.069, de 1995; arts. 10, XI, "c", 15, V, e 93, I, da Lei nº 10.833, de 2003, e alterações; art. 109 da Lei nº 11.196, de 2005; art. 2º, § 3º, da IN SRF nº 468, de 2004."

Com efeito, é hialino que nos contratos privados ou naqueles firmados com entes da Administração Pública, a revisão de preços, seja ela periódica ou para a eventual manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, impõe, a partir de sua efetiva implementação, a submissão das suas receitas à tributação pelo novo regime não-cumulativo das contribuições ao PIS/Pasep e à Cofins.

DAS ALTERAÇÕES TRAZIDAS PELO ART. 109 DA LEI Nº 11.196/2005

Posteriormente, visando superar as perplexidades interpretativas inauguradas pela IN SRF nº 468/2004, foi publicada a Lei nº 11.196, de 21 de novembro de 2005, que dispôs sobre as alterações na legislação tributária federal, sendo que seu art. 109 estabeleceu o seguinte:

"Art. 109. Para fins do disposto nas alíneas b e c do inciso XI do caput do art. 10 da Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, o reajuste de preços em função do custo de produção ou da variação de índice que reflita a variação ponderada dos custos dos insumos utilizados, nos termos do inciso II do § 1º do art. 27 da Lei 9.069, de 29 de junho de 1995, não será considerado para fins da descaracterização do preço predeterminado.

Parágrafo único. O disposto neste artigo aplica-se desde 1º de novembro de 2003."

Por sua vez, o mencionado art. 27 da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1995 (Lei do Plano Real), estabelece que:

"Art. 27. A correção, em virtude de disposição legal ou estipulação de negócio jurídico, da expressão monetária de obrigação pecuniária contraída a partir de 1º de julho de 1994, inclusive, somente poderá dar-se pela variação acumulada do Índice de Preços ao Consumidor, Série r – IPC-r.

§ 1º O disposto neste artigo não se aplica:

(...)

II. Aos contratos pelos quais a empresa se obrigue a vender bens para entrega futura, prestar ou fornecer serviços a serem produzidos, cujo preço poderá ser

reajustado em função do custo de produção ou da variação de índice que reflita a variação ponderada dos custos dos insumos utilizados."

Nos termos do dispositivo anteriormente citado, a regra geral era no sentido de que a correção monetária de quaisquer negócios jurídicos fosse calculada com base no IPC-r (índice de Preços ao Consumidor – série r). Nada obstante, no caso de fornecimento de bens e serviços a serem produzidos, a regra geral não se aplicaria, sendo que o índice de reajuste deveria ser calculado em função do custo de produção ou da variação de índice que reflita a variação ponderada dos custos dos insumos utilizados.

Nos parece que a Secretaria da Receita Federal e o próprio legislador não percebeu que o IPC-r, previsto no *caput* do art. 27 da Lei nº 9.069/95, deixou de ser calculado e divulgado pelo IBGE, conforme estabelecido no art. 8º da Lei nº 10.192, de 14/02/2001, sendo substituído, a partir de 1º/07/1995, nas obrigações e contratos pelo índice previsto contratualmente, conforme dispositivo legal abaixo:

"Art. 8º. A partir de 1º de julho de 1995, a Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE deixará de calcular e divulgar o IPC-r.

§ 1º Nas obrigações e contratos em que haja estipulação de reajuste pelo IPC-r, este será substituído, a partir de 1º de julho de 1995, pelo índice previsto contratualmente para este fim."

Além do mais, o art. 2º desta mesma lei estabeleceu que:

"Art. 2º. É admitida estipulação de correção monetária ou de reajuste por índices de preços gerais, setoriais ou que reflitam a variação dos custos de produção ou dos insumos utilizados nos contratos de prazo de duração igual ou superior a um ano."

Neste ponto, cabe observar que o índice utilizado nos Contratos de Suprimento de Energia Elétrica (sejam eles Contratos Iniciais ou Contratos Bilaterais), bem como nos Contratos de Concessão de Serviço Público é o IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado), apurado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV. O IGP-M é índice que se enquadra no conceito apresentado pelo art. 27 da Lei nº 9.069/95.

Dessa forma, com o novo comando legal introduzido pelo art. 109 da Lei nº 11.196/2005, a ocorrência de mero reajuste de preços, efetuados especificamente nas condições descritas na Lei nº 9.069, art. 27, § 1º, II, independentemente do índice utilizado, não descaracteriza a condição de preço predeterminado do contrato e, conseqüentemente, a sua manutenção no regime cumulativo, previsto na Lei nº 9.718/98.

Outro aspecto importante é que o art. 109 da Lei nº 11.196/2005 tem por claro objetivo estabelecer o que normalmente se denomina “interpretação autêntica” da noção de preço predeterminado, para fins de aplicação do disposto nas citadas alíneas “b” e “c”, do inciso XI, do art. 10 da Lei nº 10.833/2003.

Tanto isso é verdade que o Deputado Custódio Mattos, relator da Medida Provisória nº 252/2005 (á época conhecida como “MP do Bem”), em seu parecer proferido em plenário, justifica a inclusão na Medida Provisória de normas adicionais relativas ao PIS/Pasep e Cofins uma vez que era necessário pacificar a interpretação atribuída ao dispositivo da Lei nº 10.833/2003, por meio da chamada “interpretação autêntica”, atendendo assim às Emendas nº 224 (Dep. Eduardo Gomes), 225 (Dep. Eduardo Sciarra), e 353 (Dep. Max Rosenmann).

Portanto, com a edição da Lei nº 11.196/2005, em nosso entendimento S.M.J, qualquer reajuste de preço previsto contratualmente, que tenha por objetivo assegurar o reajuste necessário para minimizar os efeitos inflacionários ocorrido durante o ano, sem que haja alteração (revisão) do preço e das condições pactuadas quando da assinatura do contrato, mediante índices estipulados contratualmente, qualquer que seja ele, não descaracteriza o preço predeterminado, permanecendo a receita decorrente de tais contratos no regime de tributação cumulativa do PIS/Pasep e da Cofins. Esse mesmo entendimento, manifestamos quando assessoramos a ANEEL na elaboração da Nota Técnica nº 224, de 19 de junho de 2006, e que não é aceito pela Secretaria da Receita Federal com base no Parecer PGFN/CAT/nº 1.610/2007.

O mesmo entendimento é compartilhado por diversos juristas, cabendo destacar as seguintes manifestações:

“Assim, a cláusula de reajuste de preço do valor do contrato tem por finalidade precípua a manutenção e preservação da situação idealizada inicialmente pelas partes quando da assinatura do contrato a longo prazo, sem, dessa forma, acarretar prejuízos a uma das partes ou, ainda, um desequilíbrio duradouro na relação originalmente acordada.

É exatamente por essa razão que as cláusulas de reajuste detêm, em sua essência, a obrigação de aplicação de determinado índice de correção monetária ao preço inicialmente acordado. Mais do que isso, as partes buscam a escolha do índice de correção monetária que mais possa refletir e nortear os custos incorridos no objeto da contratação em análise.

Como sabido, há uma série de índices econômicos cujo propósito é avaliar corretamente a correção monetária, como o IGP, INPC, IGP-M, etc. De fato, o que cada um deles indica é o resultado ponderado da variação de preços de uma

cesta determinada de produtos e serviços destinados a satisfazer as necessidades de um conjunto de agentes econômicos. Por isso que, entre tais índices, não há necessariamente uma uniformidade, podendo haver distorções de valores apurados por cada um deles.

Há, também, índices que procuram captar variações de insumos específicos, de tal ordem que possam servir de indexadores para um único segmento, que são os chamados "Índices Setoriais", como, por exemplo, dentre outros tantos, o Índice Setorial da Construção Civil (Sinduscon). Este Índice tem por finalidade refletir a variação dos custos do setor de construção civil em determinados períodos de tempo.

Independentemente, portanto, do índice de correção monetária a ser escolhido, é certo que ele nada mais corresponde do que a preservação do valor real da moeda operante no tempo, não se tratando, assim, de qualquer "plus" ou acréscimo ao valor original.

Portanto, no momento em que os preços sofrerem a aplicação da cláusula de reajuste, em nossa opinião, ter-se-á apenas a preservação do valor inicialmente acordado pelas partes, ou seja, o preço real e originário da mercadoria ou do serviço contratado, não havendo, assim, que se falar em qualquer variação descharacterizadora do preço inicial nem muito menos em preço supostamente desconhecido das partes.

Na verdade, é a manutenção da expressão nominal do preço nos contratos a longo prazo que propiciaria o efeito de mudança do preço real, haja vista que o poder aquisitivo do preço declinaria inexoravelmente com o tempo, alterando-se, assim, o conceito de preço prefixado pelas partes.

Nesse sentido, somos da opinião de que a simples aplicação da cláusula de reajuste pelas partes não desconfigura, como entende a Instrução Normativa n. 468/04, a natureza do preço inicialmente fixado no contrato, pelo contrário, trata-se apenas de reposição do valor originário da moeda, corroída por diversos fatores." (BEHRNDT, MARCO ANTÔNIO E FILHO, CLÓVIS PANZARINI – PIS/Cofins – A Ilegalidade da IN 468/04 ao conferir Novo Conceito de Preço Predeterminado nos Contratos de Longo Prazo" – Revista Dialética de Direito Tributário – RDDT, vol. 115, Abril/2005, pg.75.)

"Como se infere da leitura dos itens acima, a posição adotada pela Receita Federal foi no sentido de que a mera existência de cláusula de reajuste no contrato não seria causa de indeterminação do preço. Todavia, assim que efetuada correção do mesmo com base em tal cláusula, o preço deixaria de ser predeter-

minado. Nesse caso, as receitas decorrentes do contrato passariam a estar submetidas ao regime não cumulativo da constituição para o PIS e da Cofins.

Também em relação a esta questão cremos haver bons argumentos para o questionamento da posição adotada pela Fazenda.

De fato, a finalidade da manutenção, sob a sistemática cumulativa da contribuição para o PIS e da Cofins, das receitas decorrentes de alguns contratos celebrados antes de 31 de outubro de 2003, foi evitar que as modificações introduzidas em tais contribuições afetassem contratos celebrados com a consideração de uma carga tributária distinta." (DA SILVA, SÉRGIO ANDRÉ R. G. – Tributação pelo PIS e pela Cofins dos Contratos Anteriores a 31 de Outubro de 2003 – IN 468/04 – Possibilidade de Questionamento – Revista Dialética de Direito Tributário – RDDT, vol. 114, Março/2005, pg. 96)

DAS SENTENÇAS PROFERIDAS NO JUDICIÁRIO

Conquanto ainda não se tenha notícia do trânsito em julgado de decisões judiciais quanto à matéria, é relevante destacar decisão proferida pelo Desembargador Federal Carlos Fernando Mathias, do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, em 20/09/2005, ao conceder antecipação de tutela, nos autos do Agravo de Instrumento nº 2005.01.00.058175-8/MG:

"Com efeito, possuindo a Instrução Normativa 468/2004 natureza jurídica de norma complementar (q.v. art. 100, I, CTN) não pode, em princípio, a Administração criar limitação ou restrição, que já não estivesse estatuída e identificada no preceito legal que visa explicitar.

Por outro lado, cláusulas contratuais referentes à atualização monetária e à revisão extraordinária decorrente de fatos imprevisíveis (rebus sic stantibus) não descaracterizam a noção de preço predeterminado.

Isto posto, com as devidas vênias, CONCEDO, si et in quantum, a antecipação dos efeitos da tutela, para autorizar a agravante a permanecer sujeita ao regime cumulativo das contribuições ao PIS e à Cofins relativamente às receitas advindas dos contratos de compra e venda de energia elétrica firmados com a Petrobrás Energia Ltda. em 12.11.2002 (03 contratos – fls. 78/95, 104/121 e 130/177), com a Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo – CENF, em 01.09.2003 (fls. 156/177) e com a Companhia Força e Luz Cataguazes – Leopoldina em 01.09.2003 (fls. 193/215), até o julgamento do agravo pela colenda 8ª turma."

No mesmo sentido, cumpre destacar a decisão proferida em 14/03/2006 pelo i. juiz federal da 2ª Vara/MT, Dr. Jéferson Schneider, em Mandado de Segurança, na qual foi concedida a segurança pleiteada para manter o contrato de compra e venda de

energia sob a égide do art. 10, inciso XI, letra “b”, da Lei nº 10.833/2003, tanto em relação ao PIS/Pasep quanto em relação à Cofins, assegurando, ainda, à impetrante, a compensação dos recolhimentos indevidos. Confira-se:

“Sem dúvida alguma, trata-se de contrato com preço predeterminado. O valor fixo em reais por MWh é o quanto basta para conferir a qualidade de preço determinado com anterioridade ou predeterminado. A cláusula de reajuste anual, referente à correção monetária, não implica em qualquer plus, mas em uma mera reposição da desvalorização da moeda frente à inflação. A jurisprudência é uníssona em afirmar que a correção monetária nada acrescenta de novo ao valor devido, pois seu único objetivo é evitar a desvalorização da moeda.

O art. 109 da Lei nº 11.196/05, ao contrário do sustentado pela impetrante, não tem aplicação na hipótese dos autos. A correção contratual estipulada pelas partes ocorrerá anualmente, de forma automática, pelo IGP-M, independente da variação dos custos, o que revela sua natureza de correção monetária e não de recomposição dos custos.

Destarte, a nova orientação determinada pela Instrução Normativa nº 468/04, da Secretaria da Receita Federal, que em seu art. 2º descaracteriza a qualidade de preço predeterminado, quando o contrato contiver cláusula de reajuste, ademais de ferir o próprio conceito de predeterminação, não pode ser aplicada retroativamente.

(...)

Por fim, verifico que o contrato de compra e venda de energia elétrica é espécie de contrato de fornecimento de bens, assim como na cláusula 4ª do aditivo consta a vigência do contrato até o ano de 2014.

Assim sendo, tenho por preenchidos os requisitos exigidos pelo art. 10, inciso XI, letra b, da Lei nº 10.833/03, para manter a antiga legislação de regência da Cofins em relação ao contrato sob exame.

Também assiste razão à impetrante com relação ao PIS, uma vez que o art. 15 da Lei nº 10.833/03 contempla o inciso XI, do art. 10, da mesma Lei, conforme depreende-se da redação dada pelas Leis nºs 10.865/04, 11.051/04 e 11.196/05.

(...)

Diante do exposto, concedo a segurança, para manter o contrato de compra e venda de energia sob a égide do art. 10, inciso XI, letra “b”, da Lei nº 10.833/03,

tanto em relação ao PIS quanto em relação à Cofins, assegurando, ainda, à impetrante, a compensação dos recolhimentos indevidos."

Portanto, observa-se que a incipiente jurisprudência dos tribunais é no sentido de que a mera atualização monetária (reajuste), não importando o índice utilizado, e desde que estabelecido contratualmente, não descaracteriza o preço predeterminado.

36.8.3. DOS CONTRATOS DECORRENTES DE PROPOSTA DE LICITAÇÃO

De acordo com a letra "c" do inciso XI do Art. 10 da Lei 10.833/2003, permanecem sujeitas às normas da cumulatividade, prevista na legislação da Cofins estabelecidas na Lei nº 9.718/1998, não se lhes aplicando as disposições contidas nos arts. 1º a 8º da Lei nº 10.833/2003, quando se referir as receitas oriundas dos contratos posteriormente firmados decorrentes de propostas apresentadas em processo licitatório ocorrido anteriormente a 31 de outubro de 2003.

"Art. 10. Permanecem sujeitas às normas da legislação da Cofins, vigentes anteriormente a esta Lei, não se lhes aplicando as disposições dos art. 1º a 8º:

XI. As receitas relativas a contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003.

(...)

c) Bem como os contratos posteriormente firmados decorrentes de propostas apresentadas, em processo licitatório, até aquela data." (grifamos)

Nesse sentido tem sido as decisões exaradas pela Secretaria da Receita Federal em processo de consulta, mas sempre vinculando à questão do preço predeterminado, senão vejamos:

SOLUÇÃO DE CONSULTA Nº 57, de 07 de agosto de 2006 – SRF 1ª Região Fiscal

"EMENTA: *Cofins NÃO-CUMULATIVA. CONTRATO ANTERIOR A 31 DE OUTUBRO DE 2003 E CONTRATO POSTERIOR DECORRENTE DE PROPOSTA APRESENTADA EM PROCESSO LICITATÓRIO ATÉ 31 DE OUTUBRO DE 2003. Contratos celebrados antes de 31 de outubro de 2003, de construção por empreitada ou de fornecimento, a preço predeterminado, de bens ou serviços contratados com pessoa jurídica de direito público, empresa pública, sociedade de economia mista ou suas subsidiárias, bem como os contratos posteriormente firmados decorrentes de propostas apresentadas, em processo licitatório, até aquela*

data, não estão sujeitos à incidência não-cumulativa da Cofins. Os contratos que contenham cláusula de reajuste, ou de regra de ajuste para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, deixam de ser considerados a preço predeterminado a partir da data em que ocorrer a primeira revisão ou reajuste, posteriormente a 31 de outubro de 2003. Deve-se ressaltar, entretanto, que o reajuste de preços, efetivado após 31 de outubro de 2003, em percentual não superior àquele correspondente ao acréscimo dos custos de produção ou à variação de índice que reflita a variação ponderada dos custos dos insumos utilizados, nos termos do inciso II do § 1º, do art. 27 da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1995, não descaracteriza o preço predeterminado.”

Nesse mesmo sentido foi a Solução de Consulta nº 89, de 19.03.2007, exarada pela Secretaria da Receita Federal – SRRF da 7ª Região Fiscal, em consulta formulada por determinada empresa transmissora de energia elétrica, que sagrou-se vencedora de leilão ocorrido em meados de 2003, mas cujo contrato de concessão só foi celebrado em 2004.

“CUMULATIVIDADE: contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, de construção por empreitada ou de fornecimento, a preço predeterminado, de bens ou serviços contratados com pessoa jurídica de direito público, empresa pública, sociedade de economia mista ou suas subsidiárias, bem como os contratos posteriormente firmados, desde que decorrentes de propostas apresentadas em processo licitatório, até aquela data, terão suas receitas tributadas pelo PIS/Pasep na modalidade cumulativa. (grifamos)

37. CONTRIBUIÇÃO SOCIAL PARA O FINANCIAMENTO DA SEGURIDADE SOCIAL – COFINS

37.1. INTRODUÇÃO

A Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins foi instituída pela Lei Complementar nº 70, de 30.12.91, nos termos do inciso I do art. 195 da Constituição Federal, destinada exclusivamente às despesas com atividades-fim das áreas de saúde, previdência e assistência social, conforme art. 1º da Lei Complementar. A essa contribuição não se aplica o princípio da anterioridade prevista na letra “b” do inciso III, do art. 150 da Constituição Federal. De acordo com o § 6º, do art. 195 da Constituição Federal, qualquer modificação ou alteração, só poderá ser exigida após decorridos noventa dias da data da publicação da lei que modificou ou alterou.

A Lei nº 9.718/1998, nos seus arts. 2º e 3º, praticamente, unificou a base de cálculo da Cofins com a do PIS/Pasep, no regime cumulativo, exceção feita às algumas exclusões na base de cálculo.

Enquanto no PIS/Pasep o regime não-cumulativo se iniciou em dezembro de 2002, face a edição da Medida Provisória nº 66/2002, convertida na Lei nº 10.637/2002, a Cofins só ingressou neste regime a partir de fevereiro de 2004, com a conversão da Medida Provisória nº 135/2003, na Lei nº 10.833, de 29.12.2003, de forma que, o PIS/Pasep e a Cofins, a partir de 1º de fevereiro de 2004, passaram a ter os mesmos contribuintes, a mesma base de cálculo e os mesmos critérios de apuração dos créditos e pagamento das contribuições.

Assim sendo, para não sermos repetitivos, recomendamos que o leitor se reporte aos nossos comentários já descritos no tópico anterior “CONTRIBUIÇÃO SOCIAL PARA O PIS/Pasep”, sabendo desde já que o percentual para o crédito da Cofins é de 7,6%, diferentemente do percentual do PIS/Pasep que é de 1,65%.

37.2. ALÍQUOTA DA COFINS

A alíquota para a Cofins foi fixada inicialmente pelo art. 2º da Lei Complementar nº 70, de 30.12.1991, em 2%, sendo que a partir de 1º de fevereiro de 1999, por força do art. 8º da Lei nº 9.718/1998, essa alíquota passou a ser de 3%. Já a partir de fevereiro de 2004, por força da Lei nº 10.833/2003, que introduziu o regime da não cumulatividade, a alíquota passou a ser de 7,6%.

37.3. BASE DE CÁLCULO DAS OPERAÇÕES NA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE

Às operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica foi dispensado o mesmo tratamento dado ao PIS/Pasep, conforme disposto no inciso X, do art. 10 da Lei nº 10.833/2003, portanto, recomendamos a leitura no item “CONTRIBUIÇÃO SOCIAL PARA O PIS/Pasep”, neste mesmo capítulo.

38. REGIME DE CAIXA – DIFERIMENTO DA TRIBUTAÇÃO

38.1. DIFERIMENTO TRIBUTÁRIO SOBRE A VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA A ÓRGÃOS PÚBLICOS

Em nosso entendimento aplica-se o diferimento da tributação do Imposto de Renda sobre o lucro, e do diferimento do pagamento do PIS/Pasep e Cofins sobre as receitas da venda de energia elétrica aos órgãos públicos federais, estaduais e municipais, para quando do recebimento da respectiva fatura, ou seja, a tributação ocorrerá pelo regime de caixa e não pelo regime de competência, conforme veremos a seguir:

38.1.1. IMPOSTO DE RENDA

O art. 409 do RIR, combinado com os arts. 407 e 408, estabelecem tratamento de regime de caixa para tributação do imposto de renda sobre os resultados de contratos de fornecimento de bens e serviços, firmados com entidades governamentais, conforme segue:

“Art. 409. No caso de empreitada ou fornecimento contratado, nas condições dos arts. 407 ou 408, com pessoa jurídica de direito público, ou empresa sob seu controle, empresa pública, sociedade de economia mista ou sua subsidiária, o contribuinte poderá diferir a tributação do lucro até sua realização, observadas as seguintes normas:

I. Poderá ser excluída do lucro líquido do período de apuração, para efeito de determinar o lucro real, parcela do lucro da empreitada ou fornecimento computado no resultado do período de apuração, proporcional à receita dessas operações consideradas nesse resultado e não recebida até a data do balanço de encerramento do mesmo período de apuração.

II. A parcela excluída nos termos do inciso I deverá ser computada na determinação do lucro real do período de apuração em que a receita for recebida.

(...)”

38.1.2. PIS/PASEP E COFINS

O diferimento do pagamento da Contribuição, sendo importante alertar, face às mudanças da forma de tributação, que o diferimento não é do cálculo da contribuição, mas sim do seu pagamento.

Nesse mesmo sentido, a Lei nº 9.718, no seu art. 7º, incorporou à legislação do PIS/Pasep e Cofins, o mesmo conceito de regime de caixa previsto nos art. 407 a 409 do RIR, diferindo o pagamento das contribuições até a data do respectivo recebimento.

“Art. 7º. No caso de construção por empreitada ou de fornecimento a preço predeterminado de bens ou serviços, contratados por pessoa jurídica de direito público, empresa pública, sociedade de economia mista ou suas subsidiárias, o pagamento das contribuições de que trata o art. 2º desta Lei poderá ser diferido, pelo contratado, até a data do recebimento do preço.(...)”

De acordo com esse artigo, aplicável também ao regime não-cumulativo, nos termos do art. 7º da Lei nº 10.833/2003, é facultado o diferimento do pagamento da contribuição ao PIS/Pasep sobre a receita faturada e não recebida, para o momento do seu recebimento, quando o fornecimento for *contratado por pessoa jurídica de direito público, empresa pública, sociedade de economia mista ou suas subsidiárias*.

Ressaltamos que, no caso da opção pela aplicação do diferimento, acima comentado, por contribuintes que se encontrem no regime não-cumulativo, os créditos a serem deduzidos do valor a recolher deverá ser proporcional às receitas efetivamente recebidas, conforme determina o art. 7º da Lei nº 10.833/2003.

Esse dispositivo consta também do art. 25 da Instrução Normativa SRF nº 247/2002 e do art. 14, da Instrução Normativa da Secretaria da Receita Federal de nº 404, de 12.03.2004.

Quanto a alguns questionamentos, face ao texto do art. 7º da Lei nº 9.718/1998, se a energia elétrica é contratada, ou se energia elétrica é um bem e até mesmo se o preço é predeterminado, entendemos que o fornecimento de energia elétrica é contratado nos termos e condições, definidos pela União Federal (Poder Concedente) por meio da ANEEL (órgão regulador), mediante a Resolução ANEEL nº 456/1997. Essa resolução estabelece todas as condições dos serviços de fornecimento de energia elétrica, inclusive os direitos e obrigações das empresas concessionárias de serviço público e seus consumidores, estabelecendo inclusive as penalidades, funcionando como um contrato de fornecimento contínuo.

Quanto a questão de ser energia elétrica um bem, não pairam dúvidas sobre o conceito de “bem móvel” conferido à energia elétrica pela legislação civil e tributária.

A energia elétrica é um bem resultado de conversões energéticas, a partir de fontes de origem diversas (hidráulica, térmica, solar, eólica etc.), em eletricidade, realizada por geradores, e transportada até o centro de consumo por meio de linhas de transmissão e distribuição, tendo, portanto, bem clara suas características de bem móvel. Nesse sentido o Código Civil Brasileiro define como bens móveis e bens consumíveis:

“Art. 83. Consideram-se móveis para os efeitos legais:

I. As energias que tenham valor econômico.

(...)”

“Art. 86. São consumíveis os bens móveis cujo uso importa destruição imediata da própria substância, (...)”.

O Superior Tribunal de Justiça já consagrou que, pela nova ordem constitucional, para fins tributários, energia elétrica é mercadoria. A própria Secretaria da Receita Federal, por meio da Instrução Normativa Conjunta nº 03/1997, que definia a retenção de impostos e contribuições a serem efetuados por órgãos públicos, classificava a energia elétrica como mercadoria.

O Código Tributário Nacional, em seu art. 74, § 1º, quando da vigência do IUEE – Imposto Único sobre Energia Elétrica, estabelecia que: “Para os efeitos deste imposto, a energia elétrica considera-se produto industrializado”.

Quanto ao preço pelo fornecimento de energia elétrica ser predeterminado. As tarifas são previamente determinadas pelo contrato de concessão e atos normativos editados pela ANEEL, e seu reajustamento está previsto em contrato. Veja-se, nesse sentido, a Solução de Consulta nº 103, de 19.09.2002, da 10ª Região Fiscal:

“EMENTA: *no caso de fornecimento de serviços, cujos preços, ainda que sujeitos a reajustamento, sejam previamente estipulados em contrato, e que o contratante seja pessoa jurídica de direito público, empresa pública, sociedade de economia mista ou suas subsidiárias, o contratado poderá beneficiar-se do diferimento a que se refere o art. 7º da Lei nº 9.718, de 1998, relativamente ao PIS/Pasep incidente sobre os valores recebidos do contratante.”*

“EMENTA: no caso de fornecimento de serviços, cujos preços, ainda que sujeitos a reajustamento, sejam previamente estipulados em contrato, e que o contratante seja pessoa jurídica de direito público, empresa pública, sociedade de economia mista ou suas subsidiárias, o contratado poderá beneficiar-se do diferimento a que se refere o art. 7º da Lei nº 9.718, de 1998, relativamente à Cofins incidente sobre os valores recebidos do contratante.”

Atualmente, a Secretaria da Receita Federal tem manifestado entendimentos divergentes daqueles previstos na Instrução Normativa nº 21/1979, face à edição das Instruções Normativas nºs 468/2004, revogada pela Instrução Normativa nº 658/2006, que dispõe sobre o PIS/Pasep e Cofins incidentes sobre as receitas relativas a contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, prevista no art. 10 da Lei nº 10.833/2003, abordado neste mesmo capítulo.

38.2. DIFERIMENTO DA TRIBUTAÇÃO SOBRE A VARIAÇÃO CAMBIAL

Desde 1º de janeiro de 1999, o art. 9º da Lei nº 9.718, de 27.11.1998, estabeleceu que as variações monetárias dos direitos de crédito e das obrigações, em função da taxa de câmbio ou de índices ou coeficientes aplicáveis por disposição legal ou contratual serão consideradas, para efeitos da legislação do imposto de renda, da contribuição social sobre o lucro líquido, da contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins, como receitas ou despesas financeiras, conforme o caso.

Essa mesma legislação alterou a base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins, onde as receitas financeiras passaram a integrar essa base de cálculo. Dessa forma as empresas que possuíam direitos e/ou obrigações, sujeitos à variação monetária, que em virtude das flutuações do câmbio, geravam ganhos sobre seus direitos, e em vários momentos, geravam ajustes negativos sobre as obrigações, tinham que tributar essas variações, já que, para a legislação fiscal, essas variações eram entendidas e tratadas como receitas tributáveis.

Esse entendimento fazia com que ocorresse uma tributação em duplicidade, já que, em determinado mês, havia uma variação negativa (dólar de R\$ 3,00 retraindo a R\$ 2,80), que para fins fiscais, era entendido como um ganho tributável. No mês seguinte, ocorria uma variação positiva (dólar de R\$ 2,80 para R\$ 3,00), gerando uma despesa de atualização do passivo, sendo dedutível para fins de imposto de renda e contribuição social. Quando, no mês seguinte, ocorria novamente uma variação negativa (dólar de R\$ 3,00 voltava a R\$ 2,80 ou próximo disso), a legislação fiscal exigia uma nova tributação sobre esse ganho.

Essa norma levou os contribuinte, tanto aqueles que possuíam direitos, como também aqueles que possuíam obrigações, sujeitos à variação cambial, buscarem o judiciário como alternativa para não terem esses “ganhos” tributados.

Foi nesse ambiente que o Governo Federal, por meio do art. 30 da Medida Provisória nº 2.158-35, estabeleceu que a partir de 1º de janeiro de 2000, as variações monetárias dos direitos de crédito e das obrigações, em função da taxa de câmbio, seriam consideradas, para efeito de determinação da base de cálculo do imposto de renda, da contribuição social sobre o lucro líquido, da contribuição para o PIS/Pasep e Cofins, bem assim na determinação do lucro da exploração, quando da liquidação da correspondente operação, ou seja, a regra geral de tributação para as variações cambiais, passaria a ser pelo “Regime de Caixa” e não mais pela competência.

Nessa Medida Provisória, o § 1º, do art. 30, deu a opção para que a pessoa jurídica considerasse as variações monetárias, na determinação da base de cálculo de todos os tributos e contribuições, acima referidos, segundo o “Regime de Competência”. Essa opção, quando feita, será aplicada a todo o ano-calendário, e, em caso de mudança, deverão ser observadas as normas a serem expedidas pela Secretaria da Receita Federal.

Seja qual for a opção da pessoa jurídica, o procedimento contábil permanecerá o mesmo, ou seja, a contabilização das variações monetárias, em função da taxa de câmbio, será pelo “Regime de Competência”. Dessa forma, estando a pessoa jurídica, tributando as variações monetárias pelo regime de caixa, deverá adicionar ou excluir, da base de cálculo, as variações monetárias das operações que não foram liquidadas, mantendo controles dessas adições e exclusões na parte “B” do Livro de Apuração do Lucro Real – LALUR, no caso de imposto de renda, e em controles específicos para os demais impostos e contribuições.

Cuidado especial deve ser dado para quando houver a mudança da regra geral “Regime de Caixa” para o opcional que é o “Regime de Competência”, pois a Receita Federal estabeleceu que quando houver essa mudança, a pessoa jurídica deverá oferecer à tributação, todos os valores adicionados e excluídos durante o(s) ano(s)-calendário em que foi utilizado o regime de caixa para fins de tributação.

Inicialmente essa previsão de tributação, na mudança do regime de caixa para competência, era somente para o PIS/Cofins, conforme previsto no art. 13, § 4º, da Instrução Normativa nº 247, de 21.11.2002, que dispôs sobre PIS/Pasep e Cofins:

“§ 4º A pessoa jurídica, na hipótese de optar pela mudança do regime previsto no § 1º para o regime de competência, deverá reconhecer as receitas de variações monetárias, ocorridas em função da taxa de câmbio, auferidas até 31 de dezembro do ano precedente ao da opção.”

Dessa forma, o PIS/Cofins, sobre as receitas contabilizadas pelo regime de competência, que não foram incluídas na base de cálculo em função da tributação pelo regime de caixa, deverá ser pago até o último dia útil da primeira quinzena do mês de fevereiro do ano do exercício da opção.

Para fins de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica – IRPJ e da Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL, a Secretaria da Receita Federal expediu a Instrução Normativa nº 345, de 28.07.2003, que no seu art. 2º, § 3º, estabeleceu que, na hipótese de alteração do critério de reconhecimento das variações monetárias pelo regime de caixa (quando da liquidação da correspondente operação), para o regime de competência, deverão ser computadas na base de cálculo do IRPJ e da CSLL, em 31 de dezembro do período de encerramento do ano precedente ao da opção, as variações monetárias incorridas até essa data.

Como citamos anteriormente, não havia essa disposição para o Imposto de Renda e Contribuição Social, tanto é que o § 5º dessa Instrução Normativa determinou que as variações monetárias relativas a anos-calendário anteriores ainda não computadas em virtude de mudança de critério de reconhecimento em data anterior à da publicação da Instrução Normativa nº 345, deverão ser computadas na base de cálculo do IRPJ e da CSLL até 31 de dezembro de 2003.

A Medida Provisória nº 2.158, no § 3º, do art. 30, estabeleceu que no caso de alteração do critério de reconhecimento das variações monetárias, em anos-calendário subsequentes, para efeito de determinação da base de cálculo dos tributos e das contribuições, serão observadas as normas expedidas pela Secretaria da Receita Federal.

Entendemos que a Instrução Normativa não poderia exigir a tributação dos valores excluídos em anos-calendário anteriores, quando o contribuinte utilizava-se do regime de caixa, faculdade esta concedida pela lei.

A Secretaria da Receita Federal extrapolou quando da expedição das normas regulamentares, via Instrução Normativa nº 247 e Instrução Normativa nº 345, pois a lei é clara, adotado a opção pelo contribuinte, a mesma prevalecerá por todo o ano-calendário, e a Instrução Normativa nº 345, determina que quando da mudança do regime de caixa para o regime de competência, todos os valores excluídos sejam tributados no ano-calendário precedente ao da mudança da opção, deixando assim de existir o regime de caixa utilizado no ano-calendário. Como exemplo, imaginemos um contribuinte que desde o ano-calendário de 2000 tenha optado pelo regime de caixa, e agora em 2003, mudou para o regime

de competência, esse contribuinte terá que oferecer à tributação todo o saldo restante dos valores excluídos nos anos-calendário de 2000 a 2002.

Acreditamos que os contribuintes recorrerão mais uma vez ao judiciário para ter seus direitos legais garantidos, pois essas Instruções Normativas afrontam a própria Medida Provisória nº 2.158.

Em nosso entendimento, as variações cambiais contabilizadas pelo regime de competência contábil, durante o ano-calendário em que o contribuinte esteve pela opção de tributação pelo regime de caixa, que não foram oferecidas à tributação por não ter havido a liquidação das operações, não devem ser oferecidas à tributação no ano precedente ao da mudança de opção para tributação com base no regime de competência fiscal, conforme deseja a Secretaria da Receita Federal.

Essas variações cambiais (despesas e receitas) devem permanecer na parte “B” do Livro de Apuração do Lucro Real – LALUR, e serem oferecidas à tributação somente quando da liquidação das respectivas operações. Esse entendimento aplica-se ao IRPJ, CSLL, PIS/Pasep e Cofins. Portanto o contribuinte deve impetrar mandado de segurança contra ato abusivo do Secretario da Receita Federal.

39. ICMS – IMPOSTO SOBRE A CIRCULAÇÃO DE MERCADORIA

39.1. INTRODUÇÃO

Nosso objetivo não será o estudo do ICMS como um todo, mas tão somente os aspectos ligados às operações realizadas com energia elétrica. Dessa forma, faremos uma abordagem inicial desse imposto, que surgiu com a Constituição Federal de 1988, unificando o antigo ICM – Imposto sobre circulação de mercadorias com os impostos únicos federais sobre:

- Minerais.
- Combustíveis e lubrificantes.
- Energia elétrica.
- Transportes.
- Comunicações.

A Constituição Federal, em seu art. 155, inciso II, estabeleceu que o ICMS é de competência dos Estados e do Distrito Federal, e tem por fato gerador as operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, ainda que as operações e prestações se iniciem no exterior. Foi adotado o princípio do destino, ou seja, o ICMS sobre a energia elétrica será recolhido ao Estado destinatário da mesma, nesse sentido foi consagrado a imunidade nas operações interestaduais quando destinadas à comercialização e à industrialização, da mesma forma a Lei Complementar nº 87/1996, alterada pela Lei Complementar nº 102/2000, estabeleceu como fato gerador a entrada de energia elétrica no Estado destinatário, quando não destinada à comercialização ou à industrialização.

O ICMS é um imposto não-cumulativo, conforme disposto no Inciso I, § 2º, do art. 155 da Constituição Federal, compensando-se o que for devido em cada operação relativa à circulação de mercadorias ou prestação de serviços, com o montante cobrado nas anteriores, pelo mesmo ou outro Estado ou pelo Distrito Federal, bem como poderá ser seletivo, em função da essencialidade das mercadorias e dos serviços.

As aquisições de energia elétrica para revenda ou aquisições de insumo, matéria-prima e bens destinados ao ativo imobilizado, com isenção ou não-incidência, salvo determinação em contrário da legislação, não implicará crédito para compensação com o montante devido nas operações ou prestações seguintes, conforme estabelecido na letra a, inciso II, § 2º, do art. 155 da Constituição Federal. Esse mesmo § 2º, na letra b, determina a anulação do crédito relativo a operações anteriores, quando venda cuja saída esteja ampara por isenção ou não-incidência.

A Constituição Federal, no inciso XII do art. 155, delegou à Lei Complementar regulamentar a forma como, mediante deliberação dos Estados e do Distrito Federal, isenções, incentivos e benefícios fiscais seriam concedidos e revogados. Nesse sentido, foi recepcionado a Lei Complementar nº 24, de 07.01.1975, que estabeleceu o Convênio como o instrumento para concessão e revogação. Portanto toda e qualquer isenção, incentivos e benefícios fiscais deverão ser aprovados pelo Conselho Nacional de Política Fazendária e ratificados pelos respectivos Estados interessado.

Apesar de não restar dúvidas quanto à essencialidade da energia elétrica para a sociedade, os estados, de forma equivocada, mas proposital, aplicam as maiores alíquotas reais (face ao cálculo por dentro temos: 25% = 33,35%; 18% = 21,38%) de ICMS sobre o fornecimento de energia elétrica, ao ponto de ignorar o princípio da capacidade contributiva do contribuinte (consumidor), prevista no § 1º, do art. 145 da Constituição Federal, que se vê obrigado ao pagamento da conta (imposto) sob pena de ter seu fornecimento de energia elétrica suspenso pela concessionária distribuidora de energia elétrica.

De acordo com Kiyoshi Harada,³¹ em referência ao § 1º, do art. 145 da Constituição Federal, "*O caráter programático dessa norma exsurge da constatação do fato de que não existe um parâmetro legal no âmbito nacional, fixando os contornos dos encargos imponíveis a cada contribuinte, relativamente a cada tipo de imposto, o que afasta a observância impositiva do princípio da graduação segundo a capacidade contributiva da cada um. Sabemos que, na realidade, os legisladores das três esferas impositivas sequer se comunicam para avaliar o impacto tributário dos diferentes impostos que recaem sobre o mesmo contribuinte. Como, então, falar-se em graduação como norma impositiva para as três esferas políticas?*".

Em consequência dessa falta de interesse por parte dos legisladores das três esferas impositivas, é que temos um fornecimento de energia elétrica considerado dentre os mais caros do mundo. Isso porque a cada encargo criado pelo Governo Federal, como a CDE, PROINFA, RGR, P&D, CFURH e outros, que passa a compor a tarifa, os Estados arrecadam mais ICMS, e o próprio Governo Federal arrecada mais PIS/Pasep e Cofins, ou seja, o consumidor é duplamente apenado.

No que se refere às obrigações acessórias, deve-se observar o Ajuste SINIEF-CONFAZ nº 28, de 07.12.1989, alterado pelo Ajuste SINIEF-CONFAZ nº 5, de 04.07.2008, bem como a legislação específica de cada Unidade da Federação. A lista de concessionárias autorizadas a adotarem o disposto no Ajuste SINIEF-CONFAZ nº 28/1989, está disposta no Ato COTEPE/ICMS/CONFAZ nº 32, de 29.09.2008.

39.2. FATOR GERADOR

De acordo com o art. 12 da Lei Complementar nº 87, de 13.09.1996, com nova redação dada pela Lei Complementar nº 102, de 11.07.2000, considera-se ocorrido o fato gerador do imposto: no momento da saída de mercadoria de estabelecimento de contribuinte, ainda que para outro estabelecimento do mesmo titular (inciso I), da entrada no território do Estado de lubrificantes e combustíveis líquidos e gasosos derivados do petróleo e energia elétrica oriunda de outro Estado, quando não destinados à comercialização ou à industrialização (inciso XII).

³¹Artigo – ICMS 2007/0120 – Norma Programática e o ICMS Incidente Sobre o Consumo de Energia Elétrica – Fiscosoft.

Uma das questões interessante que ocorre no setor elétrico e ao que tudo indica não foi observado por diversos legisladores, talvez por serem operações com diferimento do ICMS na maioria dos Estados, que está relacionado ao fato gerador, ocorre em relação às usinas conectadas ao sistema interligado, que são despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, objetivando a otimização da utilização das águas dos reservatórios, de forma que determinadas usinas, em determinados momentos, não são despachadas, ou seja, não geram energia elétrica, no entanto os agentes que firmaram contratos de compra e venda de energia com estas usinas, serão atendidos pelo Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, por meio da energia elétrica despachada pelas demais usinas. Assim, mesmo sem gerar energia elétrica, essas usinas não despachadas pelo ONS irão emitir nota fiscal para fins de recebimento do valor contratual correspondente à energia elétrica entregue pelas demais geradoras. A usina não despachada pagará somente o custo de operação e manutenção para geração da energia elétrica necessária ao atendimento dos seus contratos, que é valorada com base da Tarifa de Energia Otimizada – TEO.

O procedimento fiscal para esse fato deveria estar previsto em convênio do CONFAZ, estabelecendo que o gerador, naquele período em que não foi despachado pelo ONS, mas teve seus contratos atendidos pelo MRE, deverá emitir nota fiscal de entrada pela quantidade de energia efetivamente suprida, valorada pelo valor efetivamente incorrido correspondente ao custo de operação e manutenção com base na TEO, tendo como remetente simbólico “RELATIVO AO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – MRE”, da mesma forma, os geradores que estiverem recebendo este valor emitiriam a nota fiscal de venda tendo como destinatário simbólico “RELATIVO AO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – MRE”, a exemplo do que ocorre nas operações de curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Todo esse mecanismo, em nada afeta a questão tributária do ICMS, pois a incidência, na maioria dos Estados, ocorre quando do fornecimento ao consumidor final. E mesmo nos Estados que ocorre a tributação nas operações com energia elétrica destinada à comercialização, não há nenhum prejuízo, pois todo esse mecanismo é transparente, já que a geradora que não gerou continua emitindo sua nota fiscal normalmente com base no seu contrato de suprimento de energia elétrica. Na verdade ele está vendendo energia gerada por terceiros pelo qual pagou pelo custo de geração.

Outra questão também relacionada ao fato gerador, específico do setor elétrico, é o fornecimento contínuo da energia elétrica ao consumidor final, o que aparentemente teria deslocado o fato gerador para o momento da emissão da conta de energia elétrica ao consumidor final, o que contrariaria o disposto no art. 12, inciso I da Lei Complementar nº 87/1996, que estabelece a saída da mercadoria do estabelecimento como fato gerador.

Na verdade o fornecimento de energia elétrica possui características próprias e diferentes das demais mercadorias. Assim sendo, o Convênio ICMS CONFAZ nº 6, de 21.02.1989, que instituiu os documentos fiscais, dentre eles a Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica, estabeleceu em seu art. 9º, que a Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica será emitida pelo fornecimento do produto, abrangendo período estabelecido na legislação estadual, ou seja, deixou a critério dos Estados definirem esse período, já que não é possível a aplicação do disposto no inciso I do art. 12 da Lei Complementar nº 87/1996. Dessa forma, os Estados têm admitido, para fins de apuração do ICMS sobre o fornecimento de energia elétrica, as contas de energia elétrica compreendidas entre o primeiro e o último dia do mês, não considerando a saída de energia no dia a dia. Portanto, no período constante do documento fiscal poderá conter o fornecimento de energia elétrica iniciado num mês e encerrado no mês subsequente.

O Estado do Paraná, respondeu positivamente à Consulta nº 001, de 14.01.2002, feita por determinada concessionária de distribuição, com referência ao fornecimento de energia elétrica que se iniciou em dezembro de 2001, quando a alíquota do ICMS era de 25%, e terminou no mês de janeiro de 2002, quando a alíquota do ICMS passou a ser de 27%, se seria correto proporcionalizar o consumo registrado no período (dezembro/2001 a janeiro/2002) pelo número de dias de consumo correspondente a cada mês que iria compor o faturamento de janeiro de 2002, a fim de aplicar sobre os valores obtidos, respectivamente, as alíquotas de 25% e 27%, citando inclusive o art. 9º do Convênio 06/1989.

Nos casos de faturamento aos grandes consumidores, que normalmente a medição refere-se ao fornecimento ocorrido dentro do próprio mês, ou seja, entre o primeiro e o último dia do mês, temos observado que o Estado tem exigido a emissão da Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica com a data do último dia do mês, e mesmo no caso da nota fiscal ser emitida com data do início do mês subsequente ao do fornecimento, tem sido exigido a escrituração fiscal e o pagamento do ICMS considerando como fato gerador o período de fornecimento e não da emissão da nota fiscal.

39.3. BASE DE CÁLCULO

Até o momento da edição da Lei Complementar nº 87/1996, a definição da base de cálculo do ICMS sobre as operações com energia elétrica encontrava-se precisado no § 9º, do art. 34 do ADCT, no qual dispunha que a base de cálculo do ICMS sobre energia elétrica deve ser necessariamente, “o preço então praticado na operação final”, isto é, o valor da operação da qual decorra a entrega do produto ao consumidor. Dessa mesma forma foi estabelecido no Convênio ICM 66/1988.

A Lei Complementar nº 87/1996 tratou essa questão no inciso II, do § 1º, do art. 9º, mantendo o preço na operação final, conforme segue:

“Art. 9º (...)

§ 1º A responsabilidade a que se refere o art. 6º poderá ser atribuída:

(...)

II. Às empresas geradoras ou distribuidoras de energia elétrica, nas operações internas e interestaduais, na condição de contribuinte ou de substituto tributário, pelo pagamento do imposto, desde a produção ou importação até a última operação, sendo seu cálculo efetuado sobre o preço praticado na operação final, assegurado seu recolhimento ao Estado onde deva ocorrer essa operação.”

Portanto, a base de cálculo para incidência do ICMS é o preço praticado na operação final, que ocorrerá somente nas operações que se destinem energia elétrica ao consumidor final, seja a operação interna ou interestadual. Quando a operação for interestadual o ICMS será recolhido ao Estado que tenha como destinatário o consumidor final, nos termos do § 2º, do art. 9º da Lei Complementar nº 87/1996, sendo que o imposto incidente na operação será pago pelo remetente ao Estado onde estiver localizado o adquirente.

Para o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão, por força do disposto no Convênio CONFAZ nº 117/2004, com nova redação dada pelo Convênio ICMS nº 59, de 01.07.2005, em se tratando de Consumidores Livres, o próprio consumidor apurará a base de cálculo do ICMS e fará o recolhimento do ICMS ao seu Estado.

39.4. ALÍQUOTA

A alíquota do ICMS, aplicável às operações e prestações, interestaduais e de exportação, é estabelecida por meio de Resolução do Senado Federal, por iniciativa do Presidente da República ou de um terço dos Senadores, devendo ser aprovada pela maioria absoluta de seus membros. Nesse sentido, por meio da Resolução nº 22/1989 e nº 95/1996, foram fixadas as seguintes alíquotas para as operações interestaduais:

- 4% para transporte aéreo de passageiro, carga e mala postal.
- 12% para as demais mercadorias e serviços, como regra geral. Porém, quando oriunda das regiões Sul e Sudeste, exceto o Espírito Santo, e destinada aos Estados do Norte, Nordeste, Centro Oeste e Espírito Santo, a alíquota é de 7%.

Quanto à alíquota interna, é facultado ao Senado Federal:

- Estabelecer alíquotas mínimas nas operações internas, mediante resolução de iniciativa de um terço e aprovada pela maioria absoluta de seus membros.
- Fixar alíquotas máximas nas mesmas operações para resolver conflito específico que envolva interesse de Estados, mediante resolução de iniciativa da maioria absoluta e aprovada por dois terços de seus membros.

Salvo deliberação em contrário dos Estados e do Distrito Federal, as alíquotas internas nas operações relativas a circulação de mercadorias e nas prestações de serviços não poderão ser inferiores às previstas para as operações interestaduais.

Em relação às operações e prestações que destinem bens e serviços a consumidor final localizado em outro Estado, adotar-se-á:

- a) A alíquota interestadual, quando o destinatário for contribuinte do imposto.
- b) a alíquota interna, quando o destinatário não for contribuinte dele.

Na hipótese do item **"a"** acima, caberá ao Estado da localização do destinatário o imposto correspondente à diferença entre a alíquota interna e a interestadual.

Apresentamos a lista das alíquotas do ICMS aplicáveis às operações com energia elétrica, de acordo com cada Unidade da Federação, no Anexo I, ao final do livro.

39.5. CONTRIBUINTE

De acordo com o art. 4º da Lei Complementar 87/1996, contribuinte é qualquer pessoa, física ou jurídica, que realiza com habitualidade ou em volume que caracterize intuito comercial, operações de circulação de mercadoria ou prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, ainda que as operações e as prestações se iniciem no exterior. Será considerado, também como contribuinte a pessoa física ou jurídica que, mesmo sem habitualidade, adquira lubrificantes e combustíveis líquidos e gasosos derivados de petróleo e energia elétrica, oriundos de outro Estado, quando não destinados à comercialização ou à industrialização.

O § 9º, do art. 34 dos Atos das Disposições Constitucionais Transitórias já estabelecia que as empresas distribuidoras de energia elétrica seriam contribuintes:

“Art. 34

§ 9º Até que lei complementar disponha sobre a matéria, as empresas distribuidoras de energia elétrica, na condição de contribuintes ou de substitutos tributários, serão as responsáveis, por ocasião da saída do produto de seus estabelecimentos, ainda que destinado a outra unidade da Federação, pelo pagamento do imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias incidente sobre energia elétrica, desde a produção ou importação até a última operação, calculado o imposto sobre o preço então praticado na operação final e assegurado seu recolhimento ao Estado ou ao Distrito Federal, conforme o local onde deva ocorrer essa operação.”

Esse dispositivo constitucional já foi regulamentado no art. 4º da Lei Complementar nº 87/1996, e o inciso II do § 1º, do art. 9º veio estabelecer a responsabilidade, quer seja na condição de contribuinte ou de substituto tributário, conforme segue:

“Art. 9º (...)

§ 1º A responsabilidade a que se refere o art. 6º poderá ser atribuída:

II. Às empresas geradoras ou distribuidoras de energia elétrica, nas operações internas e interestaduais, na condição de contribuinte ou de substituto tributário, pelo pagamento do imposto, desde a produção ou importação até a última operação”.

Em nosso entendimento, as concessionárias, permissionárias e autorizadas, quer seja de serviço público de distribuição ou de uso do bem público, são contribuintes do ICMS, não cabendo a alegação de que é mero repassador do ICMS, pois na verdade se credita do referido imposto quando da compra de ativos e até mesmo sobre a aquisição de energia elétrica quando não há o diferimento, procedendo à escrituração fiscal e a apuração do imposto devido. Nas concessionárias de geração de energia elétrica, que atendem exclusivamente as concessionárias de distribuição de energia elétrica, de acordo com os Estados que estejam localizadas, suas operações com energia elétrica estão com o ICMS diferido, mas são contribuintes, podendo em algum momento estarem realizando vendas diretamente a consumidores livres, cuja operação ensejará a incidência do ICMS.

Por toda legislação vigente, em nosso entendimento, as empresas exclusivamente concessionárias de serviço público de transmissão, com suas instalações integradas à rede básica, *poderiam não ser consideradas contribuintes do ICMS, conforme análise e conclusão apresentada neste capítulo, no item 40.7 – ICMS NAS ATIVIDADES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.*

39.6. ICMS NAS OPERAÇÕES COM ENERGIA ELÉTRICA

39.6.1. OPERAÇÕES INTERESTADUAIS COM ENERGIA ELÉTRICA

A Constituição Federal, em seu art. 155, § 2º, inciso “X”, letra “b”, estabeleceu que o ICMS não incidisse sobre as operações que destinem a outros Estados, petróleo, inclusive lubrificantes, combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, e energia elétrica. Estabeleceu também, no seu § 3º, que à exceção do ICMS, Imposto de importação e de exportação, nenhum outro tributo poderá incidir sobre operações relativas a energia elétrica.

A Lei Complementar nº 87, de 13.09.1996, com as alterações introduzidas pela Lei Complementar nº 102, de 11.07.2000, em seu art. 3º, define que essa não incidência do ICMS só se aplica quando a destinação for para industrialização ou a comercialização, ou seja, quando a operação destinar energia elétrica a consumidor final localizado em outra Unidade da Federação haverá a incidência do ICMS, cabendo o imposto ao Estado destinatário, onde estiver localizado o adquirente (Art. 2º, § 1º, III – LC nº 87/1996).

A Segunda Turma do Superior Tribunal de Justiça, em Recurso Ordinário em Mandado de Segurança nº 5894/DF, no qual foi Relator o Ministro Hélio Mosimann, e do Supremo Tribunal Federal no Recurso Extraordinário nº 198.088/SP, no qual foi Relator o Ministro Ilmar Galvão,³² entendeu que a imunidade prevista na letra b, inciso X, do § 2º, do art. 155 da Constituição Federal, objetivou beneficiar os Estados consumidores em detrimento dos produtores de energia. Conclui inclusive, que *“É patente, entretanto, que não se está, no caso, diante de imunidade propriamente dita, mas de genuína hipótese de não-incidência do tributo — como alíás, se acha expresso no inc. X do § 2º, do art. 155 da CF —, restrita ao Estado de origem, não abrangendo o Estado destino, onde são tributadas todas as operações que compõem o ciclo econômico por que passam os produtos descritos no dispositivo sob enfoque, desde a produção até o consumo. Não beneficia, portanto, o consumidor, mas o Estado de destino do produto, ao qual caberá todo o tributo sobre ele incidente, até a operação final. Do contrário, estaria consagrado tratamento desigual entre consumidores, segundo adquirissem eles os produtos de que necessitam, no próprio Estado, ou no Estado vizinho, o que não teria justificativa.”*

Portanto, nas operações interestaduais com energia elétrica destinada às concessionários, permissionários e agentes comercializadores, para fins de comercialização, ou destinadas aos consumidores industriais para fins de industrialização, não ocorrerá a incidência do ICMS. Já as operações interestaduais com energia elétrica, destinada ao consumidor final, são tributadas, e o imposto incidente sobre estas operações, será devido ao Estado onde estiver localizado o adquirente, no caso o consumidor final, conforme preceitua o § 2º, do art. 9º da Lei Complementar nº 87/1996, a seguir transcrito:

“Art. 9º (...)

§ 2º Nas operações interestaduais com as mercadorias de que tratam os incisos I e II do parágrafo anterior, que tenham como destinatário consumidor final, o imposto incidente na operação será devido ao Estado onde estiver localizado o adquirente e será pago pelo remetente.”

³²Mário Celso Santiago Menezes – citação em apostila *“ICMS nas Operações do Setor Elétrico”* – 2001.

Para permitir esse recolhimento, foi editado o Convênio SINIEF nº 06,³³ de 21.02.1989, que instituiu a Guia Nacional de Recolhimento de Tributos Estaduais – GNRE, modelo 23, a ser utilizada pra recolhimento de tributos devidos a unidade federada diversa daquela onde estiver o domicílio do contribuinte, tendo sido inclusive editado o Convênio para Arrecadação de Tributos por meio da Guia Nacional de Recolhimento de Tributos Estaduais, publicado no D.O.U de 21.12.1989.

Também foi editado o Protocolo ICMS nº 10, de 28.03.1989, que dispôs sobre os critérios de cobrança do ICMS incidente nas operações interestaduais com energia elétrica, com adesão das seguintes Unidades Federadas: CE, GO, MG, MS, MT, PR, PB, PE e RN pelo Protocolo ICMS 15/1989, sendo que o Estado do Paraná foi excluído pelo Protocolo ICMS 32/2004.

Diante do acima exposto e por todo estabelecido na legislação, não resta dúvidas quanto à tributação ou não nas operações interestaduais com energia elétrica, pois só existem duas vertentes, ou se trata de operação imune quando a energia for destinada à comercialização ou industrialização, ou operação tributável quando destinada a consumidor final.

Mas não se sabe, porque, o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ editou o Convênio ICMS nº 83, de 15 de dezembro de 2000, com nova redação dada pelo Convênio ICMS nº 134/2006, que dispôs sobre o regime de substituição tributária nas operações interestaduais com energia elétrica não destinada à comercialização ou à industrialização, estabelecendo com base no art. 7º combinado com o art. 9º da Lei Complementar nº 87/1996, como fato gerador, a entrada da energia elétrica em seus territórios, conforme disposto na cláusula primeira a seguir:

“Cláusula primeira – Ficam os Estados e o Distrito Federal autorizados a atribuir ao estabelecimento gerador ou distribuidor, inclusive o agente comercializador de energia elétrica, situados em outras unidades federadas, a condição de substitutos tributários, relativamente ao ICMS incidente sobre a entrada, em seus territórios, de energia elétrica não destinada à comercialização ou à industrialização.”

³³Alterado pelos: Convênio SINIEF nº 48/89 – Ajustes SINIEF nºs 01, 04, 06 a 08 e 12 a 15 e 25 de 1989. Convênio ICMS nº 125/1989 – Ajustes SINIEF nºs 02/1990, 03/1993, 01/1995, 11/1997, 02/1998, 01/2001, 06/2001, 03/2002, 06/2003, 10/2004, 06/2006, 07/2006 e 03/2007.

Ora, se a própria Lei Complementar Federal nº 87/1996, já estabelecia como fato gerador do ICMS, as operações interestaduais com energia elétrica quando destinadas a consumidor final, e a imunidade (constitucional) nas operações com energia elétrica destinadas à comercialização ou industrialização, não há porque da existência do Convênio ICMS nº 83/2000, pois na prática estabelece um deslocamento do fato gerador, já que pela Lei Complementar o fato gerador é na saída e pelo Convênio é na entrada.

Além do mais, o Convênio ICMS nº 83/2000, em sua Cláusula quarta, obriga o contribuinte, no caso as geradoras, distribuidoras e comercializadores, a se inscreverem no Cadastro de Contribuintes da Unidade Federada de destino da energia elétrica, conforme segue:

“Cláusula quarta – Ficando atribuída a condição de substituto tributário, de que trata a cláusula primeira, o contribuinte deverá inscrever-se no Cadastro de Contribuintes da Unidade Federada de destino da energia elétrica, observadas as exigências do Convênio ICMS 81/93, de 10 de setembro de 1993.”

Na verdade, os entes fazendários estão a exigir a aplicação do Convênio ICMS nº 83/2000, nas operações interestaduais com energia elétrica quando destinadas à industrialização, de forma a se tributar essa operação na entrada, como se a energia fosse destinada a consumidores finais, chegando a interpretar que o dispositivo previsto na Lei Complementar nº 87, de 13.09.1996, em seu art. 3º, inciso III, se aplica quando a energia elétrica for destinada à sua própria industrialização, conforme diversas decisões de consultas, que exemplificamos a seguir:

Secretaria da Fazenda do Estado de Minas Gerais

“Consulta 170 de 11 de dezembro de 2003 – Incidência de ICMS. Aquisição Interestadual de Energia Elétrica: (DOE de 23.12.2003) PTA nº 16.000096090-80 – ORIGEM: Bocaiúva – MG. – INCIDÊNCIA DE ICMS – AQUISIÇÃO INTERESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA – A teor do disposto no art. 5º, parágrafo 1º, item 4, da Lei nº 6763/75, incide o ICMS na entrada, em território mineiro, decorrente de operação interestadual, de petróleo, lubrificantes, combustíveis dele derivados e energia elétrica, quando não destinados à comercialização ou à industrialização do próprio produto. (grifamos) EXPOSIÇÃO: A Consulente, tendo por atividade principal a produção, a exportação e a importação de produtos metalúrgicos (notadamente silício metálico, magnésio, ferro-ligas e seus derivados), (...). Informa que, em face de sua condição de grande consumidora de energia elétrica, pretende adquirir tal mercadoria em outros Estados, de modo a utilizá-la no processo industrial do qual resultarão, como dito, produtos na linha da metalurgia (...) CONSULTA: 1 – É correto entender que, em virtude dos dispositivos constitucionais, não incidirá ICMS sobre a operação de compra de energia elétrica procedente de outra unidade da Federação, quando destinada à industrialização acima descrita?. RESPOSTA: 1 – Não. O entendimento manifestado

pela Consulente reputa-se incorreto. De acordo com o estatuído na Lei nº 6763/75, bem como na Instrução Normativa SLT nº 01/2003, o termo “industrialização”, consoante empregado nos dispositivos legais atinentes às operações interestaduais com petróleo, seus derivados e energia elétrica, refere-se à industrialização do próprio produto, não alcançando, portanto, os casos em que estes sejam utilizados em processos industriais dos quais resultarão produtos distintos.....”.

Nesta mesma consulta, em resposta à questão acima, é citado: *“Conforme detalhado na referida Instrução Normativa, a razão para tanto reside no fato de que a imunidade tributária prevista no art. 155, parágrafo 2º, inciso X, aliena “b” da Constituição Federal não se constitui em mera hipótese de desoneração fiscal, mas, antes, tem por escopo transferir a tributação, na sua totalidade, para a unidade da Federação destinatária dos produtos em questão, qualquer que seja a finalidade dada aos mesmos. Neste sentido, nos casos em que tais produtos não forem objeto de subsequente saída tributada (a exemplo do que ocorre quando os mesmos são utilizados na fabricação de outros produtos), o imposto incidirá em decorrência da respectiva entrada no Estado de destino, a teor do disposto no art. 1º, inciso IV, Parte Geral do RICMS/2002.”*

Ou seja, estão aplicando a interpretação do Supremo Tribunal Federal, dado às operações interestaduais com energia elétrica destinada a consumidor final, às operações interestaduais com energia elétrica destinada à industrialização, mediante a criação do fato gerador na entrada, em total desrespeito à Lei Complementar nº 87/1996. E toda essa confusão por uma questão de fluxo de caixa, pois no caso da industrialização, quando da venda do produto industrializado haverá a incidência do ICMS, e se o destino do produto for para exportação não haverá a incidência do ICMS. Havendo a tributação dessa operação quando da entrada da energia no Estado destinatário, a indústria se creditará desse ICMS e se compensará quando da venda do produto, mas se houver a exportação a indústria ficará com o crédito do ICMS, que se não houver outras saídas tributadas, ficará à mercê do Estado para conseguir recuperar financeiramente o ICMS pago.

Concluindo, há diversos Estados que acompanham essa interpretação dada pela Secretaria de Fazenda do Estado de Minas Gerais, diferentemente há diversos Estados que aplicam a Lei Complementar na sua literalidade. Como a responsabilidade da substituição tributária bem como do recolhimento do ICMS, definida no Convênio ICMS nº 83/2000, foi atribuída ao estabelecimento gerador ou distribuidor, inclusive o agente comercializador de energia elétrica, situados em outras unidades federadas, que deverá ser praticada mediante retenção do ICMS mediante a aplicação da alíquota interna prevista na legislação da unidade federada de destino, sobre o valor da operação de que decorrer

a entrada (base de cálculo definida no art. 13, inciso VIII e § 1º, inciso I, da Lei Complementar nº 87/1996), deve os agentes do setor elétrico ficar atentos à legislação e à interpretação dada pelo Estado destinatário, na dúvida faça-se a retenção, pois como citamos, o industrial se creditará deste imposto, não havendo prejuízo para o mesmo, e se o mesmo não concordar, cabe a ele buscar a tutela jurisdicional adequada.

39.6.2. OPERAÇÕES INTERNAS

A princípio, exceto aquelas operações amparadas por diferimento, as demais operações internas com energia elétrica estarão sujeitas à incidência do ICMS, cuja alíquota será estabelecida de acordo com o Regulamento do ICMS de cada Estado, variando entre 17% a 25%.

No § 9º, art. 34 dos Atos das Disposições Constitucionais Transitórias, estabeleceu que até que lei complementar dispusesse sobre a matéria, as empresas distribuidoras de energia elétrica, na condição de contribuintes ou de substitutos tributários, seriam as responsáveis, por ocasião da saída do produto de seus estabelecimentos, ainda que destinado a outra Unidade da Federação, pelo pagamento do ICMS incidente sobre energia elétrica, desde a produção ou importação até a última operação. Esse dispositivo foi disciplinado pela Lei Complementar nº 87/1996, em seus art. 6º e art. 9º, §1º, inciso II, que delegou aos Estados a competência de atribuir ou não a substituição tributária nas operações internas.

A grande maioria dos Estados vem concedendo, em seus regulamentos, a substituição tributária na forma de diferimento para as operações internas com energia elétrica, desde que a mesma se destine à comercialização, ou seja, nas operações de venda de energia elétrica para as concessionárias, permissionárias e agentes comercializadores para fins de comercialização. Exceção feita aos Estados do Amazonas e do Ceará que tributam as operações com energia elétrica realizadas entre os estabelecimentos geradores, comercializadores e distribuidoras, quando destinadas à comercialização.

Existe um movimento forte dos Estados, em acabarem com o diferimento hoje praticado nas operações com energia elétrica destinadas à comercialização, nas quais o ICMS é recolhido somente quando da venda ao consumidor final. Isso demonstra a falta de conhecimento dessas operações, bem como a ganância dos Estados em arrecadar o tributo. A rigor a ocorrência do fato gerador deveria ocorrer somente quando da venda da energia elétrica ao consumidor final, momento este que se poderia verificar todos os pressupostos legais da hipótese

de incidência do ICMS. Como sabemos, no sistema interligado, o despacho para geração de energia elétrica de cada central geradora é comandado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, como forma de otimizar o sistema e mitigar o risco de racionamento, preservando os níveis dos reservatórios mediante o despacho de usinas térmicas ou daquelas que possuem o reservatório em níveis satisfatório.

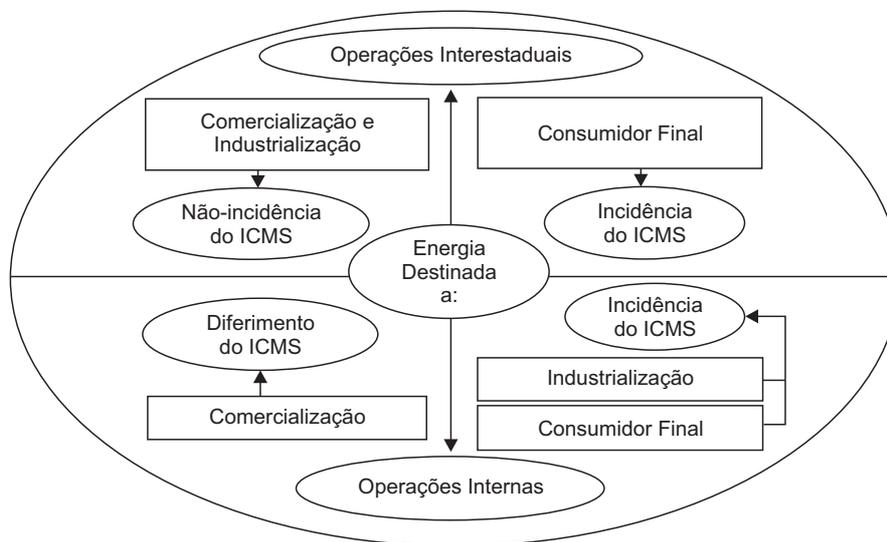
Assim, podemos dizer que no sistema interligado, não é possível afirmar que a energia elétrica que determinada concessionária de distribuição de energia elétrica, ou consumidor livre, tenha recebida, teve como origem exatamente aquela geradora com a qual foi firmado o contrato de fornecimento. Dessa forma o faturamento realizado por determinada geradora nem sempre está relacionado à sua própria geração. Isso porque ela geradora poderá estar faturando um valor contratual, sem ter gerado nenhum MWh de energia elétrica, em virtude do ONS não ter despachado sua usina. Nesse caso, o consumidor é atendido pela energia elétrica gerada pelos demais geradores do Sistema Interligado Nacional – SIN mediante o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, que conforme já comentamos no tópico “Fato Gerador”, deve receber tratamento fiscal semelhante à compra para comercialização, devendo estar disciplinado em convênio específico do CONFAZ.

No entanto, a concessionária de distribuição ou o consumidor livre receberá a energia contratada, em função do Mecanismo de Realocação de Energia (vide Capítulo IV), que é realizado quando da contabilização física da energia elétrica gerada por todas as centrais geradoras do sistema interligado, despachadas pelo ONS, com base nos contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Se considerarmos que tanto a geração, transmissão, distribuição e consumo, ocorrem simultaneamente, a princípio não haveria antecipação da arrecadação do ICMS. No entanto, considerando o calendário de leitura e faturamento praticado pelas concessionárias de distribuição, com certeza o Estado estará antecipando sua arrecadação, melhorando seu fluxo de caixa. Em contrapartida, a concessionária de distribuição é quem financiará esta antecipação, pois a geradora passará a incluir o ICMS na sua fatura, com efeitos no PIS/Pasep e Cofins.

Concluindo, entendemos que o fato gerador de incidência do ICMS deveria ser somente quando da venda ao consumidor final, cuja tarifa contempla inclusive as perdas técnicas e comerciais.

39.6.3. QUADRO RESUMO DE INCIDÊNCIA NA SAÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA



39.6.4. ICMS SOBRE AS OPERAÇÕES COM ENERGIA ELÉTRICA NA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Como já foi visto no capítulo que trata da regulamentação, onde abordamos o que é o Mercado de Curto Prazo de Energia elétrica, atualmente administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, seu mecanismo de funcionamento, onde de forma simples demonstramos como se determina a energia a ser comercializada no mercado de curto prazo, ou seja, é a diferença entre a energia elétrica gerada no sistema interligado, informada pelo ONS, e a energia constante dos contratos bilaterais, inclusive os denominados de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, registrados na CCEE. É essa diferença de energia, apurada quando da contabilização física, que será negociada e liquidada na CCEE.

Abordamos naquele capítulo a questão da formação de preço da energia liquidada na CCEE, e nesse sentido concluímos ser necessário um estudo dos componentes que formam o preço, bem como daqueles que não são parte do preço, mas compõem a liquidação. Ou seja, quem compra a energia elétrica considera como custo da mesma o valor total da operação indicado pela CCEE como preço de compra e quem vende considera esse mesmo valor como receita de venda de energia elétrica. Temos observado que o vendedor e o comprador desprezam a

natureza de alguns valores que compõem a liquidação, e que na verdade não fazem parte do preço da energia. Exemplo clássico são os Encargos de Serviço de Sistema – ESS que é pago pelos agentes distribuidores independentemente dos mesmos adquirirem energia elétrica no MAE, cujo valor compõe a liquidação e não faz parte do preço da energia elétrica.

Essa questão tem sido de pouca relevância para fins tributários, haja vista que até então as operações do Mercado de Curto Prazo são realizadas por empresas concessionárias de serviço público, produtores independentes e agentes comercializadores, portanto para fins de ICMS essas operações estarão sujeitas ao diferimento ou a não incidência do imposto.

É importante ressaltar aqui, que a CCEE, como pessoa jurídica, não compra e nem vende energia, somente administra essas operações de curto prazo realizadas no Mercado Atacadista de Energia Elétrica, entre os agentes.

Em nossa edição anterior, sugeríamos que a pessoa jurídica MAE, hoje CCEE, fizesse gestão junto ao Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ no sentido de se obter um Convênio no qual estabelecesse que:

- O MAE como administradora das operações efetuadas no mercado de curto prazo, seria o destinatário e remetente simbólico da energia comercializada.
- Todos os agentes compradores emitiriam, com base no documento suporte fornecido pelo MAE, uma Nota Fiscal de Entrada, tendo como remetente simbólico a pessoa jurídica do MAE.
- Todos os agentes vendedores emitiriam, com base no documento suporte fornecido pelo MAE, uma Nota Fiscal de Venda de Energia Elétrica, tendo como destinatário simbólico a pessoa jurídica do MAE.
- Os agentes “consumidores livres” (industriais), compradores, são os responsáveis pelo recolhimento do ICMS, nos casos em que as operações forem tributadas, nos termos da legislação vigente, devendo o imposto ser calculado pelo mesmo, e recolhidos a Secretaria da Fazenda do Estado de sua Unidade Federativa.
- Se futuramente acabassem com a imunidade nas operações interestaduais com energia elétrica destinada a comercialização ou industrialização, e/ou com o diferimento nas operações internas destinadas a comercialização, o ICMS passaria a ser recolhido pelos agentes compradores (Geradores, Distribuidores, Comercializadores e Industriais), à Unidade da Federação onde os mesmos estiverem localizados.

Esse procedimento solucionaria o impasse existente naquela época no setor elétrico, onde grande parte dessas operações não estavam suportadas por documentos fiscais. Além do mais, o que de fato é relevante para os Estados são as operações que ensejam a incidência do ICMS, e no caso das operações liquidadas na CCEE, as únicas sujeitas ao ICMS, nos termos da legislação vigente, é aquelas nas quais os agentes “Consumidor Livre” ou “Autoprodutor” aparecem na posição devedora, ou seja, como consumidor, cabendo a eles calcular e recolherem o ICMS ao Estado onde estiver situado o estabelecimento consumidor. Já as operações decorrentes dos contratos bilaterais de compra e venda de energia, incluído o Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, apesar de serem registrados na CCEE, não são por ela liquidados, assim, tanto o faturamento como o pagamento desses contratos é realizado entre as partes contratantes.

Exatamente como havíamos sugerido, a CCEE conseguiu junto ao Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ o Convênio ICMS nº 06, de 02.04.2004, que dispôs sobre o cumprimento de obrigações tributárias em operações com energia elétrica decorrentes dos contratos bilaterais, para os quais determinou a emissão de nota fiscal para cada estabelecimento destinatário, bem como estabeleceu procedimentos para as operações com energia elétrica de curto prazo liquidadas na Câmara Comercializadora de Energia Elétrica. O Convênio ICMS nº 06/2004, foi revogado pelo Convênio ICMS nº 15, de 30.03.2007, no qual participamos de sua elaboração, e que teve por objetivo estender a aplicação do procedimento fiscal de emissão de notas fiscais às operações decorrentes do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit – MCSD, já que essa operação tem por origem os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR e seus respectivos aditivos e ocorrem somente entre agentes Geradores, Distribuidores e Comercializadores, não sendo objeto de incidência do ICMS. O novo Convênio manteve na íntegra o disposto no Convênio ICMS nº 06/2004, acrescentando somente os dispositivos de enquadramento do MCSD à semelhança do faturamento da energia de curto prazo.

Conforme disposto no inciso II da Cláusula primeira do citado convênio, que trata das liquidações das operações de curto prazo e do MCSD, os agentes deverão emitir notas fiscais conforme segue:

“II . Relativamente às liquidações no Mercado de Curto Prazo da CCEE, e às apurações e liquidações do MCSD, o agente emitirá nota fiscal, modelo 1 ou 1-A, ou, na hipótese de dispensa da inscrição no Cadastro de Contribuintes do ICMS, deverá requerer a emissão de nota fiscal avulsa, relativamente às diferenças apuradas:

a) Pela saída de energia elétrica, em caso de posição credora no Mercado de Curto Prazo, ou de fornecedora relativo ao MCSD.

b) Pela entrada de energia elétrica, em caso de posição devedora no Mercado de Curto Prazo, ou de empresa distribuidora suprida pelo MCSD.”

As notas fiscais emitidas pelos agentes geradores, distribuidores e comercializadores não terão o destaque do ICMS, conforme previsto no inciso II da Cláusula segunda, e no local destinado ao preenchimento do nome do destinatário deverá ser preenchido com a expressão “Relativa à liquidação no Mercado de Curto Prazo” ou “Relativa à apuração e liquidação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD”, conforme inciso III da mesma Cláusula, a seguir descrita:

“Cláusula segunda – Na hipótese do inciso II da cláusula primeira:

I. (...)

II. O contribuinte, exceto o consumidor livre e o autoprodutor, quando estiverem enquadrados na hipótese da alínea “b”, deverá emitir a nota fiscal sem destaque de ICMS. (grifamos)

III. Deverão constar na nota fiscal.

a) A expressão “Relativa à liquidação no Mercado de Curto Prazo” ou “Relativa à apuração e liquidação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD”, no quadro “Destinatário/Remetente” e as inscrições no CNPJ e no Cadastro de Contribuintes do ICMS do emitente;

(...)”

Dessa forma, os agentes de geração, distribuição e comercialização, quando estiverem na posição credora emitirão nota fiscal de venda e quando estiverem na posição devedora emitirão nota fiscal de entrada, em qualquer situação não haverá o destaque do ICMS.

No caso das operações de liquidação na CCEE, em que os agentes na categoria de “Consumidor Livre” ou “Autoprodutor”, aparecerem na posição devedora, ou seja, como consumidor, caberá a eles, nos termos no inciso III da Cláusula segunda e Cláusula terceira do Convênio ICMS nº 15/2007, o cálculo e o pagamento do imposto, bem como a emissão da nota fiscal de entrada, fazendo constar da mesma, no campo “Remetente e CNPJ” os seguintes dizeres: “Relativa à liquidação no Mercado de Curto Prazo” e informando as inscrições no CNPJ e no Cadastro de Contribuintes do ICMS do emitente da nota fiscal, no caso, deles próprio. O ICMS será recolhido ao Estado onde se encontrar o estabelecimento consumidor. Ressaltamos que o Consumidor livre e o Autoprodutor não participam do MCSD.

“Cláusula terceira – Cada estabelecimento de consumidor livre ou de autoprodutor que se enquadrar no caso do inciso II, “b”, da cláusula primeira, é responsável pelo pagamento do imposto e deverá:

I. Ao emitir a nota fiscal relativa à entrada, ou solicitar sua emissão:

a) Fazer constar, como base de cálculo da operação, o valor da liquidação financeira contabilizada pela CCEE, considerada a regra do inciso I da cláusula segunda, ao qual deverá ser integrado o montante do próprio imposto;

b) Em caso de haver mais de um ponto de consumo, observar o rateio proporcional do resultado da liquidação, segundo as medições verificadas, para a apuração da base de cálculo;

c) Aplicar, à base de cálculo, a alíquota interna da unidade federada de localização do consumo.

d) Destacar o ICMS.

II. Efetuar o pagamento do imposto, com base na nota fiscal emitida nos termos do inciso I, por guia de recolhimentos estaduais, no prazo previsto na legislação da respectiva unidade federada.

Parágrafo único. O crédito do imposto, na forma e no montante admitidos, somente poderá ser efetuado no mês em que o imposto tiver sido recolhido.”

É importante ressaltar nossa observação inicial no sentido de que os representantes dos Estados no CONFAZ estavam preocupados com as operações sujeitas à incidência do ICMS, tanto é que a exigência a ser cumprida pelo MAE, atual CCEE, constante da Cláusula quarta dos citados Convênios, seria a elaboração de relatório fiscal a cada liquidação do Mercado de Curto Prazo e do MCSD, que conteria, no mínimo, as seguintes informações:

I. Para a liquidação no Mercado de Curto Prazo:

a) O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD da CCEE, para cada submercado e patamar de carga, em relação a cada período.

b) A identificação dos consumidores livres e dos autoprodutores, com a indicação no número de sua inscrição no CNPJ, o resultado financeiro da liquidação no Mercado de Curto Prazo com as parcelas que o compuserem, a localização de cada ponto de consumo e suas respectivas quantidades medidas.

c) Relação de todos os contratos bilaterais de compra e venda de energia registrados na CCEE, contendo no mínimo: razão social e CNPJ do comprador e vendedor, tipo de contrato, data de vigência e energia contratada para cada unidade federada; (Incluído pelo Convênio ICMS nº 15/2007).

d) Notas explicativas de interesse para a arrecadação e a fiscalização do ICMS.

II. Para a apuração e liquidação do MCSD entre geradoras, Comercializadores e distribuidoras:

a) O valor da energia elétrica fornecida.

b) Informações das empresas fornecedoras e supridas.

O relatório fiscal relativo à liquidação no Mercado de Curto Prazo deve ser enviado, por meio eletrônico de dados, para o Fisco de cada unidade federada, no prazo de dez dias, contados da liquidação ou da solicitação pela fiscalização, podendo nos termos do § 2º, da Cláusula quarta, do citado Convênio, e respeitado o mesmo prazo de dez dias, a fiscalização poderá, a qualquer tempo, requisitar ao MAE, atual CCEE, dados constantes em sistema de contabilização e liquidação, relativos aos agentes que especificar. Já o relatório relativo à liquidação no MCSD, não será enviado, devendo permanecer à disposição da fiscalização, para quando solicitado, nos termos do § 3º, da Cláusula quarta do Convênio ICMS nº 15/2007.

39.7. ICMS NAS ATIVIDADES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – EXCETO VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Na edição anterior discorremos sobre o alcance da hipótese de incidência do ICMS, sobre as operações na atividade de transmissão tal qual definida na legislação do setor elétrico brasileiro e no inciso II, art. 2º da Lei Complementar nº 87/1996, a qual define como fato gerador as “prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal, por qualquer via”, face à polêmica formada quanto a questão da transmissão de energia elétrica configurar-se ou não como “transporte”, dentro dos conceitos, institutos e princípios originários do direito privado.

Na verdade, a Lei Complementar não fez referência ao transporte de energia elétrica. O Convênio ICM 66/1988 também não fez essa referência, pois estava quase que na mesma linha da legislação específica de transporte (faltou o marítimo), definindo como fato gerador do ICMS o transporte rodoviário, ferroviário e

hidroviário, nada aludindo sobre o “transporte” de energia elétrica nem sobre o transporte marítimo, e, nesse sentido, o Supremo Tribunal Federal, por votação unânime, decidiu pela não incidência do ICMS sobre os serviços de transporte marítimo prestado no exterior, em função de o mesmo não estar previsto no escopo do Convênio ICM nº 66/1988 (acórdão de 14.06.1989 - RT 647/193).

Cabe salientar que na vigência do Convênio ICM nº 66/1988, só havia uma concessionária, FURNAS, que faturava o encargo de transmissão de energia elétrica em separado, no que se referia à energia gerada pela Usina de Itaipu e transmitida para a ELETROSUL, já que as demais concessionárias praticavam a tarifa de suprimento de energia elétrica, cuja composição era energia elétrica mais o encargo de transmissão. Portanto, exceto no caso específico de FURNAS, naquela época não havia faturamento de suprimento de energia elétrica em separado do encargo de transmissão.

A cobrança em separado do encargo pelo uso do sistema de transmissão e de conexão se deu com o novo modelo do setor elétrico, que trouxe, no seu bojo, a desverticalização das atividades de geração, transmissão e de distribuição de energia elétrica, além de criar a figura do agente comercializador, resultando na reestruturação societária das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica existentes, consolidado com a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

A reestruturação societária fez com que as novas empresas criadas, ou aquelas remanescentes dos processos de cisões, assinassem novos contratos de concessão, bem como os demais contratos decorrentes de suas respectivas atividades, como o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCST e outros que passaram a regular de forma individual e autônoma as relações jurídicas entre cada empresa com seus fornecedores, clientes e demais agentes do setor elétrico, ou seja, ficou estabelecida uma autonomia contratual entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, autonomia esta que confirma a “total dissociação econômica e financeira entre o acesso aos sistemas de rede e o fornecimento de energia elétrica.”³⁴

Em dezembro de 2004, por meio do Convênio ICMS nº 117, do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, ficou estabelecido que os agentes do setor elétrico na condição de consumidores livres e autoprodutores deveriam recolher o ICMS sobre o valor do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão pago aos agentes transmissores, dispensando os agentes transmissores de emissão de documento fiscal desde que o ONS elaborasse e divulgasse relatório contendo os valo-

³⁴Revista Dialética de Direito Tributário nº 122 – Luciana Goulart F.Saliba e João Dácio Rolim.

res devidos pela conexão e uso dos sistemas de transmissão, com as informações necessárias para a apuração do imposto devido por todos os consumidores livres e autoprodutores. Esse procedimento nos leva a interpretar que aplicaram às operações de transmissão de energia elétrica o mesmo conceito de diferimento aplicável à comercialização da energia elétrica, na qual a incidência do ICMS fica diferida para quando da operação junto ao consumidor final, nos termos do art. 6º da Lei Complementar nº 87/1996.

Assim, é importante analisarmos separadamente as operações com as instalações que integram a rede básica e aquelas que não integram, de forma a explicitar que a operação de compra e venda de energia elétrica realizada entre os agentes, inclusive os consumidores livres, mediante Contratos de Compra e Venda de Energia em ambiente de contratação regulado ou livre, não guarda nenhuma dependência econômica e financeira ou vínculo jurídico com o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST ou com o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD,³⁵ geradores das receitas a serem obtidas pelas empresas transmissoras (Receita Anual Permitida – RAP) ou pelas empresas distribuidoras (Receita pelo Uso do Sistema de Distribuição), ambas fixadas pela ANEEL.

39.7.1. OPERAÇÕES COM AS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO INTEGRANTES DA REDE BÁSICA

Trataremos de alguns aspectos já apresentados no Capítulo I, no que se refere aos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST e Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT, mas agora, especificamente, com o enfoque tributário.

Portanto, é necessário fazermos um estudo de cada modalidade dos atuais contratos assinados (CPST, CUST e CCT), bem como a forma de utilização dessas instalações de transmissão, integrantes da rede básica, na obtenção da receita operacional na atividade da empresa de transmissão.

Assim, analisaremos a geração de receitas das instalações de transmissão integrante da Rede Básica, lembrando que a mesma é uma receita anual permitida, fixada pela ANEEL e em grande parte decorrente de leilões de concessão de linhas de transmissão.

Inicialmente analisaremos os contratos que são obrigatoriamente assinados pelas empresas que possuem suas instalações de transmissão, que por disposição

³⁵Quando assinados com consumidores livres, cuja operação não envolve fornecimento de energia elétrica.

legal, são incluídas na rede básica pela ANEEL. Esses contratos são aqueles assinados entre a transmissora, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e os acessantes, que podem ser as geradoras, distribuidoras, consumidores livres e autoprodutores.

a) CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO-CPST

Esse contrato, a ser assinado com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, cuja minuta é um modelo padrão aprovado pela ANEEL, define que o mesmo tem por objetivo estabelecer os termos e as condições que irão regular a administração e coordenação, por parte do ONS, da prestação de serviços de transmissão pela transmissora aos usuários de suas instalações, bem como da autorização ao ONS para representá-la perante os usuários nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST e nos Contratos de Constituição de Garantia de pagamentos, bem como administrar a cobrança e a liquidação dos encargos de uso do sistema de transmissão.

Define também que a transmissora tem a obrigação de disponibilizar seu sistema de transmissão aos demais agentes do setor elétrico, estando sujeita às penalidades regulamentares e contratuais pelo descumprimento de sua obrigação de disponibilizar suas instalações de rede básica, pelo descumprimento das determinações operativas do ONS ou pelo descumprimento das regras previstas no CPST e nos “procedimentos de rede” (documento preparado pelo ONS e aprovado pela ANEEL, no qual são estabelecidos os procedimentos e os requisitos técnicos para o planejamento, a implantação, o uso e a operação do sistema de transmissão).

Estabelece também como responsabilidade da transmissora a manutenção das instalações de transmissão, objeto desse contrato, devendo fornecer ao ONS as informações necessárias, definidas nos procedimentos de rede, de forma a possibilitar ao mesmo o desenvolvimento de suas ações de coordenação, supervisão e controle da operação.

b) CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO – CUST

O ONS mantém um único contrato assinado com todas as distribuidoras, consumidores livres, geradores e autoprodutores, no qual a transmissora é representada pelo ONS, e de cuja minuta de modelo padrão determinado pela ANEEL consta que o mesmo tem por objetivo estabelecer os termos e condições que irão regular o uso das instalações da transmissora, na Rede Básica, pelas distribuidoras, associadas ao ONS, bem como da administração pelo ONS da cobrança e da liquidação dos encargos de uso da transmissão e execução do sistema de garantias.

A vigência deste contrato será da data em que ocorrer sua assinatura, até a extinção da concessão da Distribuidora.

A execução das obrigações e compromissos disciplinados neste Contrato dependerá da assinatura, pela distribuidora, do Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT com a concessionária de transmissão à qual esteja conectada (§ 2º da Cláusula 3ª).

A cada nova concessionária de transmissão que por autorização da ANEEL, disponibiliza suas instalações na rede básica, o ONS inclui seu nome no contrato já assinado com as Distribuidoras, comunicando às mesmas dessa nova adesão.

c) CONTRATO DE CONEXÃO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Esse contrato, cuja minuta de modelo padrão foi determinado pela ANEEL, será firmado com os usuários da rede básica que irão se conectar às instalações das transmissoras. Em algumas situações ele é substituído pelo Contrato de Compartilhamento de Instalações – CCI, que a transmissora firma com outra concessionária. O Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão tem por objetivo estabelecer as condições, procedimentos, responsabilidades técnico-operacionais e comerciais que irão regular a conexão da usuária com a rede básica, por meio dos pontos de conexão de propriedade da usuária e da própria transmissora.

As partes se submeterão aos Procedimentos de Rede, elaborados pelo ONS e aprovados pela ANEEL.

A transmissora sujeitar-se-á às penalidades e/ou encargos, conforme o caso, previsto na legislação pertinente, pelo descumprimento de sua obrigação de disponibilizar a conexão ao sistema de transmissão de acordo com o estabelecido no procedimento de rede e regulamentação da ANEEL ou pelo descumprimento das regras previstas no Contrato.

Apesar do CPST, firmado entre o ONS e a concessionária transmissora, estabelecer, em nosso entendimento, equivocadamente, de que o mesmo tem por objetivo a prestação de serviços de transmissão aos usuários de suas instalações, entendemos que a concessionária transmissora não exerce nenhuma atividade de “prestação de serviço”. O que de fato existe é a disponibilização de suas instalações de transmissão e de conexão, com a finalidade de viabilizar a transmissão de energia pelas empresas acessantes, adquirentes dessa energia elétrica junto aos agentes comercializadores e geradores, na forma estabelecida pelo ONS e aprovada pela ANEEL no documento denominado de procedimentos de rede, procedimentos estes que correspondem à forma em que os serviços de rede devem ser efetuados. Tanto é verdade, que no CUST, assinado entre as empresas transmissoras e demais agentes, consta que o objeto é estabelecer os termos e condições que irão regular o uso das instalações da transmissora, na Rede Básica, pelos agentes associadas ao ONS.

A transmissão e a distribuição de energia elétrica após a energização da linha ocorrem naturalmente sem a intervenção humana, e de fato, a geração, transmissão, distribuição e consumo ocorrem simultaneamente, são conexas, continuadas e interdependentes, apesar de serem atividades praticadas por empresas distintas, com contratos individuais e relações jurídicas autônomas, com receitas independentes. A Receita Anual Permitida – RAP das empresas transmissoras e a Receita pelo Uso do Sistema de Distribuição decorrente da TUSD, independem do efetivo consumo de energia elétrica e são faturados separadamente do fornecimento de energia elétrica. No entanto, é imperioso afirmar que os contratos (CUST e CUSD) são firmados na certeza da necessidade de utilização dessas instalações pelos agentes usuários do sistema elétrico.

A concessionária transmissora receberá sua Receita Anual Permitida – RAP de todos os agentes que assinaram o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, conforme comando do ONS, o que ocorrerá de forma independente e autônoma em relação ao contrato de compra e venda de energia elétrica efetuado entre os agentes de distribuição, geração e consumidores livres, pois a disponibilização do sistema de transmissão ou de distribuição, apesar de ser necessário e indispensável para que seja concretizada a operação de venda de energia elétrica é diferente da venda de energia elétrica. Somente os geradores, distribuidores e comercializadores podem vender energia elétrica.

A coordenação e a administração da operacionalização da rede básica não é responsabilidade da transmissora, e sim do ONS, cabendo à transmissora a responsabilidade pela perfeita manutenção e funcionamento de suas instalações, que por disposição legal, são incluídas na rede básica por ato da ANEEL, de acordo com as “regras e procedimentos de redes” elaboradas pelo ONS e aprovadas pela ANEEL.

Há também o entendimento, por parte dos Estados, de que a empresa transmissora, por meio do CPST, sub-roga essa prestação de serviço ao ONS, nesse sentido foi a manifestação em resposta à Consulta nº 769/01, de 03.04.2002, da Secretaria de Fazenda do Estado de São Paulo:

“A empresa concessionária do serviço público de transmissão de energia elétrica presta serviços ao sistema interligado, por meio do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pois a esse compete executar as atividades de “coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia nos sistemas interligados”, inclusive com a atribuição da “contratação e administração de serviços de transmissão e energia elétrica e serviços auxiliares” (art. 13, caput, e parágrafo único, “d”, da Lei nº 9.648/98).”

Mas o importante é que, independentemente de haver ou não a prestação desse serviço ou de se tratar de disponibilização de instalações e até mesmo

de ser considerada como custo de operações relativas à energia elétrica, em nosso entendimento, não há a previsão de hipótese de incidência para nenhuma dessas situações na Lei Complementar nº 87/1996, necessária para a ocorrência do fato gerador do ICMS, nos termos do art. 114 do Código Tributário Nacional, quando essas operações ocorrem isoladamente da venda de energia elétrica, apesar de entendermos que essas atividades de geração, transmissão e distribuição, são fisicamente indissociáveis,³⁶ e que se realizadas por uma única empresa, como era no passado, sem dúvida nenhuma o ICMS incidiria sobre o valor total dessas atividades.

A atual hipótese de incidência tributária, existente na legislação, é a realização de circulação da mercadoria “energia elétrica” e não a disponibilização ao consumidor ou demais agentes do setor elétrico do uso do sistema de transmissão e de distribuição cobrados dos consumidores livres e autoprodutores, cujo fornecimento de energia elétrica é feito por terceiros, sendo que no caso do autoprodutor a energia elétrica é gerada por ele mesmo.³⁷ Em nosso entendimento, já manifestado neste capítulo, no qual analisamos o “ICMS SOBRE A DEMANDA CONTRATADA”, quando o uso do sistema de distribuição é cobrado do consumidor, como um dos custos para a prestação do serviço público de distribuição com o consequente fornecimento da energia elétrica pela empresa distribuidora, que por força regulamentar e contratual, deve disponibilizar suas instalações e fornecer a energia elétrica, deve haver a incidência do ICMS. Nesse caso, todos os custos necessários, realizados pela concessionária de distribuição e que compõem a tarifa de fornecimento ao consumidor, inclusive o uso do sistema de distribuição e de transmissão é base de cálculo do ICMS.

Na verdade, os Estados por meio do Convênio ICMS nº 117, de 10 de dezembro de 2004 (DOU de 15.12.2004), do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, com nova redação dada pelo Convênio ICMS nº 59, de 01.07.2005, atribuiu ao consumidor livre e ao autoprodutor, por equiparação, conectados à rede básica, a responsabilidade pelo pagamento do ICMS devido pela conexão e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica, o obrigando, ainda, ao cumprimento de determinadas obrigações acessórias, conforme disposto na Cláusula Primeira do referido convênio.

³⁶O sistema de transmissão e de distribuição existem em função da operação de venda da energia elétrica ao consumidor final.

³⁷Vários autoprodutores, como a CVRD, PETROBRAS e outros, possuem usinas em vários Estados.

As empresas transmissoras de energia elétrica, face ao disposto na Cláusula Segunda do Convênio, ficaram dispensadas da emissão de documentos fiscais relativamente ao recebimento de valores ou encargos pelo uso dos sistemas de transmissão, desde que o ONS elabore e divulgue, até o último dia do mês subsequente ao das operações, relatório contendo os valores devidos pela conexão e uso dos sistemas de transmissão, com as informações necessárias para a apuração do imposto devido por todos os consumidores livres e auto-produtores que foram equiparados a consumidor livre, conforme Cláusula terceira do Convênio nº 117/2004.

Em nossa percepção, a Consulta nº 769/01, de 03.04.2002, e a Decisão Normativa CAT-4, de 03.11.2004, ambas da Coordenadoria da Administração Tributária do Estado de São Paulo, que serviu de base para a elaboração do Convênio ICMS nº 117/2004, que abandonando a individualidade jurídica de cada contrato e de seus contratantes, quer seja do contrato de compra e venda de energia elétrica, contrato de uso do sistema de transmissão, bem como do contrato de adesão entre a distribuidora e seus consumidores, analisou as operações de geração, transmissão, distribuição e comercialização como uma única operação, utilizando-se de uma premissa, em nosso entendimento, verdadeira, de que “geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica acontecem praticamente no mesmo momento”, mas concluindo, de forma equivocada, que “para fins de tributação do ICMS, somente a constituição do direito de recebimento das tarifas pela transmissão de energia elétrica determinam, ou completam, a ocorrência do fato gerador do imposto”.

Concluiu também pelo diferimento nos mesmos moldes aplicáveis às operações com energia elétrica conforme segue:

“51. Como o fato gerador ocorre com a circulação que é identificável (origem – destino) pela determinação do fluxo de pagamento pelo ONS para as empresas transmissoras, considerando que o diferimento do lançamento do imposto incidente nas operações internas com energia elétrica, previsto no artigo 425 do RICMS/00, deve ser interpretado consoante os fatos do atual Sistema Elétrico Brasileiro, a regra resultante é a seguinte.

52. Há diferimento de pagamento de ICMS correspondente à transmissão de energia elétrica relativa a operações internas que agregam valor ao produto (energia elétrica) até sua entrega para consumo pelo comércio, indústria, residências, administrações públicas, etc., consumidores livres ou cativos (no sentido e alcance dados segundo a Lei nº 9.074/95”.

É importante ressaltar, que a geradora emite a sua nota fiscal com base no Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica – CCVEE (ambiente regulado ou livre) e realiza seu fluxo de caixa independentemente do que ocorrerá com as empresas transmissoras. Da mesma forma, as transmissoras, com base no comando do ONS, receberão sua Receita Anual Permitida independentemente das operações de compra e venda de energia realizada pela empresa geradora ou distribuidora, havendo ou não energia elétrica negociada, pois ela recebe pela disponibilização de suas instalações (fio), ou seja, disponibilização da potência. E assim ocorrerá com a distribuidora que fornecerá a energia comprada (agregada dos demais custos, inclusive do custo de transmissão decorrente do CUST pago à transmissora), para seus consumidores com base em contrato específico, com tarifas fixadas pela ANEEL, e realizará seu fluxo de caixa independentemente das demais empresas. Portanto, apesar da geração, transmissão, distribuição e comercialização ocorrerem simultaneamente, e todas essas instalações terem como objetivo final a comercialização da energia elétrica ao consumidor final, essas operações são juridicamente distintas uma das outras, cada qual com seus contratos individuais e com contratantes diferenciados.

Não estamos aqui defendendo que não deveria haver a incidência do ICMS sobre a receita de uso do sistema de transmissão e de distribuição quando pagas pelo consumidor final, pois como comentado anteriormente, são operações que fisicamente são conexas, continuadas e interdependentes à finalidade a que se propõe. A premissa básica do ICMS sobre energia elétrica é que o fato gerador ocorra quando do fornecimento da mesma ao consumidor final. No entanto, quando da elaboração da própria Constituição Federal, do Convênio ICM nº 66/1988 e da Lei Complementar nº 87/1996, não existia a segregação societária por atividade no setor elétrico, bem como essa modalidade de comercialização de energia elétrica com consumidores livre, de forma que o fato gerador estabelecido naquela época foi exatamente o existente, que era o fornecimento de energia elétrica ao consumidor final. Assim, entendemos que para cobrança do ICMS sobre o Uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição, após a ocorrência da desverticalização societária e o novo modelo do setor elétrico, é necessário que essas operações estejam redefinidas em lei como fato gerador desse imposto.

Outra hipótese que poderia ser aventada é de que a transmissão seria transporte de mercadoria. Entendemos que não existe um “Contrato de Transporte”, conforme estabelecido nos arts. 743 a 756 do novo Código Civil Brasileiro, pelo qual alguém se obriga a transportar, de alguma forma, alguma coisa de um local para o outro, mediante a devida remuneração.

Lembramos que essa modalidade de contrato não estava prevista no Código Civil anterior. Em toda a legislação de transporte, desde o Decreto n° 1930, de 26.04.1857, baixado pelo Governo Imperial, que trata do transporte ferroviário, até o Regulamento Geral dos Transportes estabelecido pelo Decreto n° 51.813, de 08.05.1963, e outras normas posteriores, prevêm somente a existência de transporte de mercadoria por terra, água ou ar. O Código Comercial tratava do transporte marítimo nos arts. 457 a 796.

Orlando Gomes³⁸ nos ensina que:

“O transporte de mercadorias tem seu primeiro ato de execução na sua entrega ao transportador,...”

“...torna-se o transportador depositário das mercadorias recebidas, emitindo conhecimento com a menção de sua natureza, qualidade, quantidade e peso. Nesse documento, também registra o nome, endereço e outros dados de identificação do destinatário.”

“Recebida a mercadoria, tem o condutor a obrigação de transportá-la ao lugar do destino segundo a rota habitual, se outro itinerário não houver sido convencionado.”

“Incumbindo-se de transportar a mercadoria, cumpre ao condutor entregá-lo ao destinatário, no lugar do destino, no estado em que a recebeu. Tem porém direito de retenção, se o frete não for pago.”

Fram Martins,³⁹ citando o art. 54 e seguintes do Regulamento Geral dos Transportes, também nos ensina no mesmo sentido que:

“São obrigações do transportador:

a) Receber, transportar e entregar as mercadorias no tempo e no lugar convencionados.

Recebida esta, deve o condutor, enquanto aguarda o transporte, conservá-la com cuidado, neste ponto se assemelhando o transporte ao contrato de depósito. Em seguida, cumpre-lhe transportá-la ou fazê-la transportar, e, finalmente, entregá-la ao destinatário ou consignatário.”

³⁸Orlando Gomes – *Contratos*, 17ª ed.; Ed. Forense.

³⁹ *Contratos e Obrigações Comerciais*, 5ª ed.; Ed. Forense.

Assim, temos que o contrato de transporte presume a posse do objeto transportado pelo transportador até a sua efetiva entrega ao contratante.

A lei tributária não pode trazer novas definições para conceitos, institutos e princípios originários do direito privado, com a finalidade de estabelecer a incidência tributária, conforme disciplina o art. 110 do Código Tributário Nacional.

De todo o exposto, concluímos que é evidente que a empresa concessionária, proprietária dos ativos de transmissão, não pratica operações de “transporte” no conceito acima descrito, nem tão pouco compra e vende energia elétrica, não exercendo, portanto, nenhuma atividade de cunho mercantil decorrente de circulação de mercadoria com a consequente transferência de titularidade.

Nesse sentido, a própria Coordenadoria da Administração Tributária do Estado de São Paulo, se manifestou na resposta à Consulta nº 769/01 de 2002, ao confirmar no item 24 que *“Não há, portanto, “contrato de transporte”, “negócio econômico e jurídico de caráter transeunte e precário” (Carvalho de Mendonça), nem tampouco obediência contratual. ... não pode investigar se as mercadorias pertencem ao remetente, pois ela está apenas transmitindo, geralmente sem poder dizer de quem e para quem. Ela não simplesmente recebe e entrega a energia, seja porque trabalha ativamente problemas de tensão e estabilidade da rede, seja porque não há remetente de energia elétrica, mas despacho do ONS, o que faz desse negócio bem diferente de entregá-la a destinatário no lugar por aquele designado sem atender a qualquer oposição.”*

Da mesma forma, o Tribunal de Justiça do Estado do Paraná proferiu o seguinte julgamento nos autos de Apelação Cível e Reexame Necessário nº 68.362-5, de Foz do Iguaçu – 2ª Vara Cível, cuja relatoria coube ao Exmo. Juiz José Wanderlei Resende:

“A controvérsia no que concerne à questão de mérito está adstrita à não incidência de ICMS sobre a energia transmitida por Furnas ao Estado de Santa Catarina.

Tal ocorre porque a norma constitucional inserta no art. 155, § 2º, inciso X, alínea b, determina que tal imposto não incidirá sobre operações que destinem a outros Estados petróleo, inclusive lubrificantes, combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, e energia elétrica.

O argumento de que ao transportar ou transmitir a energia elétrica, a embarcada presta um serviço de transporte – fato jurídico – e tem como cumprida uma relação obrigacional apta a produzir efeitos jurídicos, e a fazer incidir o ICMS, é insustentável.”

Portanto, por todo o exposto, concluímos que a concessionária de serviço público de transmissão, com suas instalações integradas na Rede Básica, não presta nenhum serviço de transmissão ou transporte de energia elétrica. O que temos é um contrato de disponibilização do sistema de transmissão, cuja denominação mais correta seria “*Contrato de Cessão de Uso Compartilhado de Bem Público*”, já que as instalações de transmissão são bens públicos vinculados à concessão, que se reverterão à União Federal.

Assim, em nosso entendimento, as receitas das operações previstas nos contratos acima analisados, cobradas por empresas detentoras de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, cujas instalações integrem a Rede Básica, dos demais agentes do setor elétrico, inclusive de consumidores livres, mediante a Receita Anual Permitida – RAP, dissociada do fornecimento de energia elétrica, não são fatos geradores do ICMS por não representarem circulação de mercadoria e nem prestação de serviço de transporte, não estando, portanto, contemplado como fato gerador na Lei Complementar nº 87/1996, sendo os Convênios CONFAZ nº 117/2004, alterado pelo Convênio CONFAZ nº 59/2005, passíveis de serem arguidos por inconstitucionalidade.

Nesse mesmo entendimento, concluímos que as empresas exclusivamente concessionárias de serviço público de transmissão, com suas instalações integradas à rede básica, nos termos dos contratos acima analisados, não devem ser contribuintes do ICMS por não praticarem nenhuma atividade prevista em lei como fato gerador do ICMS. No entanto, não havendo questionamento jurídico por parte da concessionária sobre essa questão, prevalecendo portanto, as normas emanadas pelo CONFAZ, deve-se entender, conforme já comentado neste tópico, que para as operações de transmissão de energia elétrica foi estabelecido a figura do “DIFERIMENTO”, e assim sendo, é recomendado a emissão de nota fiscal com destaque do CFO – Código Fiscal de Operação, de forma a se manter o crédito do ICMS sobre as aquisições destinadas ao ativo permanente, já que não existe operação interestadual de transmissão de energia elétrica para se ensejar o estorno de crédito, face à uma possível operação imune.

A concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica deve manter um estabelecimento com inscrição estadual em cada Unidade da Federação na qual a concessionária tenha instalações elétricas. Assim, as operações estão restritas aos limites físicos dessas instalações existentes em cada Estado, devendo cada estabelecimento, emitirem, sua respectiva nota fiscal correspondente a Receita Anual Permitida – RAP de suas instalações. Havendo concessão de transmissão, cujas instalações elétricas estejam instaladas em mais de uma Unidade Federativa, deve-se proporcionalizar a RAP. Na verdade o que temos são usuários localizados em outras Unidades Federativas utilizando-se das instalações elétricas situadas em

todo o Sistema Interligado Nacional – SIN, e não a concessionária de transmissão transportando energia elétrica até o seu local de destino, por isso o sistema de transmissão é interligado e pertencem a diversas empresas concessionárias.

Por último entendemos também que a atividade de transmissão de energia elétrica não está sujeita ao Imposto sobre Serviços – ISS, não se enquadrando no item 3.04 da Lista de Serviços, conforme poderá ser constatado em nossa abordagem, neste capítulo, sob o título “ISS SOBRE A TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA”.

39.7.2. OPERAÇÕES COM INSTALAÇÕES NÃO INTEGRANTES DA REDE BÁSICA

Há empresas, concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica; concessionárias de serviço público de geração de energia elétrica; concessionárias e autorizadas de uso do bem público para geração, em regime de produção independente, detentoras de instalações de transmissão de energia elétrica que são tratadas como instalações associadas às atividades de geração ou de distribuição, conforme definido no art. 17 da Lei nº 9.074/1995, a seguir transcrito:

“Art. 17. O poder concedente deverá definir, dentre as instalações de transmissão, as que se destinam à formação da rede básica dos sistemas interligados, as de âmbito próprio do concessionário de distribuição e as de interesse exclusivo das centrais de geração.

(...)

§ 2º As instalações de transmissão de âmbito próprio do concessionário de distribuição poderão ser consideradas pelo poder concedente parte integrante da concessão de distribuição.

§ 3º As instalações de transmissão de interesse restrito das centrais de geração poderão ser consideradas integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações. (Redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998).”

Assim, temos empresas, inclusive comercializadoras, que possuem autorização para construir um sistema de transmissão associado, necessário à importação de sua energia elétrica, para que essa energia seja comercializada por ela mesma à terceiros, sendo que no caso, todo o custo de transmissão comporá o preço final da energia elétrica a ser vendida, que poderá estar ou não sujeito à incidência do ICMS, dependendo do seu cliente ser um consumidor livre ou uma concessionária de geração ou de distribuição.

Temos também as empresas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, cujas atividades de transmissão e de geração⁴⁰ já foram segregadas societariamente, e que possuem no seu Sistema de Distribuição, além das redes de distribuição, as linhas de transmissão de tensão inferior a 230 kV e superior a 34,5 kV, e respectivas subestações, anteriormente denominado de subtransmissão, que são utilizadas para a transmissão da energia elétrica adquirida de terceiros ou de sua própria geração, quando permitida por lei, até sua rede de distribuição e, por conseguinte, aos seus consumidores, como também podem ser disponibilizadas mediante o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD aos consumidores livres que adquirem energia elétrica de outros agentes vendedores.

Nesse caso, temos duas situações: A primeira que é a venda da energia aos consumidores da própria distribuidora, em que a depreciação e todo o custo de operação e manutenção dessas linhas, redes e subestações são componentes da formação do custo do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (cobrado como TUSD), que juntamente ao custo da energia comprada ou gerada (Tarifa de Energia – TE) comporá o preço a ser cobrada do consumidor final ou do preço do suprimento a outra empresa concessionária não integrante ou não conectada ao sistema interligado. A segunda situação é aquela decorrente do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, em que não ocorre o fornecimento de energia elétrica, a cobrança é somente pela disponibilização das instalações elétricas, cuja tarifa é formada pela depreciação, operação e manutenção, encargos setoriais e remuneração.

Por último, temos as concessionárias e autorizadas de geração, em regime de produção independente, que possuem linhas e subestações associadas ao seu sistema de geração, que são de uso exclusivo, utilizadas para a transmissão da sua própria energia gerada até determinado ponto de entrega.

Face ao todo exposto no item anterior, entendemos que aplica-se à Receita pelo Uso do Sistema de Distribuição cobrado dos consumidores livres e autoprodutores, o mesmo entendimento que manifestamos quanto à Receita pelo Uso do Sistema de Transmissão, também cobrado dos consumidores livres e autoprodutores, ou seja, pela não incidência do ICMS face a inexistência de fato gerador previsto em lei.

⁴⁰Segregação não exigida quando a geração for para atendimento ao seu mercado próprio, desde que seja inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano e a totalidade da energia gerada seja a ele destinada (6º, art. 4º da Lei nº 9.074/1996, com nova redação dada pela Lei nº 10.848/2004).

39.7.3. ICMS SOBRE A DEMANDA CONTRATADA

Desde o acórdão proferido pela Segunda Turma do Superior Tribunal de Justiça, no Recurso Especial – REsp 222810/MG (1999/00618904), no qual decidiu que determinado consumidor não estaria sujeito ao pagamento do ICMS sobre o valor de “demanda reservada de energia elétrica”, este assunto está em voga. Desde então diversas decisões favoráveis aos consumidores vem sendo proferidas, formando jurisprudência no Superior Tribunal de Justiça no sentido de que “o fato gerador do ICMS dá-se com a efetiva saída do bem do estabelecimento produtor, a qual não é presumida por contrato em que se estabelece uma demanda junto à fornecedora de energia elétrica, sem a sua efetiva utilização” (REsp 825350/MT, Rel. Min. CASTRO MEIRA, DJ de 26.05.2006, p.250), bem como “Não se admite, para o efeito de cálculo de ICMS sobre transmissão de energia elétrica, o critério de Demanda Reservada ou Contratada (O ICMS aplicado sobre o quantum contratado ou disponibilizado, independentemente do efetivo consumo), uma vez que esse tributo somente deve incidir sobre o valor correspondente à energia efetivamente consumida. Precedente: REsp 647553/ES, 1ª Turma, Min. José Delgado, DJ de 23.05.2005”.

Algumas decisões excluem a “demanda contratada” da incidência do ICMS pelo fato de ser contratada e não consumida. Na verdade a demanda contratada é de disponibilização do sistema elétrico na “potência” necessária e não de energia elétrica a ser consumida. Em alguns dos votos relatados pelos ilustíssimos Ministros, como ocorreu no REsp nº 343.952 – MG (2001/0101815-4), a demanda é citada como se fosse uma aquisição futura de energia: “E, para não ser surpreendida com o risco de insuficiência de energia, celebrou com a CEMIG contrato pelo qual adquire antecipadamente energia para reserva, a preço diferenciado, porque paga pela simples disponibilidade e não pelo efetivo consumo.”. No mesmo voto também é citado que: “Na espécie, a empresa compradora, ora recorrente, não recebe a energia da reserva. Apenas paga para mantê-la reservada”. Essas observações que fazemos são no sentido de mostrar que em algumas dessas decisões a questão não foi bem compreendida, haja vista a existência de situações diferenciadas nas quais se aplicam legislações específicas para cada caso, pois temos contratos com objetos diferenciados, firmados com consumidores cativos e consumidores livres, sendo que o consumidor cativo possui em um só contrato⁴¹ o fornecimento de energia elétrica e a respectiva disponibilização pelo uso do sistema elétrico de acordo com a sua necessidade de demanda de potência declarada. Já o consumidor livre assina o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD no qual contrata somente o uso do sistema de distribuição da concessionária, de acordo com a demanda de potência necessária à atender suas necessidades,

⁴¹ O Decreto nº 4.562/2002 e pelo art. 72 do Decreto nº 5.163/2004.

pagando dessa forma a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, já que a energia elétrica é adquirida diretamente de outro agente fornecedor que não seja concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica.

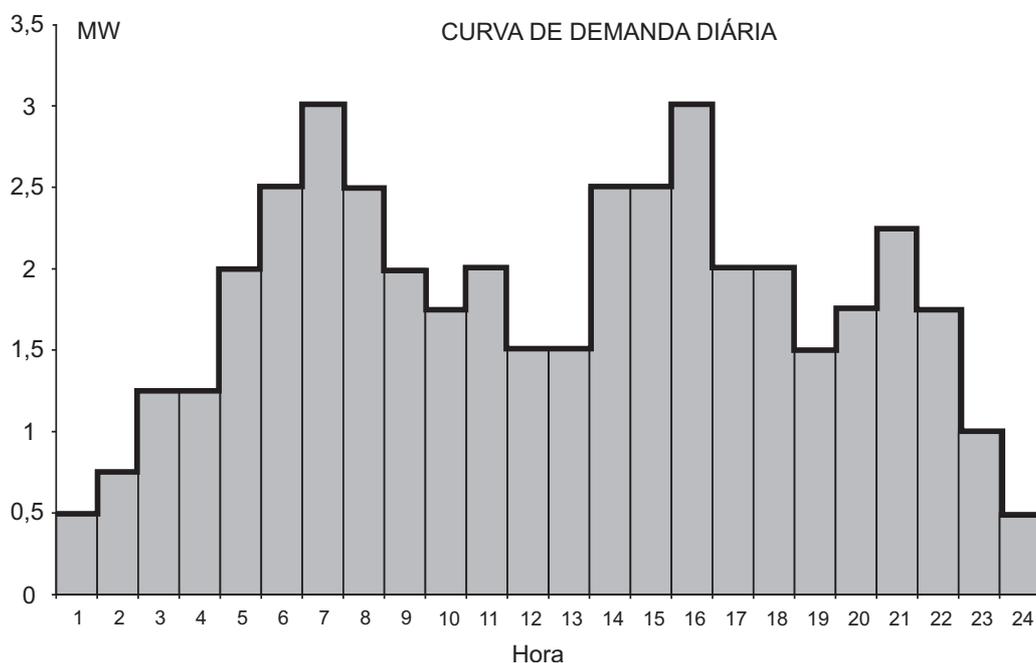
As distribuidoras de energia elétrica para prestarem o serviço público de distribuição de energia elétrica são obrigadas a realizar investimentos para ter o seu sistema elétrico de distribuição. Tal sistema é formado por linhas, subestações e redes, que transformam a tensão da energia elétrica adquirida (69 kV, 138 kV, 230 kV ou 500 kV), de forma que ela possa ser entregue em uma tensão específica de fornecimento ao consumidor (110 v ou 220 v). Ou seja, no caso do consumidor final cativo de qualquer classe e grupo, inclusive do Grupo “A”, ele contrata e paga pelo valor total dessa operação que envolve não só o fornecimento de energia elétrica, mas todo o processo de transmissão e distribuição dessa energia até o seu ponto de entrega, sem o qual não seria possível o fornecimento da energia elétrica. Apesar da segregação societária face à desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, ocorrida no setor elétrico por disposição legal, fisicamente e operacionalmente estas atividades são indissociáveis, ou seja, uma existe em função da outra.

Dessa forma, o consumidor cativo do Grupo “A”, com unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo nos termos definidos no art. 2º e art. 82 da Resolução ANEEL nº 456/2000, caracterizado pela tarifa binômica, deve calcular qual a demanda de potência a ser contratada, verificando a soma das potências nominais indicadas em todos os equipamentos elétricos a serem utilizados na sua atividade industrial ou comercial, de forma a dimensionar a potência máxima necessária, a ser declarada à concessionária. Essa potência máxima, denominada de “Potência Instalada” pelo inciso XXIX do art. 2º da Resolução ANEEL nº 456/2000, corresponderá à demanda de potência a ser contratada, o que obrigará a concessionária de distribuição a adaptar suas instalações elétricas às necessidades do consumidor.

A finalidade da contratação dessa demanda de potência, ao contrário do citado em alguns votos dos Ministros do STJ, é garantir ao consumidor que as instalações elétricas (cabos, transformadores, disjuntores, subestações, etc.) disponibilizadas pela concessionária estarão em condições de atendê-lo com toda a qualidade e segurança necessária, tanto é que o consumidor, no caso de eventual necessidade de aumento dessa potência contratada, deverá submeter essa necessidade à concessionária para fins de aferição do sistema elétrico e sua adequação se for o caso. Portanto, além do fornecimento da energia elétrica, a concessionária deverá realizar os investimentos de forma a atender às necessidades de potência declarada pelo consumidor.

Ressaltamos também, que os demais consumidores do Grupo "B" (residenciais e outros), grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo nos termos definidos nos arts. 79 a 81 da Resolução ANEEL nº 456/2000, caracterizado pela tarifa monômnia, também pagam pelo uso do sistema elétrico, na demanda de potência adequada às suas necessidades, só que pela modalidade tarifária a eles aplicável, ela não é destacada na Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica.

Nos termos do art. 2º, inciso VIII, da Resolução ANEEL nº 456, de 29.11.2000, que estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, a "Demanda" deve ser compreendida como a média das potências elétricas, ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado. Devemos entender essa definição como se fosse a demanda de potência utilizada. Para melhor compreensão, observemos o Gráfico a seguir, no qual apresentamos a hipotética curva de carga de uma unidade consumidora cativa do Grupo "A", com demanda contratada de 3 MW, num intervalo de tempo de 6 (seis) horas:



Pela figura acima, pode-se perceber que, no intervalo de tempo apresentado, a demanda de potência do consumidor foi de 1,802 MW (média das potências), enquanto seu consumo de energia, representado pela área sob a curva, foi da ordem de 43,25 MWh (equivalente ao produto da média das potências pelo tempo de utilização da energia). Pelo exposto, resta evidenciado que demanda de potência medida ou contratada e energia elétrica consumida, conquanto sejam noções correlatas, não devem, a rigor, ser confundidas. A potência é a quantidade de energia elétrica solicitada na unidade de tempo, expressa em quilowatts (kW), conforme inciso XXVII do art. 2º da Resolução ANEEL nº 456/2000, o que não significa que potência é igual a energia.

Aproveitando o exemplo acima, se a energia consumida (Potência medida x tempo de utilização) fosse valorada por uma tarifa monômnia, semelhante à aplicada aos consumidores do grupo B, o preço final da energia elétrica contemplaria essa demanda medida. No entanto, por força de disposição legal para as unidades consumidoras do Grupo "A", a energia consumida é valorada exclusivamente por uma Tarifa de Energia – TE composta somente pelo valor da energia elétrica constante da parcela "A" da distribuidora e dos encargos setoriais, já a demanda contratada, utilizada ou não, é valorada em separado pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, que é composta pela depreciação e remuneração dos investimentos realizados, bem como pelo custo com a operação e manutenção do sistema elétrico e pelos demais encargos setoriais específicos, conforme estabelecido na Resolução ANEEL nº 166/2005.

Já por "Demanda contratada" deve-se entender a demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).⁴²

Determinada situação que auxilia-nos a entender melhor essa segregação é o caso dos "consumidores livres", que mantêm somente o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD com a concessionária de distribuição, para os quais são aplicados a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, já que a energia elétrica é adquirida de um terceiro agente, que pode ser um gerador, comercializador ou importador. O Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD assinado entre a concessionária e o consumidor livre, visa assegurar que as instalações elétricas a serem disponibilizadas atenderão às necessidades de demanda de potência instalada e a efetivamente contratada, já que a energia elétrica será adquirida de outros agentes do setor elétrico, que não a própria distribuidora.

⁴²Art. 2º, IX, da Resolução ANEEL nº 456/2000.

Importante ressaltar que essa demanda de potência é declarada pelo consumidor quando da contratação.

Assim, é necessário analisar as formas de contratação existentes face às determinações do Decreto nº 62.724/1968 e do Decreto nº 4.562, de 31.12.2002, com suas respectivas alterações,⁴³ bem como em virtude da segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição, estabelecida no art. 4º da Lei nº 9.074/1995, com nova redação dada pelo art. 8º da Lei nº 10.848/2004, de forma a permitir uma melhor compreensão dos fatos bem como quanto à questão da incidência do ICMS sobre a demanda contratada.

No que se refere ao Contrato de Fornecimento de Energia Elétrica, o art. 3º, inciso I, alínea “d” da Resolução ANEEL nº 456/2000, estabelece que os consumidores do Grupo “A” são obrigados a celebrar contrato de fornecimento de energia elétrica com a concessionária, no qual devem ser ajustadas as características técnicas e as condições comerciais do fornecimento de energia elétrica. No contrato de fornecimento deve também constar o valor e o período de vigência da demanda contratada, nos termos do inciso III, do art. 23, desta mesma Resolução.

A segregação do faturamento em demanda de potência e consumo de energia elétrica tem o objetivo de sinalizar ao consumidor os custos que ele impõe ao sistema elétrico de distribuição, de forma a induzir que o consumo de energia elétrica seja feito de forma eficiente, e, portanto, possibilitar à concessionária a necessária adequação do seu sistema de distribuição.

De maneira geral, nos termos do § 1º, do art. 1º do Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, as tarifas relativas à demanda de potência (também denominada de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD) estão associadas à disponibilização do sistema de distribuição, enquanto a Tarifa de Energia está associada ao consumo da energia elétrica. Assim sendo, os custos relativos à energia elétrica serão cobrados via Tarifa de Energia – TE (em R\$/MWh) e os custos relativos à disponibilização do sistema de distribuição (demanda de potência) são cobrados via Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD (em R\$/kW).

O cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD (Demanda) é composto pela parcela “A” (custos não gerenciáveis) e parcela “B” (custos gerenciáveis), sendo que nesta última parcela está incluído a remuneração dos ativos, a quota de reintegração (depreciação e amortização) e o custo de operação e manutenção, conforme Resolução ANEEL nº 166/2005.

No caso do fornecimento de energia elétrica aos consumidores do Grupo “A”, o art. 9º do Decreto nº 62.724/1968, com nova redação, dada pelo Decreto nº

⁴³Decreto nº 3.653/2000; Decreto nº 4.413/2002; Decreto nº 4.667/2003; e Decreto nº 5.287/2004.

3.653, de 07.11.2000, Decreto nº 4.413, de 07.10.2002, e Decreto nº 4.667, de 04.04.2003, determinou que os consumidores do Grupo "A" das concessionárias ou permissionárias de serviço público de geração ou de distribuição de energia elétrica celebrem contratos distintos para a conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e para a compra de energia elétrica.

"Art. 9º. O fornecimento de energia elétrica a unidades consumidoras do Grupo A, com tarifas reguladas, deverá ser realizado mediante a celebração de contrato entre o concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica e o respectivo consumidor, e às unidades consumidoras do Grupo B será realizado sob as condições do contrato de adesão.

§ 1º Os consumidores do Grupo "A" das concessionárias ou permissionárias de serviço público de geração ou de distribuição de energia elétrica deverão celebrar contratos distintos para a conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e para a compra de energia elétrica."

A demanda de potência faturável para as unidades consumidoras do Grupo "A", prevista no Decreto nº 62.724, de 17.05.1968, com nova redação dada pelo Decreto nº 3.653, de 07.11.2000, será a maior dentre as seguintes:

- A maior demanda medida, integralizada no intervalo de quinze minutos durante o período de faturamento.
- A demanda contratada, exceto para os consumidores sazonais e rurais do Grupo "A" que serão faturados com base na demanda de potência e no consumo de energia efetivamente registrado no mês de faturamento.

O art. 14 do Decreto nº 62.724/1968 estabelece que o custo total do serviço correspondente ao fornecimento de energia elétrica será repartido entre os componentes de demanda de potência e de consumo de energia, de modo que cada grupo ou subgrupo de consumidores responda pela fração que lhe couber. Ou seja, todos os consumidores pagam pelo Uso do Sistema de Distribuição, sejam eles do Grupo "A" ou "B", e até os consumidores livres, sendo irrelevante a nomenclatura utilizada, quer seja demanda de potência, quer seja Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD.

Como já comentado, a demanda de potência contratada, constante do Contrato de Fornecimento de Energia Elétrica, é semelhante ao encargo de uso do sistema de distribuição, constante do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, ambos tem por finalidade disponibilizar o sistema elétrico. A diferença está no objeto. O primeiro contrato (CFEE) tem por objeto a contratação do fornecimento de energia elétrica, pelo qual a contratada deve adequar suas instalações para disponibilizar o atendimento de determinada demanda de potência, com as especifi-

idades técnicas do contratante, de forma que a energia elétrica seja entregue. No segundo contrato (CUSD), quando assinado com consumidores livres, o objeto é tão somente a disponibilização das instalações para o atendimento de determinada demanda de potência contratada, no qual o consumidor contratante definiu sua demanda instalada. A partir do momento da contratação, a concessionária de distribuição será obrigada a fazer investimentos em suas instalações elétricas que permitam a disponibilização da demanda de potência contratada, conforme dispõe o inciso IX do art. 2º da Resolução ANEEL nº 456/2000.

Na verdade, temos uma situação que envolve identificar a correta alocação do custo da demanda contratada à energia elétrica consumida por determinado consumidor do grupo A, já que o próprio Decreto estabeleceu que todos os consumidores pagassem pelo uso do sistema de distribuição. Portanto, a pergunta a ser respondida está em saber se é correto alocar todo o valor da demanda contratada como custo da energia consumida. Nesse sentido, destacamos o disposto no art. 14 do Decreto nº 62.724/1968,⁴⁴ que estabelece que o custo do serviço correspondente ao fornecimento de energia elétrica será repartido entre os componentes de demanda de potência e de consumo de energia.

Poderíamos interpretar dizendo que a demanda de potência a que se refere esse dispositivo é aquela utilizada e não a demanda contratada, portanto o ICMS deveria ser aplicado sobre a demanda utilizada e a energia consumida, o que representaria o cálculo analisado no gráfico acima, referente à curva de carga de determinado consumidor, quando ficou demonstrado que se aplicássemos uma tarifa monômnia (do grupo B) a energia elétrica estaria sendo valorizada somente pelo custo da demanda utilizada (medida) e não pelo total da demanda contratada.

Poderíamos ainda, tentando defender essa tese, tomarmos como exemplo, uma planta industrial para produzir uma determinada quantidade de produto. Caso essa quantidade fosse produzida, seria correto que todo o custo (depreciação, remuneração, operação e manutenção e outros), fixo e variável, fosse alocado ao custo final desse produto acabado. No entanto, se essa planta industrial em determinado período produzisse somente 10% dessa capacidade máxima, a totalidade dos custos fixos não deveriam onerar as poucas unidades produzidas, nesse caso o custo da ociosidade seria tratado como despesa.

O Estado do Paraná, por meio da Lei nº 14.773, de 05.07.2005, adotou a interpretação do nosso exemplo da planta industrial, ao estabelecer a não incidência do ICMS sobre a demanda de potência contratada e não utilizada, ficando a incidência do ICMS somente sobre a quantidade de energia elétrica efetivamente

⁴⁴Art. 14 – O custo do serviço do fornecimento de energia elétrica deverá ser repartido entre os componentes de demanda de potência e de consumo de energia, ...”

consumida e da demanda contratada efetivamente medida, ou seja, utilizada, conforme segue:

"Art. 1º. O art. 1º da Lei n. 14.773, de 5 de julho de 2005, passa a vigorar com a seguinte redação:

Artigo 1º. Nos casos de contratação de demanda de potência fica dispensado o ICMS incidente sobre a parcela de demanda não utilizada pelo adquirente.

Parágrafo único. Considera-se demanda não utilizada, para fins da isenção de que trata esta lei, a diferença entre a parcela de demanda contratada e a medida."

Esse dispositivo legal foi introduzido no Regulamento do ICMS do Estado do Paraná, no item 32 do Anexo I – ISENÇÕES, estabelecendo a isenção sobre a parcela da demanda de potência não utilizada e colocada à disposição do adquirente, nas operações realizadas com base em contratos de demanda.

Ocorre que essa não é a melhor interpretação, pois de acordo com o inciso IX do art. 2º da Resolução nº 456/2000, a demanda de potência instalada e declarada, face aos equipamentos do consumidor, após contratada junto à concessionária de distribuição, **a obriga a efetuar os investimentos necessários ao atendimento dessa demanda contratada, independentemente da utilização da mesma pelo consumidor.** Ou seja, diferentemente do exemplo da planta industrial cuja produção se sujeita as variações de oferta e demanda do mercado, no setor elétrico o consumidor é quem procura a concessionária e declara suas necessidades, por isso, o art. 14 do Decreto nº 62.724/1968⁴⁵ estabeleceu que a demanda faz parte do custo do fornecimento da energia elétrica, e o art. 11 definiu que as tarifas a serem aplicadas aos consumidores do Grupo A seriam estruturadas sob a forma binômica, com um componente de demanda de potência e outra de consumo de energia.

Dessa forma, entendemos que para fins de se estabelecer qual o preço final da energia elétrica a ser cobrado do consumidor do Grupo A, que representará a base de cálculo para fins de incidência do ICMS, deve-se considerar o somatório da energia elétrica consumida (Potência medida x tempo) valorada pela Tarifa de Energia – TE, mais a demanda de potência contratada ou utilizada, a maior dentre elas, conforme previsto no art. 12 do Decreto nº 62.724/1968, com nova redação dada pelo Decreto nº 75.887/1975 e Decreto nº 3.653/2000, abaixo transcrito, valorada pela TUSD.

⁴⁵Com nova redação dada pelo Decreto nº 86.463/1981.

“Art. 12. A demanda de potência faturável para as unidades consumidoras do Grupo A será a maior dentre as seguintes:

I. A maior demanda medida, integralizada no intervalo de quinze minutos durante o período de faturamento.

II. A demanda contratada, observado o disposto no art. 18 deste Decreto e no art. 3º do Decreto nº 86.463, de 13 de outubro de 1981.

§ 1º Nos casos de suprimento entre concessionários, a demanda de potência faturável será regulada contratualmente.

§ 2º Demanda contratada fixada em contrato de fornecimento, se houver.”

Entendemos que somente assim se estará aplicando o disposto no art. 13 da Lei Complementar nº 87/1996, no qual estabelece que a base de cálculo do imposto quando da saída de mercadoria de estabelecimento de contribuinte é o valor da operação, e no caso em análise, o valor da operação é determinado pela tarifa binômia, homologada pelo Órgão Regulador que é a ANEEL, lembrando que a demanda de potência contratada refere-se principalmente aos encargos de depreciação e remuneração dos investimentos que a concessionária de distribuição é “obrigada” a realizar para atender a uma necessidade de potência “declarada” pelo consumidor. Assim, é necessário que o judiciário reexamine sua posição, mesmo porque, a análise da operação de fornecimento de energia elétrica mediante a contratação de demanda de potência realizada por consumidores do grupo A, nos respectivos votos, até o presente momento, não reflete a realidade da operação realizada.

Quanto ao Contrato de Uso do Sistema de Distribuição ou Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, assinados com consumidores livres, que não envolve o fornecimento de energia elétrica, não deveria haver a incidência do ICMS por falta de previsão legal do fato gerador na legislação atual, conforme já comentamos ao analisar as operações com instalações de transmissão da rede básica, nos dois tópicos anteriores. Observamos que, de acordo com o art. 11 da Resolução ANEEL nº 281/1999, e respectivas alterações, existem uma demanda de potência contratada, denominada de “Montante de Uso do Sistema de Distribuição – MUSD” e “Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST”, que no caso do CUSD assinado entre as distribuidoras e os consumidores livres, os montantes são contratados nos horários de ponta e fora de ponta, e não tem se discutido o pagamento do ICMS sobre o montante de uso do sistema de distribuição que não foi utilizado.

“Art. 11. Os Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão e os de Distribuição deverão estabelecer as condições gerais do serviço a ser prestado, bem como as

condições técnicas e comerciais a serem observadas, dispondo, no mínimo, sobre:

I. A obrigatoriedade da observância aos Procedimentos de Rede e aos Procedimentos de Distribuição.

II. A obrigatoriedade da observância à legislação específica e às normas e padrões técnicos de caráter geral da concessionária ou permissionária proprietária das instalações.

III. Os montantes de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição contratados nos horários de ponta e fora de ponta, bem como as condições e antecedência mínima para a solicitação de alteração dos valores de uso contratados.

(...)”

Cabe adiantar que os Estados vêm exigindo a cobrança do ICMS quando da cobrança da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD junto ao consumidor livre, com base no Convênio ICMS nº 95, de 30.09.2005, do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, que em nosso entendimento, tanto este Convênio como o Convênio nº 117, de 10.12.2004, alterado pelo Convênio CONFAZ nº 059, de 01.07.2005, que trata da TUST, são inconstitucionais, já que o fato gerador deve estar previsto em Lei, conforme disciplina o art. 114 da Lei nº 5.172, de 25.10.1966 (Código Tributário Nacional), preservando o princípio da legalidade estrita e a tipicidade tributária.

39.7.4. ENCARGOS DE CONEXÃO E USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DE DISTRIBUIÇÃO PELOS CONSUMIDORES DO “GRUPO A”

O art. 3º da Lei nº 10.604, de 17.12.2002, regulamentado pelo Decreto nº 4.413/2002, com nova redação dada pelo Decreto nº 4.562/2002, no seu art. 1º, determinou que as concessionárias ou permissionárias de serviço público de geração ou de distribuição de energia elétrica celebrassem contratos distintos para a conexão, uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e compra de energia elétrica, com os consumidores que nos termos dos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995 poderiam fazer sua opção de contratação de fornecimento de energia elétrica na condição de consumidores livre, mas não o fizeram, ou sejam, permaneceram como cativos.

Nesse decreto ficou estabelecido também que na definição do valor das tarifas para os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição, serão consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos

setoriais de responsabilidade do segmento de consumo. A ANEEL regulamentou esse dispositivo por meio de sua Resolução n° 665, de 29.11.2002, alterada pela Resolução n° 30, de 23.01.2003.

Dessa forma, para cumprimento dos dispositivos legais, os contratos de fornecimento de energia elétrica deverão ser substituídos pelos contratos a seguir especificados:

- Contrato de Conexão de Distribuição – CCD e Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, que deverão ser firmados com a concessionária ou permissionária de distribuição a que estiver conectada a unidade consumidora, conforme regulamentação vigente.
- Contrato de Conexão de Transmissão – CCT e Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, que deverão ser firmados, respectivamente, com a concessionária de transmissão a que estiver conectada a unidade consumidora e com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, conforme regulamentação vigente.
- Contrato de Compra de Energia – CCE, a ser firmado com o respectivo fornecedor de energia elétrica. O modelo do CCE de cada concessionária ou permissionária de distribuição teve seu prazo de envio a ANEEL até o dia 31.03.2003, para fins de homologação.

É importante também ressaltar, que antes da determinação da lei para que houvesse essa segregação de faturamento, a concessionária/permissionária de distribuição emitia uma única nota fiscal para essa operação de venda de energia elétrica ao consumidor do “Grupo A”. Todos os custos de conexão, transmissão e distribuição integravam a tarifa a ser cobrada. Esse procedimento visa a uma adaptação para quando esse consumidor que é cativo passar a ser um consumidor livre.

Apesar da imposição desses contratos junto aos consumidores do “Grupo A”, na essência esses valores a serem faturados pelas concessionárias e permissionárias de distribuição, como encargo de conexão, uso do sistema de transmissão e de distribuição, continuam sendo custos agregados ao fornecimento da energia, pois são elementos essenciais para que ocorra a circulação da mercadoria (energia elétrica). Nesse sentido, entendemos que a operação deve ser considerada no seu todo. Assim, o faturamento desses encargos realizados pela empresa distribuidora, que vende a sua própria energia elétrica, receberá o mesmo tratamento tributário dispensado nas operações com a venda da energia elétrica, ou seja, se a venda de energia estiver sujeita a tributação os encargos também estarão.

A Resolução ANEEL n° 666, de 29.11.2002, confirma esse entendimento, quando em seu art. 9º, fixa um prazo para que as concessionárias/permissionárias de serviço público de distribuição, informe na fatura de energia elétrica dos consumidores do “Grupo B”, a parcela correspondente à energia elétrica com base na

tarifa de fornecimento, bem como a parcela correspondente aos encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, e o preço final, ou seja, o todo da operação será fato gerador do ICMS.

40. IMPOSTO SOBRE SERVIÇOS DE QUALQUER NATUREZA – ISSQN

40.1. INTRODUÇÃO

O ISS é imposto de competência municipal, conforme estabelecido no inciso III, do art. 156 da Constituição Federal, cujo dispositivo exige que a tributação recaia sobre serviços definidos em lei complementar, e só pode ser exigido na conformidade das leis expedidas pelo Município, cuja eficácia está limitada ao seu território. A exigência de lei complementar tem por objetivo prever expressamente quais os serviços que poderão ser tributados pelo ISS. Não quis o legislador constituinte limitar a competência dos Municípios, mas sim, que a lista de serviços a ser submetida à tributação do ISS fosse taxativa.

Para Guilherme Cezaroti,⁴⁶ a autonomia dos Municípios, previsto no art. 18 da Constituição Federal, não foi tolhida pela competência estabelecida pelo legislador constituinte, porque foi o constituinte originário que lhe concedeu esta competência.

Na verdade, o legislador constituinte consagrou aquilo que já era pacífico na doutrina e na jurisprudência, quanto ao entendimento de que a lista de serviços é taxativa, e não exemplificativa, não comportando interpretações extensivas ou por analogia. Em outras palavras, ou o serviço está mencionado na lista e é tributado pelo ISS, ou, se não estiver, sobre ele não pode ser exigido o imposto, em virtude de estar fora do campo de incidência do tributo. Na atual lista de serviços anexa à Lei Complementar nº 116/2003, o legislador foi extremamente detalhista, na qual inclui uma infinidade de serviços e seus congêneres, bem como inúmeros serviços que não constavam das listas anteriores, o que demonstra ser um contrassenso querer buscar uma interpretação analógica e extensiva, face à legislação tão detalhista e exaustiva.

A interpretação taxativa não pode e não deve servir para fraudar a lei, de forma a evitar que a simples mudança da nomenclatura de um serviço passe a determinar a incidência ou não do ISS. Sendo o serviço do mesmo gênero e em tudo se assemelha à hipótese descrita na lista, existe a possibilidade da tributação, pois na essência, é o mesmo serviço constante da lista, mas com outra nomenclatura.

⁴⁶Cezaroti, Guilherme – Instituto Pesquisa Tributária – IPT – ISS na Lei Complementar nº 116/2003 – Ed. Quartier Latin – SP – 2004.

Dessa forma, o Município ao expedir suas normas, está obrigado a observância da Constituição Federal e das Leis Complementares nela especificadas. Assim, em síntese, a exigência do ISS está disciplinada pelas seguintes normas, ao longo dos anos, observada a ordem hierárquica:

- Constituição Federal: art. 153, inciso III e parágrafo terceiro.
- Art. 41 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias.
- Decreto-Lei nº 406, de 31.12.1968 (arts. 8º, 10, 11 e 12 Revogados pela LC.116/2003).
- Lei Complementar nº 22, de 09.12.74 (Revogada pela LC nº 116/2003).
- Lei nº 7.192, de 05.06.1984 (Revogada pela LC nº 116/2003).
- Lei Complementar nº 56, de 15.12.1987 (Revogada pela LC 116/2003).
- Lei Complementar nº 100, de 22.12.1999 (Revogada pela LC nº 116/2003).
- Lei Complementar nº 116, de 31.07.2003.
- Leis do Município.

40.2. CONTRIBUINTE DO ISS

O contribuinte do ISS é o prestador do serviço, conforme disposto no art. 5º da Lei Complementar nº 116/2003. Portanto, é contribuinte qualquer pessoa física ou jurídica que preste os serviços especificados na lista anexa a Lei Complementar, independentemente da existência de estabelecimento fixo e de estar ou não inscrito como contribuinte do imposto no cadastro municipal. Entretanto a Lei Complementar nº 116/2003, autorizou que os Municípios e o Distrito Federal, por intermédio de lei, atribuam a responsabilidade do crédito tributário a terceira pessoa, conforme veremos no item a seguir.

40.3. SOLIDARIEDADE

A solidariedade decorre sempre da lei, e nesse sentido o art. 6º da Lei Complementar nº 116/2003, abaixo transcrito, prevê que os Municípios e o Distrito Federal, mediante lei, poderão atribuir de modo expresso a responsabilidade pelo crédito tributário a terceira pessoa, vinculada ao fato gerador da respectiva obrigação, excluindo a responsabilidade do contribuinte ou atribuindo-a a este em caráter supletivo do cumprimento total ou parcial da referida obrigação, inclusive no que se refere à multa e aos acréscimos legais.

Art. 6º. Os Municípios e o Distrito Federal, mediante lei, poderão atribuir de modo expresso a responsabilidade pelo crédito tributário a terceira pessoa, vinculada ao fato gerador da respectiva obrigação, excluindo a responsabilidade do contribuinte ou atribuindo-a a este em caráter supletivo do cumprimento total ou parcial da referida obrigação, inclusive no que se refere à multa e aos acréscimos legais.

§ 1º Os responsáveis a que se refere este artigo estão obrigados ao recolhimento integral do imposto devido, multa e acréscimos legais, independentemente de ter sido efetuada sua retenção na fonte.

*§ 2º Sem prejuízo do disposto no **caput** e no § 1º deste artigo, são responsáveis:*

I. O tomador ou intermediário de serviço proveniente do exterior do País ou cuja prestação se tenha iniciado no exterior do País;

II. A pessoa jurídica, ainda que imune ou isenta, tomadora ou intermediária dos serviços descritos nos subitens 3.05, 7.02, 7.04, 7.05, 7.09, 7.10, 7.12, 7.14, 7.15, 7.16, 7.17, 7.19, 11.02, 17.05 e 17.10 da lista anexa.

Na verdade, os Municípios e o Distrito Federal já vinham adotando essa postura, estabelecendo em suas legislações que as concessionárias de serviço público de energia elétrica seriam corresponsáveis pelo recolhimento do ISS, solidariamente com o prestador do serviço.

Considerando que as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica possuem em sua área de concessão vários municípios, algumas chegando a ter mais de duzentos municípios, é fundamental que a concessionária se estruture de forma que as retenções realizadas sejam recolhidas ao respectivo município, de acordo com cada tipo de serviço, já que para determinados serviços, o ISSQN deverá ser recolhido ao Município onde ocorreu a efetiva prestação de serviços.

40.4. FATO GERADOR

O ISS tem como fato gerador a prestação dos serviços especificados na lista anexa ao Decreto-Lei nº 406/1968, cuja redação foi alterada pela Lei Complementar nº 56/1987 e 116/2003. Portanto, a contrário senso, o imposto não pode ser exigido sobre outras prestações de serviços não especificadas expressamente na referida lista.

É importante observar que apesar do legislador constituinte eleger como fato gerador do ISS os serviços de qualquer natureza, o termo "serviço", isoladamente, não demonstra capacidade contributiva, bem como não é suficiente para

caracterizar o aspecto material da obrigação tributária, conforme definido pelo art. 114 do Código Tributário Nacional como “a situação definida em lei como necessária e suficiente à sua ocorrência”, é necessário também, que esteja definido na própria lei complementar como fato gerador.

Esse aspecto da incidência é extremamente importante para as empresas concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica, seja como tomadoras de serviços, seja como prestadoras de serviços. Afinal, além da observância quanto à solidariedade nos casos de retenção e recolhimento, deverá observar também, se o serviço a ser contratado está ou não especificado na lista, anexa a Lei Complementar nº 116/2003, pois não estando nela relacionado, deve o prestador do serviço incluir no preço o ISS. O mesmo procedimento deverá ser observado quando da prestação de serviços pela concessionária, pois de acordo com a lista de serviços, o ISS comporá ou não o preço do serviço a ser prestado.

Outro ponto relevante para as concessionárias de serviço público de energia elétrica foi a revogação do art. 11 do Decreto-Lei nº 406/1968, que previa a isenção do ISS na execução de obras hidráulicas ou de construção civil, e os respectivos serviços de engenharia consultiva, quando contratados com a União, Estados, Distrito Federal, Municípios, autarquias e empresas concessionárias de serviços públicos, o que encarecerá o custo destes serviços quando da sua contratação.

Importante também, foi a exclusão do item “Locação de bens móveis” quando da promulgação da Lei Complementar nº 116/2003, decorrente da Mensagem de Veto nº 362 do presidente da república, que constava da lista de serviços anexa ao Decreto-Lei nº 406/1968, com redação dada pela Lei Complementar nº 56/1987. No entanto, alertamos que permaneceram como fato gerador, na lista de serviço anexa a Lei Complementar nº 116/2003, diversos itens que não representam uma prestação de serviço, pois não existe a “obrigação de fazer”, mas sim a “obrigação de dar”, itens estes, que em nosso entendimento, irão gerar diversas discussões judiciais, como exemplo citamos:

- 1.05 – Licenciamento e a cessão do direito de uso de programa de computador.
- 3.04 – Locação, sublocação, arrendamento, direito de passagem ou permissão de uso, compartilhado ou não, de ferrovia, rodovia, postes, cabos, dutos e condutos de qualquer natureza.
- 3.05 – Cessão de andaimes, palcos, coberturas e outras estruturas de uso temporário.

No caso do item 1.05, a simples cessão do direito de uso, desacompanhado do suporte técnico previsto no item 1.07 – Suporte técnico em informática, inclusive instalação, configuração e manutenção de programas de computação e bancos

de dados, não representam nenhuma prestação de serviço. O mesmo ocorre nos itens 3.04 e 3.05, se for a simples permissão de uso compartilhado de postes, ou a cessão de andaimes, também não haveria que se falar em fato gerador do ISS. Embora travestida, verdade é que as “atividades” previstas nestes itens da lista de serviços anexa à Lei Complementar nº 116/2003, têm a mesma natureza da pretérita “locação de bens móveis” e, assim como essa, não deveria configurar como fato gerador do Imposto sobre Serviços.

40.5. BASE DE CÁLCULO

A base de cálculo do ISS é o preço do serviço. Esta é a regra geral. E significa que todos os valores pagãos ao prestador do serviço em contraprestação ao seu trabalho entram na base de cálculo do imposto.

Alguns Municípios, mas não todos, permitem a dedução da base de cálculo dos descontos concedidos incondicionalmente.

Especificamente em relação aos serviços constantes dos itens 7.02 e 7.05, da lista de serviços anexa à Lei Complementar nº 116/2003, o art. 7º, abaixo transcrito, estabelece que poderão ser deduzidos da base de cálculo do ISS o valor dos materiais fornecidos pelo prestador do serviço.

“Art. 7º. A base de cálculo do imposto é o preço do serviço.

§ 2º Não se incluem na base de cálculo do Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza:

I. O valor dos materiais fornecidos pelo prestador dos serviços previstos nos itens 7.02 e 7.05 da lista de serviços anexa a esta Lei Complementar.”

LISTA DE SERVIÇOS

“7.02 – Execução, por administração, empreitada ou subempreitada, de obras de construção civil, hidráulica ou elétrica e de outras obras semelhantes, inclusive sondagem, perfuração de poços, escavação, drenagem e irrigação, terraplanagem, pavimentação, concretagem e a instalação e montagem de produtos, peças e equipamentos (exceto o fornecimento de mercadorias produzidas pelo prestador de serviços fora do local da prestação dos serviços, que fica sujeito ao ICMS).

7.05 – Reparação, conservação e reforma de edifícios, estradas, pontes, portos e congêneres (exceto o fornecimento de mercadorias produzidas pelo prestador dos serviços, fora do local da prestação dos serviços, que fica sujeito ao ICMS.”

Alguns Municípios ignoram essa norma e tributam esses serviços pelo total do preço cobrado, sem qualquer dedução. Esse procedimento contraria a própria Lei Complementar nº 116/2003.

Já em relação ao valor das subempreitada, que compõem o preço final do prestador dos serviços, que já foram tributadas pelo imposto, e que, de acordo com o disposto no Decreto-Lei nº 406/1968, eram excluídos da base de cálculo, a Lei Complementar nº 116/2003 não trouxe no seu bojo, nenhuma previsão de exclusão da base de cálculo desses valores, o que com certeza irá onerar o custo final desses serviços.

40.6. ALÍQUOTA

A Constituição Federal, no seu art. 156, III, inciso I, prevê a definição das alíquotas máximas do ISS por meio de lei complementar. Até o advento da Lei Complementar nº 116/2003, não havia uma norma editada, assim os Municípios e o Distrito Federal estavam livres para fixar as alíquotas que desejassem.

Com a edição da Lei Complementar nº 116, essa lacuna deixou de existir, no seu art. 8º, inciso II, foi fixado a alíquota máxima de 5%.

40.7. LOCAL DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

Atenção especial deverá ser dada a essa questão, pois a Lei Complementar nº 116/2003, no seu art. 3º, definiu que o serviço considera-se prestado e o imposto devido no local do estabelecimento prestador ou, na falta do estabelecimento, no local do domicílio do prestador. E, como exceção a essa regra, estabeleceu nos incisos de I a XXII do art. 3, as hipóteses em que o imposto será devido ao município onde o serviço estiver sendo realizado, que corresponde aos itens relacionados na lista de serviços anexa à Lei Complementar nº 116/2003, apresentada ao final deste capítulo, sob os nºs 3.05, 7.02, 7.04, 7.05, 7.09, 7.10, 7.11, 7.12, 7.16, 7.17, 7.18, 7.19, 11.01, 11.02, 11.04, 12.01, 12.02, 12.03, 12.04, 12.05, 12.06, 12.07, 12.08, 12.09, 12.10, 12.11, 12.12, 12.14, 12.15, 12.16, 12.17, 16.01, 17.05 e 17.10. Como exemplo dessas exceções, destacamos:

- Local da execução, por administração, empreitada ou subempreitada, de obras de construção civil, hidráulica ou elétrica e de outras obras semelhantes, inclusive sondagem, perfuração de poços, escavação, drenagem e irrigação, terraplanagem, pavimentação, concretagem e a instalação e montagem de produtos, peças e equipamentos (exceto forne-

cimento de mercadorias produzidas pelo prestador de serviços fora do local da prestação dos serviços, que fica sujeito ao ICMS).

- Local do acompanhamento e fiscalização da execução de obras de engenharia, arquitetura e urbanismo.
- Local do estabelecimento tomador da mão-de-obra, ou na falta de estabelecimento, onde ele estiver domiciliado, no caso dos serviços de fornecimento de mão-de-obra, mesmo em caráter temporário, inclusive de empregados ou trabalhadores, avulsos ou temporários, contratados pelo prestador de serviço.
- No caso de locação, sublocação, arrendamento, direito de passagem ou permissão de uso, compartilhado ou não, de ferrovia, rodovia, postes, cabos, dutos e condutos de qualquer natureza, considera-se ocorrido o fato gerador e devido o imposto, em cada Município, em cujo território haja extensão de ferrovia, rodovia, postes, cabos, dutos e condutos de qualquer natureza, objetos de locação, sublocação, arrendamento, direito de passagem ou permissão de uso, compartilhado ou não.

Além das hipóteses de exclusão, acima citadas, também foi definido que o imposto será devido:

- a) No local do estabelecimento do tomador ou intermediário do serviço, no caso de serviço proveniente do exterior do País ou cuja prestação se tenha iniciado no exterior no País (art. 3º, inciso I).
- b) No local do porto, aeroporto, ferroporto, terminal rodoviário, ferroviário ou metroviário, no caso de serviços a eles pertinentes (art. 3º, inciso XXII).
- c) Em cada Município em cujo território haja extensão de ferrovia, rodovia, postes, cabos, dutos e condutos de qualquer natureza, objetos de locação, sublocação, arrendamento, direito de passagem ou permissão de uso compartilhado ou não (art. 3º, § 1º).
- d) Em cada Município em cujo território haja extensão de rodovias explorada, no caso de exploração de rodovia mediante cobrança de preço ou pedágio dos usuários, envolvendo execução de serviços de conservação, manutenção, melhoramentos para adequação de capacidade e segurança de trânsito, operação, monitoração, assistência aos usuários e outros serviços definidos em contratos, atos de concessão ou de permissão ou em normas oficiais (art. 3º, § 2º).

De acordo com o art. 4º da Lei Complementar nº 116/2003, considera-se estabelecimento prestador o local onde o contribuinte desenvolva a atividade de prestar serviços, de modo permanente ou temporário, e que configure unidade econômica ou profissional, sendo irrelevante para caracterizá-lo as denominações de sede, filial, agência, posto de atendimento, sucursal, escritório de representação ou contato ou quaisquer outras que venham a ser utilizadas.

No que se refere a regra geral da Lei Complementar, na qual o imposto é devido no local do estabelecimento prestador, Anderson⁴⁷ conclui que, se no local da prestação não houver elementos que caracterizem ali o estabelecimento prestador, conforme prescreve o art. 4º, então, ausente o estabelecimento, a regra válida será a do domicílio. O que significa que, o Município competente para exigir o tributo será aquele onde estiver localizado o domicílio do prestador, por definição do art. 3º.

40.8. ISS SOBRE A TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Conforme já vimos, os proprietários das instalações de transmissão e de distribuição, ao assinarem com os agentes do setor elétrico, os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), cujo objeto é a disponibilização aos agentes, das suas instalações de distribuição e transmissão, compostas pelas linhas de transmissão, subestações e redes de distribuição, não estão prestando nenhum serviço de transporte, mas sim, cedendo para o uso compartilhado, um bem público, necessário para que se concretize a operação comercial de fornecimento da energia elétrica, pois não há que se falar em fornecimento de energia elétrica sem a respectiva transmissão, já que ambos ocorrem simultaneamente, mas contratada de forma individual e autônoma, com relações jurídicas independentes, conforme já comentado neste capítulo quando abordamos a questão do ICMS nas atividades de transmissão e distribuição de energia elétrica. Além do mais, essas instalações estão vinculadas à concessão pertencente à União Federal, e como tal, são bens públicos destinados às operações com energia elétrica.

Não há que se falar em aluguel dessas instalações, pois o aluguel pressupõe a transmissão da posse, nos termos do inciso I, do art. 565 do Código Civil Brasileiro, o que não ocorre nesses contratos. Portanto, sob a égide do Decreto-Lei nº 406/1968, alterado pela Lei Complementar nº 56/1987, entendemos como absur-

⁴⁷Ferreira, Anderson Natel – Agente Fiscal de Rendas – SEFAZ Americana-SP – Artigo FiscoSoft – 2006/1218.

do qualquer tentativa de cobrança do ISS por parte de qualquer Município brasileiro e do Distrito Federal.

A Lei Complementar nº 116/2003 estabeleceu como fato gerador na lista de serviços, no item 3.04, a “Locação, sublocação, arrendamento, direito de passagem ou permissão de uso, compartilhado ou não, de ferrovia, rodovia, postes, cabos, dutos e condutos de qualquer natureza”. Essa mudança na legislação, a princípio, gerou alguma expectativa por parte dos Municípios e o Distrito Federal, no sentido de virem a exigir o ISS sobre o uso compartilhado do sistema de transmissão. No entanto, o CONFAZ, por meio do Convênio nº 117, de 10.12.2004, alterado pelo Convênio CONFAZ nº 059, de 01.07.2005, estabeleceu que as operações de transmissão e distribuição de energia elétrica, são operações com energia elétrica, e portanto, tributadas pelo ICMS, tendo como fato gerador os mesmos estabelecidos para a venda de energia elétrica. Esta definição do CONFAZ freou a vontade dos Municípios de cobrarem o ISS, e em parte, veio ao encontro do disposto na nossa Carta Magna, pois a transmissão de energia elétrica de fato pode ser entendida como operações relativas a energia elétrica, e de acordo com o § 3º, do art. 155 da Constituição Federal, exceto o ICMS, Imposto de importação e exportação, nenhum outro tributo poderá incidir sobre essas operações.

Ocorre que não há previsão de incidência do ICMS sobre a transmissão de energia elétrica, inclusive o art. 9º da Lei Complementar nº 87/1996, que trata da substituição tributária cita somente as empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica, portanto não há incidência do ISS por proibição constitucional, como não há incidência do ICMS por falta de dispositivo legal na Lei Complementar 87/1996.

40.9. ISS NA LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS

Com base no item nº 79 da lista de serviços anexa, a Lei Complementar nº 56/1987, a legislação do ISS dos Municípios e do Distrito Federal, previa como fato gerador do ISS a “Locação de Bens Móveis”. Esse mesmo dispositivo estava previsto para constar da Lei Complementar nº 116/2003, tendo o Presidente da República vetado o item 3.01 – Locação de bens móveis da lista de serviços, acatando o entendimento do STF, que declarou a inconstitucionalidade dessa cobrança em virtude de não existir a prestação de serviços, conforme previsto na Mensagem de Veto nº 362.

É importante ressaltar que na locação de bens móveis, a obrigação existente é a de “dar”, entregar um bem para terceiro, diferentemente da prestação de serviço que se caracteriza pela obrigação de “fazer” um serviço para satisfação de um terceiro. O próprio Código Civil fez esta distinção, ao segregar estes dois institu-

tos, tratando a locação no art. 565, e a prestação de serviços no art. 593 e seguintes. E neste sentido, vale a pena citar o art. 110 do CTN que estabelece o seguinte:

“A lei tributária não pode alterar a definição, o conteúdo e o alcance de institutos, conceitos e formas de direito privado, utilizados, expressa ou implicitamente, pela Constituição Federal, pelas Constituições dos Estados ou pelas Leis Orgânicas do Distrito Federal ou dos Municípios, para definir ou limitar competências tributárias”.

Assim sendo, é defeso à legislação infraconstitucional alterar preceitos de direito privado, constitucionalmente previstos, a fim de estabelecer competência tributária dos entes federados. Pois, possibilitar à legislação tributária ampliar os conceitos utilizados na Constituição Federal e já consagrados no direito privado, seria permitir ampliação de competência por lei infraconstitucional, o que não se coaduna com o sistema vigente.

40.10. ISS SOBRE O USO MÚTUO DE POSTES

Quanto ao uso mútuo dos postes, regulamentado pela Resolução Conjunta ANATEL/ANP/ANEEL nº 01/1999, cuja receita os concessionários vem contabilizando indevidamente como receita de aluguel, é importante esclarecer que não se trata de aluguel, pois de acordo com o Código Civil, para ser caracterizado como aluguel deve ocorrer a transferência da posse, o que não ocorre nesta operação, conforme consta dos contratos de uso mútuo de postes. Dessa forma, entendemos que esta receita deveria ser contabilizada como outros serviços.

A Lei Complementar nº 116/2003 estabeleceu como fato gerador na lista de serviços, no item 3.04, a “Locação, sublocação, arrendamento, direito de passagem ou permissão de uso, compartilhado ou não, de ferrovia, rodovia, postes, cabos, dutos e condutos de qualquer natureza”. Entendemos, a exemplo da locação de bens móveis, ser inconstitucional a cobrança do ISS sobre a cessão de uso de postes das concessionárias de serviço público de energia elétrica, pelas mesmas razões já comentadas no item anterior, que trata sobre a locação de bens móveis, pois, assim como a locação de bens móveis, o direito de passagem ou permissão de uso, compartilhado ou não, de postes, cabos dutos e condutos de qualquer natureza não podem e não devem ser caracterizados como “serviços”.

Aires F. Barreto,⁴⁸ comenta: *“locação não configura serviço. Não há atividade humana: não há esforço físico, nem intelectual, para outrem. Não se vislumbra aí o mínimo do conceito de serviço, nenhum dos caracteres de obrigação de fazer. Há, isto sim, a utilização – sem atividade, sem esforço do dono – de um capital,*

⁴⁸ ISS na Constituição e na Lei: Ed. Dialética – São Paulo – 2003.

para produzir rendimento, proveito financeiro. Nítida obrigação de dar, incompatível com o ISS”.

Assim sendo, cabe às concessionárias de serviço público de telecomunicação (telefonia fixa) e às empresas de TVs a Cabo, buscar a tutela judicial, de forma que não venha a ter o ISS cobrado pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, caso contrário, a receita decorrente dos contratos de uso compartilhado dos postes, que normalmente são assinados com estas empresas, estarão sujeitas a incidência do ISS.

O § 1º, do art. 7º, da Lei Complementar nº 116/2003, definiu que quando os serviços descritos no subitem 3.04 da lista forem prestados no território de mais de um Município, a base de cálculo será proporcional, conforme o caso, à extensão da ferrovia, rodovia, dutos e condutos de qualquer natureza, cabos de qualquer natureza, ou ao número de postes, existentes em cada Município. Assim sendo, as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, deverão estar atentas, de forma que o ISS seja recolhido aos respectivos Municípios, por onde estão localizados os postes que tem seu uso compartilhado.

40.11. ISS SOBRE DEMAIS SERVIÇOS PRESTADOS

Em geral, cada Município dispõe em sua legislação algumas hipóteses de incidência, bem como de isenção do ISS. Assim, as concessionárias deverão examinar atentamente as legislações dos Municípios de sua área de concessão, para identificar as hipóteses de incidência e de isenção, bem como constatar a existência de cobranças em desacordo com a Lei Complementar nº 116/2003, atentando que com essa nova legislação, os Municípios e o Distrito Federal deverão estabelecer uma nova lei municipal.

As concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica cobram dos consumidores pela prestação de diversos serviços, dentre eles os “serviços taxados”, previstos nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, estabelecido na Resolução nº 456, de 29.11.2000, que são:

- Vistoria de unidade consumidora.
- Aferição de medidor.
- Verificação de nível de tensão.
- Religação normal.
- Religação de urgência.
- Emissão de Segunda via de fatura.

O Ministério de Minas e Energia, por meio de sua Consultoria Jurídica, emitiu o documento CONJUR/MME nº 422 de 10.12.1992, em resposta a uma consulta formulada por determinada concessionária, onde conclui pela não incidência do ISS, em função desses serviços não constarem da lista, citando que:

“Não se pode deixar de conceber a LISTA de Serviços, baixada por lei complementar, como taxativa por imperativo de ordem constitucional (Emenda Constitucional nº 1, de 1969, art. 24 nº II; Decreto-Lei nº 406, de 1968, art. 8º; Decreto-Lei nº 834, de 1969, art. 3º, alteração III, Lei complementar nº 56, de 1987 e a própria Constituição Federal, de 1988, arts. 150, e inciso I, 156, inciso IV, e o Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, art. 34 caput, §§ 3º, 4º e 5º) e, assim sendo, só os serviços nela inseridos ou listados é que podem ser tributados pelo ISS, atualmente.”

Spencer, advogado, atuante no setor elétrico há vários anos, em resposta a uma consulta sobre ISS⁴⁹, onde a consulente apresentou uma lista que constava os serviços que normalmente são executados pela concessionária ou permissionária do serviço público de energia elétrica, assinalou aqueles que estariam sujeitos a incidência do ISS, enquadrando os mesmos na lista de serviços, e que corresponderia a uma hipótese de incidência do ISS, sob a égide da Lei Complementar nº 56/1987, apresentada a seguir, com a inclusão dos novos códigos dos serviços constantes da nova lista de serviços anexa à Lei Complementar nº 116/2003, sendo que alguns dos serviços, que antes não eram fato gerador do ISS passaram a ser tributado com a Lei Complementar nº 116/2003:

40.12. LISTA DOS SERVIÇOS PRESTADOS A TERCEIROS, POR CONCESSIONÁRIOS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

SERVIÇOS PRESTADOS	LISTA DE SERVIÇOS LC 56/87	LISTA DE SERVIÇOS LC 116/2003
Ligação de novos consumidores	NCL ⁵⁰	NCL ⁵¹
Ligação provisória e festiva	NCL	NCL
Religação normal	NCL	NCL
Religação de urgência	NCL	NCL
Emissão de segunda via de conta	NCL	NCL
Emissão de reaviso de vencimento	NCL	NCL
Remoção de postes	32	7.02
Realocação de postes	32	7.02

⁴⁹Parecer emitido para a ABRACONEE – Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica – 1996 – Filho, Spencer Daltro de Miranda.

⁵⁰Não consta da lista de serviços anexa à Lei Complementar nº 56/1987.

⁵¹Não consta da lista de serviços anexa à Lei Complementar nº 116/2003.

SERVIÇOS PRESTADOS	LISTA DE SERVIÇOS LC 56/87	LISTA DE SERVIÇOS LC 116/2003
Cortes de cabos ou levantamento de linhas para passagem de veículos de carga alta	NCL	NCL
Carga e descarga de equipamentos com utilização de equipamentos Munck	56	11.04
Manutenção de linhas de transmissão e redes particulares	32	14.01
Troca de disjuntores nos quadros de entrada (exceto material)	74	14.06
Troca de cartuchos e/ou elo fusível posto de transformação particular (exceto material)	74	14.06
Inspeções técnicas de materiais e equipamentos	22	17.01
Consultoria técnica em obras e instalações particulares	22	17.01
Elaboração de projetos de redes, linhas, subestações e sistemas.	30	7.03
Aferição de medidores a pedido do Consumidor	22	17.01
Instalação ou retirada a pedido do consumidor, de aparelhos, máquinas e equipamentos.	74	14.06
Desligamento temporário a pedido do consumidor	NCL	NCL
Manutenção e ampliação da rede de iluminação pública por meio de convênios firmados com prefeituras (exceto material)	32	7.02
Taxa de administração de convênios com prefeituras e outros órgãos (CIP, ECT)	95	17.22
Serviços de processamento de dados	24	1.03
Cessão a terceiros do direito de uso de sistemas desenvolvidos pelo concessionário	NCL	1.05
Concerto, reparação, manutenção e conservação de máquinas e equipamentos	69	14.01
Assessoria e consultoria técnica (informática etc.)	22	1.06
Uso dos postes da rede de energia por Cia. Telefônica, TV a cabo	NCL	3.04
Aluguel ou empréstimo de equipamento	79	NCL
Cópias ou regeneração de plantas ou documentos, quando o original for fornecido pelo cliente	76	13.04
Veiculação de propaganda em contas de energia elétrica	86	17.06
Cessão de empregados a empresas, órgãos públicos e autarquias	NCL	17.05
Treinamento e reciclagem de empregados de outras empresas	40	8.02
Serviços gráficos a usuário final	77	13.05
Cessão do cadastro de consumidores da empresa para mala direta	NCL	NCL
Verificação de nível de tensão, a pedido do consumidor	NCL	17.09

CAPÍTULO IV

CONSÓRCIO

41. CONSÓRCIO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

41.1. INTRODUÇÃO

Os consórcios no setor elétrico são constituídos para participar de licitações públicas, nos termos da Lei nº 8.987, de 13.02.1995, que posteriormente se constitui em uma sociedade de propósito específico para receber a outorga da concessão, ou são constituídos por pessoas jurídicas que detenham uma concessão ou uma autorização de uso do bem público compartilhada entre si. Como regra, esses consórcios não se confundem com aqueles constituídos por empresas de engenharia com a finalidade de prestar serviços de construção de determinado empreendimento de grande vulto, pois, na verdade, a sua finalidade é a de explorar o uso do bem público previsto no contrato de concessão ou na autorização outorgada ou concedida aos seus consorciados. Tanto é que a construção do empreendimento é contratado junto a empresas construtoras constituídas ou não na modalidade de consórcio.

Assim, abordaremos neste capítulo os aspectos regulamentares, contábeis, tributários e trabalhistas da figura do consórcio operacional, que tem por objetivo a exploração do uso do bem público para a geração de energia elétrica, trazendo o conhecimento adquirido por meio de estudos e pesquisas para o desenvolvimento de vários trabalhos realizados nesse segmento, agregando entendimentos manifestados por meio de decisões de consulta emitidas pela Secretaria da Receita Federal, bem como das últimas normatizações emanadas do Conselho Federal de Contabilidade – CFC por meio da Resolução CFC nº 1.053, de 07.10.2005, que aprovou a NBC T 10.20, e da Secretaria da Receita Federal por meio da Instrução Normativa nº 834, de 26.03.2008. O consórcio tem sido utilizado em vários projetos de outorga de concessão em regime de produção independente e/ou auto-produção, inclusive por autorizados pela Aneel.

41.2. ASPECTOS LEGAIS

Os consórcios são constituídos por companhias e quaisquer outras sociedades, sob o mesmo controle ou não, para consecução de empreendimentos que normalmente ultrapassam a capacidade empresarial de cada sociedade isoladamente. O consórcio é constituído por prazo determinado e visa sempre os benefícios individuais de cada sociedade consorciada.

Dispõe a lei das sociedades anônimas, no § 1º, do Art. 278, que, o consórcio não tem personalidade jurídica e as consorciadas somente se obrigam nas condições

previstas no respectivo contrato de formação do mesmo, respondendo cada uma por suas obrigações, sem presunção de solidariedade, a não ser que o “contrato de constituição do consórcio” disponha diferentemente, tanto é, que a falência de uma das consorciadas não se estende às demais, subsistindo o consórcio com as outras contratantes, sendo que os créditos que porventura a falida tiver direito serão apurados e pagos na forma prevista no contrato de consórcio (§ 2º, art. 278, lei 6.404/76).

Apesar de ser uma sociedade sem personalidade jurídica, o consórcio terá o seu contrato e suas alterações arquivadas no Registro do Comércio do lugar da sua sede, conforme disposto na Instrução Normativa DNRC nº 74, de 28.12.1998, que dispõe sobre os atos de constituição e extinção dos consórcios, bem como deverá se inscrever no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) conforme estabelece o art. 11 da Instrução Normativa nº 568, de 08.09.2005. É mister que as prestações de cada consorciada sejam nitidamente definidas no contrato, pois ele norteará todos os passos até a consecução de seus objetivos. Na elaboração do contrato de consórcio, constarão obrigatoriamente as exigências dispostas no art. 279 da Lei nº 6.404/76, que são:

- a) A designação do consórcio, se houver.
- b) O empreendimento que constitua o objeto do consórcio.
- c) A duração, endereço e foro.
- d) A definição das obrigações e responsabilidades de cada sociedade consorciada, e das prestações específicas.
- e) Normas sobre recebimento de receitas e partilha de resultados.
- f) Normas sobre administração do consórcio, contabilização, representação das sociedades consorciadas e taxa de administração, se houver.
- g) Forma de deliberação sobre assuntos de interesse comum, com o número de votos que cabe a cada consorciado.
- h) Contribuição de cada consorciado para as despesas comuns se houver.

É também fundamental que o contrato de consórcio estabeleça, para fins de representação junto à Aneel, a indicação de qual consorciado será a empresa líder, bem como qual será o regime de utilização dos bens, e a forma com que se dará o cálculo e o rateio da depreciação desses bens, de forma a se evitar questões divergentes futuras. Enfim, deve-se elaborar o contrato procurando prever as questões operacionais, administrativas e financeiras, já que a lei não regula expressamente a relação entre as consorciadas.

Para Modesto Carvalhosa, *“O consórcio constitui um contrato associativo, sem personalidade jurídica. Tem, porém, personalidade judicial e negocial, que se expressa pela existência de uma representação e de uma administração, com capacidade negocial e processual ativa e passiva (art. 279). A representação decorre de mandato das sociedades consorciadas. Esse mandato poderá ser outorgado a uma das empresas consorciadas, como de resto é comum nos consórcios de participação em concorrências públicas (instrumentais). Ademais, o contrato associativo permite a criação de um fundo consorcial, visando a implementar os objetivos do consórcio e a responder pelas suas atividades.”*¹ Essa referência ao art. 279 é da Lei nº 6.404/1976.

Na classificação de Carvalhosa, o consórcio poderá ser operacional ou instrumental, sendo que o consórcio operacional terá por objetivo a congregação de empresas para o exercício de atividade empresarial específica a ser desenvolvida no âmbito das sociedades consorciadas. Já a constituição do consórcio instrumental tem por objetivo a habilitação de suas consorciadas, e com a soma de seus recursos e aptidões, participarem de concorrências públicas ou contratarem com terceiros serviços e obras.

No caso específico do setor elétrico temos a utilização tanto do consórcio instrumental como o operacional. O consórcio instrumental é muito utilizado para participação em leilões de concessão de serviço público de transmissão e de geração, que se sagrando vencedor, seus consorciados constituem uma sociedade de propósito específico. Já o consórcio operacional também é utilizado com a finalidade de explorar o uso do bem público outorgado.

Na prática o que temos visto são consórcios com essas duas características simultaneamente previstas nos contratos de consórcio, mais especificamente nos casos em que temos a outorga de concessão compartilhada para mais de uma pessoa jurídica. Nesse caso, durante a primeira fase, que abrange a construção do empreendimento, temos um consórcio instrumental, pois a finalidade é justamente se habilitarem a ter condições financeiras para contratarem a construção do empreendimento e à aquisição dos equipamentos. Numa segunda fase, com o empreendimento em operação, o consórcio passa a ser operacional, pois esse mesmo consórcio passa a operar o empreendimento.

Ensina-nos ainda Carvalhosa que: *“O consórcio constitui uma sociedade de segundo grau. Embora não tenha personalidade jurídica, é não obstante, titular de obrigações e de direitos, tendo capacidade processual, à semelhança das demais sociedades sem personalidade jurídica de que trata o nosso Código Civil de 2002 (sociedade em conta de participação). Também se assemelha o consórcio*

¹Carvalhosa, Modesto – *Comentários à Lei de Sociedades Anônimas* – 2ª ed. – São Paulo: Saraiva, 2003. v.4,t.II.

às universalidades, que se revestem de patrimônio próprio em sentido instrumental, como a massa falida, o espólio, o condomínio que também, têm legitimidade processual. E, como referido, reveste o consórcio o caráter de comunhão de interesses, a quem a lei também atribui personalidade de segundo grau, como é o caso da comunhão de debenturistas com capacidade processual (art. 68 a 71)”.

Nesse entendimento, e sempre suportado pelo contrato de consórcio, onde estará explicitado o mandato e a autonomia da direção do consórcio, é que os mesmos vêm se inscrevendo no cadastro do ICMS, com a finalidade de realizar em seu próprio nome as aquisições de diversos bens, inclusive com a contratação da construção do empreendimento por meio dos contratos de **turn-key**.

Para fins de tributação federal, os Consórcios que pagarem ou auferirem rendimentos sujeitos à retenção na fonte, estão obrigados a se inscreverem no CNPJ – Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (IN 105/84, art. 215 do RIR/1999). A obrigatoriedade do CNPJ é meramente para fins de informação do imposto de renda retido na fonte, já que o “consórcio” no Brasil não tem o seu resultado tributado, o mesmo é partilhado para as consorciadas e nelas tributado.

41.3. ASPECTOS REGULAMENTARES

Dispõe o art. 2º da Lei nº 8.987, de 13.02.1995, que poderá haver a delegação por parte do poder concedente, de concessão de serviço público e de concessão de serviço público precedida da execução de obra pública, a consórcio de empresas que demonstre capacidade para a sua realização.

Foi autorizado, nos termos do art. 18 da Lei nº 9.074/1995, a constituição de consórcios, com o objetivo de geração de energia elétrica para fins de serviço público, para uso exclusivo dos consorciados, para produção independente ou para essas atividades associadas, desde que conservado o regime legal próprio de cada uma dessas atividades.

No edital de licitação, preparado pelo órgão regulador, quando permitido a participação de empresas em consórcio, e sendo as mesmas vencedoras do certame, ficará obrigada a promover, antes da celebração do contrato, a constituição e registro do consórcio, nos termos do compromisso de constituição do consórcio, exigido pelo art. 19 da Lei nº 8.987/1995. É facultado ao poder concedente, desde que previsto no edital, no interesse do serviço a ser concedido, determinar que o licitante vencedor, no caso de consórcio, se constitua em empresa antes da celebração do contrato, conforme art. 20 desse mesmo diploma legal.

A empresa líder do consórcio é a responsável pela administração do consórcio perante o poder concedente e junto à Agência Nacional de Energia Elétrica –

ANEEL, pelo cumprimento do contrato de concessão, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas, devendo cumprir todas as exigências, compromissos e obrigações estabelecidas e assumidas no ato de outorga, bem como das demais normas regulatórias gerais e específicas.

O contrato de concessão não será assinado com o consórcio, mas sim com as empresas consorciadas, com as quais a concessão será compartilhada. O órgão regulador deveria estabelecer cláusulas péticas, que constaria dos contratos de constituição do consórcio, tais como, o regime de uso dos bens em condomínio, controle dos bens, depreciação no consórcio, etc.

Uma das obrigações exigida por meio da Resolução Aneel nº 444/2001 é a de que os Produtores Independentes, com concessão de exploração de potenciais Hidráulicos, e aplicável também aos consórcios por eles constituídos, é o “controle patrimonial”, já que todos os bens sujeitos à reversão devem ter seu controle patrimonial. Outra exigência constante dessa mesma resolução é a aplicação das taxas de depreciação fixadas pela Aneel.

O controle patrimonial permite manter organizado o cadastro da propriedade em função do serviço concedido, em conformidade com as instruções para contabilização e controle do ativo imobilizado, estabelecidos na Portaria DNAEE nº 815, de 30.11.1994, com as alterações introduzidas pela Resolução Aneel nº 15, de 24.12.1997.

O cadastramento é controlado por UC – Unidade de Cadastro e UAR – Unidade de Adição e Retirada. A legislação aqui citada estabelece exatamente, por tipo de bem, qual é considerado Unidade de Cadastro – UC e qual é Unidade de Adição e Retirada – UAR, bem como estabelece o que é o Componente Menor – COM, que quando aplicado isoladamente não é ativado. Define-se por:

- **Unidade de Cadastro:** a parcela do acervo em função do serviço público de energia elétrica que deve ser registrada individualmente no cadastro da propriedade de acordo com as instruções respectivas.
- **Unidade de Adição e Retirada:** a parcela, ou o todo de uma Unidade de Cadastro, que, adicionada, retirada ou substituída deve ser refletida nos registros contábeis do “Ativo Imobilizado” do Concessionário.
- **Componente Menor:** corresponde a parcela de uma Unidade de Adição e Retirada, que, quando adicionada, retirada ou substituída, não deve refletir nos registros contábeis do Ativo Imobilizado do Concessionário. Entretanto, ocorrendo a adição em conjunto com a Unidade de Adição e Retirada, de Componente Menor, este deve integrar o custo da mesma.

Os gastos que implicarem alteração das especificações técnicas da Unidade de Cadastro e/ou Unidade de Adição e Retirada, serão objeto de incorporação à UC/UAR, devendo os mesmos ser contabilizados como ativo imobilizado.

41.4. ASPECTOS CONTÁBEIS

Quando da primeira edição deste livro, em 2003, não havia sido editado nenhuma norma oficial sobre os aspectos contábeis aplicáveis aos consórcios de empresas. Somente em 01 de janeiro de 2006, o Conselho Federal de Contabilidade – CFC, por meio da Resolução CFC nº 1.053/2006, aprovou a Norma Brasileira de Contabilidade – NBC T 10.20 – Consórcio de Empresas, trazendo maiores esclarecimentos sobre o assunto. O Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica instituído pela Resolução Aneel nº 444, de 26.10.2001, refere-se a consórcio segregando-os pela forma de controle dos bens, ou seja, empreendimento cujos ativos são de propriedade individualizada e empreendimento cujos ativos são de propriedade compartilhada. Já a Instrução Normativa nº 834/2008, da Receita Federal do Brasil, no § 2º, do art. 3º estabeleceu que o consórcio deverá manter registro contábil das operações em livro diário próprio, devidamente registrado na Junta Comercial.

Entendemos que no caso de consórcio constituído para explorar o uso do bem público, temos um só patrimônio representado pela usina, constituído por diversos bens de afetação específica, pertencente aos consorciados. Assim, temos um empreendimento de propriedade compartilhada, pois, individualmente ou de forma parcelada, os bens não têm capacidade de geração de receita, bem como de atingir aos objetivos do consórcio, somente o conjunto de todos os bens têm essa capacidade.

Assim, entendemos que nos empreendimentos em parceria, cujos bens são de uso comum, com propriedade compartilhada, esses bens devem ter o seu valor global registrado contabilmente no imobilizado do consórcio, sendo que o controle da propriedade dos bens vinculados à concessão ou à autorização será de responsabilidade da concessionária ou autorizada participante do empreendimento, definida como empresa líder do consórcio.

Os ativos das consorciadas, aplicado no consórcio, não serão vertidos para o mesmo, pois os bens vinculados à concessão ou autorização de serviço público devem ser de propriedade dos detentores da concessão ou autorização em virtude do processo de reversão. O consórcio não detém a concessão e nem autorização, quem detém são seus consorciados.

Cada consorciado tem o direito a sua quota-parte de toda as instalações que compõem a usina hidroelétrica. Enquanto durar o consórcio, e a princípio durará pelo prazo previsto na concessão ou autorização outorgada pelo poder concedente.

No caso de consórcio constituído para a exploração do uso do bem público, cujos bens são vinculados à concessão e sujeitos à reversão para a União Federal, o empreendimento é indivisível. Nenhum dos consorciados poderá exercer direitos sobre os bens que formam o empreendimento do consórcio. No entanto, os consorciados podem dispor da sua quota-parte, alienando a terceiros, de acordo com as normas estabelecidas pela Aneel e pelo próprio contrato de constituição do consórcio, devendo ser observado as disposições regulatórias quanto à exigência de anuência da Aneel.

Na verdade temos um patrimônio autônomo que nenhum dos consorciados poderá retirar parte dessas instalações, Pontes de Miranda ensina que:

“O patrimônio é autônomo, porque se destina a determinado fim, que estabelece a mesmidade de sorte dos consorciados. Mas, para isso, é preciso que o consórcio seja externo, com a necessária eficácia contra terceiros. Tal situação jurídica pode existir mesmo se a estruturação do consórcio não é societária.”²

Assim, contabilmente, as consorciadas deverão ter contas contábeis analíticas dentro do subgrupo imobilizado em curso, específica para receber todos os registros contábeis inerentes à participação no consórcio durante o período de construção. Da mesma forma no imobilizado em serviço, para receber a transferência do custo da obra concluída custeada no imobilizado em curso.

O consórcio não é dotado de personalidade jurídica, por isso utiliza bens e recursos dos consorciados e age segundo direitos e obrigações constituídas no seu contrato de constituição, daí a importância desse contrato prever como serão realizados os aportes financeiros, o tratamento a ser dado quando da aquisição de bens pelos consorciados ou pelo próprio consórcio, o regime de utilização desses bens.

É recomendável que além do disposto no contrato de constituição do consórcio no que se refere ao regime de uso dos bens, também seja feito um contrato que ampare e defina a propriedade compartilhada dos bens entre os consorciados, pois ao final da construção do empreendimento teremos uma usina instalada, composta por bens móveis e imóveis, e no caso de imóveis, deve-se fazer a averbação do compartilhamento da propriedade.

²Pontes de Miranda – *Tratado de Direito Privado* – Volume LI – 1ª ed. 1965 – Ed.RT.

Os aportes financeiros em pecúnia ou bens, realizados pelos consorciados, até o limite de suas participações, devem ser reconhecidos no consórcio por meio de registro contábil em contas do ativo que lhes derem origem, por exemplo, caixa, banco, terrenos, máquinas, equipamentos, tendo como contrapartida conta do passivo, individualizada por consorciado, já que pela Resolução CFC nº 1.053/2006 não existe a figura do patrimônio líquido no consórcio. Assim, esse passivo representará as obrigações do consórcio junto às suas consorciadas, podendo ser intitulada de “participação das consorciadas”.

Já as consorciadas reconhecerão esses aportes financeiros, em pecúnia ou bens, em conta específica do ativo imobilizado em curso, intitulado de “Adiantamento – Consórcio”, se em pecúnia, até que o consórcio comunique a sua aplicação na obra, e/ou “Participação em Consórcio”, quando em bens, até o limite de sua participação, pois o excedente deve ser tratado como contas a receber dos demais consorciados.

Em contrato de consórcio cujos bens são de uso comum, em propriedade compartilhada, o aporte em bens do próprio consorciado poderá representar uma mera transferência entre contas contábeis, por exemplo, um consorciado que faz aporte com um terreno, transfere contabilmente o terreno para a conta do ativo imobilizado em curso intitulado, “Participação em Consórcio”, devendo haver o respectivo contrato de compartilhamento da propriedade, acima comentado, para fins de averbação no cartório de registro de imóveis. Assim o consorciado deixa de ser possuidor de 100% do terreno, passando a ter uma quota-parte sobre todos os bens do consórcio. Essa operação poderá gerar ganhos tributáveis caso nessa negociação o terreno tenha entrado por um valor superior ao seu valor escritural.

Portanto, haverá situação de aporte em bens que poderá gerar ganho tributado na consorciada. Isso ocorrerá quando o aporte de determinado consorciado for pelo valor superior àquele que ele possui nos seus registros contábeis, de acordo com laudo de avaliação e desde que haja a concordância dos demais consorciados.

Nesse sentido, a Decisão de Consulta de nº 231/02, da 9ª Região Fiscal, ao tratar do assunto, confirma nosso entendimento quanto à apuração do ganho. A Decisão entendeu que: “A receita auferida pela consorciada, decorrente da venda de bens ao consórcio, deverá compor a base de cálculo do IRPJ”.

Todos os bens constantes do ativo do consórcio pertencem aos consorciados, e nessa linha de entendimento, essa mesma Decisão, entendeu que: “Os bens adquiridos pelo consórcio compõem o ativo da consorciada, proporcionalmente à sua participação”.

Enquanto a obra estiver em construção as consorciadas terão os aportes financeiros registrados em uma conta contábil, no ativo imobilizado em curso (construção) intitulada "Participação em Consórcio". Somente ao final da obra, quando no consórcio tiver concluído o empreendimento, realizado o inventário físico para fins de cadastramento, é que as consorciadas terão condições de fazer a transferência do saldo do imobilizado em curso para o imobilizado em serviço linha a linha. Para tanto, o consórcio deverá informar aos seus consorciados qual é o percentual que cada conta do ativo imobilizado em serviço, por natureza dos bens, representa em relação ao ativo imobilizado em serviço total.

De posse desses percentuais, os consorciados farão a transferência do saldo da conta constante do imobilizado em curso para a conta do imobilizado em serviço, desmembrando linha a linha, por natureza dos bens, destacando quanto corresponde ao terreno, obras civis, equipamentos, veículos etc. Assim sendo, não haverá registro contábil em conta de investimento nas consorciadas, mas sim o registro contábil dos bens em conta de Ativo Imobilizado em serviço, linha a linha, de forma a permitir o registro da depreciação de acordo com cada bem. A rigor, o somatório dos ativos de cada consorciado deverá ser igual ao ativo imobilizado do consórcio.

O Manual de Contabilidade das Concessionárias de Serviço Público de Energia Elétrica orienta para que se contabilize essa participação em consórcio na conta contábil 131.06.9.1.08 – Quota Parte – Participação em consórcio, no subgrupo de investimentos não vinculados ao serviço concedido. Essa orientação está equivocada, pois essa participação em consórcio para construção de usina hidráulica não é investimento, trata-se de um imobilizado cuja propriedade está compartilhada, geradora de receita da atividade principal da concessionária, decorrente da comercialização dessa energia gerada aos seus consumidores. A Aneel deverá estar ajustando essa orientação no sentido de que seja contabilizado no ativo imobilizado.

Assim, dispôs a Lei das Sociedades Anônimas, no seu art. 179, itens III e IV, ao conceituar como contas a serem classificadas como investimento e ativo imobilizado, respectivamente:

"III. Em investimentos: as participações permanentes em outras sociedades e os direitos de qualquer natureza, não classificáveis no ativo circulante, e que não se destinem à manutenção da atividade da companhia ou da empresa."

"IV. No ativo imobilizado: os direitos que tenham por objeto bens destinados à manutenção das atividades da companhia e da empresa, ou exercidos com essa finalidade, inclusive os de propriedade industrial ou comercial."

Outro aspecto a ser considerado, é o equívoco de querer tratar essa propriedade como “não vinculados ao serviço concedido”, os bens do consórcio de uma usina hidráulica são vinculados à concessão, e são sujeitos a Reversão para a União Federal, nos termos do art. 20 do Decreto 2.003/1997.

É importante lembrar que os Produtores independentes não estão sujeitos a adotar os procedimentos do manual de contabilidade do serviço público de energia elétrica, exceto quanto a questão das taxas de depreciação e controle da propriedade.

O manual de contabilidade do serviço público de energia elétrica dispõe que, nos empreendimentos em que os ativos são de propriedade compartilhada, a respectiva depreciação, assim como todos os gastos e despesas incorridos, receitas auferidas, e os direitos e obrigações, será determinada da mesma forma, ou seja, com base nas informações elaboradas pelo líder do consórcio, mediante aplicação da parcela correspondente à sua participação no empreendimento. Nesse ponto estamos de acordo com esse entendimento, pois estando os bens registrados no consórcio, nele será procedido o cálculo e o registro da depreciação. Essa depreciação, após o registro contábil padrão, ou seja, a débito do resultado em contrapartida com o ativo imobilizado em serviço, será rateado proporcionalmente à participação dos consorciados, e será registrado contabilmente a débito das obrigações com os consorciados (Passivo) a crédito do resultado, não compondo portanto, o rateio normal das demais despesas que serão recebidas de cada consorciado, por se tratar de uma despesa econômica.

A consorciada por sua vez, registrará contabilmente a despesa de depreciação informada pelo consórcio a débito do resultado tendo como contrapartida as contas do imobilizado em serviço. Assim, a soma do saldo do imobilizado em serviço líquido de todos os consorciados corresponderá ao saldo total que o consórcio tem como passivo junto aos seus consorciados, bem como corresponderá ao saldo total do seu imobilizado.

O Consórcio deverá calcular a depreciação com base nas taxas fixadas na Resolução Aneel nº 02/1997 e Resolução Aneel nº 44/1999, e informará os respectivos valores aos consorciados.

Sobre a depreciação, a legislação tributária dispõe que a mesma será deduzida pelo contribuinte que suporte o encargo econômico do desgaste ou obsolescência, de acordo com as condições de propriedade, posse ou uso do bem, a partir da época em que o bem é instalado, posto em serviço ou em condições de produzir, conforme § 1º, do art. 305 do RIR/1999, *in verbis*:

“Art. 305. Poderá ser computada, como custo ou encargo, em cada período de apuração, a importância correspondente à diminuição do valor dos bens do ativo resultante do desgaste pelo uso, ação da natureza e obsolescência normal (Lei n. 4.506, de 1964, art.57)”.

§ 1º A depreciação será deduzida pelo contribuinte que suportar o encargo econômico do desgaste ou obsolescência, de acordo com as condições de propriedade, posse ou uso do bem (Lei nº 4.506, de 1964, art.57, § 7º).“(grifo nosso)”.

O bem a ser depreciado é a usina hidroelétrica como um todo, que se encontra contabilizada no consórcio, e não os bens isoladamente. O que está em operação gerando receita é a usina e não os bens individualmente. Assim, como já vimos, ao calcular a depreciação, o consórcio a levará por meio de rateio ao consorciado que suportará o encargo e que também obterá a respectiva receita gerada pelo bem objeto da depreciação.

O consórcio não apura resultado, mas deverá manter todas as suas despesas contabilmente registradas em contas de resultado, demonstrando por meio de contas retificadoras os valores transferidos para as consorciadas, apurado por meio do rateio proporcional à participação de cada consorciado a ser registrado em contas a receber dos consorciados, exceto no caso da despesa de depreciação que em nosso entendimento deve ser transferida a débito do passivo na conta “participação dos consorciados” .

De acordo com o Parecer Normativo CST nº 5/1976, cada consorciado apura seus lucros separadamente, como operacionais ou não operacionais, de acordo com a natureza da atividade. Assim, o consórcio apurará o resultado para fins de classificação das contas quanto à natureza das despesas e receitas e para fins de rateio, transferindo os saldos de cada conta de resultado para conta de ativo circulante em nome de cada consorciada.

As consorciadas, utilizando-se de contas criadas especificamente para registrar as operações com o consórcio, devem refletir em seus resultados as despesas e receitas de acordo com suas respectivas naturezas (linha a linha).

41.5. ASPECTOS TRIBUTÁRIOS

Não havia uma regulamentação fiscal aplicada aos consórcios de empresas. Mas, por meio de pareceres normativos, instruções normativas e decisões em consultas, vêm se definindo algumas disposições comuns aplicáveis aos consórcios, tais como o tratamento a ser dado ao resultado do exercício, a compensação dos tributos retidos na fonte sobre receitas, bem como do recolhimento do PIS/Pasep e a Cofins. Recentemente a Secretaria da Receita Federal emitiu a Instrução Normativa nº 834, de 26.03.2008, que dispôs sobre os procedimentos fiscais dispensados aos consórcios de empresas constituídos nos termos dos arts. 278 e 279 da Lei nº 6.404/1976, que juntamente com as demais disposições passaremos a comentar a seguir:

41.5.1. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE O LUCRO

O consórcio não é contribuinte do imposto de renda, não estando portanto, sujeito à apuração de lucro, nem do imposto de renda e da contribuição social. De acordo com o Parecer Normativo CST n° 5/1976, cada consorciado apurará seus lucros separadamente, como operacionais ou não operacionais, de acordo com a natureza da atividade. Assim, o consórcio apurará o resultado para fins de classificação das contas quanto à natureza das despesas e receitas e para fins de rateio, transferindo os saldos de cada conta de resultado para conta de ativo circulante em nome de cada consorciada.

As consorciadas, utilizando-se de contas criadas especificamente para registrar as operações com o consórcio, devem refletir em seus resultados as despesas e receitas de acordo com suas respectivas naturezas que serão transferidas linha a linha, ou seja, conta por conta. As receitas serão tributadas e as despesas necessárias dedutíveis em conformidade com suas próprias naturezas não tendo tratamento diferenciado em relação ao resultado das demais atividades da consorciada.

Portanto, a tributação do imposto de renda e da contribuição social ocorrerá sobre o lucro real dos consorciados, no qual estará refletido o resultado decorrente de sua participação no consórcio. Nesse sentido foi a Solução de Consulta n° 219, de 21.11.2001, não diferenciando do entendimento já manifestado no Parecer Normativo CST n° 5/1976. O Ato Declaratório Normativo CST n° 21, de 08.11.1984, também veio esclarecer que os consórcios constituídos nos termos dos arts. 278 e 279 da Lei n° 6.404/1976 não devem apresentar declaração de rendimentos, cabendo a cada empresa consorciada computar em seus resultados aqueles que forem decorrentes das atividades, principais ou acessórias, do consórcio, proporcionalmente à participação de cada uma.

A princípio, além de algumas receitas não operacionais, o consórcio só teria a receita de aplicação financeira cuja tributação do imposto de renda seria na fonte e em nome do próprio consórcio, conforme entendimentos e manifestações da própria Secretaria da Receita Federal. Com referência às demais operações relacionadas à atividade operacional do consórcio, o faturamento poderia ser feito pela empresa líder ou por cada consorciada. Recentemente, o art. 4° da Instrução Normativa n° 834/2008 estabeleceu o seguinte:

“Art. 4°. O faturamento correspondente às operações do consórcio será efetuado pelas pessoas jurídicas consorciadas, mediante emissão de Nota Fiscal ou Fatura próprios, proporcionalmente à participação de cada uma no empreendimento.”

Até o advento dessa Instrução Normativa, a própria Secretaria da Receita Federal entendia que se o consórcio praticasse atividades operacionais, com faturamento, estaria descaracterizada a figura do consórcio, já que na essência passaria a ser uma sociedade de fato. No entanto, com base no § 1º, do art. 4º da INSRF nº 834/2008, abaixo transcrito, a Secretaria da Receita Federal passou a admitir a hipótese de emissão de nota fiscal ou fatura pelo próprio consórcio, quando autorizado pela legislação do ICMS da respectiva Unidade da Federação, desde que observado o rateio proporcional disposto no art. 3º da Instrução Normativa e demais exigências, previstas nos §§ 2º e 3º, a seguir descritas:

“Art. 4º...

§ 1º Nas hipóteses autorizadas pela legislação do Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), a Nota Fiscal ou Fatura de que trata o caput poderá ser emitida pelo consórcio, observada a apropriação de que trata o caput do art. 3º.

§ 2º Na hipótese do §1º, o consórcio remeterá cópia da Nota Fiscal ou Fatura às pessoas jurídicas consorciadas, indicando na mesma as parcelas de receitas correspondentes a cada uma para efeito de operacionalização do disposto no caput do art. 3º.

§ 3º No histórico dos documentos de que trata este artigo deverá ser incluída informação esclarecendo tratar-se de operações vinculadas ao consórcio.”

Mesmo com a edição dessa Instrução Normativa, entendemos que a prática de atividades operacionais com emissão de nota fiscal ou fatura pelo consórcio caracteriza a figura do mesmo, já que em essência passaria a ser uma sociedade de fato.

41.5.2. RETENÇÕES DE TRIBUTOS

No que se refere ao imposto de renda retido na fonte sobre os rendimentos de aplicações financeiras, o Ato Declaratório Normativo nº 21/1984 estabeleceu que o imposto retido será compensado na declaração de rendimentos das consorciadas, proporcionalmente à participação de cada uma no empreendimento, uma vez que os rendimentos sujeitos a essa tributação serão computados na apuração do lucro tributável das empresas consorciadas, proporcionalmente à participação de cada

uma no empreendimento. Nesse sentido, a Solução de Consulta nº 231, da 9ª Região Fiscal, dispôs que: “Os rendimentos de aplicação financeira efetuada pelo consórcio, bem como o correspondente imposto de renda retido na fonte, quando compensável, pertencem à consorciada na proporção participativa.”.

Esse entendimento, ratificado pelo art. 7º da INSRF nº 834/2008, se aplica às demais retenções sobre a receita do consórcio³, principalmente se o consórcio vier a emitir nota fiscal ou fatura de suas atividades operacionais nos termos do § 1º, do art. 4º dessa mesma Instrução Normativa. A novidade é que a retenção deverá ser efetuada em nome de cada pessoa jurídica consorciada, proporcionalmente à sua participação no empreendimento. Para que isso ocorra, o consórcio deverá informar em cada documento fiscal, o nome e a participação de cada consorciado para que terceiros façam a retenção e o recolhimento corretamente. Entendemos que com referência aos rendimentos de aplicações financeiras prevalece o entendimento anterior, ou seja, a retenção ocorre em nome do próprio consórcio com rateio do imposto retido proporcional à participação de cada consorciado no empreendimento, conforme disposto no Ato Declaratório Normativo nº 21/1984.

O art. 6º da Instrução Normativa nº 834/2008 estabeleceu que nos pagamentos decorrentes das operações do consórcio sujeitos à retenção na fonte do imposto de renda, da CSLL, da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins, na forma da legislação em vigor, a retenção e o recolhimento devem ser efetuados em nome de cada pessoa jurídica consorciada, proporcionalmente à sua participação no empreendimento. Esse dispositivo se aplica aos pagamentos efetuados pelo consórcio que de acordo com a legislação estão sujeitos à retenção desses tributos na fonte.⁴

41.5.3. PIS/PASEP E COFINS

A apuração e recolhimento do PIS/Pasep e Cofins sobre as receitas decorrentes das atividades do consórcio, inclusive aquelas decorrente de aplicações financeiras⁵ e outras, serão apurados e recolhidos pelas pessoas jurídicas consorciadas proporcionalmente à suas participações no empreendimento, conforme disposto no art. 5º da Instrução Normativa nº 834/2008 da Receita Federal do Brasil.

³O disposto no art. 14 da Instrução Normativa SRF/STN/SFC nº 4/1997, alterada pela IN SRF/STN/SFC nº 2/1998 e alterada pela IN SRF/STN/SFC nº 3/1998 e revogada pela IN.SRF nº 23/2001, foi incluído na IN RFB nº 834/2008.

⁴Órgãos Públicos: IN.SRF nº 480, de 15.12.2004, alterada pelas IN.SRF nº 539/2005, IN.SRF nº 765/2007 e IN.RFB nº 791/2007. Empresas Privadas: In.SRF nº 459/2004, alterada pela IN.RFB nº 765/2007 e 791/2007.

⁵Quando o consorciado estiver no regime cumulativo.

De forma a atender às necessidades dos consorciados que estejam sujeitos à apuração dessas contribuições pelo regime não-cumulativo, o consórcio deverá elaborar controles das operações que gerem créditos e/ou retenções na fonte, na forma da legislação⁶ vigente, de forma a permitir o rateio proporcional previsto no parágrafo único do art. 5º da IN. RFB nº 834/2008, bem como do consórcio prestar as informações necessárias aos consorciados para que os mesmos registrem os referidos créditos e/ou retenções na fonte. Importante ressaltar que não é admitido a comunicação de créditos e débitos da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins entre pessoas jurídicas consorciadas ou entre os estabelecimentos destas, conforme disposto no art. 9º da IN. RFB. Nº 834/2008.

Se o próprio consórcio emite a nota fiscal ou fatura de suas operações comerciais, mediante autorização da legislação do ICMS de sua Unidade da Federação, nos termos do § 1º, do art. 4º da IN. RFB nº 834/2008, também deverá remeter cópia dessa nota fiscal ou fatura para seus consorciados.

Em nosso entendimento, os consorciados que possuem outras atividades consolidará essas informações fornecidas pelo consórcio (receitas e créditos de PIS/Pasep e Cofins), às demais informações relacionadas às outras atividades e realizará uma única apuração dessas contribuições.

Considerando que no regime cumulativo há a incidência do PIS/Pasep e Cofins sobre as receitas financeiras, que será rateada conforme acima disposto, é importante citar o entendimento da Secretaria da Receita Federal, nas Soluções de Consulta nº 219, de 21.11.2001, nº 39, de 25.03.2002, e nº 231/2002, todas da 9ª Região fiscal, que dispõem o seguinte: “As empresas consorciadas na forma da Lei das sociedades por Ações são contribuintes do PIS/Pasep e Cofins devida em decorrência da atividade consorcial, proporcionalmente à participação de cada uma no empreendimento, devendo recolher a contribuição em nome e CNPJ própria.”

41.5.4. OBRIGAÇÕES ACESSÓRIAS

O consórcio só terá obrigações acessórias em relação aos impostos e contribuições que for sujeito passivo, assim em tudo que a obrigação principal for das CONSORCIADAS as correspondentes obrigações acessórias também o serão.

Caso o consórcio possua empregados e faça retenção de imposto de renda na fonte dos mesmos ou de prestadores de serviços, o mesmo deverá apresentar a

⁶Lei nº 10.637/2002 e Lei nº 10.833/2003, com alterações posteriores e demais normas da Receita Federal do Brasil.

DIRF – Declaração de Informações de Retenções da Fonte, bem como da respectiva DCTF – Declaração de Contribuições e Tributos Federais.

Os consórcios estão dispensados da apresentação da Declaração de Imposto de Renda Pessoa Jurídica – DIPJ, já que a tributação do IRPJ ocorrerá em cada consorciado (ADNCST nº 21/1984, PNCST nº 05/1976).

Da mesma forma, os consórcios também estão dispensados da apresentação da DCTF e da DICON, devendo entregar a DCTF somente quando mantiverem empregados próprios e tenha ocorrido retenção de imposto de renda sobre a remuneração dos mesmos.

41.5.5. ICMS

Quanto ao ICMS, a princípio o consórcio não seria contribuinte, mesmo porque não seria ele o comercializador da energia gerada e sim as consorciadas, e as aquisições seriam realizadas pelas consorciadas, portanto não estaria sujeito às obrigações acessórias referentes ao ICMS.

Nessa sequência de entendimento, todos os controles estariam sendo realizados nas empresas consorciadas ou pela empresa líder, as quais manteriam os livros fiscais e entregariam as guias de informações fiscais de acordo com a legislação de sua Unidade da Federação.

Mas na prática, os consórcios tinham sua própria inscrição estadual para fins de aquisição de bens a serem aplicados na obra. Nesses casos, em virtude dos créditos de ICMS que se acumulariam no estabelecimento do consórcio, os consórcios obtinham um regime especial junto a Secretaria da Fazenda – SEFAZ, no sentido de que o crédito do ICMS nas aquisições de bens do ativo imobilizado, realizadas pelo consórcio, fosse transferido para as consorciadas, proporcionalmente à sua participação no empreendimento, já que a energia gerada pela usina hidráulica, objeto do consórcio, será comercializada ou consumida (autoprodutor) pelas consorciadas.

Nesse procedimento e com regime especial, as consorciadas constituem uma filial com o endereço de localização da usina hidráulica, para que possam efetuar a comercialização da energia a terceiros ou a transferência dessa energia para seus estabelecimentos industriais.

A Secretaria da Fazenda do Estado de Minas Gerais, em resposta à Consulta de nº 55, de 14.06.2002, entendeu que o consórcio, apesar de não possuir personalida-

de jurídica, é dotado de capacidade tributária, podendo realizar fatos jurídico-tributários considerados geradores de obrigações tributárias, inclusive acessórias, cabendo a ele consórcio cumprir todas as suas obrigações tributárias, tais como pagamento do imposto, inscrição no Cadastro de Contribuintes, a escrituração e emissão de documentos fiscais, dentre outras. Concluindo a resposta diz que: “ao consórcio impõe-se a emissão dos documentos fiscais referentes às operações que promover, bem como a escrituração dos créditos de ICMS, decorrentes de aquisições por ele realizadas”.

Nesse diapasão, a Receita Federal do Brasil, por meio do § 1º, do art. 4º da Instrução Normativa nº 834/2008, acabou aceitando que o consórcio possa emitir Nota Fiscal ou Fatura referente às operações do consórcio, desde que autorizados pela legislação do ICMS, observando que a deverá constar a participação proporcional de cada consorciado no empreendimento, de forma que a pessoa jurídica que efetuar o pagamento dessa nota fiscal ou fatura possa efetuar as retenções devidas em nome de cada consorciado, nos termos do art. 6º da citada Instrução Normativa. Assim sendo, deverá constar também na nota fiscal ou fatura, o CNPJ e demais informações de cada consorciado.

Com essa Instrução Normativa nº 834/2008, fica eliminado o risco da Receita Federal do Brasil descaracterizar a figura do consórcio que emitia nota fiscal, entendendo que o mesmo se enquadrava como uma sociedade de fato.

De toda forma, mesmo sem o risco fiscal face ao disposto na IN. RFB nº 834/2008, mantemos nosso entendimento, conforme já havíamos comentado acima, de que o consórcio pode ter sua inscrição estadual para fins de aquisições de bens, e nessa condição haveria que possuir os livros fiscais e demais controles, bem como o pagamento do diferencial de alíquota do ICMS quando for o caso, e o cumprimento das obrigações acessórias, mas o consórcio não deveria emitir notas fiscais ou faturas para fins de comercializar a energia elétrica por ele gerada, pois assim estaria descaracterizada a figura do consórcio.

41.6. ASPECTOS TRABALHISTAS

As questões trabalhistas relacionadas à figura do consórcio estão ligadas diretamente à solidariedade dos consorciados, equiparação salarial e a sua capacidade de poder ou não contratar empregados. Assim, abordaremos sucintamente essas questões a seguir:

41.6.1. CONTRATAÇÃO DE EMPREGADOS

Com referência a contratação de empregados, há entendimentos de que o consórcio não seria empregador, sob a alegação do disposto no art. 2º, *caput*, da CLT, que abaixo transcrevemos, *in verbis*:

Art. 2º. Considera-se empregador a empresa, individual ou coletiva, que, assumindo os riscos da atividade econômica, admite, assalaria e dirige a prestação pessoal de serviço. (grifos nosso)

Como pode se perceber, o art. acima transcrito estabelece que empregador é aquele que assume os riscos da atividade econômica, risco este que recai sobre as consorciadas e não sobre o consórcio.

Assim, por não se tratar de empresa, o consórcio não poderia ter empregados próprios, os empregados seriam contratados pela empresa líder ou seriam empregados das empresas consorciadas, que são autônomas e independentes no que tange ao cumprimento das obrigações trabalhistas, devendo estes, ter tratamento idêntico ao dispensado aos demais empregados, nos moldes estabelecidos na Consolidação das Leis do Trabalho (CLT).

A seguir, citamos alguns acórdãos proferidos pelo TST, como fonte desse entendimento:

“Se o trabalhador é contratado pela empresa-líder do CONSÓRCIO de empresas com obrigação de prestar, no mesmo local e no mesmo horário, serviços da mesma natureza a outra empresa do próprio grupo empresarial, não se pode concluir que existem, no caso, dois contratos de trabalho, com direito do trabalhador a salários e demais vantagens asseguradas em dobro – recurso de revista conhecido, por divergência de julgados, e provido para absolver a empresa da condenação que lhe foi imposta” (Ac. 861 – TST, Julgamento 13/05/1980, 2ª Turma).

“O fato de que a empresa fornecedora de serviços integre um CONSÓRCIO bancário, não torna bancário os seus empregados. O reclamante como vigilante, tem jornada de oito horas” (Ac. 2167 do TST, Julgamento 16/09/1980, 1ª Turma).

“Existência do CONSÓRCIO que liga o empregado ao conjunto juridicamente orgânico. Transferência sem prejuízo. Revista conhecida e improvida” (Ac. 2077 – TST, Julgamento 15/06/1982, 3ª Turma).

“CONSÓRCIO de Empresas: contrato de trabalho único, com prestação de serviço a mais de uma das empresas...” (Ac. 2481 – TST, Julgamento 11/09/1981, 3ª Turma).

A Divisão de Normatização do Ministério da Previdência Social, que em resposta a consulta formulada verbalmente, afirmou não ser possível que o consórcio figure como empregador, já que além de não ter personalidade jurídica, não assume os riscos da atividade econômica.

Já o Setor de Consultas do Ministério do Trabalho, discorda de tal entendimento, afirmando que o simples fato do consórcio possuir CNPJ já possibilitaria o mesmo a ser empregador, porém, tal órgão não possui base legal para sustentar tal entendimento.

Na prática, vários consórcios no setor elétrico vêm contratando diretamente seus empregados. Entendemos que embora não havendo embasamento legal, a contratação de empregados diretamente pelo consórcio, desde que conste essa permissão no contrato de constituição do consórcio, não causará prejuízo a nenhuma das partes, já que, para o empregado, não importa quem o está contratando, pois, nesse caso, em nada altera a situação jurídica do trabalhador empregado pelo consórcio, visto poder o mesmo ajuizar reclamação trabalhista contra todas as consorciadas em conjunto ou separadamente, já que são as consorciadas que assumem o risco do negócio, e autorizaram o consórcio a fazer as contratações.

Caso o consórcio contrate os empregados, o mesmo recolherá os encargos trabalhistas e previdenciários com o seu CNPJ.

41.6.2. SOLIDARIEDADE

As consorciadas somente se obrigam perante as demais consorciadas a cumprir as obrigações nas condições previstas no respectivo contrato, respondendo cada uma sem presunção de solidariedade. A responsabilidade de cada uma das empresas participantes do consórcio firmado nos termos da legislação será limitada ao montante de risco que assumir no instrumento do contrato.⁷

Entretanto, em se tratando de consórcio pra construção e operação de usina hidroelétrica, objeto de uma concessão ou autorização outorgada pelo poder concedente, os consorciados responderão solidariamente por qualquer descumprimento previsto nesta outorga, lembrando que normalmente essa concessão não é outorgada ao consórcio, e sim, compartilhada entre os consorciados.

⁷Art. 15, da Lei 4.728/65.

A legislação específica do setor elétrico estabelece que a empresa líder do consórcio será a responsável perante o poder concedente pelo cumprimento do contrato de concessão, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas.

Nesse sentido, o inciso V, do art. 33 da Lei nº 8.666/1993 prevê uma garantia superlativa à administração do consórcio, através da responsabilidade solidária dos integrantes pelos atos praticados em consórcio, tanto na fase de licitação quanto na de execução do contrato.

A solidariedade poderá vir a ser exigida também, quando da entrada em operação da usina e a mesma vir a atender diretamente a consumidores livres, que quando se sentirem prejudicados poderão vir a acionar as consorciadas com base na própria legislação do setor elétrico, e ainda, com base no art. 28 do Código de Proteção e Defesa do Consumidor, instituído pela Lei nº 8.078, de 11.09.1990, a seguir transcrito:

“Art. 28. O juiz poderá desconsiderar a personalidade jurídica da sociedade quando, em detrimento do consumidor, houver abuso de direito, excesso de poder, infração da lei, fato ou ato ilícito ou violação dos estatutos ou contrato social. A desconsideração também será efetivada quando houver falência, estado de insolvência, encerramento ou inatividade da pessoa jurídica provocados por má administração.”

“§ 3º As sociedades consorciadas são solidariamente responsáveis pelas obrigações decorrentes deste código.”

41.6.3. EQUIPARAÇÃO SALARIAL

A equiparação salarial na figura do consórcio é algo extremamente delicado, e todo cuidado deve ser tomado, já que na prática, além dos empregados contratados diretamente pelo consórcio, por disposição do próprio contrato de consórcio, temos também aqueles empregados das consorciadas que poderão estar trabalhando no consórcio em tempo integral ou não.

Devendo, portanto, ser observada a regra de equiparação salarial, segundo a qual, sendo idêntica a função, prestada na mesma localidade, com igual produtividade e perfeição técnica, deverá corresponder ao mesmo salário, observada a existência de uma diferença superior a dois anos na função. Esse cuidado deve ser maior na fase de construção, onde prevalece uma maior concentração na parte administrativa, já a construção em si é contratada com empresas construtoras.

No caso de consorciados autoprodutores, dificilmente se aplicaria a equiparação salarial, pois sua atividade em nada tem haver com a geração de energia elétrica, além disso, a operação da usina hidroelétrica ficará, a princípio, a cargo da consorciada que já seja uma concessionária de serviço público de energia elétrica.

Pode haver consórcio constituído com empresas do mesmo grupo econômico, onde a jurisprudência trabalhista admite a figura do empregador único.

41.6.4. RELAÇÃO ANUAL DE INFORMAÇÕES SALARIAIS – RAIS

Quanto à Relação Anual de Informações Salariais – RAIS, deve-se observar o disposto na Instrução Normativa – SRF nº 14/1998, onde estabeleceu que os consórcios, mesmo não possuindo personalidade jurídica, estão obrigados a se inscrever no Cadastro Nacional das Pessoas Jurídicas – CNPJ, e a RAIS deve ser apresentada por todos que tiverem inscrição no CNPJ. Assim, o consórcio, possuindo ou não empregados, deverá apresentar a RAIS.

CAPÍTULO V

ASPECTOS CONTÁBEIS

42. INTRODUÇÃO

Ao incluir este capítulo nesta edição não temos por objetivo uma abordagem geral da contabilidade do setor elétrico, haja vista que historicamente, desde o Decreto nº 28.545, de 24.08.1950, até o Decreto nº 82.962, de 29.12.1978, e suas alterações, que vigoraram até a edição da Resolução ANEEL nº 01, de 24.12.1997, da qual fomos responsáveis pela sua elaboração, e por último a Resolução ANEEL nº 444, de 26.10.2001, que instituiu o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, as normas e procedimentos contábeis, constam destes dispositivos com toda a riqueza de detalhes necessários para o profissional de contabilidade desempenhar suas atividades. O Manual de Contabilidade possui instruções gerais e contábeis, funções e técnicas de funcionamento de cada conta contábil, notas e todos os modelos das demonstrações financeiras que atendem à CVM e à ANEEL. Assim, nosso objetivo será uma introdução ao referido manual, para em seguida fazer uma abordagem das questões específicas do setor elétrico, bem como de outras questões que mesmo não sendo específica recebem tratamento diferenciado.

De acordo com a Instrução Geral nº 1 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, estão obrigados a adotar esse manual, as firmas individuais, autarquias e pessoas jurídicas de direito público e privado, concessionárias e permissionárias do Serviço Público de Energia Elétrica e, opcionalmente, os produtores independentes. Apesar das concessionárias de uso do bem público, em regime de produção independente, não estar obrigados a adoção do Manual de Contabilidade, os mesmos, por força de disposição prevista no contrato de concessão ou autorização e da Instrução Geral nº 2 e Instrução Contábil nº 6.3.11 do Manual de Contabilidade, deverão manter o controle patrimonial dos bens reversíveis e adotarem as taxas de depreciação fixadas pela ANEEL.¹ É importante ressaltar que as concessionárias de serviço público de geração, independente do tipo de instalação, estão sujeitos ao controle patrimonial. Não estão sujeitos ao controle patrimonial as autorizadas de geração de energia elétrica em regime de produção independente com instalações de usina térmica, face as mesmas não serem reversíveis.

¹Controle Patrimonial: Portaria DNAEE nº 815, de 30.11.1994, alterada pela Resolução ANEEL nº 15, de 24.12.1997, e Resolução ANEEL nº 44, de 17.03.1999. Depreciação: Resolução ANEEL nº 2, de 24.12.1997.

43. O MANUAL DE CONTABILIDADE DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Manual de Contabilidade foi elaborado de forma a permitir uma adequada apuração de custo por atividade,² exigido pela Lei nº 9.427/1996. Dessa forma foram segregadas as atividades de geração, transmissão, distribuição, administração e comercialização nas respectivas contas do ativo permanente e de resultado, possibilitando um controle e acompanhamento do ativo imobilizado reversível, bem como a apuração do resultado de cada atividade. É importante lembrar que essa exigência, meramente contábil, foi estabelecida numa época que era admitido a exploração conjunta, em uma única empresa, da concessão de serviço público de geração, transmissão e de distribuição de energia elétrica. No entanto, por força do disposto no § 5º, do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, com redação dada pelo art. 8º da Lei nº 10.848/2004 e pela Lei nº 11.192/2006, abaixo transcrito, que vedou à empresa concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, o exercício das atividades de geração, transmissão e outras atividades atípicas, exceto nas situações previstas em lei, essa segregação acabou se materializando no societário, ou seja, praticamente quase todas as empresas que detinham concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, tiveram que fazer sua reestruturação societária, criando empresas específicas para desenvolverem as atividades de geração, transmissão e de distribuição, sendo admitido o exercício da atividade de geração e transmissão em uma única empresa.

“art. 4º...

§ 5º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver atividades:

I. De geração de energia elétrica.

II. De transmissão de energia elétrica.

III. De venda de energia a consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores não abrangidos por aqueles artigos, inclusive tarifas e prazos.

²A partir da Resolução ANEEL nº 1/1997, com vigência a partir de 1998, foi estabelecido o custeio por atividade.

IV. De participação em outras sociedades de forma direta ou indireta, ressalvado o disposto no art. 31, inciso VIII, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nos respectivos contratos de concessão.

V. Estranhas ao objeto da concessão, permissão ou autorização, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão.

§ 6º Não se aplica o disposto no § 5º, deste artigo às concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição e às cooperativas de eletrificação rural:

I. No atendimento a sistemas elétricos isolados.

II. No atendimento ao seu mercado próprio, desde que seja inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano e a totalidade da energia gerada seja a ele destinada.

III. Na captação, aplicação ou empréstimo de recursos financeiros destinados ao próprio agente ou a sociedade coligada, controlada, controladora ou vinculada a controladora comum, desde que destinados ao serviço público de energia elétrica, mediante anuência prévia da ANEEL, observado o disposto no inciso XIII do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 17 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, garantida a modicidade tarifária e atendido ao disposto na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

§ 7º As concessionárias e as autorizadas de geração de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.”

Assim, conforme disposto no mesmo, o Manual foi elaborado tendo os seguintes principais objetivos:

a) Padronizar os procedimentos contábeis adotados pelas concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica, permitindo o controle e o acompanhamento das respectivas atividades, objeto da concessão e permissão, pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

b) Atender aos preceitos da legislação comercial brasileira, além da legislação específica do Serviço Público de Energia Elétrica e do ordenamento jurídico-societário, bem como a plena observância dos princípios fundamentais de contabilidade, contribuindo para a avaliação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão atribuída pela União Federal.

c) Permitir uma padronização na elaboração das demonstrações contábeis e correspondentes notas explicativas, do relatório da administração e das informações complementares que necessitem de divulgação para atendimento de dispositivos da legislação societária brasileira, da legislação aplicável às companhias abertas, da legislação aplicável ao setor de energia elétrica e para atendimento das necessidades de investidores, acionistas, instituições financeiras, credores, consumidores, órgãos reguladores e público em geral.

d) Permitir a adequada apuração do resultado das atividades de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização.

Portanto, apesar do atual Manual de Contabilidade apresentar em sua estrutura a segregação de todas as atividades, a sua utilização estará restrita às atividades outorgadas a serem desenvolvidas pela empresa, sendo permitido quando autorizado pela ANEEL, a contabilização de atividades atípicas. Com exceção do ativo permanente e das contas de resultado, os demais grupos e subgrupos são de uso comum a todas as atividades. Abaixo apresentamos a estrutura básica do Plano de Contas, aplicável às concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de geração, transmissão e de distribuição de energia elétrica, mas não de aplicação obrigatória aos concessionários de uso do bem público em regime de produção independente e autoprodutores.

1 – Sistema patrimonial

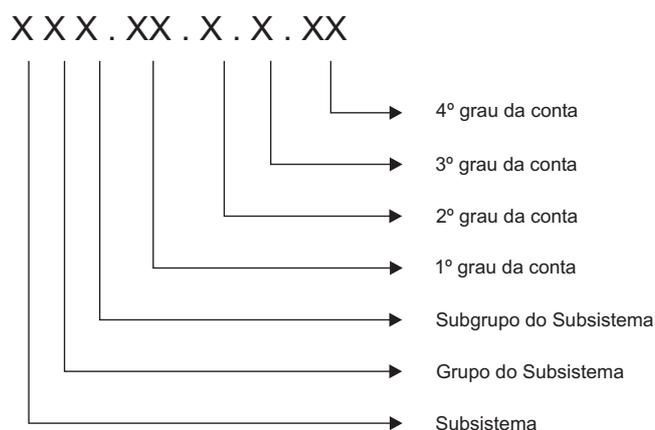
Subsistema	1	Ativo
Grupo:	11	Ativo Circulante
Subgrupo:	111	Disponibilidades
	112	Créditos, Valores e Bens
	113	Despesas Pagas Antecipadamente
	12	Ativo Não Circulante – Realizável a Longo Prazo
	121	Créditos, Valores e Bens
	122	Créditos Derivados de Negócios Não Usuais
	123	Despesas Pagas Antecipadamente

124	Bens e Direitos Destinados à Alienação
13	Ativo Não Circulante – Permanente
131	Investimentos
132	Ativo Imobilizado
133	Ativo Diferido
2	Passivo
21	Passivo Circulante
211	Obrigações
22	Passivo – Não Circulante-Exigível a Longo Prazo
221	Obrigações
222	EXCLUÍDO A PARTIR DE 2007
223	Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica
23	Passivo Não Circulante- Receita Diferida
231	Receita Recebida Antecipadamente
24	Patrimônio Líquido
241	Capital Social
242	Reserva de Capital
243	Reservas de Reavaliação
244	Reservas de Lucros
245	Recursos Destinados a Aumento de Capital
248	Lucros ou Prejuízos Acumulados
249	(-) Ações Próprias em Tesouraria

2. Sistema de Resultado

Subsistema:	6	Resultado do Exercício Antes da Contribuição Social e do Imposto de Renda
Grupo:	61	Resultado Operacional
Subgrupo:	611	Receita Líquida
	615	(-) Gastos Operacionais
	63	Resultado Operacional Financeiro
	631	Receita Financeira
	635	(-) Despesa Financeira
	67	Resultado Não Operacional
	671	Receita Não Operacional
	675	(-) Despesa Não Operacional
Subsistema:	7	Lucro ou Prejuízo Líquido do Exercício
Grupo:	71	Resultado do Exercício
Subgrupo:	710	Resultado do Exercício

No plano de contas integrante do Manual de Contabilidade, a estrutura de cada conta é composta por uma parte numérica (código) e outra alfabética (título). Até o quarto grau não é permitido ao concessionário fazer nenhuma alteração, já que o Balancete Mensal Padronizado – BMP a ser gerado e enviado à ANEEL obedecerá a essa disposição e será criticado sistemicamente. Após o quarto grau da conta, a concessionária poderá criar subcontas, centro de custos e cadastros que lhe permita ter as informações de acordo com sua necessidade. A parte numérica é estruturada por um conjunto de até nove dígitos, como segue:



A conta de 1º grau ou conta, no seu conjunto, formará o razão geral ou razão sintético, e nas contas do ativo permanente e do resultado, o primeiro grau representa a atividade de geração, transmissão, distribuição, administração e comercialização, assim identificadas:

- 01 Geração.
- 02 Transmissão.
- 03 Distribuição.
- 04 Administração.
- 05 Comercialização.

Dentro das principais premissas do sistema de contabilização prevista no Manual de Contabilidade, destacamos aquelas que em nosso entendimento são fundamentais, pois nelas esta toda a sistematização de apuração de custo. Trata-se do sistema de Ordens em Curso que representa um processo de registro, acompanhamento e controle para apuração de custos dentro do Sistema Patrimonial, e da utilização do cadastro de Unidade Operativas – UO e de Unidade Administrativa – UA, que representam um processo de registro e acompanhamento, dentro do sistema de resultado, devendo ser utilizada para apuração de despesas e receitas decorrentes das atividades da concessionária e permissionária. Tanto as Ordens em Curso como as Unidades Operativas e Unidades Administrativas serão utilizadas em registros suplementares após o quarto grau da conta contábil, portanto as mesmas não constarão do Balancete Mensal Padronizado – BMP. As Ordens em Curso são:

a) Ordem de Compra – ODC: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores e será utilizada para apuração de custos referentes à aquisição de bens (materiais, matéria-prima e insumos, equipamentos, etc.). É utilizada nas contas 112.71.3 – Estoque – Compras em Curso, 132.0x.x.9.95 – Ativo Imobilizado – Imobilizado em Curso – Compras em Andamento e 132.0x.x.9.97 – Ativo Imobilizado – Imobilizado em Curso – Adiantamento a Fornecedores.

As aquisições de materiais serão acompanhadas, obrigatoriamente, por meio de Ordem de Compra – ODC, que poderá ser geral ou específica. A Ordem de Compra – ODC geral se destinará às compras de materiais de alta rotatividade e/ou de uso comum. A Ordem de Compra – ODC específica se destinará às compras de materiais de baixa rotatividade, normalmente equipamentos.

Quando utilizada na subconta 112.71.3 – Estoque – Compras em Curso, nela será debitada, além do custo do material, todos os gastos de pessoal, serviço de terceiro e outros, incorridos no processo de compra. Quando concluído o processo de custeamento, o valor final do material será transferido para a subconta 112.71.2.1 – Estoque – Material – Almoxarifado, por transferência da subconta 112.71.3 – Estoque – Compras em Curso ou outra subconta específica na conta 112.71 – Estoque.

Quando utilizada no ativo imobilizado, a ODC deverá estar vinculada à determinada Ordem de Imobilização – ODI. Poderá haver várias ODC's vinculadas a uma única ODI, sendo que ao final do custeamento de cada ODC seu saldo será transferido para a ODI à qual estiver vinculada, nas contas 132.0x.x.9.04 à 132.0x.x.9.98 (exceto a conta 132.0x.x.9.95 e 132.0x.x.9.97). Não se utiliza ODC no ativo imobilizado em serviço.

b) Ordem de Imobilização – ODI: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizada para apuração do custo do acervo em função do serviço público de energia elétrica. Nos casos de ampliação ou reforma, deve-se utilizar a ODI já existente, desde que constitua, no mínimo, uma Unidade de Adição e Retirada – UAR, podendo, no cadastro da ODI, ser identificada cada etapa do empreendimento na sua numeração sequencial.

A ODI será utilizada nas contas 132.0x.x.1 – Ativo Imobilizado – Imobilizado em Serviço, 132.0x.x.5 – Ativo Imobilizado – (-) Reintegração Acumulada, 132.0x.x.9.xx – Ativo Imobilizado – Imobilizado em Curso, exceto na conta 132.0x.x.9.95 – Ativo Imobilizado – Imobilizado em Curso – Compras em Andamento, e no subgrupo denominado de Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica,³ também chamado de Obrigações Especiais, nas contas 223.0x.x.1 – Participações e Doações – Imobilizado em Serviço, 223.0x.x.5 (-) Participações e Doações – Reintegração Acumulada – AIS. O número de cadastro da ODI utilizado no imobilizado em curso, durante a construção do empreendimento, será o mesmo número de cadastro da ODI a ser utilizado no imobilizado em serviço, quando da transferência do saldo face à conclusão

³Trata-se de recursos ou bens aplicados no ativo imobilizado, por meio da União Federal, Estados, Municípios ou Consumidores, a título de Doações, Subvenções e Participações, que estaremos abordando nesse capítulo.

do empreendimento, momento em que ocorrerá a unitização⁴ e o cadastramento no sistema de controle patrimonial. Recomenda-se que as transferências entre ODC/ODI no Imobilizado em Curso, bem como entre ODI no Imobilizado em Curso para a ODI no Imobilizado em Serviço seja feito por meio de contas retificadoras, de forma a preservar a formação dos saldos.

c) Ordem de Desativação – ODD: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, e será utilizada para apuração dos custos referentes à retirada (baixa) de bem integrante do ativo imobilizado em serviço. Cada ODD deverá estar vinculada a uma ODI existente, de forma a identificar a procedência da desativação. Para cada ODD deverá ser constituído um Dossiê da desvinculação, nos termos do Manual de Contabilidade.

De acordo com a nota 1 da conta 112.91, a desativação deverá ser efetuada, física e contabilmente, de acordo com a Ordem de Desativação – ODD, cujo código, atribuído pela concessionária identificará a Ordem de Imobilização – ODI que autorizou a imobilização e constará, obrigatoriamente, nos registros suplementares ou em sistemas auxiliares de lançamentos contábeis nessa conta.

A ODD será utilizada na conta 112.91 – Desativação em Curso, onde, além do registro contábil do custo histórico e respectiva depreciação da Unidade de Cadastro – UC ou Unidade de Adição e Retirada – UAR, transferido do ativo imobilizado em serviço, registrará também os demais gastos com pessoal, serviço de terceiro e outros, incorridos na remoção do bem desativado.

O valor residual apurado na ODD, de acordo com a destinação que se pretenda dar, será transferido para as respectivas contas contábeis, podendo ser a conta 112.95.3 – Serviço em Curso – Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais, quando os bens forem passíveis de recuperação; conta 112.93 – Alienações em Curso, quando se destinar à alienação, desde que os bens não integrem um conjunto de instalações, se integrarem um conjunto de instalação será utilizada a conta do subgrupo 124 – Bens e Direitos Destinados à Alienação; conta 675.0x.x.9 – (–) Despesa não Operacional – Outras Despesas, quando os bens forem destinados à doação e 675.0X.X.3 – (–) Despesa não Operacional – Perdas,

⁴Quando da conclusão da obra e após o rateio dos custos que beneficiaram o empreendimento como um todo (conta 132.0x.x.9.19 – Imobilizado em Curso a Ratear), os bens serão valorados para fins de cadastramento. A isso chamamos de unitização.

para os bens sinistrados com dano total, sem cobertura securitária, ou indenização, e com valor residual.

d) Ordem de Despesa Pré-Operacional – ODP: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizada para apuração das despesas e receitas referentes à organização ou implantação, ampliação e/ou reorganização, incluindo estudos preliminares. Ressaltamos que os estudos de inventários de bacias hidrográficas, bem como os de viabilidade técnica e econômica, para a construção de usinas e instalações complementares, de subestações e linhas de transmissão, inclusive levantamento topográfico e geológico, em função do Serviço Público de Energia Elétrica, deverão ser contabilizados na conta 132.0X.X.9.91 – Imobilizado em Curso – Estudos e Projetos

A ODP será utilizada no subgrupo 133 – Ativo Diferido, segredado em ativo diferido em serviço; amortização acumulada; e ativo diferido em curso.

De acordo com a nota 1 da conta 133.0X.X.1.01 – Ativo Diferido em Serviço – Despesas Pré-Operacionais, do Manual de Contabilidade, o código da ODP, que autorizou o empreendimento, deverá ser controlado por meio de registro suplementar ou sistemas auxiliares, para efeito de controle da respectiva amortização.

e) Ordem de Serviço – ODS: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizada para apuração de custos referentes aos serviços executados para terceiros ou para a própria concessionária e permissionária.

A ODS será utilizada na conta 112.95 – Ativo Circulante – Serviços em Curso, onde acumulará os gastos de pessoal, material, serviços, etc. na execução do serviço próprio e para terceiros, nas subcontas 112.95.1 – Serviços em Curso – Serviço Próprio e 112.95.2 – Serviços em Curso – Serviços Prestados a Terceiros.

O encerramento da ODS que custear os gastos com Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética e que não resultaram em bens destinados ao ativo imobilizado, se dará a débito das contas 211.91.7.3 – Pesquisa e Desenvolvimento e 211.91.8 – Programa de Eficiência Energética, respectivamente. Com referência ao encerramento da ODS correspondente a serviços prestados a terceiros será encerrada a débito da subconta 615.0X.X.2 – (–) Gastos Operacionais – Custo do Serviço Prestado a Terceiros, nas Naturezas de Gastos respectivas, previstas no Manual de Contabilidade. Já o encerramento da ODS correspondente a serviço

próprio, se dará de acordo com a destinação do mesmo, ou seja, 112 – Ativo Circulante, 124 – Ativo Realizável a Longo Prazo – Bens e Direitos Destinados a Alienação, 132 – Ativo Imobilizado ou 133 – Ativo Diferido.

f) Ordem de Alienação – ODA: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizada para apuração dos custos de alienações de bens.

A ODA será utilizada na conta 112.93 – Ativo Circulante – Alienação em Curso, na qual serão acumulado os gastos de pessoal, serviço de terceiro e outros, efetuados em função da alienação, bem como pelo valor residual do bem alienado, por transferência, a crédito da conta 112.71.2.4 – Estoque – Material – Destinados à Alienação e da conta 124.0X – Bens e Direitos Destinados à Alienação.

De acordo com a nota 1 da conta 112.93 – Alienações em Curso, o código da ODA, a ser atribuído pela concessionária, deverá constar obrigatoriamente nos registros suplementares ou em sistemas auxiliares de qualquer lançamento nessa conta. A nota 3 desta conta, também estabelece que a concessionária deverá manter controles suplementares, por ODA, que possibilitem o perfeito julgamento do saldo da conta 112.93 – Alienações em Cursos.

O encerramento da ODA se dará, de acordo com cada caso, por transferência para as diversas subcontas de resultado, por exemplo, citamos: Para ODA de bens oriundos da conta 124.0X – Bens e Direitos Destinados à Alienação e aqueles oriundos do Ativo Permanente, o ganho deverá ser transferido a crédito da subconta 671.0X.X.2 – Receita Não Operacional – Ganhos na Alienação de Bens e Direitos, no caso de resultar em prejuízo, deverá ser transferido a débito da subconta 675.0X.X.2 – (-) Despesa Não Operacional – Perdas na Alienação de Bens e Direitos. Já para ODA dos materiais procedentes da conta 112.71.2.4 – Estoque Material – Destinado a Alienação, o líquido da alienação – apurado na ODA, proveniente dos débitos e créditos acima referidos, no caso de resultar em lucro, deverá ser transferido a crédito da subconta 611.0X.X.9.15 – Outras Receitas e Rendas - Ganhos na Alienação de Materiais; no caso de resultar em prejuízo, deverá ser transferido a débito da subconta 615.0X.X.9 – (-) Gastos Operacionais – Outras Despesas, na Natureza de Gastos 97 – Perdas na Alienação de Materiais;

g) Ordem de Dispêndio Reembolsável – ODR: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizada para acumular os desembolsos que não representam despesas da

concessionária e permissionária, e que serão objeto de reembolso por terceiros.

A ODR será utilizada na subconta 112.94 – Ativo Circulante – Dispêndios a Reembolsar – ODR, que acumulará os gastos de pessoal, material, serviço de terceiro e outros, objeto de reembolso. Seu encerramento se dará por transferência para a subconta 112.51.4 – Outros Créditos – Dispêndios a Reembolsar, na qual identificará o devedor. De acordo com a nota 1 da subconta 112.94, do Manual de Contabilidade, a ODR, o código a ser atribuído pela concessionária deverá constar obrigatoriamente nos registros suplementares ou em sistemas auxiliares de qualquer lançamento nessa conta.

O ativo imobilizado, dentro de cada atividade, deverá estar segregado pela Ordem de Imobilização – ODI, ou seja, cada central geradora, cada linha de transmissão, cada subestação, e cada rede de distribuição corresponderá a uma ODI⁵. Como um espelho, no Sistema de Resultado, a concessionária terá as Unidades Operativas – UO representativas de cada uma dessas ODI, de forma que se possa identificar o quanto custo manter operando esses ativos e consequentemente quanto foi necessário gastar para gerar a receita decorrente da atividade de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

A atividade de administração tem por objetivo atender todas as atividades operacionais e de construção da concessionária e, portanto, nesta atividade são alocados todos os gastos que beneficiam a empresa como um todo, que não são passíveis de alocação direta nas respectivas atividades operacionais ou de construção. Essa atividade também beneficia as obras em andamento. Assim, os saldos das contas de resultado dessa atividade são transferidos mensalmente, mediante rateio estabelecido no Manual de Contabilidade, para as contas de resultado nas respectivas Unidades Operativas – UO das atividades operacionais (Geração, Transmissão, Distribuição ou Comercialização), bem como para as Ordens em Curso (ODA, ODC, ODD, ODI, ODP e ODR) do sistema patrimonial.

⁵A ANEEL vem desenvolvendo estudos no sentido de que a ODI represente cada linha de transmissão, cada bay da subestação, e cada alimentador na rede de distribuição.

44. ESPECIFICIDADES DO SETOR ELÉTRICO

44.1. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA – “OBRIGAÇÕES ESPECIAIS”

44.1.1. HISTÓRICO

O Art. 143 do Decreto nº 41.019, de 26.02.1957, estabelece que as obras construídas com auxílio dos consumidores, nos termos dos arts. 140 e 142, devem ser incorporadas aos bens e instalações do concessionário, creditando-se as contas especiais pelo valor dos auxílios. Essas contas especiais, pelo Decreto nº 28.545, de 24.08.1950, são as atuais Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica, também chamada de obrigações especiais, e eram contabilizadas em contas de passivo pendente (53.1 – Auxílios para Construções – Contribuições e 53.2 Auxílios para Construções – Doações) e contas do patrimônio líquido (11.1 – Reserva para reversão e 11.3 – Reserva para amortização dos ajustamentos de aquisições, bens e instalações).

Já naquela época, o art. 91 do Decreto nº 41.019/1957 estabelecia que no caso de reversão com indenização, esta seria no montante do investimento reconhecido e deduzido das importâncias relativas às contas contábeis do código 53.1 – Auxílios para Construções – Contribuições e 53.2 – Auxílios para Construções – Doações, bem como dos saldos das contas 11.0 – Reserva para Depreciação, 11.1 – Reserva para reversão e o saldo da CRC – Conta de Resultados a Compensar. Esse procedimento não deixa dúvidas de que as obrigações especiais, incluído os auxílios a título de contribuições e doações, não representavam acréscimo patrimonial do concessionário, mas sim um bem ou um valor pertencente à concessão (União Federal) que seria cobrado ou deduzido quando da reversão, por isso não é tratado como receita ou patrimônio líquido, já que não representa acréscimo patrimonial da concessionária.

Como título de conta contábil “obrigações especiais”, incluída no subgrupo de contas do Passivo Exigível de Longo Prazo (221.8x), foi introduzido pela primeira vez na contabilidade das concessionárias de serviço público de energia elétrica, quando da instituição oficial do segundo Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, pelo Decreto nº 82.962, de 29 de dezembro de 1978, de caráter obrigatório, que revogou o Decreto nº 28.545, de 24 de agosto de 1950, que havia instituído a “Classificação de Contas para Empresas de Energia Elétrica”. Com a publicação da Resolução ANEEL nº 01/1997, as “obrigações especiais” pas-

saram a ser denominadas de “Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia, atualmente no subgrupo de contas 223.

44.1.2. DAS CONTAS CONTÁBEIS DE OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em 1978, pelo Decreto nº 82.962, que estabeleceu o novo plano de contas daquela época, foram criadas contas contábeis para representar as seguintes obrigações especiais, que tinham as seguintes finalidades:

221.81 – Obrigações Especiais – Reversão

Essa conta contábil se destinava à contabilização dos recursos derivados da “Reserva para Reversão” constituída até 31 de dezembro de 1971, nos termos do art. 33 do Decreto Federal nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que o concessionário tivesse aplicado, também até 31.12.1971, na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica, segundo autorização do DNAEE (hoje ANEEL).

Até 1971, ao final de cada exercício, parte do lucro era destinado à constituição da “Reserva para Reversão”, no Passivo Não Exigível – Patrimônio Líquido, conta contábil 11.1 – Reserva para reversão.

Nos termos do §2º, do art. 33 do Decreto nº 41.019/1957, ao aprovar a tarifa, o poder concedente determinava a importância que seria depositada pelo concessionário, em cada um dos três anos seguintes. Esse depósito era feito em uma conta bancária especial vinculada denominada “Fundo de Reversão”, em seu próprio nome, na agência do Banco do Brasil S.A. ou no Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico, e só podia ser movimentado para aplicação na reversão de bens, ou em obras e instalações destinadas à expansão dos serviços a cargo do concessionário, ou na amortização de empréstimo tomado para o mesmo fim, sempre mediante prévia aprovação da fiscalização do poder concedente.

Os rendimentos destes depósitos eram creditados à “Reserva para Reversão”, não se constituindo, portanto, como receita do concessionário.

À medida que fosse sendo autorizada pelo poder concedente, a aplicação dos recursos financeiros, nas finalidades previstas, contabilmente se debitava o ativo imobilizado tendo como contrapartida a conta bancária denominada de “Fundo de Reversão”.

Com a edição da Lei nº 5.655, de 20.05.1971, foi estabelecido no seu art. 4º que os depósitos passariam a ser feitos na conta da “Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás – Reserva Global de Reversão”. Este mesmo diploma legal, no seu art.

4º, § 8º, permitiu, mediante aprovação do poder concedente, a conversão da Reserva de Amortização e do respectivo Fundo, existentes em 31.12.1971, em Reserva para Reversão e Fundo de Reversão, que de acordo com o § 7º, venceriam juros de 10% ao ano em favor da Reserva Global de Reversão. Essa taxa foi alterada para 5%, pela nova redação dada ao art. 4º, § 9º, da Lei nº 5.655/1971, pelo art. 2º do Decreto-Lei nº 2.432/1988.

O saldo da conta bancária intitulada “Fundo de Reversão”, em nome do concessionário, foi transferida para a Eletrobrás, tendo a Reserva para Reversão, no patrimônio líquido, reduzida em igual valor.

O § 4º, do art. 4º da Lei nº 5.655/1971, com nova redação dada pelo art. 2º do Decreto-Lei nº 2.432/1988, permitiu que os concessionários de serviço público de energia elétrica optassem por reter 49% das parcelas mensais da quota anual de reversão, registrando essa retenção em conta especial de seu passivo (Obrigações Especiais).

Quando do processo de reversão, os saldos das contas “Reserva para Reversão” (patrimônio líquido), “Reserva para Depreciação” e o saldo da conta de “Resultados a Compensar”, seriam deduzidos do montante do ativo imobilizado a ser indenizado. Nesse momento, o saldo da conta bancária denominada de “Fundo para Reversão” e o saldo da conta de “Resultados a Compensar” ficariam disponíveis ao concessionário.

Quando da instituição do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, pelo Decreto nº 82.962/1978, o saldo da conta “Reserva para Reversão” que estava no patrimônio líquido, correspondente às parcelas utilizadas do “Fundo de Reversão” na expansão dos serviços do próprio concessionário, passou a figurar no passivo exigível de longo prazo, como **Obrigação Especial – reversão**.

Atualmente, esses recursos são fiscalizados pelo Órgão Regulador, e os juros calculados pela ANEEL, sobre o saldo da conta 221.92 – Obrigações – Reversão/Amortização, são recolhidos pelos concessionários à União Federal, cujos recursos financeiros são administrados pela Eletrobrás, conforme estabelecido na Lei nº 8.631/1993.

Com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução ANEEL nº 444/2002, essa conta deixou de pertencer ao subgrupo das obrigações especiais, figurando assim como uma conta normal de passivo com a codificação: 221.92 – Obrigações – Reversão/Amortização, o que está correto conceitualmente, mas contraria as disposições legais, pois o Decreto nº 2.432/1988, em seu art. 2º, § 1º, as considera como “obrigações especiais”, e só será exigido seu pagamento quando do encerramento do prazo de concessão. A

própria Lei nº 8.631/1993 não exigiu sua quitação com o saldo da CRC – Conta de Resultado a Compensar, quando do encontro de contas intra-setorial.

De toda forma, mesmo não pertencendo mais ao subgrupo das obrigações especiais, a ANEEL vem deduzindo o seu saldo do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS para fins de cálculo da RGR, o que está correto, face às disposições legais.

221.83 – Obrigações Especiais – Amortização

Essa conta contábil se destinava à contabilização dos recursos derivados da “Reserva para Amortização” (Patrimônio líquido) constituída até 31 de dezembro de 1971, que tinha na época por finalidade amortizar os gastos intangíveis do concessionário. Da mesma forma que a reversão, havia a conta bancária denominada “Fundo de amortização de outras propriedades”.

A reserva para amortização tinha por finalidade permitir ao concessionário, na vigência da concessão, a amortização do montante do investimento, de sorte que, no final da concessão, não fosse devida nenhuma indenização por parte do poder concedente. Assim, essa reserva aplicava-se às concessões que por disposição legal ou contratual não estivessem sujeito à indenização.

De acordo com o art. 169 do Decreto nº 41.019/1957, a quota Global anual de amortização era calculada pela aplicação de uma percentagem anual, não superior a 5%, sobre o montante do investimento, deduzido das contribuições previstas no art. 91 (Auxílio para Construções – Contribuições e Doações) do mesmo diploma legal.

A Reserva para Amortização (conta 11.3 – Patrimônio Líquido) era constituída tendo como contrapartida a conta de Lucros & Perdas. À medida que esse valor era recebido, via tarifa, o concessionário o depositava em conta específica de Fundo para Amortização.

Ainda com referência à reserva de amortização, o concessionário poderia dispor do saldo acumulado, logo que revertido os bens ao poder concedente, nos termos do art. 92 do Decreto nº 41.019.

“Art. 92. No caso de reversão sem indenização o concessionário deverá amortizar, na vigência da concessão, o montante de investimento reconhecido (artigo 62), deduzido do saldo das contribuições referidas na alínea a do artigo anterior. (Redação dada pelo Decreto nº 54.938, de 4.11.1964).

§ 1º A amortização será feita pela inclusão, na tarifa, de quota destinada a esse fim e, uma vez revertida a propriedade, o saldo do fundo de compensação de

Resultados ficará livremente disponível para o concessionário. (Incluído pelo Decreto nº 54.938, de 4.11.1964).

§ 2º Se na época da extinção da concessão ou da reversão dos bens o montante da Reserva para amortização for insuficiente para amortizar o investimento reconhecido (artigo 62), o concessionário terá direito a receber do Poder Concedente a parte não amortizada, cujo valor ficará sujeito a correção monetária até o seu efeito pagamento. (Incluído pelo Decreto nº 54.938, de 4.11.1964)."

O § 8º, do art. 4º da Lei nº 5.655/1971, permitiu a conversão do "Fundo de Amortização" (disponibilidade) e da respectiva "Reserva para Amortização" (patrimônio líquido), em "Fundo de Reversão" (disponibilidade) e "Reserva para Reversão" (patrimônio líquido).

Com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução ANEEL nº 444/2002, essa conta deixou de ser obrigação especial, figurando assim como uma conta normal de passivo com a codificação 221.92 – Obrigações – Reversão/Amortização, mesmo que conceitualmente esteja correto, contrariou as disposições legais, pois o Decreto nº 2.432/1988, em seu art. 2º, § 1º, a consideram como "obrigações especiais", e só será exigido seu pagamento quando do encerramento do prazo de concessão. A própria Lei nº 8.631/1993 não exigiu sua quitação com o saldo da CRC – Conta de Resultado a Compensar, quando do encontro de conta intra-setorial.

De toda forma, mesmo não pertencendo mais ao subgrupo das obrigações especiais, a ANEEL vem deduzindo o seu saldo do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS para fins de cálculo da RGR, o que está correto, face às disposições legais.

221.85 – Obrigações Especiais – Contribuição do Consumidor

Esta conta destinava-se à contabilização da contribuição do consumidor, em pecúnia, conforme art. 143 do Decreto nº 41.019/1957, abaixo transcrito, para possibilitar a execução imediata de empreendimento elétrico necessário ao atendimento de pedido de fornecimento de energia elétrica pelo consumidor.

"Art. 143. As obras construídas com auxílio dos consumidores, nos termos do art. 140 a 142, devem ser incorporadas aos bens e instalações do concessionário quando concluídas, creditando-se as contas especiais as importâncias dos auxílios, conforme legislação em vigor."

A Contribuição Financeira do Consumidor decorre da obrigatoriedade de fornecimento de energia por parte do concessionário e os encargos de sua responsabilidade e do consumidor, previstos nos arts. 136 a 140 do Decreto nº 41.019/1957, com a nova redação dada pelo Decreto nº 98.335/1989, dessa forma, quando os

consumidores solicitam novas ligações, acréscimos de carga ou expansão da rede, ficam os mesmos condicionado ao pagamento, quando for o caso, da “Participação Financeira do Consumidor”, que era calculado nos termos da Portaria DNAEE nº 005, de 11.01.1990. Hoje os cálculos são realizados conforme Resolução ANEEL nº 250, de 13.02.2007.

Na verdade, o consumidor fica obrigado a financiar parte do projeto que solicita ao concessionário, quando o custo desse projeto é superior ao que o concessionário teria a obrigação de financiar nos termos da legislação.

Os recursos recebidos ou a receber são debitados em contas do ativo circulante, tendo como contrapartida as “Obrigações Especiais” no passivo exigível de longo prazo. As obras construídas com esses recursos são incorporadas aos bens e instalações do concessionário quando concluídas.

Com a finalidade de atender às necessidades dos consumidores, foi-lhes permitido, por meio do art. 140, § 2º, do Decreto nº 41.019/1957, custear a totalidade do projeto de seus interesses. No entanto, não poderia o consumidor arcar com o encargo de responsabilidade do concessionário, por este motivo foi determinado, neste mesmo dispositivo legal, que o consumidor deveria ser restituído deste montante por meio de entrega de ações, fornecimento de energia elétrica ou qualquer outra forma de pagamento a ser acordado com o concessionário. O cálculo do valor a ser restituído aos consumidores pelos concessionários está previsto no art. 1º da Portaria DNAEE nº 005/1990.

Tanto pela Resolução ANEEL nº 01/1997, que instituiu o novo Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, quanto o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução ANEEL nº 444/2002, essa conta permaneceu como obrigação especial, figurando assim como uma conta de passivo com a codificação 222.0x.x.3.0x – Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica – Participação Financeira do Consumidor, até o ano de 2006. Desde o ano de 2007, a Participação Financeira do Consumidor é representada pela conta contábil 223.0x.x.1.02 – Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica – Participação Financeira do Consumidor.

221.87 – Obrigações Especiais – Participações da União

Esta conta destinava-se à contabilização das dotações orçamentárias da União, recebidas para a execução de empreendimento elétrico vinculado ao Serviço Público de Energia Elétrica, exceto aquelas destinadas a reforço do Fundo Federal de Eletrificação cujo valor deveria ser contabilizado na conta 221.61 – Empréstimos e Financiamentos. Esses recursos eram contabilizados tendo como contrapartida a conta 112.83 – Fundos Vinculados – Convênios e Dotações da União.

À medida que os recursos fossem utilizados, ocorreria o débito nas respectivas Ordens de Imobilizações – ODI, a crédito da conta 112.83.

Com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução ANEEL nº 444/2002, essa conta permaneceu como obrigação especial, figurando assim como uma conta de passivo com a codificação 222.0x.x.2.0x – Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica – Participações da União, até o ano de 2006. A partir do ano de 2007, a Participação da União é representada pela conta contábil 223.0x.x.1.01 – Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica – Participação da União, Estados e Municípios, já que passou a contemplar as participações dos Estados e Municípios, antes tratada como outras obrigações especiais.

221.88 – Obrigações Especiais – Conta de Resultados a Compensar

Destinava-se à contabilização do numerário derivado do saldo positivo da “Conta de Resultados a Compensar” que acaso fosse liberado, antecipadamente, pelo DNAEE, para que as empresas o aplicassem na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Quando uma empresa, no encerramento do exercício social, apurasse uma deficiência tarifária, debitava esta conta em contrapartida a crédito da conta 612.11 – Receita – CRC.

Com a criação da RENCOR – Reserva Nacional de Compensação de Remuneração, para a qual contribuiu o produto dos recolhimentos das quotas anuais de compensação, constituídas pelas parcelas de receita excedente das concessionárias e do saldo credor da CRC, conforme Decreto-Lei nº 2.432, as insuficiências de remuneração, que após aprovação da Prestação Anual de Contas, eram registradas no sistema extrapatrimonial. Em 1993, a CRC foi extinta pela Lei nº 8.631/1993, tendo seu saldo sido utilizado, totalmente ou parcialmente, para uma grande quitação intra-setorial e seu saldo remanescente foi securitizado pela União Federal. Essa conta deixou de existir com o novo Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 001/1997.

Em 1988, com a edição da Portaria DNAEE nº 255, de 29.12.1988, que alterou o Plano de Contas estabelecido pelo Decreto nº 82.962/1978, com o objetivo de segregar as doações e subvenções das demais obrigações especiais, introduziu nova conta nas “Obrigações Especiais”, conforme segue:

222.86 – Obrigações Especiais – Doações e Subvenções Destinadas a Investimento no Serviço Concedido

Esta conta destina-se à contabilização do recebimento pelo concessionário de doações puras e simples, isto é, não condicionadas a qualquer retorno em favor

do doador, bem como das subvenções, ambas destinadas a investimento no Serviço Público de Energia Elétrica.

Na verdade, essa conta passou a representar a antiga conta 53.1 – Auxílios para Construções – Contribuições e 53.2 – Auxílios para Construções – Doações, prevista no primeiro plano de contas, Decreto nº 28.545, de 24.08.1950, conforme segue:

“53.1 – Contribuições

Esta conta registrará as doações ou contribuições em dinheiro, serviços ou propriedades, feitos pelo Estado, Município ou outros departamentos governamentais, pelos consumidores e outros, para fins de construções.

a) Os saldos credores, se verificarem, não deverão ser transferidos para a conta de lucros da empresa ou outra qualquer conta sem a prévia aprovação do poder concedente.

b) Esta conta deverá ser escriturada de forma a demonstrar, não só a precedência das doações e contribuições, por classe, nomes e valores, recebidas pela empresa, como ainda os fins para que as mesmas foram destinadas.

c) Não serão incluídos nesta conta os adiantamentos recebidos para fins de construção, sujeitos a reembolso futuro no todo ou em parte, os quais deverão ser creditados à conta 53.0 “Adiantamentos”.

d) Em se tratando de doações recebidas dos poderes públicos consumidores ou outros, não sujeitos a reembolso futuro, no todo ou em parte, para execução do projeto inicial, as mesmas serão creditadas a uma subdivisão desta conta.

Quando uma doação em dinheiro for despendida, em parte ou no seu total, ou em se tratando de propriedade doada, com tal cabendo a uma conta permanente, a mesma conta ou contas apropriadas da instalação, serão debitadas, ficando a conta 53.1 reduzida de igual importância com a transferência de seus valores para crédito da conta 53.2 “Doações”.

53.2 – Doações

Esta conta registrará as doações recebidas dos poderes públicos, ou dos particulares, desde que tenham sido despendidas na execução de obras ou serviços projetados, sendo os débitos respectivos escriturados à conta 53.1 “Contribuições”.

Conforme já comentado, e pode ser observado nas funções das contas 53.1 e 53.2 acima transcritas, essas doações e contribuições, hoje denominadas de “Obriga-

ções Especiais” ou “Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica”, não representam receitas e nem acréscimo patrimonial da concessionária, já que as mesmas serão deduzidas do ativo imobilizado quando da reversão ao final da concessão, conforme previsto no art. 91 do Decreto nº 41.019/1957, abaixo transcrito, sendo também deduzida para fins de determinação da base de remuneração do investimento, conforme art. 158 do Decreto nº 41.019/1957.

“Art. 91. No caso de reversão com indenização, esta será prévia e no montante do investimento reconhecido (art. 62), e deduzido de:

a) As importâncias relativas às Contas de Código números 53.1 e 53.2.

(...)”

“Art. 158 – A remuneração do investimento será calculada sobre o total apurado na forma do artigo anterior, deduzido de:

(...)”

III. Os saldos, a 31 de dezembro do mesmo exercício, das contas do passivo correspondentes a adiantamentos, contribuições e doações (art. 91, alínea a, 92, 142 e 145).”

Com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução ANEEL nº 444/2002, essa conta permaneceu como obrigação especial, figurando assim como uma conta de passivo com a codificação 222.0x.x.4.0x – Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica – Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido, até o ano de 2006. A partir do ano de 2007, as Doações e Subvenções Destinadas a Investimento no Serviço Concedido estão representadas pela conta contábil 223.0x.x.1.03 – Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica – Doações e Subvenções Destinadas a Investimento no Serviço Concedido.

222.89 – Obrigações Especiais – Outras

Esta conta destina-se a contabilização de valores não classificáveis nas contas precedentes, sempre mediante autorização do Poder Concedente.

Com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução ANEEL nº 444/2002, essa conta permaneceu como obrigação especial, figurando assim como uma conta de passivo com a codificação 222.0x.x.8.0x – Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia

Elétrica – Outras, até o ano de 2006. A partir do ano de 2007, essas obrigações especiais estão representadas pela conta contábil 223.0x.x.1.09 – Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica – Outras.

Em 2002, com a edição da Resolução ANEEL nº 444/2002, que estabeleceu o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, mais uma vez foram introduzidas novas contas nas “Obrigações Especiais”, incluindo as seguintes contas, que vigoraram até o ano de 2006, sendo que a partir de 2007, passaram a integrar uma única conta contábil 223.0x.x.1.01 – Participação da União, Estados e Municípios:

222.0x.x.5.0x – Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica – Participação Financeira dos Estados

Semelhante à “Participação Financeira do Consumidor”, a mesma tem por finalidade a contabilização da contribuição financeira dos Estados, destinada à cobertura dos gastos, correspondentes à diferença entre o custo da obra e o limite de investimento de responsabilidade da concessionária.

222.0x.x.6.0x – Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica – Participação Financeira dos Municípios.

Semelhante à “Participação Financeira do Consumidor”, a mesma tem por finalidade a contabilização da contribuição financeira dos Municípios, destinada à cobertura dos gastos, correspondentes à diferença entre o custo da obra e o limite de investimento de responsabilidade da concessionária.

Posteriormente foram incluídas as contas 223.0x.x.1.04 – Programa de Eficiência Energética – PEE; 223.0x.x.1.05 – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; e 223.0x.x.1.06 – Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, sendo que todas essas contas tem por finalidade registrar e identificar os recursos desses Programas que foram aplicados no ativo imobilizado, de forma que esses ativos não sejam remunerados, bem como permitir a anulação da respectiva depreciação no resultado, já que a mesma não compõe a tarifa homologada pela ANEEL.

44.1.3. DA ATUALIZAÇÃO DAS OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

As obrigações especiais, enquanto vigorou o sistema de correção monetária das demonstrações financeiras, eram corrigidas pelos mesmos índices de correção do ativo permanente, dado que esses recursos ou bens eram destinados e aplicados no ativo imobilizado do concessionário e deles seriam deduzidos quando da

reversão dos bens, conforme art. 91 do Decreto nº 41.019/1957, com redação dada pelo Decreto nº 54.938/1964, abaixo transcrito:

“Art. 91. No caso de reversão com indenização, esta será prévia e no montante do investimento reconhecido (artigo 62) e deduzido de:

(...)

§ 2º O montante do investimento reconhecido a ser indenizado nos termos deste artigo ficará sujeito a correção monetária nos termos do Artigo 60 até o seu efetivo pagamento ao concessionário”. (grifamos)

Nas notas e técnicas de funcionamento das contas de “Obrigações Especiais”, do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pelo Decreto nº 82.962/1978, consta que estas contas serão creditadas pela correção monetária, lançando-se a contrapartida a débito da conta de despesa 635.71 – Variação Monetária – Dívidas. Da mesma forma, o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica prevê nas notas dessas contas, a contabilização de atualização monetária quando devida.

A Nota Técnica nº 178/2003-SFF/SER/ANEEL, de 30.07.2003, no seu item 2.10 – Obrigações Especiais estabeleceu que as obrigações especiais devem ser atualizadas com os mesmos critérios e índices utilizados para corrigir os bens registrados no Ativo Imobilizado dos agentes.

Ressaltamos que a correção monetária das obrigações especiais, até 1995, não compunha o saldo da conta de “Resultado da Correção Monetária do Balanço”, prevista no Decreto-Lei nº 1.598/77.

No caso específico do Fundo de Reversão que foi investido pelos concessionários na expansão e melhoria dos seus sistemas, e da própria retenção de 49% prevista na Lei nº 5.655/1971, que acabou ficando como obrigações especiais até 31.12.2002, quando, pela Resolução ANEEL nº 444/2002, que institui o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, deixou de pertencer ao Subgrupo 222 – Obrigações Especiais (hoje 223), passando a pertencer ao Subgrupo 221 – Passivo Exigível de Longo Prazo, na conta 221.92 – Obrigações – Reversão/Amortização, os §§ 5º e 8º, do art. 4º da Lei nº 5.655/1971, com nova redação dada pelo art. 9º da Lei nº 8.631/1993, bem como o art. 30 do Decreto nº 774/1993, que regulamentou a Lei nº 8.631/1993, assim dispôs:

Lei nº 5.655/1971

“Art. 4º (...)

§ 5º A ELETROBRÁS procederá a correção mensal da RGR de acordo com os índices de correção dos ativos permanentes e creditará a essa reserva juros de cinco por cento ao ano sobre o montante corrigido dos recursos utilizados. Os rendimentos dos recursos não utilizados reverterão, também, à conta da RGR.

§ 8º Os recursos do Fundo de Reversão investidos pelos concessionários na expansão e melhoria dos sistemas até 31 de dezembro de 1971, bem como as retenções da Reserva Global de Reversão – RGR, efetuadas até 31 de dezembro de 1992, serão corrigidos monetariamente pelos mesmos índices de correção dos ativos permanentes dos concessionários do serviço público de energia elétrica e vencerão juros de cinco por cento ao ano, sobre o montante mensalmente corrigido, os quais serão depositados em nome da ELETROBRÁS."

Decreto nº 774/1993

"Art. 30. Os recursos do Fundo de Reversão e da RGR que tenham sido investidos pelos concessionários na expansão e melhoria dos seus sistemas, até 31 de dezembro de 1971, e de 31 de dezembro de 1992, respectivamente, e que não tenham sido compensados, serão corrigidos monetariamente pelos mesmos índices de correção dos ativos permanentes dos concessionários do serviço público de energia elétrica..." (grifo nosso)

44.1.4. DOS JUROS A SEREM PAGOS SOBRE A REVERSÃO / AMORTIZAÇÃO

Atualmente, por força do disposto no § 9º, do art. 2º do Decreto-Lei nº 2.432, os concessionários que possuem saldo na conta 221.92 – Reversão/Amortização estão obrigados ao pagamento de juros calculados à taxa de 5% ao ano, que são destacados na mesma Resolução da ANEEL que fixa a RGR.

Portanto, esses valores não se acumulam ao saldo da conta 221.92, já que são calculados e pagos juntamente com a RGR do próprio ano, em parcelas mensais.

44.1.5. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS E A BASE DE REMUNERAÇÃO

O art. 2º, § 2º, da Lei nº 5.655/1971, com nova redação dada pelo Decreto-Lei nº 1.506/1976, estabelecia a dedução de diversas parcelas no investimento remunerável (base de remuneração), dentre eles os saldos que hoje representam as obrigações especiais ou obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica, conforme segue:

“Art. 2º (...)

§ 2º O Investimento Remunerável será a diferença entre a soma dos valores finais previstos no parágrafo anterior e a soma das deduções a seguir estabelecidas, calculadas pelo critério pro-rata-tempore:

a) A Reserva para Depreciação.

b) A Reserva de Amortização, se houver.

c) Os adiantamentos, contribuições e doações referentes aos bens e instalações definidos na letra “a” do parágrafo anterior.

d) O valor das obras pioneiras a que se refere o parágrafo único do art. 10 da Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962, introduzido pelo Decreto-Lei nº 644, de 23 de junho de 1959, dos bens e instalações para uso futuro e das propriedades da União em regime especial de utilização.”

A Resolução ANEEL nº 493, de 03 de setembro de 2002, no seu art. 2º, assim estabeleceu a base de remuneração:

“Art. 2º. A base de remuneração será composta da seguinte forma:

I. Ativo imobilizado em serviço, avaliado e depreciado conforme critérios estabelecidos nesta Resolução.

II. Almojarifado de operação, conforme critérios estabelecidos no Anexo X.

III Ativo diferido, conforme critérios estabelecidos no Anexo XI.

IV. Obrigações especiais, proporcionalmente ao valor do investimento das concessionárias.

V. Capital de giro estritamente necessário à movimentação da concessionária, conforme critérios estabelecidos no Anexo XII.

Exceto quanto a avaliação do ativo imobilizado em serviço e a inclusão do ativo diferido, na base de remuneração, praticamente não houve mudanças em relação aos componentes estabelecidos no Decreto-Lei nº 1.506/1976.

O saldo da conta de obrigações especiais é de natureza credora, portanto a mesma compôs a base de remuneração de forma retificadora, após a sua correção pelo mesmo índice da avaliação aplicado ao ativo de sua formação.

44.1.6. DA EXIGIBILIDADE DAS OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

Conforme já comentado anteriormente, com referência ao art. 91 do Decreto nº 41.019/1957, as contribuições e doações a título de auxílio às construções, bem como os saldos das Reservas de Reversão e Amortização serão deduzidas do montante do investimento indenizável. Portanto, será nesse momento que essas obrigações serão exigidas, ou seja, não há na legislação nenhuma previsão quanto a exigibilidade das mesmas em pecúnia, mas tão somente em bens, quando da reversão mediante a indenização. Mas em hipótese, podemos admitir que, se ao final da concessão todo o ativo imobilizado estiver depreciado, ou se o mesmo for inferior ao saldo das "Obrigações Especiais", o concessionário deverá pagar em pecúnia a diferença em favor da União Federal.

45. COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÃO DE CUSTOS DA PARCELA A

Considerando que a tarifa fixada pela ANEEL, nos termos da Resolução ANEEL nº 234/2006, e com base no próprio contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, tem na sua composição a "Parcela A", correspondente aos custos não gerenciáveis, o art. 1º da Medida Provisória nº 2.227, de 04.09.2001, permitiu o mecanismo de compensação das variações dessas parcelas, estabelecendo que o mesmo será regulado pela ANEEL, não se aplicando à mesma as vedações prevista nos §§ 1º e 3º do art. 2º da Lei nº 10.192, de 14.02.2001, abaixo transcrito:

Art. 2º. É admitida estipulação de correção monetária ou de reajuste por índices de preços gerais, setoriais ou que reflitam a variação dos custos de produção ou dos insumos utilizados nos contratos de prazo de duração igual ou superior a um ano.

§ 1º É nula de pleno direito qualquer estipulação de reajuste ou correção monetária de periodicidade inferior a um ano.

(...)

§ 3º Ressalvado o disposto no § 7º do art. 28 da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1995, e no parágrafo seguinte, são nulos de pleno direito quaisquer expedien-

tes que, na apuração do índice de reajuste, produzam efeitos financeiros equivalentes aos de reajuste de periodicidade inferior à anual.”

Esse mecanismo tem por objetivo permitir que, ocorrendo uma variação de preço dos itens que formam essa parcela, após o reajuste ou revisão tarifária, essa variação será contabilizada no subgrupo 113 – Despesas Pagas Antecipadamente, e será reconhecida quando do próximo reajuste ou revisão tarifária da concessionária ou permissionária, sendo que esses custos serão levados à conta de resultado de acordo com o prazo fixado para sua realização quando da inclusão na Receita Requerida.

Para fins de remuneração das variações dos itens da “Parcela A”, o período será desde a data de ocorrência da diferença apurada até o trigésimo dia anterior à data de reajuste tarifário anual subsequente e será calculada com base na taxa de juros SELIC em igual período.

Os itens que compõem a “Parcela A” são:

- Conta de Consumo de Combustível – CCC.
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos.
- Transporte de Energia pela Rede Básica (Encargo de Uso do Sistema de Transmissão).
- Custo da Energia de Itaipu – Variação Cambial.
- Custo da Energia de Itaipu – Alteração de Preço.
- Encargo de Serviços de Sistema – ESS.
- Repasse de Potência – Itaipu Binacional.
- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.
- Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.
- Custos de Aquisição de Energia – (CVAenerg).
- Transporte de Energia Elétrica – Itaipu Binacional.

A Instrução Contábil nº 6.3.5, do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução Normativa nº 444/2001, assim estabelece:

“As variações positivas e negativas do preço da energia elétrica comprada da Itaipu Binacional e do seu respectivo transporte, seja em decorrência da varia-

ção cambial da moeda estrangeira à qual o preço esteja vinculado ou da base do respectivo preço, deverão ser registradas nas subcontas 113.01.4.1 – Despesas Pagas Antecipadamente – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A e 211.71.4.1 – Credores Diversos – Conta de Compensação de Variação de Custo da Parcela A, respectivamente em contrapartida das contas de resultado em que esses custos são geralmente alocados, devendo ainda ser classificados entre curto e longo prazo, de acordo com o respectivo prazo de realização.

Os valores relativos à variação cambial e os decorrentes de variação da base do preço deverão ser registrados em contas segregadas, como indicado no elenco de contas deste Manual.

Esse mesmo conceito e respectivo procedimento para registro, aplicam-se, também, para as diferenças de preço do Transporte de Energia pela Rede Básica da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos e da Conta de Consumo de Combustível – CCC, devendo ser utilizadas as mesmas contas de ativo e passivo citadas neste item, sendo as respectivas contrapartidas, registradas no resultado, sob as contas que esses gastos são geralmente alocados.

Quando da amortização ou reversão dos valores registrados na subconta 113.01.4.1 – Despesas Pagas Antecipadamente – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A e 211.71.4.1 – Credores Diversos – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A, deverão ser utilizadas as mesmas contas de resultado nas quais esses gastos são geralmente alocados.”

46. JUROS SOBRE OBRAS EM ANDAMENTO

Os juros sobre obras em andamento no setor elétrico foi instituído pelo Decreto nº 41.019/1957, no § 2º, do art. 159. Ressaltamos que desde àquela época, já havia um comando legal determinando que tanto os juros sobre o capital próprio quanto os encargos financeiros de empréstimos e financiamentos destinados à construção, seriam capitalizados e acrescidos ao custo das obras em andamento:

"Art.159 (...)

§ 1º Serão capitalizados e acrescidos ao custo das obras em andamento, até a sua entrada em operação, os encargos financeiros de empréstimos tomados para sua realização.

§ 2º A parte do investimento de obras em andamento, realizada com capital próprio, vencerá juros iguais à taxa de remuneração fixada para o investimento remunerável, até a data da entrada em serviço das instalações, juros esses que serão capitalizados e acrescidos ao custo da obra.”

Originalmente, os juros sobre obras em andamento, financiada com capital próprio, calculados com base na legislação acima citada, eram contabilizados como acréscimo ao custo da obra tendo como contrapartida uma conta de receita, que de acordo com a opinião das autoridades fiscais refletidas no Parecer Normativo CST nº 47, de 07.07.76, eram tributadas normalmente.

Com o novo Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pelo Decreto nº 82.962/1978, os Juros sobre Obras em Andamento passaram a ser contabilizados como ativo diferido sob o título de Despesa de Remuneração das Imobilizações em Curso – DRIC, tendo como contrapartida uma receita denominada de Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC.

O Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, em todas as suas versões, desde o Decreto nº 82.962, de 1978 até o ano de 1995, contrariando o disposto no Decreto 41.019/1957 e o próprio Decreto-Lei 1.506/1976, os quais determinavam que essa remuneração seria um custo agregado à obra, estabelecia que a Remuneração das Imobilizações em Curso seria contabilizada a débito do ativo diferido tendo como contrapartida uma conta de receita, que, ao final do ano, quando da destinação do lucro, seria destinada à “reserva de capital” de forma que a mesma não compusesse a base de cálculo dos dividendos, evitando assim a descapitalização da concessionária.

Somente em 1996, por meio da Portaria DNAEE nº 526, de 22.11.1995, os juros sobre obras em andamento, bem como os encargos e efeitos financeiros vinculados ao imobilizado em curso passaram a ser tratados como custo da obra, tendo sido transferidos, em 01/01/96, para o imobilizado em curso, nas respectivas obras em curso ou em serviço, passando a ser depreciados com reflexos no resultado do exercício.

Essa portaria extinguiu a possibilidade de contabilização da RIC (capital de terceiros), determinando que, a partir de 1996, os reais encargos financeiros dos empréstimos e financiamentos vinculados ao imobilizado em curso, fossem transferidos para o custo das obras em andamento.

Apenas para que se tenha uma idéia um pouco mais ampla da legislação sobre a remuneração de capital dos acionistas das companhias, vale lembrar que para os demais contribuintes, que não os do setor elétrico, por força do disposto no art.

49 da Lei nº 4.506/1964, incorporado ao Regulamento do Imposto de Renda vigente até 1995, as importâncias creditadas ao titular ou sócios da empresa, a título de juros sobre o capital, não eram admitidas como custo ou despesa operacional dedutível. Somente a partir de 1996, com a edição da Lei nº 9.249/1995, as despesas de juros sobre o capital próprio passaram a ser dedutíveis para fins de imposto de renda e contribuição social.

Em relação ao setor elétrico propriamente dito, com o objetivo de incentivar os investimentos em obras, criou-se o benefício fiscal que permitiria remunerar todos os investimentos com capital próprio, permitindo que esse valor, tratado como custo da obra, seria dedutível através do processo de depreciação, amortização ou baixa, cuja contrapartida, contabilizada como receita, seria isenta do imposto de renda. Com essa finalidade foi editado o Decreto-Lei nº 1.506/1976, que no seu art. 3º, estabeleceu o seguinte:

“Art. 3º. As obras em andamento realizadas mediante a utilização de capital próprio do concessionário ou empréstimo vencerão juros de, no máximo, 10% (dez por cento) ao ano, capitalizados e acrescidos ao respectivo custo, até a data em que entrarem em serviço, a critério do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE.”

Até o ano de 1988, os Juros sobre Obras em Andamento eram contabilizados como receita não operacional, compondo o lucro da concessionária. Tanto no setor elétrico como no setor de telecomunicações, esses juros deixaram de ser contabilizados como receita, passando a ser contabilizado como reserva de capital, no patrimônio líquido, face ao novo entendimento de que não se tratava de receita da sociedade e sim do acionista.

Essa mudança de prática contábil coincidiu com a criação da Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL, instituída pela Lei nº 7.689, de 15.12.1988, o que excluiu a tributação da CSLL sobre esses juros.

Essa isenção do imposto de renda sobre os Juros de Obras em Andamento vigorou até dezembro de 1998, já que o art. 18 da Lei nº 9.718/1998, revogou o parágrafo 2º, do art. 4º do Decreto-Lei nº 1.506/1976, no entanto, manteve o artigo terceiro do citado Decreto-Lei que permitiu o cálculo desses juros. No entanto, quase todas as concessionárias, exceto aquelas com prejuízos, deixaram de calcular os Juros sobre Obras em Andamento.

É importante resgatar o motivo que levou o legislador a revogar a isenção prevista do Decreto-Lei nº 1.506/1976. Esse motivo é explicitado pela exposição de motivos ao anteprojeto de lei, *“in verbis”*:

“II. § 2º, do art. 4º do Decreto-lei nº 1.506, de 23 de dezembro de 1976, que trata da exclusão de juros, calculados sobre obras em andamento de empresas concessionárias de serviços de energia elétrica, da base de cálculo do imposto de renda, que deixa de se justificar em virtude da introdução, na legislação desse imposto, da dedutibilidade dos juros remuneratórios do capital próprio.”

De acordo com a Instrução Contábil 6.3.11 do atual Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444/2001, deve-se observar os seguintes procedimentos para fins de registro dos juros sobre obras em andamento:

“As Imobilizações em Curso constituídas com capital próprio poderão ser remuneradas à Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, ou outra que venha a substituí-la, calculada e contabilizada mensalmente por sua taxa equivalente mensal, apurada pela fórmula:

$$TEq = (1 + i)^{12} - 1$$

onde:

▪ *i* = taxa unitária.

Para fins de cálculo da referida remuneração, deverão ser deduzidos das imobilizações em curso os valores relativos aos recursos aplicados, oriundos da participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, Verbas Federais, Estaduais e Municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos. Os recursos em questão deverão estar contabilizados nas contas 223.0X – Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica nas subcontas 223.0X.X.9.01, 223.0X.X.9.02, 223.0X.X.9.03, 223.0X.X.9.04, 223.0X.X.9.05 e 223.0X.X.9.06 e 223.0X.X.9.09.

O valor da remuneração calculada de acordo com a fórmula e o critério acima será debitado às respectivas contas do Ativo Imobilizado em Curso que lhe deram origem, em contrapartida ao crédito da subconta 242.65.2 – Reservas de Capital – Remuneração sobre o Capital Próprio – Imobilizado em Curso.

Especial atenção deve ser dada ao fato de que o reconhecimento dos juros sobre obras em andamento deve estar condicionado à capacidade de a concessionária recuperar o valor do ativo remunerado em função das tarifas concedidas pelo Órgão Regulador.”

47. DEPRECIACÃO

Sempre existiu a seguinte pergunta: de quem é a competência para fixação das taxas de depreciação no setor elétrico? Isso decorre das taxas fixadas pelo Poder Concedente ser inferior àquelas fixadas pela Secretaria da Receita Federal. Assim, buscaremos o histórico dessa legislação de forma a verificar de quem é essa competência e aproveitar para demonstrar a evolução desse processo.

As taxas de depreciação a serem aplicadas pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor elétrico sempre foram fixadas pelo Poder Concedente, quer seja pelo CNAEE, DNAEE e atualmente pela ANEEL. Essa competência tem por origem o § 1º, do art. 168 do Decreto nº 41.019/1957, abaixo transcrito:

“Art. 168. No custo do serviço será considerada uma quota global anual destinada a constituir a Reserva para Depreciação dos bens e instalações em serviço (Artigo 32) e que será determinada pela aplicação de certa percentagem sobre o montante do investimento definido no art. 62. (Redação dada pelo Decreto nº 54.938 de 04.11.1964)

§ 1º A quota global anual de depreciação será calculada pela aplicação, sobre o montante dos bens depreciáveis que contém o investimento das taxas de depreciação a serem aprovadas pela Fiscalização, e determinada, em função do prazo de vida útil estimado para cada bem, ou sua parte, de acordo com a natureza de cada um, e o desgaste que estiver sujeito. (Redação dada pelo Decreto nº 54.938 de 04.11.1964)” (grifamos)

Já no § 3º, do art. 168, foi estabelecido taxas de depreciação de forma provisória, até que fosse expedida uma tabela com as taxas definitiva. Nesse aspecto o legislador foi mais objetivo, não deixando dúvidas quanto à competência para fixação das taxas de depreciação.

“§ 3º Até que seja expedida a tabela definitiva das taxas de depreciação dos diversos bens e instalações que compõem a propriedade em serviço, a Fiscalização fixará, por Portaria, taxa única de depreciação de todos os bens depreciáveis, até o máximo de 5% (cinco por cento) ao ano para todos os bens e instalações, exceto as das usinas térmicas, para as quais esse limite será de 8% (oito por cento) ao ano. (Redação dada pelo Decreto nº 54.938 de 04.11.1964)”

Toda alteração introduzida pelo Decreto nº 54.938/1964, tinha por objetivo permitir dar condições ao cumprimento do estabelecido no Decreto nº 54.937/1964, que estabeleceu o reconhecimento do investimento no serviço público, realizado pelas concessionárias, mediante tombamento, já que até o ano de 1964, a Fiscalização do Poder Concedente não tinha como validar e reconhecer de forma

definitiva o efetivo investimento das concessionárias de serviço público, sendo esses investimentos reconhecidos em regime provisório com base nos valores contabilizados, conforme previsto no § 1º, do art. 188 do Decreto nº 41.019/1957.

Dado a necessidade de efetivamente aplicar às concessões de serviços de energia elétrica, quer aquelas outorgadas na vigência do Código de Águas, ou a ele preexistentes, o regime econômico-financeiro instituído pelo referido Código e pela legislação posterior complementar, bem como considerando que para a aplicação desse regime havia uma necessidade de se proceder ao tombamento da propriedade em função do serviço e da apuração do investimento pelo seu custo histórico, nos termos do Decreto-Lei nº 3.128/1941, para que o mesmo fosse objeto da correção monetária prevista nas leis nºs 3.470/1958, e 4.357/1964, foi editado o Decreto nº 54.937, de 04.11.1964, estabelecendo a criação das Comissões de Tombamento, a serem designadas pelo Ministro das Minas e Energia, por proposta do Diretor da Divisão de Águas, que tinha por atribuição:

“Art. 2º. As Comissões de Tombamento terão por atribuição:

- a) Identificar os bens que integram a propriedade em função do serviço (art. 3º do Decreto-Lei 3.128, de 1951, e art. 44 do Decreto-Lei 41.019, de 1957), mediante conferência do inventário a que se referem os artigos 3º e 4º do Decreto-Lei nº 3.128, de 1941; a conferência do inventário compreenderá, obrigatoriamente, os bens ou conjunto dos bens da propriedade, e poderá ser procedida, mediante amostragem programada tecnicamente, com erro definido, dentro de nível de significância declarado, de forma a abranger quantidade de bens suficientemente representativa, quer quanto à sua natureza, quer quanto à localização geográfica.
- b) determinar o investimento no serviço mediante a apuração do custo histórico da propriedade inventariada (art. 3º, §§ 1º e 2º e art. 6º dos Decretos-Lei nºs 59 e 91 e do Decreto-Lei 41.019, de 1957) e da respectiva depreciação até a data a que se referir o tombamento (artigo 7º do Decreto-Lei nº 3.128, de 1941).
- c) Proceder ao levantamento dos auxílios para construção de que tratam as contas 53.1 e 53.2 da “Classificação de Contas para Empresas de Energia Elétrica” aprovadas pelo Decreto nº 28.545, de 24 de agosto de 1950.”

Em virtude da necessidade de se fazer o tombamento (inventário), o art. 7º do Decreto 54.937/1964 determinou que a depreciação dos bens fosse estimada mediante aplicação de tabelas gerais de depreciação elaboradas segundo critérios técnicos justificáveis, aprovadas pelo Diretor da Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral.

“Art. 7º. A depreciação dos bens que integram a propriedade em função do serviço será estimada mediante aplicação de tabelas gerais de depreciação elaboradas segundo critérios técnicos justificáveis, aprovadas pelo Diretor da Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral, as quais indicarão o prazo de vida útil dos bens que normalmente integram a propriedade em função dos serviços de energia elétrica e, quando for o caso, as curvas de depreciação.

§ 1º Na aplicação das tabelas gerais de depreciação as Comissões de Tombamento farão as adaptações ou os ajustamentos necessários para levar em conta as condições especiais, quer de construção, quer de operação ou conservação de todos os determinados bens do concessionário, e que justifiquem a adoção de critérios ou de taxas anuais de depreciação diferentes das constantes das tabelas gerais.

§ 2º As tabelas gerais de depreciação referidas neste artigo indicarão os bens imóveis que não serão considerados para efeitos de depreciação.”

A tabela de depreciação, citada no art. 7º acima, com as taxas de depreciação a serem aprovadas, conforme determinado no § 1º, do art. 168 do Decreto nº 41.019/1957, foi aprovada por meio da Portaria MME nº 768, de 11.11.1968, apresentando faixa de variação de taxas anuais de no mínimo 0,95% pra Estruturas e Outras Benfeitorias e no máximo 11% para Equipamentos de transporte, para fins de uso das Comissões de Tombamento. Já o § 2º desta Portaria estabelecia que em nenhum caso a quota anual a que se refere o art. 168 poderá ultrapassar o limite de 3% ao ano para todos os bens e instalações depreciáveis, exceto para as usinas termoelétricas, cujo limite será de 5% ao ano.

Transcorridos vários anos após a publicação da Portaria MME nº 768/1968, essas taxas foram alteradas por meio do Ofício DNAEE/DCEF/CIRC/nº 70/1980, de 16.01.1980. Ofício este que tratava dos procedimentos de encerramento contábil e da elaboração das demonstrações contábeis do exercício de 1979. Neste Ofício as taxas de depreciação foram fixadas por conta contábeis, e variavam de 3% a 5% ao ano, o que vigorou até o ano de 1998, quando mediante a Resolução nº 002,⁶ de 24.12.1997, a ANEEL estabeleceu as taxas de depreciação, a vigorar a partir de 01.01.1999, por tipo de bem (Unidade de Cadastro – UC prevista na Portaria DNAEE nº 815/1994) e não mais por conta contábil e tipo de instalações, essa Resolução foi alterada pela Resolução ANEEL nº 44, de 17.03.1999, que teve vigência retroativa a 01.01.1999, ou seja, as taxas de depreciação da Resolução nº 02/1997 não chegou a ser aplicada.

⁶O Decreto nº 2.335, de 06.10.1997, em seu art. 4º, inciso XLIII, estabeleceu como competência da ANEEL, a fixação das cotas de depreciação.

As taxas de depreciação fixadas pela Resolução nº 44/1999 foram aplicadas até 31 de dezembro de 2006, haja vista sua revogação pela Resolução ANEEL nº 240, de 05.12.2006, que definiu novas taxas de depreciação a vigorarem a partir de 1º de janeiro de 2007.

A Secretaria da Receita Federal se manifestou por meio da sua Coordenação de Sistematização Tributária, de que o autoprodutor pode adotar as taxas de depreciação fixadas pela Secretaria da Receita Federal. Nesse sentido, o Parecer Normativo CST nº 153/1975, que trata da depreciação dos bens de empresas que produzem energia elétrica para seu próprio consumo e para fornecimento a terceiros sem regime de concessão, que são exatamente aquelas que possuem AUTORIZAÇÃO, no seu item 3, expôs o entendimento de que os critérios para depreciação dos bens do ativo, instituídos pelo Decreto nº 54.937/1964, somente terão aplicação integral quando se tratar de empresas organizadas exclusivamente para explorar serviços de produção, transmissão ou distribuição de energia elétrica em que funcionem sob REGIME DE CONCESSÃO, outorgados nos termos do que dispõe o Decreto nº 41.019/1957, e alterações posteriores.

Com a nova legislação do setor elétrico, essa interpretação permanece para os autoprodutores, independentemente de terem autorização ou concessão. Já os concessionários e permissionários de serviço público, e os geradores que possuem concessão de uso de bem público ou autorização para geração em regime de produção independente, a Secretaria da Receita Federal deverá adotar o disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL 444/2001, que estendeu a exigência de adoção das taxas de depreciação, por ela fixada, às PERMISSONÁRIAS e PRODUTORES INDEPENDENTES, ficando, portanto de fora dessa exigência os AUTORIZADOS que não sejam produtores independentes.

É importante ressaltar que as taxas fixadas pela DNAEE, hoje ANEEL, sempre foram calculadas com base em estudos técnicos, levando em consideração o tempo de vida útil econômica do bem, inclusive mediante comparação com as taxas aplicadas por outras Agências internacionais, bem como de informações dos próprios fabricantes, não prevalecendo qualquer interpretação de que as mesmas não refletem uma realidade e de que são estabelecidas de forma a não impactarem substancialmente nas tarifas.

A obrigatoriedade da adoção das taxas de depreciação fixadas pela ANEEL se estende a todas concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a todos as

concessionárias e autorizadas de geração em regime de produção independente,⁷ conforme estabelecido na Instrução Contábil nº 6.3.11 da Resolução Normativa nº 444/2001.

Não será admitido o cálculo da depreciação acelerada, exceto quando se tratar de depreciação acelerada incentivada, cujos procedimentos e controles são estabelecidos na legislação fiscal, que não afeta, portanto, o resultado contábil. Serão admitidas taxas diferenciadas daquelas fixadas, para cada tipo de Unidade de Cadastro – UC, em que haja situações especiais devidamente comprovadas, suportadas por laudo técnico emitido por peritos devidamente habilitados, desde que submetidas e aprovadas pelo Órgão Regulador.

No entanto, face ao disposto no art. 36 da Lei nº 8.987/1995 e art. 20 do Decreto nº 2003/1995, que trata da indenização dos bens das concessões de serviço público e das concessionárias e autorizadas de geração em regime de produção independente, respectivamente, pelo qual o custo do investimento do projeto básico não será indenizado, será necessário estabelecer controles que permitam segregar o custo do investimento referente ao projeto básico daqueles investimentos realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade. Essa segregação é necessário para que se possa registrar uma parcela complementar de amortização do custo do investimento em projeto básico, de forma que ao final da concessão ou autorização outorgada todo o custo do investimento do projeto básico tenha sido amortizado e/ou depreciado.

48. RECURSOS DESTINADOS A AUMENTO DE CAPITAL

No setor elétrico, as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de energia elétrica, registrarão os recursos recebidos de acionistas ou quotistas no Patrimônio Líquido, conforme previsto na Instrução Contábil nº 6.3.26, abaixo transcrita:

“Os recursos recebidos de acionistas ou quotistas deverão ser contabilizados em contrapartida ao registro do ativo, no:

a) Patrimônio Líquido quando recebido com absoluta condição de permanência na concessionária (conta 245.01 – Recursos Destinados a Aumento de Capital – Adiantamento).

⁷Até a vigência da RN 444/2001, essa obrigatoriedade não se aplicava aos produtores independentes.

b) Exigível a Longo Prazo, quando a condição acima não puder ser comprovada (subconta 221.91.4 – Outras Obrigações – Adiantamento para Aumento de Capital).

Os recursos adiantados pela concessionária com a finalidade expressa de integralização de capital devem ser registrados no grupo de investimentos, subconta 131.06.1.1.04 – Participações Societárias Permanentes – Adiantamento para Futuro Aumento de Capital. Quando não for possível identificar expressamente essa finalidade, os recursos devem ser registrados na conta 122.51 – Adiantamentos e Empréstimos, subconta 122.51.1.6 – Coligadas e Controladas ou Controladoras.”

ANEXO

TABELA DE ALÍQUOTAS DO ICMS

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub		C. Prop					
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota		
FORCEL	PR	30	Isento	30	Isento	50	27	50	27	50	Isento	50	obs.	50	27	50	27	50	27	50	27		
		50	27	50	Isento	100	27	100	27	100	Isento	100	obs.	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27
		60	27	60	Isento	140	27	140	27	140	Isento	140	obs.	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27
		80	27	80	Isento	200	27	200	27	150	Isento	150	obs.	200	27	200	27	200	27	200	27	200	27
		90	27	90	Isento	300	27	300	27	200	Isento	200	obs.	300	27	300	27	300	27	300	27	300	27
		100	27	100	Isento	1000	27	1000	27	220	27	300	Isento	500	obs.	>300	27	>300	27	>300	27	>300	27
		140	27	140	Isento	>1000	27	>1000	27	250	27	500	Isento	>500	obs.								
		150	27	150	Isento					300	27	1000	Isento		obs.								
		200	27	200	Isento					1000	27	>1000	Isento		obs.								
		220	27	220	Isento					>1000	27				obs.								
		250	27	250	Isento										obs.								
		300	27	300	Isento										obs.								
		400	27	>300	Isento										obs.								
500	27												obs.										
		> 500	27										obs.										

obs. Todas as Faixas do Poder Público: Estadual = Isento / Municipal 27%

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub		C. Prop					
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota		
HIDROPAN	RS	30	12	30	12	50	17	50	25	50	12	50	25	50	20	50	25	50	25	50	17		
		50	12	50	12	100	17	100	25	100	12	100	25	100	20	100	25	100	25	100	17	100	17
		60	25	60	25	140	17	140	25	140	Diferido	140	25	140	20	140	25	140	25	140	17	140	17
		80	25	80	25	200	17	150	25	150	Diferido	200	25	200	20	200	25	200	25	200	17	200	17
		90	25	90	25	300	17	300	25	200	Diferido	300	25	300	20	300	25	300	25	300	17	300	17
		100	25	100	25	1000	17	1000	25	220	Diferido	500	25	500	20	>300	25	>300	25	>300	17	>300	17
		140	25	140	25	>1000	17	>1000	25	250	Diferido	>500	25										
		150	25	150	25					300	25	1000	Diferido										
		200	25	200	25					1000	25	>1000	Diferido										
		220	25	220	25					>1000	25												
		250	25	250	25																		
		300	25	300	25																		
		400	25	>300	25																		
500	25																						
		> 500	25																				

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub		C. Prop			
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota		
SULGIPE	SE	30	0	30	0	50	17	50	25	50	17	50	17	50	0	50	0	50	25		
		50	25	50	25	100	17	100	25	100	17	100	17	100	0	100	0	100	25		
		60	25	60	25	140	17	140	25	140	17	140	17	140	0	140	0	140	25		
		80	25	80	25	200	17	200	25	150	25	150	200	17	200	0	200	0	200	obs.	
		90	25	90	25	300	17	300	25	200	25	200	300	17	300	0	300	0	300	27	
		100	25	100	25	1000	17	1000	27	220	27	300	17	500	17	>300	0	>300	0	>300	27
		140	25	140	25	>1000	17	>1000	27	250	27	500	17	>500	17						
		150	25	150	25				300	27	1000										
		200	25	200	25				1000	27	>1000										
		220	27	220	27				>1000	27											
		250	27	250	27																
		300	27	300	27																
400	27	>300	27																		
500	27																				
	>500	27																			

obs. consumo até 220 kwh aliquota 25% - Acima de 220 kwh aliquota de 27%

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub		C. Prop			
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota		
SULGIPE	BA	30	25	30	25	50	12,96	50	27	50	18,36	50	18,36	50	0	50	18,36	50	27		
		50	25	50	25	100	12,96	100	27	100	18,36	100	18,36	100	0	100	18,36	100	27		
		60	25	60	25	140	12,96	140	27	140	18,36	140	18,36	140	0	140	18,36	140	27		
		80	25	80	25	200	12,96	200	27	150	27	200	18,36	200	0	200	18,36	200	27		
		90	25	90	25	300	12,96	300	27	200	27	300	18,36	300	0	300	18,36	300	27		
		100	25	100	25	1000	12,96	1000	27	220	27	500	18,36	500	18,36	>300	0	>300	18,36	>300	27
		140	25	140	25	>1000	12,96	>1000	27	250	27	500	18,36	>500	18,36						
		150	27	150	27				300	27	1000										
		200	27	200	27				1000	27	>1000										
		220	27	220	27				>1000	27											
		250	27	250	27																
		300	27	300	27																
400	27	>300	27																		
500	27																				
	>500	27																			

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub		C. Prop	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
COMPANHIA FORÇA E LUZ MOCOCA	SP	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	obs.	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	18	100	obs.	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	18	140	obs.	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	150	18	150	18	150	18	200	obs.	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	200	18	200	18	200	18	300	obs.	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	220	18	220	18	300	18	500	obs.	>300	18	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	250	18	250	18	500	18	>500	obs.				
		150	12	150	12			300	18	300	18	1000	18						
		200	12	200	12			1000	18	1000	18	>1000	18						
		220	25	220	25			>1000	18	>1000	18								
		250	25	250	25														
300	25	300	25																
400	25	>300	25																
500	25																		
>500	25																		

obs. Rural Inscrito/Cooperativa Elétrica/Rural estão isentos / Todas as faixas do Poder público Estadual são isentas/ S.Pub. Tração Elétrica 12%

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub		C. Prop	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA ELÉTRICA	SP	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	obs.	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	150	18	150	18	150	18	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	200	18	200	18	200	18	300	18	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	220	18	220	18	300	18	500	obs.	>300	18	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	250	18	250	18	500	18	>500	obs.				
		150	12	150	12			300	18	300	18	1000	18						
		200	12	200	12			1000	18	1000	18	>1000	18						
		220	25	220	25			>1000	18	>1000	18								
		250	25	250	25														
300	25	300	25																
400	25	>300	25																
500	25																		
>500	25																		

obs. Rural Inscrito/Cooperativa Elétrica/Rural estão isentos / Todas as faixas do Poder público Estadual são isentas/ Federal e Municipal = 18%/S.Pub. Tração Elétrica 12%

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub		C. Prop	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
COMPANHIA PAULISTA DE ENERGIA ELÉTRICA	SP	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	obs.	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	obs.	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	obs.	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	200	18	150	18	200	obs.	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	300	18	200	18	300	obs.	300	18	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	220	18	220	18	300	obs.	>300	18	>300	18	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	250	18	250	18	500	obs.						
		150	12	150	12			300	18	300	18	1000	18						
		200	12	200	12			1000	18	>1000	18								
		220	25	220	25			>1000	18										
250	25	250	25																
300	25	300	25																
400	25	>300	25																
500	25																		
>500	25																		

obs. Rural Inscrito/Cooperativa Elétrica: Rural estão isentos / Todas as faixas do Poder público Estadual são isentas./ Federal e Municipal = 18%;S.Pub. Tração Elétrica 12%

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub		C. Prop	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA ELÉTRICA	SP	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	obs.	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	obs.	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	obs.	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	200	18	150	18	200	obs.	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	300	18	200	18	300	obs.	300	18	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	220	18	220	18	300	obs.	>300	18	>300	18	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	250	18	250	18	500	obs.						
		150	12	150	12			300	18	300	18	1000	18						
		200	12	200	12			1000	18	>1000	18								
		220	25	220	25			>1000	18										
250	25	250	25																
300	25	300	25																
400	25	>300	25																
500	25																		
>500	25																		

obs. Rural Inscrito/Cooperativa Elétrica: Rural estão isentos / Todas as faixas do Poder público Estadual são isentas./ Federal e Municipal = 18%;S.Pub. Tração Elétrica 12%

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub		C. Prop	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
COMPANHIA HIDROELÉTRICA SAO PATRÍCIO - CHESP	GO	30	Isento	30	Isento	50	29	50	29	50	29	50	29	50	29	50	29	50	29
		50	Isento	50	Isento	100	29	100	29	100	29	100	29	100	29	100	29	100	29
		60	25	60	25	140	29	140	29	140	29	140	29	140	29	140	29	140	29
		80	25	80	25	200	29	200	29	150	29	150	29	200	29	200	29	200	29
		90	29	90	29	300	29	300	29	200	29	200	29	300	29	300	29	300	29
		100	29	100	29	1000	29	1000	29	220	29	300	29	500	29	>300	29	>300	29
		140	29	140	29	>1000	29	>1000	29	250	29	500	29	>500	29				
		150	29	150	29					300	29	1000							
		200	29	200	29					1000	29	>1000							
		220	29	220	29					>1000	29								
		250	29	250	29														
300	29	300	29																
400	29	>300	29																
500	29																		
>500	29																		

Obs. Para o consumidor Rural cadastrado como contribuinte do Estado a operação está isenta.

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub		C. Prop	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A.	ES	30	0	30	0	50	7	50	7	50	4	50	7	50	7	50	7	50	0
		50	0	50	0	100	25	100	25	100	4	100	25	100	25	100	25	100	0
		60	25	60	25	140	25	140	25	140	4	140	25	140	25	140	25	140	0
		80	25	80	25	200	25	200	25	150	4	200	25	200	25	200	25	200	0
		90	25	90	25	300	25	300	25	200	4	300	25	300	25	300	25	300	0
		100	25	100	25	1000	25	1000	25	220	4	500	25	>300	25	>300	25	>300	0
		140	25	140	25	>1000	25	>1000	25	250	4	>500	25						
		150	25	150	25					300	4								
		200	25	200	25					1000	4								
		220	25	220	25					>1000	4								
		250	25	250	25						25								
300	25	300	25																
400	25	>300	25																
500	25																		
>500	25																		

Comercial/Industrial/P. Público/IP/SP: Alíquota 12%. A base de cálculo será reduzida de forma que a alíquota efetiva resulte em 7%.

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.			
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota		
BOA VISTA ENERGIA S.A.	RR	30	17	30	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17		
		50	17	50	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17
		60	17	60	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17
		80	17	80	17	200	17	200	17	150	17	150	17	200	17	200	17	200	17	200	17
		90	17	90	17	300	17	300	17	200	17	200	17	300	17	300	17	300	17	300	17
		100	17	100	17	1000	17	1000	17	220	17	220	17	500	17	500	17	500	17	500	17
		140	17	140	17	>1000	17	>1000	17	250	17	250	17	>500	17	>300	17	>300	17	>300	17
		150	17	150	17					300	17	1000	17								
		200	17	200	17					1000	17	>1000	17								
		220	17	220	17					>1000	17										
		250	17	250	17																
		300	17	300	17																
		400	17	>300	17																
		500	17																		
>500	17																				

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.			
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota		
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE - ELETROACRE	AC	30	Isento	30	Isento	50	Isento	50	Isento	50	Isento	50	Isento	50	Isento	50	Isento	50	Isento		
		50	Isento	50	Isento	100	12	100	12	100	12	100	12	100	12	100	12	100	12		
		60	12	60	12	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17
		80	12	80	12	200	25	150	25	150	25	200	25	200	25	200	25	200	25	200	25
		90	12	90	12	300	25	200	25	200	25	200	25	300	25	300	25	300	25	300	25
		100	12	100	12	1000	25	220	25	220	25	300	25	500	25	>300	25	>300	25	>300	25
		140	17	140	17	>1000	25	250	25	500	25	500	25	>500	25						
		150	25	150	25					300	25	1000	25								
		200	25	200	25					1000	25	>1000	25								
		220	25	220	25					>1000	25										
		250	25	250	25																
		300	25	300	25																
		400	25	>300	25																
		500	25																		
>500	25																				

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
CELPE	PE	30	Isento	30	Isento	50	25	50	25	50	Isento	50	25	50	25	50	25	50	25
		50	25	50	Isento	100	25	100	25	100	Isento	100	25	100	25	100	25	100	25
		60	25	60	Isento	140	25	140	25	140	Isento	140	25	140	25	140	25	140	25
		80	25	80	Isento	200	25	200	25	150	Isento	200	25	200	25	200	25	200	25
		90	25	90	Isento	300	25	300	25	200	Isento	300	25	300	25	300	25	300	25
		100	25	100	Isento	1000	25	1000	25	220	Isento	500	25	500	25	500	25	500	25
		140	25	140	Isento	>1000	25	>1000	25	250	Isento	500	25	>500	25	>300	25	>300	25
		150	25	150	Isento					300	25	1000	Isento						
		200	25	200	Isento					1000	25	>1000	Isento						
		220	25	220	Isento					>1000	25								
		250	25	250	Isento														
		300	25	300	Isento														
		400	25	400	Isento														
500	25	500	Isento																
		>500	25																

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	MG	30	0	30	0	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18
		50	0	50	0	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	0	60	0	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	0	80	0	200	18	200	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	0	90	0	300	18	300	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	30	100	30	1000	18	220	18	220	18	300	18	500	18	>300	18	>300	18
		140	30	140	30	>1000	18	250	18	250	18	500	18	>500	18				
		150	30	150	30			300	18	300	18	1000	18						
		200	30	200	30			1000	18	1000	18	>1000	18						
		220	30	220	30					>1000	18								
		250	30	250	30														
		300	30	300	30														
		400	30	400	30														
500	30	500	30																
		>500	30																

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.		
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	
MANAUS ENERGIA S.A.	AM	30	Não-Incidência	30	Não-Incidência	50	25	50	25	50	25	50	25	50	25	50	25	50	25	
		50	Não-Incidência	50	Não-Incidência	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25	
		60	25	60	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25	
		80	25	80	25	200	25	200	25	150	25	150	25	200	25	200	25	200	25	
		90	25	90	25	300	25	300	25	200	25	200	25	300	25	300	25	300	25	
		100	25	100	25	1000	25	220	25	220	25	300	25	500	25	>300	25	>300	25	
		140	25	140	25	>1000	25	250	25	300	25	500	25	>500						
		150	25	150	25	200	25	1000	25	1000	25	>1000	25							
		220	25	220	25	250	25													
		250	25	250	25	300	25													
		300	25	300	25	>300	25													
		400	25	400	25															
500	25	500	25																	
>500	25	>500	25																	

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.		
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	
COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE	CE	30	0	30	0	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27	50	0	
		50	0	50	0	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	0	
		60	0	60	0	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	0	
		80	0	80	0	200	27	150	27	150	27	150	27	200	27	200	27	200	0	
		90	0	90	0	300	27	200	27	200	27	200	27	300	27	300	27	300	0	
		100	0	100	0	1000	27	220	27	220	27	300	0	500	27	>300	27	>300	0	
		140	0	140	0	>1000	27	250	27	250	27	500	0	>500	27					
		150	27	150	27			300	27	300	27	1000	0							
		200	27	200	27			1000	27	1000	27	>1000	0							
		220	27	220	27			>1000	27	>1000	27									
		250	27	250	27															
		300	27	300	27															
400	27	400	27																	
500	27	500	27																	
>500	27	>500	27																	

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
ELEKTRO	SP	30	0	30	0	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18
		50	0	50	0	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	0	60	0	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	0	80	0	200	18	200	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	0	90	0	300	18	200	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	220	18	220	18	300	18	500	18	>300	18	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	250	18	250	18	500	18	>500	18				
		150	12	150	12					300	18	1000	18						
		200	12	200	12					1000	18	>1000	18						
		220	25	220	25					>1000	18								
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
400	25	>300	25																
500	25																		
>500	25																		

obs.Rural Inscrição c/ exploração agrícola e pastoril são isentos / Todas as faixas do Poder público Estadual são isentas/ Federal e Municipal = 18%S.Pub. Tração Elétrica 12%

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
CAIUÁ DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A. - CAIUÁ	SP	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	150	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	200	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	220	18	220	18	300	18	500	18	>300	18	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	250	18	250	18	500	18	>500	18				
		150	12	150	12					300	18	1000	18						
		200	12	200	12					1000	18	>1000	18						
		220	25	220	25					>1000	18								
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
400	25	>300	25																
500	25																		
>500	25																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA VALE PARANAPANEMA S.A. - EDEVP	SP	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	200	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	300	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	220	18	220	18	300	18	500	18	>300	18	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	250	18	250	18	500	18	>500	18				
		150	12	150	12			300	18	300	18	1000	18						
		200	12	200	12			1000	18	>1000	18								
		220	25	220	25														
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
400	25	>300	25																
500	25																		
>500	25																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSES S.A. - CEMAT	MT	30	0	30	0	50	30	50	30	50	30	50	30	50	30	50	30	50	30
		50	0	50	0	100	30	100	30	100	30	100	30	100	30	100	30	100	30
		60	0	60	0	140	30	140	30	140	30	140	30	140	30	140	30	140	30
		80	0	80	0	200	30	150	30	150	30	150	30	200	30	200	30	200	30
		90	0	90	0	300	30	200	30	200	30	200	30	300	30	300	30	300	30
		100	10	100	10	1000	30	220	30	220	30	300	30	500	30	>300	30	>300	30
		140	10	140	10	>1000	30	250	30	250	30	500	30	>500	30				
		150	10	150	10			300	30	300	30	1000	30						
		200	17	200	17			1000	30	>1000	30								
		220	17	220	17														
		250	17	250	17														
		300	25	300	17														
400	25	>300	17																
500	25																		
>500	30																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.			
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota		
COMPANHIA FORÇA E LUZ DO OESTE—CFLO	SP	30	Isento	30	Isento	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27		
		50	27	50	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27
		60	27	60	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27
		80	27	80	27	200	27	200	27	150	27	150	27	200	27	200	27	200	27	200	27
		90	27	90	27	300	27	300	27	200	27	200	27	300	27	300	27	300	27	300	27
		100	27	100	27	1000	27	1000	27	220	27	220	27	500	27	>300	27	>300	27	>300	27
		140	27	140	27	>1000	27	>1000	27	250	27	250	27	>500	27	>300	27	>300	27	>300	27
		150	27	150	27					300	27	300	27								
		200	27	200	27					1000	27	1000	27								
		220	27	220	27					>1000	27	>1000	27								
		250	27	250	27																
		300	27	300	27																
		400	27	>300	27																
		500	27																		
		>500	27																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.			
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota		
COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CNEE	SP	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18		
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	200	18	150	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	300	18	200	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	1000	18	220	18	220	18	500	18	>300	18	>300	18	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	>1000	18	250	18	250	18	>500	18	18					
		150	12	150	12					300	18	300	18								
		200	12	200	12					1000	18	1000	18								
		220	25	220	25					>1000	18	>1000	18								
		250	25	250	25																
		300	25	300	25																
		400	25	>300	25																
		500	25																		
		>500	25																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA – EEB	SP	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	200	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	300	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	1000	18	220	18	300	18	500	18	>300	18	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	>1000	18	250	18	500	18	>500	18	18			
		150	12	150	12					300	18	1000	18						
		200	12	200	12					1000	18	>1000	18						
		220	25	220	25					>1000	18								
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
		400	25	>300	25														
500	25																		
>500	25																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA – EEB	MG	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	200	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	300	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	30	100	30	1000	18	1000	18	220	18	300	18	500	18	>300	18	>300	18
		140	30	140	30	>1000	18	>1000	18	250	18	500	18	>500	18				
		150	30	150	30					300	18	1000	18						
		200	30	200	30					1000	18	>1000	18						
		220	30	220	30					>1000	18								
		250	30	250	30														
		300	30	300	30														
		400	30	>300	30														
500	30																		
>500	30																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.		
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	
COMPANHIA DE ENERGIA ELÉTRICA DO ESTADO DE TOCANTINS – CELTINS	TO	30	Isento	30	Isento	50	25	50	25	50	12	50	25	50	Isento	50	25	50	25	
		50	Isento	50	Isento	100	25	100	25	100	12	100	25	100	Isento	100	25	100	25	
		60	25	60	25	140	25	140	25	140	12	140	25	140	Isento	140	25	140	25	
		80	25	80	25	200	25	200	25	150	12	200	25	200	Isento	200	25	200	25	
		90	25	90	25	300	25	300	25	200	12	300	25	300	Isento	300	25	300	25	
		100	25	100	25	1000	25	1000	25	220	12	500	25	500	>300	Isento	>300	25	>300	25
		140	25	140	25	>1000	25	>1000	25	250	12	>500	25	>500	Isento	>300	25	>300	25	
		150	25	150	25					300	12									
		200	25	200	25					1000	12									
		220	25	220	25					>1000	12									
		250	25	250	25															
		300	25	300	25															
400	25	>300	25																	
500	25																			
>500	25																			

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.		
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	
CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S.A. – ELETROCAR	RS	30	12	30	12	50	17	50	25	50	12	50	obs.	50	20	50	25	50	obs.	
		50	12	50	12	100	17	100	25	100	12	100	obs.	100	20	100	25	100	obs.	
		60	25	60	25	140	17	140	25	140	0	140	obs.	140	20	140	25	140	obs.	
		80	25	80	25	200	17	150	25	150	0	200	obs.	200	20	200	25	200	obs.	
		90	25	90	25	300	17	200	25	200	0	300	obs.	300	20	300	25	300	obs.	
		100	25	100	25	1000	17	220	25	220	0	500	obs.	>300	20	>300	25	>300	obs.	
		140	25	140	25	>1000	17	250	25	250	0	>500	obs.							
		150	25	150	25					300	0									
		200	25	200	25					1000	0									
		220	25	220	25					>1000	0									
		250	25	250	25															
		300	25	300	25															
400	25	>300	25																	
500	25																			
>500	25																			

obs. Todas as faixas do Poder público Estadual são isentas / Federal e Municipal = 25% / Consumo Próprio Produção/distrib = 17% / Cons.Próprio Adminstr. 25%.

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.								
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota							
CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	DF	30	Isento	30	Isento	50	12	50	12	50	12	50	12	50	12	50	12	50	12	50	Isento					
		50	Isento	50	Isento	100	12	100	12	100	12	100	12	100	12	100	12	100	12	100	12	100	Isento			
		60	12	60	12	140	12	140	12	140	12	140	12	140	12	140	12	140	12	140	12	140	Isento			
		80	12	80	12	200	12	200	12	200	12	200	12	200	12	200	12	200	12	200	12	200	Isento			
		90	12	90	12	300	17	300	17	300	17	300	17	300	17	300	17	300	17	300	17	300	Isento			
		100	12	100	12	1000	17	1000	17	220	17	300	17	500	17	>300	17	>300	17	>300	17	>300	Isento			
		140	12	140	12	>1000	21	>1000	21	250	17	500	17	>500	25											
		150	12	150	12					300	17	1000	17													
		200	12	200	12					1000	17	>1000	17													
		220	17	220	17					>1000	21															
		250	17	250	17																					
		300	17	300	17																					
		400	21	>300	21																					
500	21	>500	25																							
		>500	25																							

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.								
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota							
LIGHT	RJ	30	Isento	30	Isento	50	19	50	19	50	19	50	19	50	19	50	19	50	19	50	Diferido					
		50	Isento	50	Isento	100	19	100	19	100	19	100	19	100	19	100	19	100	19	100	19	100	Diferido			
		60	18	60	18	140	19	140	19	140	19	140	19	140	19	140	19	140	19	140	19	140	Diferido			
		80	18	80	18	200	19	200	19	150	19	150	19	200	19	200	19	200	19	200	19	200	Diferido			
		90	18	90	18	300	30	300	30	200	19	200	19	300	30	300	30	300	30	300	30	300	Diferido			
		100	18	100	18	1000	30	1000	30	220	19	300	30	500	30	>300	30	>300	30	>300	30	>300	Diferido			
		140	18	140	18	>1000	30	>1000	30	250	19	500	30	>500	30											
		150	18	150	18					300	30	1000	30													
		200	18	200	18					1000	30	>1000	30													
		220	18	220	18					>1000	30															
		250	18	250	18																					
		300	30	300	18																					
		400	30	>300	30																					
500	30																									
		>500	30																							

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.					
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota				
S.A. DE ELETRIFICAÇÃO DA PARAIBA – SAEIPA	PB	30	Isento	30	Isento	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17				
		50	17	50	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17		
		60	17	60	17	140	20	140	20	140	20	140	20	140	20	140	20	140	20	140	20	140	20
		80	17	80	17	200	20	200	20	150	20	150	20	200	20	200	20	200	20	200	20	200	20
		90	17	90	17	300	20	300	20	200	20	200	20	300	20	300	20	300	20	300	20	300	20
		100	17	100	17	1000	25	1000	25	220	20	300	20	500	25	500	25	500	25	500	25	500	25
		140	20	140	20	>1000	25	>1000	25	250	20	500	20	>500	25								
		150	20	150	20	200	20			300	20	1000	20										
		200	20	200	20	220	20			1000	25	>1000	25										
		250	20	250	20					>1000	25												
		300	20	300	20																		
		400	27	>300	27																		
		500	27																				
		>500	27																				

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.					
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota				
COMPANHIA ENERGÉTICA DE BORBOREMA – CELB	PB	30	Isento	30	Isento	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17				
		50	17	50	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17		
		60	17	60	17	140	20	140	20	140	20	140	20	140	20	140	20	140	20	140	20	140	20
		80	17	80	17	200	20	200	20	150	20	150	20	200	20	200	20	200	20	200	20	200	20
		90	17	90	17	300	20	300	20	200	20	200	20	300	20	300	20	300	20	300	20	300	20
		100	17	100	17	1000	25	1000	25	220	20	300	20	500	25	500	25	500	25	500	25	500	25
		140	20	140	20	>1000	25	>1000	25	250	20	500	20	>500	25								
		150	20	150	20	200	20			300	20	1000	20										
		200	20	200	20	220	20			1000	25	>1000	25										
		220	20	220	20					>1000	25												
		250	20	250	20																		
		300	20	300	20																		
		400	27	>300	27																		
		500	27																				
>500	27																						

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
MUXFELDT, MARIN & CIA, LTDA. – MUX ENERGIA	RS	30	12	30	12	50	17	50	25	50	12	50	25	50	20	50	25	50	25
		50	12	50	12	100	17	100	25	100	12	100	25	100	20	100	25	100	25
		60	25	60	25	140	17	140	25	140	0	140	25	140	20	140	25	140	25
		80	25	80	25	200	17	200	25	150	0	200	25	200	20	200	25	200	25
		90	25	90	25	300	17	300	25	200	0	300	25	300	20	300	25	300	25
		100	25	100	25	1000	17	1000	25	220	0	500	25	>300	20	>300	25	>300	25
		140	25	140	25	>1000	17	>1000	25	250	0	>500	25						
		150	25	150	25				300	25	1000	0							
		200	25	200	25				1000	25	>1000	0							
		220	25	220	25				>1000	25									
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
		400	25	>300	25														
		500	25																
		>500	25																

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA. – IGUAÇU ENERGIA	MG	30	12	30	12	50	25	50	25	50	12	50	25	50	25	50	25	50	25
		50	12	50	12	100	25	100	25	100	12	100	25	100	25	100	25	100	25
		60	12	60	12	140	25	140	25	140	12	140	25	140	25	140	25	140	25
		80	12	80	12	200	25	200	25	150	12	200	25	200	25	200	25	200	25
		90	12	90	12	300	25	300	25	200	12	300	25	300	25	300	25	300	25
		100	12	100	12	1000	25	1000	25	220	12	500	25	>300	25	>300	25	>300	25
		140	12	140	12	>1000	25	>1000	25	250	12	>500	25						
		150	12	150	12				300	25	1000	25							
		200	25	200	25				1000	25	>1000	25							
		220	25	220	25				>1000	25									
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
		400	25	>300	25														
		500	25																
		>500	25																

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
RIO GRANDE ENERGIA S.A. – RGE	RS	30	12	30	12	50	17	50	25	50	12	50	obs.	50	20	50	25	50	17
		50	12	50	12	100	17	100	25	100	12	100	obs.	100	20	100	25	100	17
		60	25	60	25	140	17	>100	25	>100	obs.	140	obs.	140	20	140	25	140	17
		80	25	80	25	200	17	200	25	150	obs.	200	obs.	200	20	200	25	200	17
		90	25	90	25	300	17	300	25	200	obs.	300	obs.	300	20	300	25	300	17
		100	25	100	25	1000	17	1000	25	220	obs.	300	obs.	500	20	>300	25	>300	17
		140	25	140	25	>1000	17	>1000	25	250	obs.	500	obs.	>500	obs.				
		150	25	150	25					300	obs.	1000	obs.						
		200	25	200	25					1000	obs.	>1000	obs.						
		220	25	220	25					>1000	obs.								
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
		400	25	>300	25														
500	25																		
>500	25																		

obs. Industrial/área automotiva = diferido / P. Público Estadual Isento / P. Público Federal e Municipal 25% - Rural consumo Residencial até 50kwh = 12% / P. Rural até 100=12%

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
COOPERATIVA ALIANÇA -- COOPERALIANÇA	SC	30	12	30	12	50	25	50	25	50	12	50	25	50	25	50	25	50	25
		50	12	50	12	100	25	100	25	100	12	100	25	100	25	100	25	100	25
		60	12	60	12	140	25	140	25	140	12	140	25	140	25	140	25	140	25
		80	12	80	12	200	25	200	25	150	12	200	25	200	25	200	25	200	25
		90	12	90	12	300	25	300	25	200	12	300	25	300	25	300	25	300	25
		100	12	100	12	1000	25	1000	25	220	12	500	25	500	25	>300	25	>300	25
		140	12	140	12	>1000	25	>1000	25	250	12	500	12	>500	25				
		150	12	150	12					300	25	1000	25						
		200	25	200	25					1000	25	>1000	25						
		220	25	220	25					>1000	25								
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
		400	25	>300	25														
500	25																		
>500	25																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.			
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota		
AMPLA	RJ	30	0	30	0	50	19	50	19	50	19	50	19	50	19	50	19	50	19	50	0
		50	0	50	0	100	19	100	19	100	19	100	19	100	19	100	19	100	19	100	0
		60	18	60	18	140	19	140	19	140	19	140	19	140	19	140	19	140	19	140	0
		80	18	80	18	200	19	200	19	200	19	200	19	200	19	200	19	200	19	200	0
		90	18	90	18	300	19	300	19	300	19	300	19	300	19	300	19	300	19	300	0
		100	18	100	18	1000	30	1000	30	220	19	300	19	500	30	>300	30	>300	30	>300	0
		140	18	140	18	>1000	30	>1000	30	250	19	500	30	>500	30						
		150	18	150	18					300	19	1000	30								
		200	18	200	18					1000	30	>1000	30								
		220	18	220	18					>1000	30										
		250	18	250	18																
		300	18	300	18																
400	30	>300	30																		
500	30																				
>500	30																				

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.				
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota			
CEMAR	MA	30	0	30	0	50	19	50	19	50	obs.	50	19	50	19	50	19	50	19	50	19	
		50	0	50	0	100	19	100	19	100	19	obs.	100	19	100	19	100	19	100	19	100	19
		60	12	60	12	140	19	140	19	140	19	obs.	140	19	140	19	140	19	140	19	140	19
		80	12	80	12	200	19	200	19	150	19	obs.	200	19	200	19	200	19	200	19	200	19
		90	12	90	12	300	19	300	19	200	19	obs.	300	19	300	19	300	19	300	19	300	19
		100	12	100	12	1000	19	1000	19	220	19	obs.	500	19	>300	19	>300	19	>300	19	>300	19
		140	14	140	14	>1000	19	>1000	19	250	19	obs.	500	14	>500	19						
		150	14	150	14					300	19	1000	19									
		200	14	200	14					1000	19	>1000	19									
		220	14	220	14					>1000	19											
		250	14	250	14																	
		300	14	300	14																	
400	14	>300	27																			
500	14																					
>500	27																					

obs. Rural Irrigação faixa de 50 a 300kwh alíquota =0 / Rural faixa maior que 50 e < 1000 alíquota de 14%

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub		C. Prop	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
COELBA	BA	30	25	30	25	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27
		50	25	50	25	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27
		60	25	60	25	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27
		80	25	80	25	200	27	200	27	150	27	150	27	200	27	200	27	200	27
		90	25	90	25	300	27	300	27	200	27	200	27	300	27	300	27	300	27
		100	25	100	25	1000	27	1000	27	220	27	300	27	500	27	>300	27	>300	27
		140	25	140	25	>1000	27	>1000	27	250	27	500	27	>500	27				
		150	27	150	27					300	27	1000	27						
		200	27	200	27					1000	27	>1000	27						
		220	27	220	27					>1000	27								
		250	27	250	27														
		300	27	300	27														
400	27	>300	27																
500	27																		
		>500	27																

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub		C. Prop	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
COSERN	RN	30	0	30	0	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17
		50	0	50	0	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17
		60	17	60	0	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17
		80	17	80	17	200	17	200	17	150	17	150	17	200	17	200	17	200	17
		90	17	90	17	300	17	300	17	200	17	200	17	300	17	300	17	300	17
		100	17	100	17	1000	17	1000	17	220	17	300	17	500	17	>300	17	>300	17
		140	17	140	17	>1000	17	>1000	17	250	17	500	17	>500	17				
		150	17	150	17					300	17	1000	17						
		200	17	200	17					1000	17	>1000	17						
		220	17	220	17					>1000	17								
		250	17	250	17														
		300	17	300	17														
400	25	>300	25																
500	25																		
		>500	25																

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub		C. Prop	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
CELPE	PE	30	Isento	30	Isento	50	25	50	25	50	25	50	25	50	25	50	25	50	25
		50	25	50	Isento	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25
		60	25	60	Isento	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25
		80	25	80	Isento	200	25	150	25	150	25	150	25	200	25	200	25	200	25
		90	25	90	Isento	300	25	200	25	200	25	200	25	300	25	300	25	300	25
		100	25	100	Isento	1000	25	220	25	220	25	300	Isento	500	25	>300	25	>300	25
		140	25	140	Isento	>1000	25	250	25	250	25	500	Isento	>500	25				
		150	25	150	Isento			300	25	300	25	1000	Isento						
		200	25	200	Isento			1000	25	1000	25	>1000	Isento						
		220	25	220	Isento					>1000	25								
		250	25	250	Isento														
		300	25	300	Isento														
		400	25	>300	Isento														
500	25																		
>500	25																		

obs, P. Público Estadual da Adm. Direta e suas Fundações são isentos.

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub		C. Prop	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
ENERGIPE	SE	30	0	30	0	50	17	50	25	50	25	50	17	50	0	50	0	50	25
		50	0	50	0	100	17	100	25	100	25	100	17	100	0	100	0	100	25
		60	25	60	25	140	17	140	25	140	25	140	17	140	0	140	0	140	25
		80	25	80	25	200	17	150	25	150	25	150	17	200	0	200	0	200	25
		90	25	90	25	300	17	200	25	200	25	200	17	300	0	300	0	300	25
		100	25	100	25	1000	17	220	27	220	27	300	0	500	17	>300	0	>300	25
		140	25	140	25	>1000	17	250	27	250	27	500	0	>500	17				
		150	25	150	25			300	27	300	27	1000	0						
		200	25	200	25			1000	27	1000	27	>1000	17						
		220	27	220	27					>1000	27								
		250	27	250	27														
		300	27	300	27														
		400	27	>300	27														
500	27																		
>500	27																		

Rural Irrigante= aliquota zero

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum.Pública		S. Pub.		C.Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
COMPANHIA ENERGETICA DE ALAGOAS – CEAL	AL	30	0	30	0	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17
		50	17	50	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17
		60	17	60	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17
		80	17	80	17	200	17	200	17	150	17	150	17	200	17	200	17	200	17
		90	17	90	17	300	17	300	17	200	25	200	17	300	17	300	17	300	17
		100	17	100	17	1000	17	1000	17	220	25	300	17	500	17	>300	17	>300	17
		140	17	140	17	>1000	17	>1000	17	250	25	500	17	>500	17				
		150	17	150	17					300	25	1000	17						
		200	25	200	25					1000	25	>1000	17						
		220	25	220	25					>1000	25								
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
		400	25																
		500	25																
		>500	25																

Poder Público Estadual = Isento

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum.Pública		S. Pub.		C.Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
AES SUL	RS	30	12	30	12	50	17	50	25	50	12	50	25	50	20	50	25	50	17
		50	12	50	12	100	17	100	25	100	12	100	25	100	20	100	25	100	17
		60	25	60	25	140	17	140	25	140	12	140	25	140	20	140	25	140	17
		80	25	80	25	200	17	200	25	150	12	200	25	200	20	200	25	200	17
		90	25	90	25	300	17	300	25	200	12	300	25	300	20	300	25	300	17
		100	25	100	25	1000	17	1000	25	220	25	300	12	500	25	>300	25	>300	17
		140	25	140	25	>1000	17	>1000	25	500	12	500	25						
		150	25	150	25					300	25	1000	12						
		200	25	200	25					1000	25	>1000	12						
		220	25	220	25					>1000	25								
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
		400	25																
		500	25																
		>500	25																

Poder Público Estadual = Isento

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
COMPANHIA ENERGÉTICA DO AMAZONAS – CEAM	AM	30	25	30	25	50	25	50	25	50	25	50	25	50	25	50	25	50	25
		50	25	50	25	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25
		60	25	60	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25
		80	25	80	25	200	25	200	25	150	25	150	25	200	25	200	25	200	25
		90	25	90	25	300	25	300	25	200	25	200	25	300	25	300	25	300	25
		100	25	100	25	1000	25	1000	25	220	25	300	25	500	25	>300	25	>300	25
		140	25	140	25	>1000	25	>1000	25	250	25	500	25	>500	25				
		150	25	150	25					300	25	1000	25						
		200	25	200	25					1000	25	>1000	25						
		220	25	220	25					>1000	25								
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
		400	25	>300	25														
		500	25																
		>500	25																

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ – CEA	AP	30	Isento	30	Isento	50	Isento	50	Isento	50	Isento	50	12	50	Isento	50	Isento	50	Isento
		50	Isento	50	Isento	100	Isento	100	Isento	100	Isento	100	Isento	100	Isento	100	Isento	100	Isento
		60	Isento	60	Isento	140	Isento	140	Isento	140	Isento	140	Isento	140	Isento	140	Isento	140	Isento
		80	Isento	80	Isento	200	Isento	200	Isento	150	Isento	150	Isento	200	Isento	200	Isento	200	Isento
		90	Isento	90	Isento	300	Isento	300	Isento	200	Isento	200	Isento	300	Isento	300	Isento	300	Isento
		100	Isento	100	Isento	1000	Isento	1000	Isento	220	Isento	300	Isento	500	Isento	>300	Isento	>300	Isento
		140	Isento	140	Isento	>1000	Isento	>1000	Isento	250	Isento	500	Isento	>500	Isento				
		150	12	150	12					300	12	1000	12						
		200	12	200	12					1000	12	>1000	17						
		220	12	220	12					>1000	17								
		250	12	250	12														
		300	12	300	12														
		400	12	>300	12														
		500	12																
		1000	12																
		CLASSE RESID/BX.RENDA/P.PÚBLICO/IP/SP/CP/ CONSUMO ACIMA DE 1000kwh = 17%																	

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEED	RS	30	12	30	12	50	17	50	25	50	12	50	25	50	20	50	25	50	17
		50	12	50	12	100	17	100	25	100	12	100	25	100	20	100	25	100	17
		60	25	60	25	140	17	140	25	140	Diferido	140	25	140	20	140	25	140	17
		80	25	80	25	200	17	200	25	150	Diferido	200	25	200	20	200	25	200	17
		90	25	90	25	300	17	300	25	200	Diferido	300	25	300	20	300	25	300	17
		100	25	100	25	1000	17	1000	25	220	Diferido	500	25	500	20	300	25	300	17
		140	25	140	25	>1000	17	>1000	25	250	Diferido	500	25	>500	20	>300	25	>300	17
		150	25	150	25					300	Diferido	1000							
		200	25	200	25					1000	Diferido	>1000							
		220	25	220	25					>1000	Diferido								
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
		400	25	400	25														
500	25	500	25																
1000	25	1000	25																

CLASSE RESID/BX.RENDA/CONSUMO ACIMA DE 1000Kwh = 17%

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ – DEMEI	RS	30	25	30	25	50	17	50	25	50	12	50	25	50	20	50	25	50	25
		50	25	50	25	100	17	100	25	100	12	100	25	100	20	100	25	100	25
		60	25	60	25	140	17	140	25	140	Diferido	140	25	140	20	140	25	140	25
		80	25	80	25	200	17	200	25	150	Diferido	200	25	200	20	200	25	200	25
		90	25	90	25	300	17	300	25	200	Diferido	300	25	300	20	300	25	300	25
		100	25	100	25	1000	17	1000	25	220	Diferido	500	25	500	20	300	25	300	25
		140	25	140	25	>1000	17	>1000	25	250	Diferido	500	25	>500	20	>300	25	>300	25
		150	25	150	25					300	Diferido	1000							
		200	25	200	25					1000	Diferido	>1000							
		220	25	220	25					>1000	Diferido								
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
		400	25	400	25														
500	25	500	25																
>500	25	>500	25																

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.				
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	
ESPIRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – ESCELSA	ES	30	Isento	30	Isento	50	12	50	12	50	12	50	12	50	12	50	12	50	12	50	obs.	
		50	Isento	50	Isento	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25	100	obs.	
		60	25	60	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	obs.	
		80	25	80	25	200	25	200	25	150	25	150	25	200	25	200	25	200	25	200	obs.	
		90	25	90	25	300	25	300	25	200	25	200	12	300	25	300	25	300	25	300	obs.	
		100	25	100	25	1000	25	1000	25	220	25	300	12	500	25	>300	25	>300	25	>300	obs.	
		140	25	140	25	>1000	25	>1000	25	250	25	500	12	>500	25							
		150	25	150	25			300	25	300	25	1000	12									
		200	25	200	25			1000	25	>1000	12											
		220	25	220	25			>1000	25													
		250	25	250	25																	
		300	25	300	25																	
400	25	>300	25																			
500	25																					
>500	25																					

obs. no RICMS não consta essa classe de consumo.

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.		
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	
EMPRESA FORÇA E LUZ DE URUSSANGA LTDA.—EFLUL	SC	30	12	30	12	50	25	50	25	50	12	50	25	50	25	50	25	50	25	
		50	12	50	12	100	25	100	25	100	12	100	25	100	25	100	25	100	25	
		60	12	60	12	140	25	140	25	140	12	140	25	140	25	140	25	140	25	
		80	12	80	12	200	25	200	25	150	25	200	12	200	25	200	25	200	25	
		90	12	90	12	300	25	300	25	200	25	300	12	300	25	300	25	300	25	
		100	12	100	12	1000	25	1000	25	220	25	300	12	500	25	>300	25	>300	25	
		140	12	140	12	>1000	25	>1000	25	250	25	500	12	>500	25					
		150	12	150	12			300	25	1000	25	>1000	25							
		200	25	200	25															
		220	25	220	25															
		250	25	250	25															
		300	25	300	25															
400	25	>300	25																	
500	25																			
>500	25																			

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
BANDEIRANTE ENERGIA S.A.	SP	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	150	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	200	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	220	18	300	18	300	18	500	18	>300	20	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	250	18	500	18	>500	18						
		150	12	150	12			300	18	1000	18								
		200	25	200	25			1000	18	>1000	18								
		220	25	220	25			>1000	18										
		250	25	250	25														
300	25	300	25																
400	25	>300	25																
500	25																		
>500	25																		

obs. No RICMS não consta a classe baixa renda, assim aplicouse a alíquota da classe Residencial

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S.A. – ENERSUL	MS	30	Isento	30	Isento	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17
		50	Isento	50	Isento	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17
		60	17	60	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17
		80	17	80	17	200	17	150	17	150	17	200	17	200	17	200	17	200	17
		90	17	90	17	300	17	200	17	200	17	300	17	300	17	300	17	300	17
		100	17	100	17	1000	17	220	17	220	17	300	17	500	17	>300	17	>300	17
		140	17	140	17	>1000	17	250	17	500	17	>500	17						
		150	17	150	17			300	17	1000	17								
		200	17	200	17			1000	17	>1000	17								
		220	20	220	20			>1000	17										
		250	20	250	20														
300	20	300	20																
400	20	>300	20																
500	20																		
>500	25																		

Classe Baixa Renda com consumo acima de 500kwh a alíquota é de 25%

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
CPFL SANTA CRUZ	SP	30	0	30	0	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18
		50	0	50	0	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	0	60	0	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	0	80	0	200	18	200	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	0	90	0	300	18	300	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	220	18	300	18	500	18	>300	18	>300	18	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	250	18	500	18	>500	18						
		150	12	150	12			300	18	1000	18								
		200	12	200	12			1000	18	>1000	18								
		220	25	220	25			>1000	18										
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
400	25	>300	25																
500	25																		
>500	25																		

obs. Classe Rural está isenta do ICMS quando os produtores forem inscritos na SEFAZ - Classe P. Público, quando for P. Público Estadual é isento.

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
CPFL SANTA CRUZ	PR	30	0	30	0	50	27	50	27	50	0	50	0-27	50	27	50	27	50	27
		50	27	50	27	100	27	100	27	100	0	100	0-27	100	27	100	27	100	27
		60	27	60	27	140	27	140	27	140	0	140	0-27	140	27	140	27	140	27
		80	27	80	27	200	27	200	27	150	0	200	0-27	200	27	200	27	200	27
		90	27	90	27	300	27	300	27	200	0	300	0-27	300	27	300	27	300	27
		100	27	100	27	1000	27	220	27	300	0	500	0-27	>300	27	>300	27	>300	27
		140	27	140	27	>1000	27	250	27	500	0	>500	0-27						
		150	27	150	27			300	27	1000	0								
		200	27	200	27			1000	27	>1000	0								
		220	27	220	27			>1000	27										
		250	27	250	27														
		300	27	300	27														
400	27	>300	27																
500	27																		
>500	27																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
CPFL PAULISTA	SP	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	150	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	200	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	220	18	220	18	300	18	500	18	>300	18	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	250	18	250	18	500	18	>500	18				
		150	12	150	12			300	18	300	18	1000	18						
		200	12	200	12			1000	18	>1000	18								
		220	25	220	25			>1000	18										
		250	25	250	25														
		300	25																
		400	25																
500	25																		
>500	25																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
CPFL GERAÇÃO	SP	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	150	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	200	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	220	18	220	18	300	18	500	18	>300	18	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	250	18	250	18	500	18	>500	18				
		150	12	150	12			300	18	300	18	1000	18						
		200	12	200	12			1000	18	>1000	18								
		220	25	220	25			>1000	18										
		250	25	250	25														
		300	25																
		400	25																
500	25																		
>500	25																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Illum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
CPFL PIRATININGA	SP	30	Isento	30	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	18	200	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	18	300	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	12	100	12	1000	18	220	18	300	18	500	18	>300	18	>300	18	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	250	18	500	18	>500	18						
		150	12	150	12			300	18	1000	18								
		200	12	200	12			1000	18	>1000	18								
		220	25	220	25			>1000	18										
		250	25	250	25														
		300	25																
		400	25																
		500	25																
		>500	25																

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Illum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. -CELPA	PA	30	Isento	30	Isento	50	25	50	25	50	25	50	25	50	25	50	25	50	25
		50	Isento	50	Isento	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25	100	25
		60	Isento	60	Isento	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25	140	25
		80	Isento	80	Isento	200	25	150	25	200	25	200	25	200	25	200	25	200	25
		90	Isento	90	Isento	300	25	200	25	300	25	300	25	300	25	300	25	300	25
		100	Isento	100	Isento	1000	25	220	25	300	25	500	25	>500	25	>300	25	>300	25
		140	25	140	25	>1000	25	250	25	500	25	>500	25						
		150	25	150	25			1000	25	1000	25								
		200	25	200	25			1000	25	>1000	25								
		220	25	220	25			>1000	25										
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
		400	25	>300	25														
		500	25																
		>500	25																

Classe Rural: consumo Monofásico no Sistema Interligado nas faixas de 50 a 100kwh estão isento de ICMS.

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Illum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ELETRICIDADE DE POCOS DE CALDAS – DME	MG	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	200	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	300	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	30	100	30	1000	18	220	18	300	18	500	18	>300	18	>300	18	>300	18
		140	30	140	30	>1000	18	250	18	500	18	>500	18						
		150	30	150	30			300	18	1000	18								
		200	30	200	30			1000	18	>1000	18								
		220	30	220	30			>1000	18										
		250	30	250	30														
		300	30	300	30														
400	30	>300	30																
500	30																		
>500	30																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Illum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
COMPANHIA FORÇA E LUZ CATAGUazes LEOPOLDINA – CFLCL	MG	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	200	18	150	18	200	18	200	18	200	18	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	300	18	200	18	300	18	300	18	300	18	300	18
		100	30	100	30	1000	18	220	18	300	18	500	18	>300	18	>300	18	>300	18
		140	30	140	30	>1000	18	250	18	500	18	>500	18						
		150	30	150	30			300	18	1000	18								
		200	30	200	30			1000	18	>1000	18								
		220	30	220	30			>1000	18										
		250	30	250	30														
		300	30	300	30														
400	30	>300	30																
500	30																		
>500	30																		

Classe Rural: Irrigantes têm alíquota de 12% - Classe P.Público: o P.P. Estadual é isento

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DE NOVA FRIBURGO – CENF	RJ	30	Isento	30	Isento	50	19	50	19	50	19	50	19	50	19	50	19	50	19
		50	Isento	50	Isento	100	19	100	19	100	19	100	19	100	19	100	19	100	19
		60	18	60	18	140	19	140	19	140	19	140	19	140	19	140	19	140	19
		80	18	80	18	200	19	200	19	150	19	150	19	200	19	200	19	200	19
		90	18	90	18	300	19	300	19	200	19	200	19	300	19	300	19	300	19
		100	18	100	18	1000	30	220	19	300	19	300	19	500	30	>300	30	>300	30
		140	18	140	18	>1000	30		19	500	30	>500	30						
		150	18	150	18				300	19	1000	30							
		200	18	200	18				1000	30	>1000	30							
		220	18	220	18				>1000	30									
		250	18	250	18														
		300	18	300	18														
		400	30	>300	30														
500	30																		
>500	30																		

Classe Poder Público: Poder Público Estadual é isento

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
COMPANHIA ENERGETICA DO PIAUI – CEPISA	PI	30	0	30	0	50	20	50	20	50	20	50	20	50	20	50	20	50	20
		50	0	50	0	100	20	100	20	100	20	100	20	100	20	100	20	100	20
		60	20	60	20	140	20	140	20	140	20	140	20	140	20	140	20	140	20
		80	20	80	20	200	20	150	20	150	20	200	20	200	20	200	20	200	20
		90	20	90	20	300	25	200	20	200	20	300	25	300	25	300	25	300	25
		100	20	100	20	1000	25	220	25	220	25	500	25	>300	25	>300	25	>300	25
		140	20	140	20	>1000	25		25	500	25	>500	25						
		150	20	150	20				300	25	1000	25							
		200	20	200	20				1000	25	>1000	25							
		220	25	220	25				>1000	25									
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
		400	25	>300	25														
500	25																		
>500	25																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.					
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota		
CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	GO	30	0	30	0	50	29	50	29	50	29	50	29	50	29	50	29	50	29	50	29		
		50	0	50	0	100	29	100	29	100	29	100	29	100	29	100	29	100	29	100	29	100	29
		60	25	60	25	140	29	140	29	140	29	140	29	140	29	140	29	140	29	140	29	140	29
		80	25	80	25	200	29	200	29	150	29	150	29	200	29	200	29	200	29	200	29	200	29
		90	29	90	29	300	29	300	29	200	29	200	29	300	29	300	29	300	29	300	29	300	29
		100	29	100	29	1000	29	1000	29	220	29	300	29	500	29	>300	29	>300	29	>300	29	>300	29
		140	29	140	29	>1000	29	>1000	29	250	29	500	29	>500	29								
		150	29	150	29					300	29	1000	29										
		200	29	200	29					1000	29	>1000	29										
		220	29	220	29					>1000	29												
		250	29	250	29																		
300	29	300	29																				
400	29	>300	29																				
500	29																						
>500	29																						

Classe Rural: Consumidor inscrito na SEFAZ até 50 kwh a aliquota é zero - Classe Poder Público: P.Público Estadual é isento.

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.					
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota		
ELETROPAULO	SP	30	Isento	30	Isento	50	18	50	18	50	18	50	18	50	18	50	12%-18%	50	18%	50	18		
		50	Isento	50	Isento	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	18	100	12%-18%	100	18%	100	18
		60	Isento	60	Isento	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	18	140	12%-18%	140	18%	140	18
		80	Isento	80	Isento	200	18	200	18	150	18	150	18	200	18	200	18	200	12%-18%	200	18%	200	18
		90	Isento	90	Isento	300	18	300	18	200	18	200	18	300	18	300	18	300	12%-18%	300	18%	300	18
		100	12	100	12	1000	18	1000	18	220	18	300	18	500	18	>300	18	>300	12%-18%	>300	18%	>300	18
		140	12	140	12	>1000	18	>1000	18	250	18	500	18	>500	18								
		150	12	150	12					300	18	1000	18										
		200	12	200	12					1000	18	>1000	18										
		220	25	220	25					>1000	18												
		250	25	250	25																		
300	25	300	25																				
400	25	>300	25																				
500	25																						
>500	25																						

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
COSERN	RN	30	Isento	30	Isento	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17
		50	Isento	50	Isento	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17
		60	Isento	60	Isento	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17
		80	17	80	17	200	17	150	17	150	17	150	17	200	17	200	17	200	17
		90	17	90	17	300	17	200	17	200	17	200	17	300	17	300	17	300	17
		100	17	100	17	1000	17	220	17	220	17	300	17	500	17	300	17	300	17
		140	17	140	17	>1000	17	250	17	250	17	500	17	>500	17	>300	17	>300	17
		150	17	150	17			300	17	300	17	1000	17						
		200	17	200	17			1000	17	1000	17	>1000	17						
		220	17	220	17			>1000	17										
		250	17	250	17														
		300	17	300	17														
		400	25	>300	25														
		500	25																
		>500	25																

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P.Público		Ilum.Pública		S.Pub.		C.Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
COCEL	PR	30	27	30	27	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27
		50	27	50	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27
		60	27	60	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27
		80	27	80	27	200	27	150	27	150	27	150	27	200	27	200	27	200	27
		90	27	90	27	300	27	200	27	200	27	200	27	300	27	300	27	300	27
		100	27	100	27	1000	27	220	27	220	27	300	27	500	27	300	27	300	27
		140	27	140	27	>1000	27	250	27	250	27	500	27	>500	27	>300	27	>300	27
		150	27	150	27			300	27	300	27	1000	27						
		200	27	200	27			1000	27	1000	27	>1000	27						
		220	27	220	27														
		250	27	250	27														
		300	27	300	27														
		400	27	>300	27														
		500	27																
		>500	27																

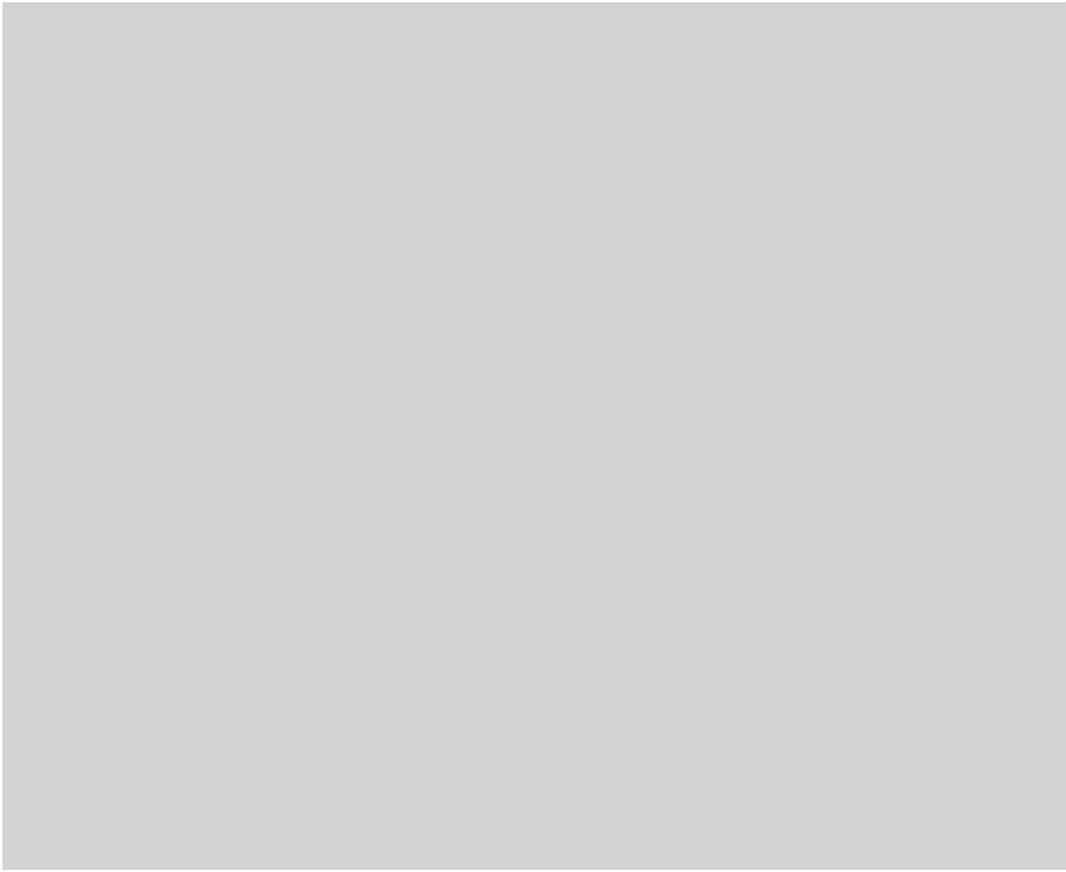
Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA. - JOAO CESA	SC	30	12	30	12	50	25	50	25	50	12	50	25	50	25	50	25	50	25
		50	12	50	12	100	25	100	25	100	12	100	25	100	25	100	25	100	25
		60	12	60	12	140	25	140	25	140	12	140	25	140	25	140	25	140	25
		80	12	80	12	200	25	150	25	150	12	200	25	200	25	200	25	200	25
		90	12	90	12	300	25	200	25	200	12	300	25	300	25	300	25	300	25
		100	12	100	12	1000	25	220	25	220	12	500	25	>300	25	>300	25	>300	25
		140	12	140	12	>1000	25	250	25	250	12	500	25	>500	25	>500	25	>300	25
		150	12	150	12			300	25	300	12	1000	12						
		200	25	200	25			1000	25	1000	12	>1000	12						
		220	25	220	25			>1000	25	>1000	25								
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
		400	25	>300	25														
500	25																		
>500	25																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Illum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota	kwh	Aliquota
COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL - ANEXO I A SCTL-C/048/2007	SC	30	27	30	27	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27	50	27
		50	27	50	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27	100	27
		60	27	60	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27	140	27
		80	27	80	27	200	27	150	27	150	27	200	27	200	27	200	27	200	27
		90	27	90	27	300	27	200	27	200	27	300	27	300	27	300	27	300	27
		100	27	100	27	1000	27	220	27	220	27	300	27	500	27	>300	27	>300	27
		140	27	140	27	>1000	27	250	27	250	27	500	27	>500	27	>500	27	>300	27
		150	27	150	27			300	27	300	27	1000	27						
		200	27	200	27			1000	27	1000	27	>1000	27						
		220	27	220	27			>1000	27	>1000	27								
		250	27	250	27														
		300	27	300	27														
		400	27	>300	27														
500	27																		
>500	27																		

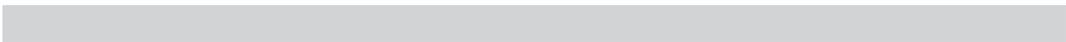
Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL – ANEXO II A SCT-C/048/2007	SC	30	12	30	12	50	25	50	25	50	12	50	25	50	25	50	25	50	25
		50	12	50	12	100	25	100	25	100	12	100	25	100	25	100	25	100	25
		60	12	60	12	140	25	140	25	140	12	140	25	140	25	140	25	140	25
		80	12	80	12	200	25	200	25	150	12	200	25	200	25	200	25	200	25
		90	12	90	12	300	25	300	25	200	12	300	25	300	25	300	25	300	25
		100	12	100	12	1000	25	1000	25	220	12	300	12	500	25	>300	25	>300	25
		140	12	140	12	>1000	25	>1000	25	250	12	500	12	>500	25				
		150	12	150	12					300	25	1000	25						
		200	25	200	25					1000	25	>1000	25						
		220	25	220	25					>1000	25								
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
400	25	>300	25																
500	25																		
>500	25																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.	
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota
CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.	SC	30	12	30	12	50	25	50	25	50	12	50	25	50	25	50	25	50	25
		50	12	50	12	100	25	100	25	100	12	100	25	100	25	100	25	100	25
		60	12	60	12	140	25	140	25	140	12	140	25	140	25	140	25	140	25
		80	12	80	12	200	25	200	25	150	12	200	25	200	25	200	25	200	25
		90	12	90	12	300	25	300	25	200	12	300	25	300	25	300	25	300	25
		100	12	100	12	1000	25	1000	25	220	12	300	12	500	25	>300	25	>300	25
		140	12	140	12	>1000	25	>1000	25	250	12	500	12	>500	25				
		150	12	150	12					300	25	1000	25						
		200	25	200	25					1000	25	>1000	25						
		220	25	220	25					>1000	25								
		250	25	250	25														
		300	25	300	25														
400	25	>300	25																
500	25																		
>500	25																		

Concessionária	Estado	Residencial		Baixa Renda		Industrial		Comercial		Rural		P. Público		Ilum. Pública		S. Pub.		C. Prop.			
		kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota	kwh	Alíquota		
CERON — CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDONIA S/A	RO	30	Isento	30	Isento	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17	50	17		
		50	Isento	50	Isento	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17	100	17
		60	17	60	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17	140	17
		80	17	80	17	200	17	200	17	150	17	150	17	200	17	200	17	200	17	200	17
		90	17	90	17	300	17	300	17	200	17	200	17	300	17	300	17	300	17	300	17
		100	17	100	17	1000	17	1000	17	220	17	300	17	500	17	>300	17	>300	17	>300	17
		140	17	140	17	>1000	17	>1000	17	250	17	500	17	>500	17						
		150	17	150	17					300	17	1000	17								
		200	17	200	17					1000	17	>1000	17								
		220	17	220	17					>1000	17										
		250	17	250	17																
		300	17	300	17																
		400	17	>300	17																
500	17																				
>500	17																				



REFERÊNCIAS



ÁLVARES, Walter T. *Curso de direito de energia*. Rio de Janeiro: Forense, 1978.

ÁVILA, René Bergmann. *ICMS lei complementar 87/96: comentada e anotada*. Porto Alegre : Síntese, 1996.

BALEIRO, Aliomar. *Direito tributário brasileiro*. 10ª. ed. Rio de Janeiro: Forense, 1993.

BAPTISTA, Joaquim Almeida. *Das Servidões Administrativas*. São Paulo: ed. Iglu , 2002.

BARRETO, Aires F. *ISS na Constituição e na Lei*. São Paulo; Dialética, 2003.

BASTOS, Celso Ribeiro. *Curso de direito financeiro e direito tributário*. São Paulo: Saraiva, 1991.

BORGES, José Cassiano; REIS, Maria Lúcia Américo dos. *ICMS ao alcance de todos*. Rio de Janeiro: Forense, 1995.

BORGES, José Cassiano; REIS, Maria Lúcia Américo dos. *Impostos: estudos e pareceres*. Rio de Janeiro: ADCOAS, 1995.

BRÁSILICO, Edson Américo (Coord.). *Regulação, defesa da concorrência e concessões*. Rio de Janeiro: FGV, [2002].

CAMPOS, Clever M. *Introdução ao direito de energia elétrica*. São Paulo: Ícone, 2001.

CARRAZA, Roque Antonio. *ICMS*. 4ª. ed. São Paulo: Malheiros Editores, 1998.

CARVALHO FILHO, José dos Santos. *Manual de direito administrativo*. Rio de Janeiro: Lúmen Juris, 2000.

CASSONE, Vittorio. *Direito tributário*. São Paulo: Atlas, 1999.

CAVALLO, Achiles Augustus. *Comentários à Legislação da Cofins*. São Paulo: Editora Quartier Latin, 2005

CEZAROTI, Guilherme e outros; IPT. *ISS na Lei Complementar nº 116/2003*. São Paulo: Quartier Latin, 2004.

COELHO, Sacha Calmon Navarro. *Comentários à constituição de 1988: sistema tributário*. 5. ed. Rio de Janeiro: Forense, 1993.

COELHO, Sacha Calmon Navarro; DERZI, Misabel Abreu Machado. *Direito tributário aplicado: estudos e pareceres* Belo Horizonte: Del Rey, 1997.

DINIZ, Maria Helena. *Curso de direito civil brasileiro*. São Paulo: Saraiva, 1996

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. *Servidão Administrativa*. 3ª ed. Atlas, 1992.

ELENA, Landau (Coord.). *Regulação Jurídica do Setor Elétrico*. Lúmen Júris, 2006.

FILHO, Edmar Oliveira Andrade. *Imposto de Renda das Empresas*. 3ª ed. Atlas, 2006.

GASPAR, Walter. *Novo ICMS comentado*. Rio de Janeiro: Lúmen Júris, 1996.

GRANZIERA, Maria Luiza Machado. *Direito de águas: disciplina jurídica das águas doces*. São Paulo: Atlas, 2001.

HARADA, Hiyoshi. *Código Tributário Nacional Anotado*. 6ª ed. São Paulo: Iglu, 2003.

HIGUCHI, Hiromi. *Imposto de Renda da Empresas – Interpretação e Prática*. 32ª ed. IR Publicações, 2007.

LATORRACA, Nilton. *Direito tributário: imposto de renda das empresas*. 14. ed. São Paulo: Atlas, 1998?

MACHADO, Hugo de Brito. *Aspectos fundamentais do ICMS*. São Paulo: Dialética, 1997.

MACHADO, Hugo de Brito. *Curso de direito tributário*. 10. ed. São Paulo: Malheiros Editores, 1995.

MARTINS, Sérgio Pinto. *Manual do imposto sobre serviços*. São Paulo: Malheiros Editores, 1995.

MEIRELLES, Hely Lopes. *Direito administrativo brasileiro*. São Paulo: Malheiros Editores, 1990.

MELLO, Celso Antônio Bandeira de. *Curso de direito administrativo*. São Paulo: Malheiros Editores, 1993.

MORAIS, Bernardo Ribeiro de. *Doutrina e prática do imposto sobre serviços*. São Paulo: Revista dos Tribunais, 1978.

MUKAI, Toshio. *Concessão, Permissão e Privatização de Serviço Público*. 4ª edição. Saraiva, 2002.

NEVES, Silvério das; VICECONTI, Paulo E. V. *Curso prático de imposto de renda pessoa jurídica*. São Paulo: Frase, 2001.

OLIVEIRA, Juarez de. *Código tributário nacional*. 26. ed. São Paulo: Saraiva, 1997.

OLIVEIRA, Valdir Roccha (Coord.) . *O ICMS e a LC 87/96*. São Paulo: Dialética, 1996.

OLIVEIRA, Valdir Roccha (Coord.) . *O ICMS, a LC 87/96 e questões jurídicas atuais*. São Paulo: Dialética, 1996.

- PENTEADO, Mauro Rodrigues. *Consórcio de empresas*. São Paulo: Pioneira, 1979.
- PRADO, Marcelo da Silva e outros; IPT. *ISS na Lei Complementar nº 116/2003*. São Paulo: Quartier Latin, 2004.
- ROSA, José Roberto; PARRI, Heloísa Helena. *O ICMS na prática: Meta*, 1996.
- SANTOS, Cleônio dos. *Contribuição Social sobre o Lucro – CSL*. IOB Thomson, 2003
- SANTOS, José Luiz dos. *Imposto de Renda das Empresas com Base no Lucro Presumido, Arbitrado e no Simples*. São Paulo; Atlas, 2006.
- SOARES, Amir; VIEIRA, Leliana Pontes. *Imposto de renda.: Vest-Com*, 1995.
- SOUZA, Bruna Oliveira e Outros. *A Concessão de Serviços Públicos: América Jurídica*, 2004.
- SOUZA, Fátima Fernandes Rodrigues; MARTINS, Ives Gandra da Silva; TÓRRES, Heleno Taveira; GRECO, Marco Aurlério; e outros. *Não-Cumulatividade do PIS/Pasep e da Cofins*.
- TEBECHRANI, Alberto et al. *Regulamento do imposto de renda 2002*. São Paulo: Resenha, 2000.
- WALD, Arnoldo. *Direito das Concessões*. Vol. III. América Jurídica, 2004.
- ZDANOWICZ, José Eduardo. *Leasing, Arrendamento Mercantil*. RS: D.C. Luzzato Editores, 1988.