

**FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS
INSTITUTO SUPERIOR DE ADMINISTRAÇÃO E ECONOMIA
MBA EM SETOR ELÉTRICO**

Roseli Santos de Sant'Ana



**OS IMPACTOS DA LEI Nº 12.783/2013 NA RECEITA DA COPEL GERAÇÃO E
TRANSMISSÃO S.A.**

CURITIBA

2014

ROSELI SANTOS DE SANT'ANA

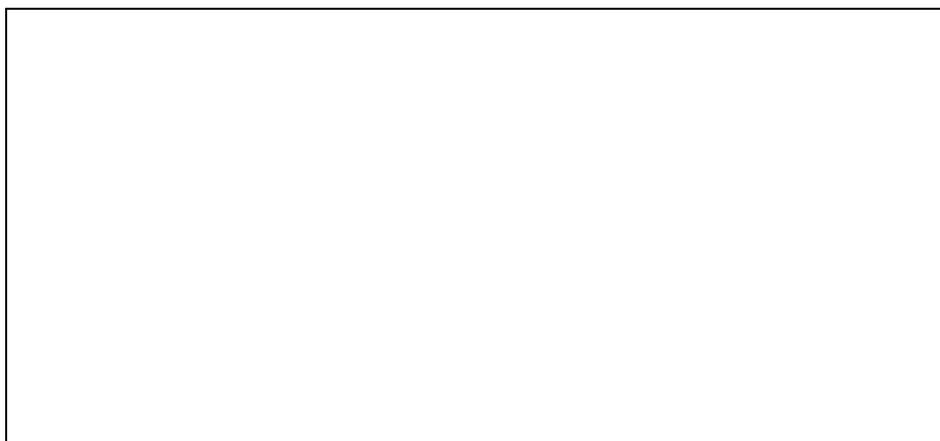
**OS IMPACTOS DA LEI Nº 12.783/2013 NA RECEITA DA COPEL GERAÇÃO E
TRANSMISSÃO S.A.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial para obtenção do título de especialista em Setor Elétrico, do MBA em Setor Elétrico - Turma 1/12, do Instituto Superior de Administração e Economia da Fundação Getúlio Vargas. Orientador: Prof. Diogo Mac Cord de Faria.

Curitiba – PR

2014

Página reservada para a Ficha Catalográfica



FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO DO INSTITUTO DE ADMINISTRAÇÃO E
ECONOMIA DA FGV
MBA EM SETOR ELÉTRICO

O Trabalho de Conclusão de Curso “**Os Impactos da Lei Nº 12.783/2013 na**
Receita da Copel Geração e Transmissão S.A.”

elaborado por **Roseli Santos de Sant’Ana**,

e aprovado pela Coordenação Acadêmica do MBA em Setor Elétrico foi aceito como requisito parcial para obtenção do certificado do curso de pós-graduação, nível de especialização, do Programa de Pós-Graduação do Instituto de Administração e Economia da Fundação Getúlio Vargas.

Curitiba, 01 setembro de 2014.

Prof. Diogo Mac Cord de Faria – FGV/ISAE – PR

Prof. Fabiano Coelho – FGV/ISAE – PR

TERMO DE COMPROMISSO

A aluna Roseli Santos de Sant'Ana, abaixo assinada, do curso MBA em Setor Elétrico, do Programa FGV Management, realizado nas dependências do Instituto Superior de Administração e Economia, ISAE/FGV, no período de 19/10/2012 a 01/06/2014, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado "Os Impactos da Lei Nº 12.783/2013 na Receita da Copel Geração e Transmissão S.A." é autêntico, original e de sua autoria.

Curitiba, 01 de setembro de 2014.

Roseli Santos de Sant'Ana

Ao meu irmão Vinicius, por ter se tornado o meu melhor amigo.

In Memoriam:

À minha mãe Vilma, por não ter medido esforços para me dar educação e oportunidades na vida, das quais ela não pode desfrutar.

Ao meu pai Josildo, por ter me amado incondicionalmente.

À minha avó Gilda, que pela educação rígida, moldou minha personalidade.

À minha madrinha Antonieta, por nunca se esquecer de mim.

AGRADECIMENTOS

Para alguns, a oportunidade de aprendizado não é apenas um caminho para uma melhor formação profissional. No meu caso, a oportunidade de aprendizado é a realização de alguns dos sonhos que estabeleci para a minha vida.

Ao Professor Orientador Diogo Mac Cord de Faria, pelas orientações que tornaram o presente trabalho muito mais rico.

À Josete Toscani Brock, por ter me ajudado e me acolhido no Departamento de Orçamento – DPOR em um momento de dificuldade, por ter confiado em mim e, por ser até hoje, uma das minhas melhores amigas.

À Eomar Antônio Concato, Marcelo Coser e Ruth Helena Riboski, pela amizade e pelo convívio profissional.

Aos amigos do MBA do Setor Elétrico Turma 1/12, sem os quais, esta jornada não teria sido tão gratificante: André Mansur Rocco, Jaqueline Rosa Santos, Neide Alves Dalla Vecchia, Patrícia Ferreira Hamerschmidt e Soleide Stringari.

Na vida não há nada a se temer, apenas a ser compreendido.

Marie Curie

RESUMO

As mudanças que ocorrem no arcabouço legal e regulatório do setor elétrico brasileiro afetam todos os agentes que atuam na indústria de energia elétrica. As alterações trazidas pela Lei nº 12.783/2013 alcançaram os agentes de geração e transmissão de energia, na medida em que definiram os critérios para a renovação das concessões vincendas entre 2015 e 2017. Também foram afetados outros agentes da cadeia produtiva, na medida em que o objetivo principal da lei supracitada foi a redução das tarifas de energia elétrica, com vistas à modicidade tarifária e à contribuição para o desenvolvimento econômico do país. Para tanto, a estrutura de custos da tarifa ao consumidor final foi modificada, desde a redução dos custos com compra e transporte de energia à redução bem como à extinção de encargos setoriais. O presente trabalho busca identificar o impacto das alterações promovidas pela Lei nº 12.783/2013 na receita da empresa Copel Geração e Transmissão S.A. através de simulações em sua Receita Operacional Bruta da atividade de geração, em comparação com a Receita Anual de Geração - RAG.

Palavras-Chave: Energia Elétrica, Geração, Concessão, Receita.

ABSTRACT

The changes that occur in the legal and regulatory environment electricity sector of Brazil, affect all agents in the electricity industry. The changes introduced by Law N. 12.783/2013 reached the electricity generation and transmission concessions, to the extent that defined the criteria for the renewal of concession agreement expiring between 2015 and 2017. Were also affected other participant in the production chain, in that the main objective of the above law, has been to reduce electricity rates aiming at low tariffs and to contribute to the economic development of the country. For both, the cost structure of the final consumer tariff has been modified from reducing costs to power purchase and transmission grid reduction, as well as the extinction of customer charges. This study aims to identify the impact of the changes introduced by Law No. 12.783/2013 in Copel Geração e Transmissão S.A. operating revenues through comparing its generation gross operating revenue with Generation Annual Revenue – RAG.

Key Words: Electricity, Generation, Concession, Revenue.

LISTA DE TABELAS

| | | |
|-----------|---|----|
| TABELA 1 | Modelos Institucionais..... | 28 |
| TABELA 2 | Principais Marcos Históricos e Regulatórios de 1990 a 2004 | 32 |
| TABELA 3 | Empreendimentos em Operação - kW | 35 |
| TABELA 4 | Expansão Hidrelétrica Contratada e em Construção de 2013 a 2018 | 36 |
| TABELA 5 | Novos Projetos Hidrelétricos a serem Viabilizados de 2018 a 2022 | 37 |
| TABELA 6 | Tipos de Energia | 43 |
| TABELA 7 | Ativos de Geração | 57 |
| TABELA 8 | Fluxo de Energia | 58 |
| TABELA 9 | Geração Verificada em relação à Garantia Física das Concessões Vincendas entre 2015 a 2017..... | 59 |
| TABELA 10 | Receita Operacional – ROB 2013 | 59 |
| TABELA 11 | ROB Estimada das Concessões Vincendas para o Cenário Otimista 2014 e 2015 | 61 |
| TABELA 12 | ROB Estimada das Concessões Vincendas para o Cenário Pessimista 2014 e 2015..... | 61 |
| TABELA 13 | Receita Anual de Geração – RAG Inicial | 62 |
| TABELA 14 | RAG Estimada das Usinas para o Cenário Pessimista 2014 e 2015.... | 63 |
| Tabela 15 | – Concessões Vencíveis Alcançadas pela Lei nº12.783 a partir de 2018.. | 64 |
| Tabela 16 | – Mix de Venda de Energia Existente em R\$/MWh..... | 64 |
| Tabela 17 | – Redução da Receita das Concessões Vencíveis Alcançadas pela Lei nº 12.783/2013 a partir de 2018 | 65 |

LISTA DE FIGURAS

| | | |
|----------|--|----|
| FIGURA 1 | Diagrama Básico Simplificado da Rede Elétrico..... | 19 |
| FIGURA 2 | Novo Modelo do Setor Elétrico – Principais Instituições | 24 |
| FIGURA 3 | Visão Geral das Relações Contratuais | 25 |
| FIGURA 4 | Evolução da Energia Hidráulica de 1970 a 2012 em GWh | 35 |
| FIGURA 5 | Evolução do Índice de Energia Elétrica – IEE – 1995 a 2013 | 53 |

LISTA DE ABREVIATURAS

| | |
|----------|---|
| ABCE | Associação Brasileira das Concessionárias de Energia Elétrica |
| ABRACE | Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais e de Consumidores Livres |
| ABRACEEL | Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica |
| ABRADEE | Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica |
| ABRAGE | Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica |
| ABRATE | Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica |
| ACL | Ambiente de Contratação Livre |
| ACR | Ambiente de Contratação Regulada |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| APE | Autoprodutor de Energia Elétrica |
| APINE | Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE |
| BACEN | Banco Central do Brasil |
| BNDE | Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico |
| CCC | Conta de Consumo de Combustíveis |
| CDE | Conta de Desenvolvimento Econômico |
| CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica |
| CEMIG | Companhia Energética de Minas Gerais |
| CESP | Companhia Energética de São Paulo |
| CGH | Central Geradora Hidrelétrica |
| CME | Custo Marginal de Expansão |
| CMSE | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico |
| CMO | Custo Marginal de Operação |
| CNPE | Conselho Nacional de Política Energética |
| COFINS | Contribuição para Financiamento da Seguridade Social |
| COPEL | Companhia Paranaense de Energia |

| | |
|------------|--|
| COPEL GT | Copel Geração e Transmissão S.A. |
| CVU | Custo Variável Unitário |
| DNAEE | Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica |
| DRRE | Demonstração Regulatória do Resultado do Exercício |
| ELETROBRAS | Eletrabras – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| ESS-SE | Encargo de Serviços de Sistema por Segurança Energética |
| FFE | Fundo Federal de Eletrificação |
| FGV | Fundação Getúlio Vargas |
| GAG | Custo da Gestão dos Ativos de Geração |
| GW | Gigawatt |
| GWh | Gigawatt - hora |
| ICMS | Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços |
| IEE | Índice de Energia Elétrica |
| IGP-DI | Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna |
| IGP-M | Índice Geral de Preços ao Mercado |
| ILUMINA | Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético |
| IPCA | Índice de Preços ao Consumidor Amplo |
| IUEE | Imposto Único Sobre Energia Elétrica |
| kW | Quilowatt |
| MAE | Mercado Atacadista de Energia |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| MPv | Medida Provisória |
| MRE | Mecanismo de Realocação de Energia |
| MW | Megawatt |
| MW/hora | Megawatt - hora |
| MWmed | Megawatt médio |
| O&M | Operação e Manutenção |
| ONS | Operador Nacional do Sistema |
| PCH | Pequena Central Hidrelétrica |
| PDE | Plano Decenal de Energia |
| PELP | Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico |
| PIE | Produtor Independente de Energia |

| | |
|-----------|--|
| PIS/PASEP | PIS - Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP |
| PLD | Preço da Liquidação das Diferenças |
| PND | Programa Nacional de Desestatização |
| PPT | Programa Prioritário de Termelétricidade |
| PROINFA | Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica |
| RAG | Receita Anual de Geração |
| RAP | Receita Anual Permitida |
| RE-SEB | Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro |
| ROB | Receita Operacional Bruta |
| RGR | Reserva Global de Reversão |
| R\$/kW | Reais por quilowatt |
| SE/CO | Sudeste – Centro - Oeste |
| SIN | Sistema Integrado Nacional |
| SP | Serviço Público de Energia Elétrica |
| TFSEE | Taxa de Fiscalização sobre o Setor de Energia Elétrica |
| TUSD | Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição |
| TUST | Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão |
| UBP | Uso do Bem Público |
| UHE | Usina Hidrelétrica |
| VNR | Valor Novo de Reposição |

SUMÁRIO

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 1. | Introdução | 16 |
| 2. | Histórico do Setor Elétrico e seus Aspectos Regulatórios | 18 |
| 2.1 | A Indústria de Energia Elétrica | 18 |
| 2.2 | A Evolução da Indústria de Energia Elétrica no Brasil | 19 |
| 2.3 | Do RE-SEB ao Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro | 21 |
| 2.4 | Outros Aspectos Relevantes da Regulação do Setor de Energia Elétrica | 26 |
| 2.4.1 | Estruturas de Mercado | 26 |
| 2.4.2 | Da Concessão de Serviço Público de Energia Elétrica ao Uso do Bem Público – UBP | 29 |
| 3. | A Geração de Energia Elétrica no Brasil | 33 |
| 3.1 | A Matriz de Energia Elétrica Brasileira | 33 |
| 3.2 | Características do Mercado de Geração de Energia | 37 |
| 3.2.1 | Ambientes de Contratação | 38 |
| 3.2.2 | Os Agentes de Geração e de Comercialização | 39 |
| 3.2.3 | Os Agentes de Consumo | 40 |
| 3.2.4 | As Subdivisões do Sistema Integrado Nacional - SIN | 42 |
| 3.2.5 | Tipos de Energia | 43 |
| 3.2.6 | Tarifas e Preços de Energia Elétrica | 44 |
| 4. | A Lei nº 12.783/2013 e seus Impactos sobre o Setor Elétrico | 46 |
| 4.1 | A Lei nº 12.783/2013 e os Objetivos do Governo | 48 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 4.2. | Principais Efeitos da Lei nº 12.783/2013 | 51 |
| 5. | COPEL Geração e Transmissão: Os Impactos da Lei nº 12.783/2013 | 55 |
| 5.1 | O Perfil Operacional da Empresa | 55 |
| 5.2 | Análise dos Impactos Econômico-Financeiros | 60 |
| 5.2.1 | A Receita Operacional Bruta – ROB e a Receita Anual de Geração – RAG | 60 |
| 5.2.2 | Impactos Econômico-Financeiros | 61 |
| 6 | CONCLUSÃO | 66 |
| | REFERÊNCIAS | 69 |

1. INTRODUÇÃO

A prorrogação das concessões de energia elétrica nos moldes da MPv nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, foi pauta recente de longos debates, nas mais diversas esferas vinculadas ao setor elétrico, desde os agentes institucionais (Ministério de Minas e Energia – MME, Conselho Nacional de Política Energética – CNPE), órgãos reguladores (Agência Nacional de Energia – ANEEL), agentes econômicos dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia e suas associações representativas.

A Lei nº 12.783/2013 trouxe profundas mudanças para o setor, notadamente para os segmentos de geração e transmissão, ao introduzir novas regras para a prorrogação das concessões vincendas no período de 2015 a 2017, mediante antecipação da renovação da concessão. As condições para a renovação das concessões de distribuição ainda não foram definidas pelo Poder Concedente, mas provavelmente terão, entre outros critérios, a qualidade da prestação do serviço.

A redução da tarifa de energia foi basilar para esse novo modelo, no qual se definiu, dentre outras medidas, que as concessões de geração de energia hidrelétrica, enquadradas no art. 19 da Lei nº 9.074/1995 que estabelecia as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de prestação de serviços públicos, poderiam ser prorrogadas por uma única vez, por um prazo de até 30 anos. Tal renovação tornou compulsória para a renovação das concessões das geradoras, a comercialização da garantia física e da potência da usina a ser renovada em regime de cotas. O regime de cotas prevê a alocação da energia proveniente das usinas cuja concessão será renovada na forma da Lei citada no parágrafo anterior, mediante critérios definidos pela ANEEL, para as concessionárias de distribuição pertencentes ao Sistema Interligado – SIN. Também prevê indenização para aqueles ativos que não estivessem totalmente depreciados ou amortizados. Isso implicou em profundas mudanças na formação da receita das geradoras de energia que possuíam concessões de usinas hidrelétricas vincendas no período de 2015 a 2017: as geradoras que aderissem às exigências para a renovação da concessão, deixariam de receber receita de comercialização nos ambientes de contratação livre e de contratação regulada, já que a energia gerada fica destinada ao regime de cotas, passando a receber a Receita Anual de Geração – RAG pela atividade de operação e manutenção desses ativos. As geradoras que não aderissem ao

processo de renovação, devolveriam os ativos ao controle do Poder Concedente no final da concessão, mediante indenização para aqueles ativos não depreciados ou amortizados em sua totalidade.

O presente estudo tem por objetivo analisar prováveis impactos da Lei nº 12.783/2013 na receita da geradora Copel Geração e Transmissão S.A., que possui quatro usinas que atendem aos critérios de renovação definidos pelo Poder Concedente. A empresa em análise, em conformidade com as decisões de seu corpo diretivo, não aderiu à renovação - permanecendo, portanto, com a concessão até o seu término contratual, quando seus ativos serão licitados nos moldes da lei supracitada.

Para o desenvolvimento do estudo, serão apresentadas a Receita Operacional Bruta – ROB da empresa, em comparação com a Receita Anual de Geração – RAG proposta pelo governo quando da MPv 579. Para tanto, serão utilizadas as informações disponíveis nas Demonstrações Financeiras, relativas ao exercício de 2013. Para os anos de 2014 e 2015, serão apresentados cenários para a receita operacional bruta mediante utilização do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e para a receita anual de geração, através de atualização monetária de sua tarifa em 2013, pelo IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo. Com relação às usinas vencíveis a partir de 2018, cuja concessão é alcançada pela Lei nº 12.783/2013, foi feita uma simulação tomando por base de preços, o mix de venda de energia dos contratos de energia existente vigentes em 31/12/2013.

O estudo não pretende esgotar as inúmeras análises possíveis a partir da nova composição da receita para a geradora, bem como avaliar as decisões tomadas pela Alta Direção da empresa analisada, ao optar por não renovar as concessões de geração das usinas nos moldes da lei citada anteriormente.

2. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro e seus Aspectos Regulatórios

A energia elétrica possui papel fundamental na infraestrutura de um país, sendo um insumo indispensável para o seu crescimento e desenvolvimento. A evolução do setor elétrico brasileiro trouxe mudanças relevantes desde a sua instituição até os dias de hoje. O setor é caracterizado por altos investimentos, dependência da matriz hidrotérmica, demanda crescente e alterações na dinâmica do mercado.

Para tanto, devendo atender interesses e necessidades diversas e às vezes divergentes, o mercado necessita ser regulado. A regulação para ser eficaz, necessita acompanhar as mudanças que ocorrem no contexto em que esse mercado está inserido.

2.1 A Indústria de Energia Elétrica

A indústria de energia elétrica é composta pelos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

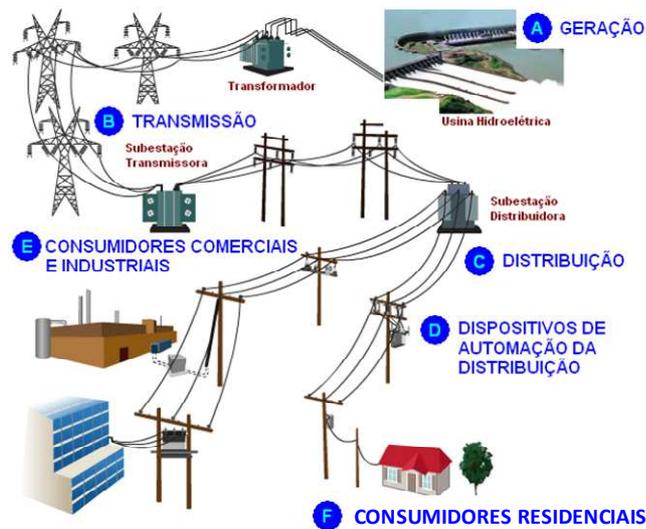
Em linhas gerais, a geração é o processo pelo qual se transforma qualquer outra forma de energia (hídrica, fóssil, nuclear, eólica, solar, maremotriz, dentre outras) em energia elétrica.

A transmissão de energia elétrica refere-se aos serviços de transporte da energia elétrica gerada, através de linhas de transmissão às subestações de distribuição.

A distribuição de energia elétrica é o processo pelo qual a energia é disponibilizada ao consumidor final, mediante redes de média e baixa tensão.

A comercialização refere-se à compra e venda de energia elétrica entre os agentes de geração, distribuição, comercialização e consumidores finais (CALDAS, 2008).

Figura 1 – Diagrama Básico Simplificado da Rede Elétrica



Fonte: Rede Inteligente

2.2 A Evolução da Indústria de Energia Elétrica no Brasil

A evolução da indústria de energia elétrica pode ser segregada em cinco períodos distintos (ELETROBRAS, 1996):

1. **1889 a 1930:** a economia nacional era voltada para o setor primário e a exportação de seus produtos. O carvão vegetal era a principal fonte de energia. A urbanização foi fomentada pela indústria do café e com isto, houve o aumento do consumo de energia elétrica e o surgimento da iluminação pública. Nesse período o setor elétrico era predominantemente privado;
2. **1930 a 1945:** esse período foi caracterizado pela aceleração do processo de industrialização em substituição à produção primária. O Estado passou a atuar mais ativamente no setor, através da adoção do regime tarifário de “custo pelo serviço” que garantia às concessionárias uma remuneração mínima, em substituição à Cláusula Ouro, cujo regime tarifário baseava-se na correção da tarifa de energia elétrica pela variação cambial. Também promulgou o Código de Águas, pelo qual transferiu a propriedade das quedas d’água e a responsabilidade pela concessão de outorgas para o aproveitamento dos recursos hídricos para a União;

3. **1948 a 1970:** no período pós-guerra, a presença do Estado no setor se intensificou via criação de empresas estatais de geração, transmissão e distribuição. Para financiar essa expansão, foi criado o Imposto Único sobre Energia Elétrica - IUEE. O IUEE era de 10% para o consumidor rural, de 35% para os consumidores residencial e industrial e de 40% para o consumidor comercial e outras classes de consumo. Na mesma ocasião foi criado o BNDE – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico, que teve participação expressiva na expansão do setor e o FFE - Fundo Federal de Eletrificação, criado para financiamento das obras do setor e para atender à necessidade de recursos das estatais. Também merecem destaque: (i) a criação em 1957 da RGR – Reserva Global de Reversão, sendo um fundo cuja finalidade era garantir recursos para a indenização dos ativos aos concessionários no término da concessão, (ii) a adoção da correção monetária dos custos de aquisição de energia, salários e dívidas em moeda estrangeira, através do Decreto nº 54.938/1964, (iii) a criação em 1961 do Ministério de Minas e Energia – MME, objetivando principalmente o fomento das empresas estaduais de energia dentre outros investimentos, tendo em vista o crescimento econômico em ascensão, denotado pela industrialização e pela urbanização das capitais e (iv) a criação do empréstimo compulsório em 1962, com vistas ao financiamento do setor;
4. **1980 a 1990:** o início da década de 1980 foi caracterizado pela elevada dívida externa brasileira, o que provocou cortes de gastos pelo governo, sobretudo em investimentos. Vigorava a equalização tarifária, pela qual a tarifa era igual em todo o país, criando subsídios cruzados entre empresas eficientes e ineficientes. As tarifas também foram utilizadas pelo governo como um preço administrado, mecanismo de contenção inflacionária, o que desequilíbrio econômico-financeiro para as empresas do setor;
5. **1990 – 2004:** a partir da década de 1990 o setor elétrico passou por profundas mudanças, notadamente através do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico – RE-SEB em 1996 e da instituição

do Novo Modelo do Setor Elétrico, em 2004. As principais características dos dois modelos serão elencadas no tópico 2.3.

Certamente as alterações trazidas pela Lei nº 12.783/2013, abordada no capítulo 4, inaugura o sexto período para a indústria de energia elétrica, enquanto marco histórico e regulatório.

2.3 Do RE-SEB ao Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Entre 1996 e 1998, foi desenvolvido o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB. Segundo TOLMASQUIM (2011, p. 9) No início de 1996 o governo, através da Eletrobras, contratou o consórcio *Cooper Et Lybrand* com o objetivo de elaborar propostas para um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. Esse mesmo consórcio participou do desenho do novo modelo do setor elétrico da Inglaterra, caracterizado pela forte desregulamentação.

O modelo em referência tem como características a competição na geração e comercialização de energia e a regulação na transmissão e na distribuição de energia, haja vista os dois últimos serem monopólios naturais.

As principais recomendações do consórcio englobaram: livre comercialização, um sistema integrado nacional, a adoção de contratos iniciais no período de transição, criação de um mercado atacadista de energia, a desverticalização dos ativos de geração e transmissão, a criação de um operador independente do sistema. Pode-se destacar que a segmentação entre a contratação da energia e o uso da rede de transmissão foi fundamental para o processo de livre comercialização.

As principais alterações introduzidas pelo RE-SEB foram:

- Desverticalização da cadeia produtiva (geração, transmissão e distribuição e comercialização);
- A geração foi transformada em atividade competitiva e com preços definidos conforme o mercado;
- A transmissão foi caracterizada como monopólio natural. Foi garantido o acesso livre ao sistema de transmissão para os agentes de geração, distribuição e comercialização;
- A distribuição foi caracterizada como monopólio natural, com definição das áreas de concessão e garantia da manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro;
- A comercialização de energia passa a ser operacionalizada em dois ambientes de celebração de compra e venda de energia (Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Ambiente de Contratação Livre – ACL);
- Criação do órgão regulador ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica em substituição ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE;
- Criação do Operador Nacional do Sistema – ONS;
- Criação do Mercado Atacadista de Energia – MAE (atualmente Câmara de Comercialização de Energia – CCEE).

Antes do RE-SEB, o sistema era integrado para as atividades de geração, transmissão e distribuição, ou seja, uma mesma empresa atuava em dois ou nos três segmentos. Com isto, as empresas podiam se beneficiar do *self-dealing*, processo de auto contratação da necessidade de energia da distribuidora. Somente a partir de 2003 o processo de desverticalização do setor se consolidou, por meio de Medida Provisória, pois até então o processo era feito mediante negociação bem como havia resistência por parte dos agentes ao modelo proposto, o que dificultou a implantação (VELOSO, 2013). Os principais objetivos da desverticalização foram: (i) caráter único de cada concessão, mediante a segregação de seus custos e de sua base de remuneração, permitindo a medição e acompanhamento do seu equilíbrio econômico-financeiro e a transparência de sua gestão; (ii) a inclusão da competição para as atividades de geração e comercialização (competição onde é possível) e o

aprimoramento da regulação nos segmentos de transmissão e distribuição, caracterizados pelo monopólio natural (regulação onde é necessário).

Em 2001, foi criada a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, com vistas a identificar as causas do desequilíbrio entre oferta e demanda, tanto estrutural, quanto conjuntural. As principais causas verificadas foram: (i) atraso em obras de geração e transmissão, (ii) ausência de novos empreendimentos de geração e (iii) desequilíbrio hidrológico. Para mitigação do problema, foram criados o Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica, dentre eles o Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT, que não atraiu investidores conforme esperado. Como resultado, foi instituído o racionamento de energia no período de julho de 2001 a setembro de 2002.

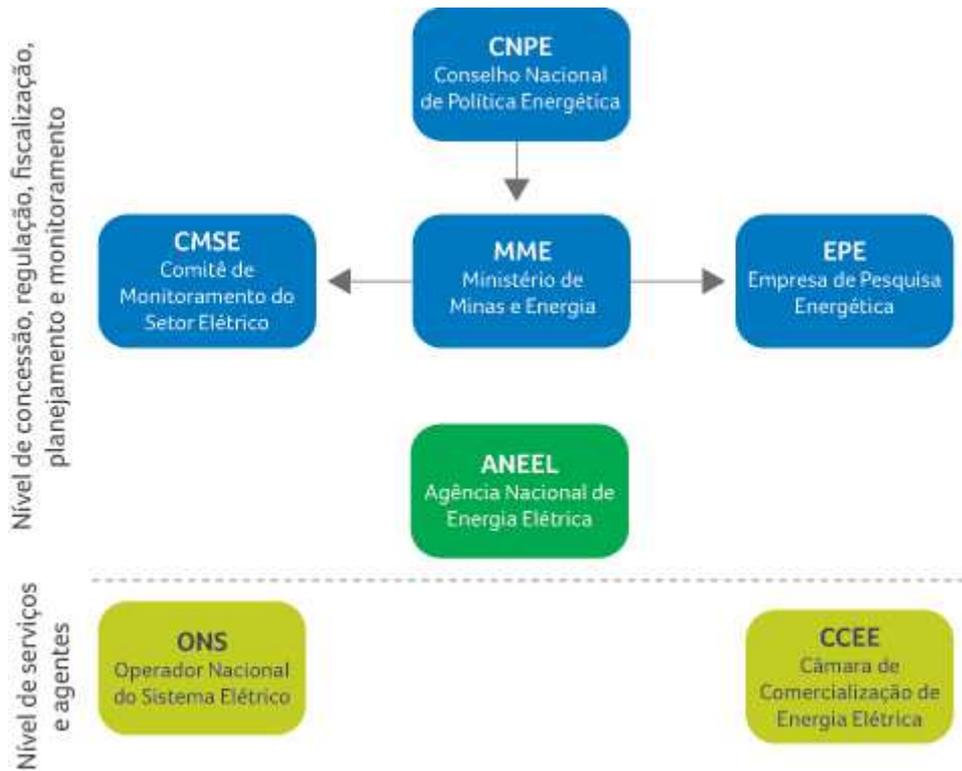
Nesse contexto, o Ministério de Minas e Energia publicou em 2003 a “Proposta de Novo Modelo do Setor Elétrico” (MME, 2003). Participaram do processo de análise, representantes do governo, do setor elétrico e da sociedade.

O modelo proposto baseava-se nos seguintes pilares:

1. **Segurança de Suprimento:** objetivou garantir a sustentabilidade do crescimento e desenvolvimento através da segurança estrutural do suprimento mediante a exigência de contratação de 100% da demanda, da contratação de hidrelétricas e termelétricas com vistas a assegurar o equilíbrio entre garantia e custo de suprimento e do monitoramento permanente da segurança do suprimento, de forma a evitar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda;
2. **Modicidade Tarifária:** tem papel fundamental para o desenvolvimento econômico, para a alocação eficiente de recursos e o atendimento da função social da energia elétrica e melhoria da competitividade do país. Teve por base a contratação eficiente para o ambiente regulado, mediante compra de energia por meio de leilões na modalidade de menor tarifa e por licitação conjunta das distribuidoras na forma de *pool*, obtendo assim economia de escala, repartimento dos riscos e benefícios na contratação e equalização das tarifas de suprimento. Não menos importante foi a segregação da contratação de energia oriunda de usinas existentes da energia das novas usinas, sendo a última destinada ao atendimento da expansão da demanda;

3. **Estabilidade do Marco Regulatório:** buscou garantir a confiabilidade na regulamentação do setor, com vistas a atrair novos investimentos voltados para a expansão do sistema, mediante definição clara das funções e atribuições dos agentes institucionais:

Figura 2 – Novo Modelo do Setor Elétrico – Principais Instituições



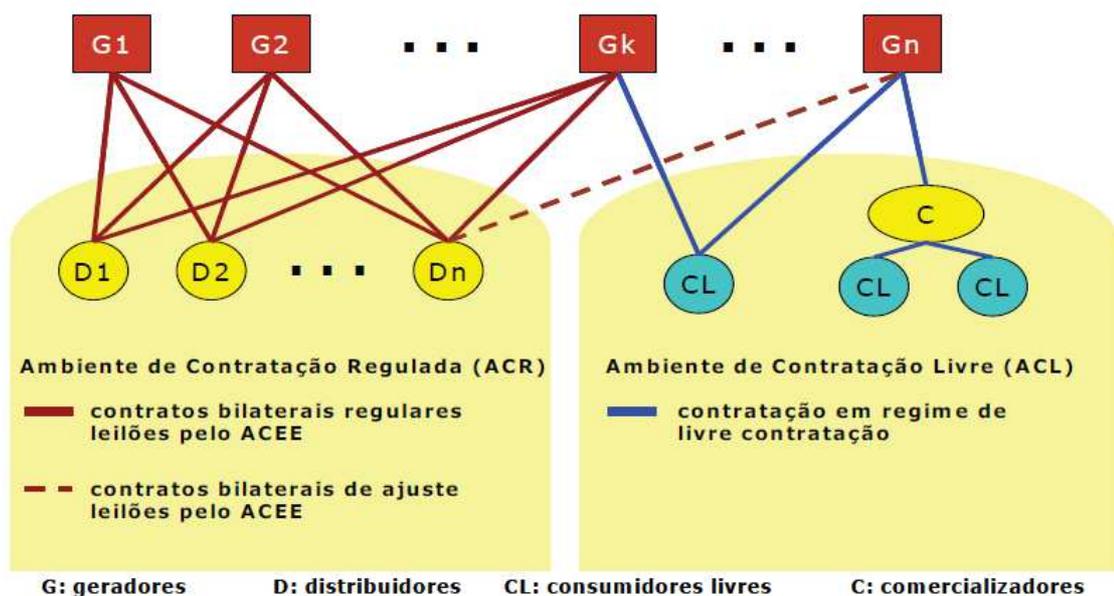
4. Fonte: Relatório de Sustentabilidade - Eletrobras

Inserção Social: garantir o acesso à energia elétrica a toda a população, através de programas de universalização do atendimento, como por exemplo, o Programa Luz para Todos, voltado para a garantia de acesso à energia elétrica a todos os domicílios e estabelecimentos da classe rural.

No novo modelo, a criação de dois ambientes de contratação teve papel fundamental, ao incentivar uma competição no segmento de geração, na medida em que permite que todos os geradores (concessionários de serviço público de energia, produtores independentes e autoprodutores, participando com sua energia excedente), possam comercializar energia nos Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Ambiente de Contratação Livre – ACL, sendo o primeiro destinado à contratação de energia para o consumo cativo das distribuidoras e o segundo destinado à contratação de energia para atendimento aos consumidores livres, através de contratos livremente negociados.

A figura 3 resume o funcionamento dos mercados ACR e ACL:

Figura 3 – Visão Geral das Relações Contratuais



Fonte: Modelo Institucional do Setor Elétrico - 2003

Adicionalmente, a atividade de distribuição foi desverticalizada, medida que impediu que empresas de distribuição tivesse participação em qualquer negócio que não seja o objeto da sua concessão ou permissão.

2.4 Outros Aspectos Relevantes da Regulação do Setor de Energia Elétrica

Desde a instituição do Código de Águas até o presente, a regulamentação das concessões passou por diversas mudanças motivadas por eventos econômicos, nacionais e internacionais e eventos naturais, tais como a baixa hidrologia que contribuiu para a ocorrência do racionamento de energia em 2001.

NERY (2012, p. 27) descreve:

“Na medida em que a teoria da regulação se aplica a um ambiente macroeconômico, fez-se necessário trazê-la para o ambiente mesoeconômico ou setorial, o que multiplicou a sua utilização: o cuidado que se requer diz respeito às relações que prevalecem em cada setor e quais as que subsistem associadas à ordem lógica do conjunto intersetorial.”

O impacto que a regulação exerce sobre a indústria de energia elétrica pode alterar de maneira adversa ou favorável o seu tamanho, a participação dos agentes e a qualidade do serviço prestado.

2.4.1 Estruturas de Mercado

Em LOUZADA (2004), a estrutura de mercado é definida como:

“As estruturas de mercado são modelos que captam aspectos inerentes de como os mercados são organizados. Cada estrutura de mercado destaca alguns aspectos essenciais da interação da oferta e da demanda e se baseia em algumas hipóteses e no realce de características observadas em mercados existentes. Isso possibilita classificar os mercados em diferentes tipos a partir das suas dimensões e da interação entre compradores e vendedores.”

Dentre as diretrizes elencadas no projeto RE-SEB, figurava a necessidade em se estabelecer um mercado competitivo de geração e comercialização de energia e

a regulação dos monopólios naturais de transmissão e distribuição, buscando promover a livre concorrência onde fosse possível e a regulação onde fosse necessário. Segundo a ABRADÉE, A energia elétrica é um produto homogêneo, e os segmentos de geração e comercialização admitem a existência de muitos agentes, sendo, portanto caracterizados como segmentos competitivos. Já o transporte de energia nos segmentos de transmissão e distribuição não permite a competição em uma mesma área de concessão, haja vista que a estrutura física desses sistemas torna economicamente inviável a atuação de dois ou mais agentes.

Em FRANKLIN (2012, p. 8), têm-se as seguintes estruturas de mercado afetas ao setor elétrico:

1. **Monopólio Verticalizado:** caracteriza-se pela atuação de uma única empresa em uma determinada área de concessão, nas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização com os consumidores finais;
2. **Monopsônio:** também conhecida como Comprador Único, o monopsônio é uma estrutura de mercado em que há um único comprador. Um exemplo dessa estrutura é a compra de energia em *pool* por parte das distribuidoras através de leilões;
3. **Competição no Atacado:** esse modelo ocorre quando as concessionárias de distribuição têm liberdade de escolher o seu supridor, caracterizando a competição na comercialização de energia.

Além das estruturas de mercado, são relevantes os modelos institucionais, resumidos na tabela 1:

Tabela 1– Modelos Institucionais

| MODELOS INSTITUCIONAIS | MODELO 1 | MODELO 2 | MODELO 3 | MODELO 4 |
|------------------------------------|---------------------------------|-----------------------|---|--|
| Característica | Monopólio Verticalizado | Comprador Único | Competição no Atacado | Competição no Varejo |
| Definição | Atividades totalmente reguladas | Competição na geração | Competição na geração e na comercialização no atacado | Competição na geração e na comercialização |
| Competição na Geração | Não | Sim | Sim | Sim |
| Varejista escolhe Supridor | Não | Não | Sim | Sim |
| Consumidor escolhe Supridor | Não | Não | Não | Sim |
| Produtor Independente | Não | Sim | Sim | Sim |
| Consumidor Livre | Não | Não | Não | Sim |
| Acesso à Transmissão | Não | Não | Sim | Sim |
| Acesso à Distribuição | Não | Não | Não | Sim |

Fonte: Modelos Institucionais – Modelo Institucional do Setor Elétrico

2.4.2 Da Concessão de Serviço Público de Energia Elétrica ao Uso do Bem Público - UBP

Para melhor compreensão das mudanças da regulação do setor elétrico, torna-se necessário conceituar alguns elementos chave afetos à concessão de serviços públicos.

Na Constituição Federal de 1988, destacam-se os Art. 21 e Art. 175¹, que definem que a prestação de serviços públicos pode ser realizada pelo próprio Estado ou pode ser delegada a terceiros, mediante processo de licitação, sob os regimes ou de concessão ou de permissão.

Em linhas gerais, a licitação é o instrumento pelo qual compras e serviços são contratados pelo governo, sendo composto por procedimentos em conformidade com a lei, através dos quais os interessados competem para a prestação do serviço ou para fornecimento de bens materiais.

A definição de serviços públicos segundo LOPES MEIRELLES (1997, p. 297):

“Serviço público é todo aquele prestado pela Administração ou por seus delegados, sob normas e controles estatais, para satisfazer necessidades essenciais ou secundárias da coletividade, ou simples conveniência do Estado”.

A prestação de serviços de energia elétrica, enquanto classificação é de utilidade pública, ou seja, não são essenciais, porém importantes para a sociedade, a exemplo dos serviços de fornecimento de gás e transporte coletivo.

DI PIETRO (2000, p. 270) define a concessão de serviços públicos como:

“contrato administrativo pelo qual a Administração Pública delega a outrem a execução de um serviço público, para que o execute em seu próprio nome, por sua conta e risco, assegurando-lhe a remuneração mediante tarifa paga pelo usuário ou outra forma de remuneração decorrente da exploração do serviço”.

Dessa forma, o serviço é prestado por pessoa jurídica em nome do Poder Público, podendo a concessão ser contratual (quando concedida a particulares) ou legal (quando concedida a autarquias e empresas estatais), não podendo ser transferida para terceiros. Adicionalmente, para que tenha validade, a concessão

¹ “Art. 175. Incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos. Parágrafo único. A lei disporá sobre: I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão; II - os direitos dos usuários; III - política tarifária; IV - a obrigação de manter serviço adequado.”

deve ser previamente autorizada pelo poder legislativo, ser regulamentada através de decreto e passar pelo rito de concorrência pública.

Cumprido destacar que, mediante contrato, são definidas as cláusulas econômicas da concessão, pelas quais o concessionário é remunerado mediante tarifa, que deve garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Quando do término do contrato, seu objeto retorna ao poder concedente, podendo ou não haver indenização.

A permissão, segundo a Lei nº 8.987/1995, em seu art. 2º é definida como:

“a delegação, a título precário, mediante licitação, da prestação de serviços públicos, feita pelo poder concedente à pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco”.

Por ser um ato unilateral, a permissão pode, a qualquer tempo, ser revogada pela Administração, sem que haja o pagamento de indenização e os riscos da prestação do serviço são de responsabilidade do permissionário. Sua remuneração ocorre mediante a cobrança de tarifa aos usuários do serviço prestado e sua contratação, a exemplo da concessão, deve ser precedida de processo licitatório.

Outro regime de delegação previsto em lei é a autorização, que foi incluída na Constituição através da Emenda Constitucional nº 8/1995 que alterou o Art. 21.

Segundo DI PIETRO (2000, p. 211):

“A autorização constitui ato administrativo unilateral, discricionário e precário pelo qual a Administração faculta ao particular o uso privativo de bem público, o desempenho de atividade material, ou a prática de ato que, sem esse consentimento, seriam legalmente proibidos”.

A remuneração relativa à autorização também é feita através de tarifa e a sua cessação, a exemplo da permissão, também pode ocorrer a qualquer momento, porém o poder concedente não é obrigado a efetuar indenização.

No contexto de alterações regulatórias, a partir da introdução da produção independente no setor elétrico, através da Lei nº 9.074/1995, tornou-se necessária a distinção entre o serviço público e o uso do bem público, haja vista que no último, é possível sua utilização para fins particulares:

“Art. 13. O aproveitamento de potencial hidráulico, para fins de produção independente, dar-se-á mediante contrato de concessão de uso de bem público, na forma desta Lei.”.

O Uso do Bem Público – UBP refere-se à concessão do poder público, mediante licitação, do uso de um bem da União a título oneroso. No caso do setor elétrico, esse conceito refere-se à utilização de recursos hídricos.

O UBP teve dois estágios distintos, sendo o primeiro no qual os contratos de concessão assinados pelas empresas oriundas de cisão, que possuíam obras já em operação ou construção, passaram ao regime de produção independente e, conforme o Decreto nº 2.003/1996 pagando para tanto, até 2,5% de sua receita anual a título de uso do bem público (GANIM, 2009, p. 50).

No segundo estágio, as concessões licitadas na forma de uso do bem público, também são outorgadas a título oneroso. Contudo, o preço será o de melhor oferta de pagamento pela outorga, bem como de menor preço pela energia a ser gerada. O UBP será pago durante o período de concessão, mediante atualização monetária pelo Índice Geral de Preços – IGP-M/FGV.

Tabela 2– Principais Marcos Históricos e Regulatórios de 1990 a 2004

| ANO | MARCO |
|---|---|
| 1990 | Lei nº 8.031: cria o Programa Nacional de Desestatização |
| 1993 | Lei nº 8.631: extingue a equalização tarifária, promove encontro de contas das dívidas entre União e estatais do setor e institui a obrigatoriedade da assinatura de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras |
| 1995 | Lei nº 8.987: (Lei das Concessões) torna obrigatória a licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia |
| | Decreto nº 1.503: as empresas do grupo Eletrobras entram no PND - Programa Nacional de Desestatização |
| | Lei nº 9.074: cria a figura do Produtor Independente de Energia - PIE, o conceito de Rede Básica de Transmissão, estabelece regras para o Consumidor Livre bem como o do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição |
| | Primeira privatização do setor elétrico |
| 1996 | Lei nº 9.427: institui a ANEEL e determina que a exploração dos potenciais hidráulicos seja concebida por meio de concorrência ou leilão e as concessões sejam outorgadas a título oneroso |
| 1996 | Início do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico RE-SEB pela consultoria inglesa Coopers & Lybrand |
| 1997 | Lei nº 9.491: altera procedimentos relativos ao Programa Nacional de Desestatização e revoga a Lei nº 8.031/1990 |
| 1998 | Lei nº 9.648: Estabelece a desverticalização das empresas, com as separação das áreas de geração, a regulação apenas no transporte, a geração competitiva, a e a expansão do parque como responsabilidade dos agentes. Cria o ONS e o MAE |
| | Decreto nº 2.665: regulamenta o MAE e define as regras de organização do ONS, constituídos pela Lei nº 9.648/1998 |
| 2000 | O governo lança o Programa Prioritário das Termelétricas - PPT |
| 2001 | Crise de abastecimento que ecluiu para um racionamento de energia. O racionamento com corte de 20% no consumo das regiões Nordeste Sudeste e Centro-Oeste e de 10% no norte, vigorando de junho de 2001 a março de 2002 |
| 2002 | Sugestões de melhorias ao modelo setorial elaboradas pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico |
| | Lei nº 10.433: dispõe sobre a autorização para a criação do MAE |
| | Lei nº 10.438: dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE |
| 2003 | MPv Nº 144 e MPv nº 145: propostas ao Novo Modelo Setorial |
| 2004 | Regulamentação do Novo Modelo do Setor Elétrico |
| | Lei nº 10.847: autoriza a criação da EPE |
| | Lei nº 10.848: dispõe sobre a comercialização de energia elétrica |
| | Decreto nº 5.081: dispõe sobre a governança do ONS |
| | Decreto nº 5.163: regulamenta a comercialização de energia elétrica |
| | Decreto nº 5.175: institui o CMSE |
| | Decreto nº 5.177: autoriza a criação da CCEE |
| Resolução ANEEL nº 109: institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica | |

Fonte: elaboração própria a partir de Mercados e Regulação de Energia Elétrica

3. A Geração de Energia Elétrica no Brasil

A energia elétrica possui papel fundamental na infraestrutura de um país, sendo um insumo indispensável para o seu crescimento e desenvolvimento.

A indústria de energia elétrica é composta pela produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia. De acordo com o Decreto nº 41.019/1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica, a geração de energia possui a seguinte definição:

“Art 3º. O serviço de produção de energia elétrica consiste na transformação em energia elétrica de qualquer outra forma de energia, seja qual for a sua origem.”

3.1 A Matriz de Energia Elétrica Brasileira

Conforme PINTO (2014), a geração de energia elétrica em grande escala tem como fontes naturais: fóssil, hídrica e nuclear.

Devido à demanda crescente por energia e a necessidade de atender as regras relacionadas à preservação ambiental, novas fontes de produção foram adicionadas à matriz elétrica brasileira.

PINTO também descreve:

“O objetivo básico de um sistema de potência é gerar energia em quantidades suficientes e em locais apropriados, enviá-la em grandes volumes para os centros de consumo e, então, distribuí-la aos consumidores individuais. Todo o processo deve ter segurança, em forma e quantidade certas e com o mínimo de custos e de impacto ambiental possível”.

No Brasil, a EPE (2013, p. 16) – Empresa de Pesquisa Energética cita como principais fontes de geração de energia:

Renováveis:

- Energia hidráulica e eletricidade
- Biomassa
- Lenha e carvão vegetal
- Outras renováveis²

² Segundo a ANEEL (2008) tem-se como outras fontes renováveis: eólica, solar, biogás, geotérmica, mare motriz.

Não Renováveis:

- Petróleo
- Gás Natural
- Carvão mineral
- Urânio (U_3O_8)

Desde o surgimento da indústria de energia elétrica no Brasil, o aproveitamento dos recursos hídricos abundantes fez com que a fonte hidráulica seja o principal insumo para a geração de energia, ocupando o primeiro lugar na matriz elétrica do país. Isso se deve ao fato de o país contar com bacias hidrográficas ao longo de todo o seu território.

O conceito da energia hidrelétrica segundo PINTO (2014):

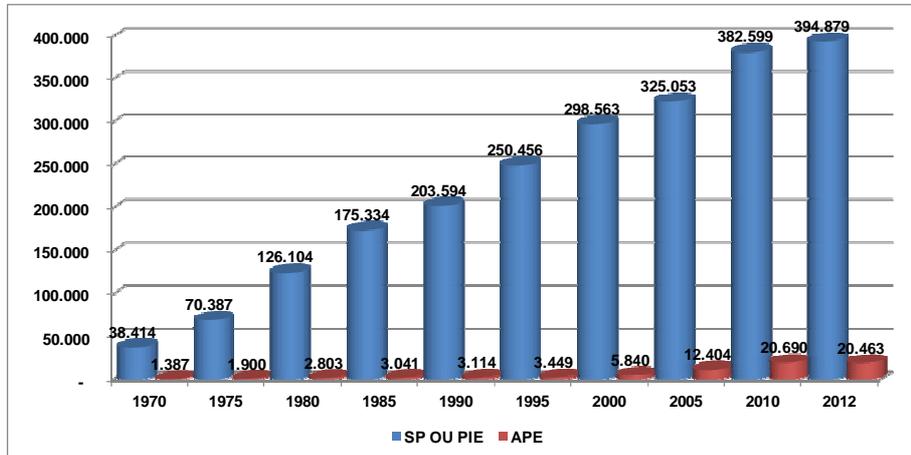
“O termo hidroeletricidade se refere à geração de eletricidade por meio da conversão da energia cinética da água em energia potencial mecânica, que acionará um conjunto turbina-gerador e, assim, produzirá eletricidade. A hidroeletricidade é uma tecnologia já consolidada, que vem produzindo energia confiável a preços bem competitivos há aproximadamente um século. Entre as energias renováveis, a hidroeletricidade continua sendo a maior fonte para o setor elétrico e é uma das mais eficientes, em termos de conversão, entre todas as fontes de energia. Essa tecnologia precisa de um investimento inicial relativamente alto, porém tem um longo tempo de vida útil (de 50 a 100 anos), aliado a baixos custos de operação e manutenção.”

As plantas de geração hidrelétrica são segregadas em:

1. Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGH: são usinas com potência de até 1 MW;
2. Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH: são usinas com potência entre 1 e 30 MW;
3. Usinas Hidrelétricas – UHE: são usinas com potência acima de 50 MW.

A relevância da fonte hidráulica na produção de energia elétrica pode ser verificada pela evolução da capacidade instalada dessa fonte no Brasil:

Figura 4 –Evolução da Energia Hidráulica de 1970 a 2012 em GWh



Fonte: Elaboração Própria a partir do Balanço Energético 2013 - EPE

De 1970 a 2012, a energia produzida a partir de fonte hidrelétrica cresceu na ordem de 943,5%, totalizando em 2012 415.352 GWh.

Em 2013, o Brasil contava com um total de potência instalada de 126,8 GW, sendo 67,9% de fonte hídrica e 28,8% de fonte térmica.

Tabela 3 – Empreendimentos em Operação – kW

| TIPO | QUANTIDADE | % DO TOTAL | POTÊNCIA INSTALADA (kW) | % DO TOTAL |
|---|--------------|--------------|-------------------------|--------------|
| Usina Hidrelétrica de Energia - UHE | 195 | 6,3 | 81.092.804 | 64,0 |
| Usinaa Termelétrica - UTE | 1.823 | 58,9 | 36.538.774 | 28,8 |
| Pequena Central Hidrelétrica - PCH | 480 | 15,5 | 4.656.391 | 3,7 |
| Central Geradora Eolielétrica - EOL | 108 | 3,5 | 2.201.772 | 1,7 |
| Usina Termonuclear - UTN | 2 | 0,1 | 1.990.000 | 1,6 |
| Central Geradora Hidrelétrica - CGH | 444 | 14,3 | 269.996 | 0,2 |
| Central Geradora Solar Fotovoltaica - UFV | 45 | 1,5 | 4.992 | - |
| TOTAL | 3.097 | 100,0 | 126.754.729 | 100,0 |

Fonte: Informações Gerenciais Dezembro/2013 – ANEEL

No Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2022, a EPE cita em seu cenário de expansão da geração hidrelétrica para o período de 2013-2018 as seguintes usinas contratadas ou em construção. O PDE é elaborado a partir do Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico – PELP. Os projetos de geração são ordenados por mérito econômico e temporal, buscando atender à demanda projetada, levando em conta um mínimo custo global e a legislação ambiental vigente.

Tabela 4 – Expansão Hidrelétrica Contratada e em Construção de 2013 a 2018

| PROJETO | SUB-SISTEMA | POTÊNCIA EM MW | ANO |
|---------------------------|----------------------|----------------|------|
| UHE São Domingos | Sudeste/Centro-Oeste | 48 | 2013 |
| UHE Simplicio | Sudeste/Centro-Oeste | 334 | 2013 |
| UHE Batalha | Sudeste/Centro-Oeste | 53 | 2013 |
| UHE Garibaldi | Sul | 175 | 2014 |
| UHE São Roque | Sul | 135 | 2016 |
| UHE Baixo Iguaçu | Sul | 350 | 2016 |
| UHE Jirau | Norte | 3.750 | 2013 |
| UHE Santo Antônio do Jari | Norte | 370 | 2015 |
| UHE Colíder | Norte | 300 | 2015 |
| UHE Ferreira Gomes | Norte | 252 | 2015 |
| UHE Belo Monte | Norte | 11.233 | 2015 |
| UHE Teles Pires | Norte | 1.820 | 2015 |
| UHE Salto Apicás | Norte | 45 | 2015 |
| UHE Cachoeira Caldeirão | Norte | 219 | 2017 |
| UHE Sinop | Norte | 400 | 2018 |
| TOTAL | | 19.484 | |

Fonte: Elaboração própria a partir do Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 – EPE

No mesmo plano, a expansão hidrelétrica planejada para o horizonte 2018 - 2022, prevê projetos indicativos. Os estudos para a implementação de tais projetos, segundo a EPE, estão em fase de conclusão.

Tabela 5 – Novos Projetos Hidrelétricos a serem Viabilizados de 2018 a 2022

| PROJETO DE USINA HIDRELÉTRICA | UF | POTÊNCIA EM MW | ANO |
|-------------------------------|-------|----------------|------|
| Itaocara I | RJ | 145 | 2018 |
| São Manoel | MT/PA | 700 | 2018 |
| São Luiz do Tapajós | PA | 6.133 | 2019 |
| Davinópolis | MG/GO | 74 | 2019 |
| Foz Piquiri | PR | 96 | 2019 |
| Paranhos | PR | 63 | 2019 |
| Ercilândia | PR | 87 | 2019 |
| Água Limpa | MT | 380 | 2020 |
| Jatobá | PA | 2.338 | 2020 |
| Comissário | PR | 140 | 2020 |
| Telêmaco Borba | PR | 109 | 2020 |
| Apertados | PR | 139 | 2020 |
| Tabajara | RO | 350 | 2020 |
| Castanheira | MT | 192 | 2021 |
| Bem Querer | RR | 708 | 2021 |
| Itapiranga | SC/RS | 725 | 2021 |
| Salto Augusto Baixo | MT/AM | 1.461 | 2022 |
| São Simão Alto | MT/AM | 3.509 | 2022 |
| Marabá | PA/AM | 2.160 | 2022 |
| Torixoréu | MT/GO | 408 | 2022 |
| TOTAL | | 19.917 | |

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 – EPE

Considerando a expansão hidrelétrica planejada para o horizonte 2018-2022, e a contratada e em construção para o horizonte de 2013-2018, o incremento na matriz hidrelétrica será de 35.041 MW, cuja capacidade instalada passará para 161.795,7 MW, com um crescimento de 27,6% em relação à posição em dezembro de 2013.

3.2 Características do Mercado de Geração de Energia

O mercado de geração de energia passou por mudanças estruturais relevantes, introduzidas na Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB e no Novo Modelo do Setor Elétrico.

Como visto no item 2.4.1, que tratou das estruturas de mercado, o sistema brasileiro atual é misto, permitindo a concorrência no segmento de geração e comercialização de energia e o monopólio natural nos segmentos de transmissão e distribuição.

3.2.1 Ambientes de Contratação

Enquanto ambientes de contratação de energia para os segmentos de geração e comercialização, tem-se o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

No ACR ocorre a contratação de energia para atendimento aos consumidores regulados, que são os consumidores cativos das empresas distribuidoras³. A comercialização da energia ocorre mediante leilões. Já no ACL, os contratos são livremente negociados entre a geradora ou comercializadora e o consumidor livre. Tanto os contratos firmados no ACR quanto aqueles firmados no ACL são formalizados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

As contratações nesse ambiente são realizadas mediante leilão e podem ser:

- De energia nova: leilões A-3 e A-5;
- De energia existente: leilões A-1;
- De ajuste: leilões A-2 e A-1.

Por “A-5” entende-se os leilões realizados hoje para entrega de energia no ano 5. O mesmo princípio vale para os demais, sendo o leilão “A-0” aquele para entrega imediata de energia. As tarifas praticadas nos leilões são reguladas.

Adicionalmente, no ACR são firmados contratos por quantidade de energia, nos quais os riscos da operação são assumidos pelas geradoras e os contratos por disponibilidade, nos quais os riscos da variação da produção em relação à energia assegurada são alocados ao *pool*⁴ e repassados aos consumidores regulados.

Já no ACL, os contratos são livremente negociados entre a geradora ou comercializadora e o consumidor. São firmados contratos entre as partes e o preço é livremente negociado.

³ As distribuidoras somente podem contratar energia no ambiente regulado.

⁴ O Pool é um mecanismo de segurança para os consumidores que dependem da energia vendida por distribuidoras, sem prejuízo do estímulo a que agentes consumidores se tornem livres.

3.2.2 Os Agentes de Geração e de Comercialização

Os agentes de geração de energia, no que diz respeito ao regime de exploração, podem ser:

- Concessionários de Serviço Público;
- Produtores Independentes de Energia Elétrica e
- Autoprodutores.

Os concessionários de serviço público são aqueles submetidos ao disposto nas Leis nº 8.987/1995, Lei nº 9.074/1995 e Lei nº 12.783/2013, as quais regulamentam a outorga de concessão, permissão e autorização para a prestação de serviços de energia elétrica bem como sua renovação e o aproveitamento dos cursos de água.

Os Produtores Independentes de Energia – PIE são aqueles que recebem concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica, podendo comercializá-la totalmente ou parcialmente por sua conta e risco.

Os Autoprodutores são aqueles que recebem concessão ou autorização para produzir energia para seu consumo próprio.

Conforme TOLMASQUIM (2011), a figura do Agente de Comercialização foi criada pela Lei nº 9.648/1998, com o objetivo de intermediar a livre negociação entre geradores e consumidores, exercendo a atividade de compra e venda de energia no SIN – Sistema Interligado Nacional. No desenho do Novo Modelo do Setor Elétrico, o agente comercializador contribui para a redução dos custos de transação, para o atendimento dos consumidores em conformidade com a sua necessidade de compra de energia bem como tem a função de estabilizar o preço de energia no mercado.

Os Concessionários de Serviço Público de Geração e os Produtores Independentes podem vender a energia gerada para:

- Agentes de distribuição através de leilões no ACR;
- Agentes de distribuição industriais ou comerciais atendidos pela geradora através de cogeração;
- Consumidores Livres;
- Comercializadoras;
- Exportadores de energia autorizados pelo Poder Concedente mediante registro das operações na CCEE.

Um aspecto muito relevante no que diz respeito à geração de energia elétrica é o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, através do qual é alocado para cada usina uma determinada quantidade de energia, com vistas a garantir a otimização da operação energética. A referida alocação ocorre mediante cálculo que considera a energia assegurada e o despacho ótimo da mesma. A energia alocada no MRE será utilizada como base para a liquidação dos contratos dos geradores hidrelétricos na CCEE.

As normas do setor elétrico permitem a contratação entre geradores, de forma que estes possam mitigar os riscos de exposição no curto prazo. As geradoras devem dispor de lastro que cubra a totalidade da energia assegurada comercializada.

3.2.3 Os Agentes de Consumo

Os agentes de consumo são classificados em quatro grupos, conforme o ambiente de contratação:

- Consumidor Cativo;
- Consumidor Livre;
- Consumidor Potencialmente Livre;
- Consumidor Especial;
- Consumidor Parcialmente Livre.

Os consumidores cativos são aqueles que contratam a energia no ambiente regulado através de contratos de adesão firmados no ACR com os fornecedores de energia nos quais o referido consumidor estiver estabelecido. Ao consumidor cativo, são garantidas a qualidade, a continuidade e a universalidade da prestação de serviços essenciais, dentre eles a energia elétrica, conforme o Código de Defesa do Consumidor. O consumidor cativo também é respaldado pela Resolução ANEEL nº 414/2010, que veio a substituir a Resolução ANEEL nº 456/2000, a qual define os direitos e deveres desses consumidores. Enquanto classes de consumo, os consumidores cativos são segregados nas classes: residencial, industrial, comercial, rural, de serviço público, de poder público e de iluminação pública. Dentro da classe residencial, existe uma subclasse, denominada baixa renda, na qual estão

enquadrados aqueles consumidores que recebem, por sua condição, isenções e benefícios tarifários.

O consumidor livre foi criado a partir da Lei nº 9.074/1995. TOLMASQUIM (2011, p. 68) define:

“Consumidor Livre é aquele que, atendido em qualquer tensão, exerceu a opção de compra de energia elétrica, nas condições previstas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, de 07/07/1995. De acordo com tais dispositivos, sua carga tem de ser de 3 MW ou maior, e a tensão, de 69 kV ou superior. Novos consumidores com carga de 3 MW ou maior, conectados ao SIN após 07 de julho de 1995, não estão sujeitos ao limite de tensão.”

O consumidor livre, desde que siga as normas do ACL, pode adquirir energia de qualquer agente gerador ou comercializador mediante negociação de preços e condições de entrega de energia.

O Consumidor Potencialmente Livre é aquele que, apesar de cumprir todos os requisitos para enquadrar-se como consumidor livre, opta por permanecer consumidor cativo junto à distribuidora de energia da sua região..

Já o Consumidor Especial é aquele que isoladamente, ou em conjunto com outros consumidores reunidos de fato ou de direito mediante comunhão de interesse, que possuam carga de pelo menos 500 kW, pode adquirir energia de fontes incentivadas no ACL.

Também existe a figura do Consumidor Parcialmente Livre, sendo aquele que adquire parte de sua energia de um Agente de Distribuição (parcela cativa).

3.2.4 As Subdivisões do Sistema Integrado Nacional - SIN

A atuação das geradoras de energia é referenciada a partir das subdivisões do SIN, conhecidas como submercados. Os submercados são subdivisões definidas a partir do sistema e referem-se a restrições de transmissão ao fluxo de energia elétrica. São definidos pela ANEEL, sendo quatro atualmente: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Para cada submercado é determinado um preço, conforme o patamar de carga, que pode ser leve, média ou pesada. A existência de preços diferentes por submercado pode expor os agentes ao risco da diferença de preços entre submercados.

3.2.5 Tipos de Energia

No que diz respeito à comercialização de energia, estas são segregadas conforme tabela a seguir.

Tabela 6 – Tipos de Energia

| ENERGIA | CARACTERÍSTICA |
|--|---|
| Energia Convencional Especial | Energia oriunda de empreendimento hidroelétrico com potência superior a 1.000 (mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, sem características de PCH, ou um empreendimento com base em fontes solar, eólica ou biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja superior à 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW |
| Energia Convencional | Energia oriunda de empreendimentos não enquadrados como de Energia Incentivada Especial, Energia Convencional Especial e Energia Incentivada de Cogeração Qualificada |
| Energia Especial | Refere-se tanto à Energia Incentivada Especial quanto à Energia Convencional Especial |
| Energia Incentivada de Cogeração Qualificada | Energia oriunda de empreendimento enquadrado como Cogeração Qualificada |
| Energia Incentivada | A Energia produzida através de fontes alternativas (PCHs, eólica, biomassa, solar, etc.), cujo custo de produção tende a ser mais elevado, motivo pelo qual é concedido um desconto de 50% ou 100% no valor da TUSD ou TUST, a fim de viabilizar a competição com as demais fontes |
| Energia Incentivada Especial | Energia oriunda de (i) empreendimento hidroelétrico com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW, (ii) empreendimento hidroelétrico com potência superior a 1.000 (mil) kW e igual ou inferior a 30.000 (trinta mil) kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de PCH, ou (iii) empreendimento com base em fontes solar, eólica, ou biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW |
| Energia Não Especial | Refere-se tanto à Energia Incentivada de Cogeração Qualificada quanto à Energia Convencional |
| Energia Secundária | Excedente de energia elétrica referente à geração acima da garantia física do sistema da qual cada usina, integrante do MRE, recebe uma parcela proporcional à sua garantia física em relação à garantia física total do SIN. A alocação da energia secundária é realizada prioritariamente dentro do submercado onde essa energia foi produzida |

Fonte: elaboração própria a partir de Regras de Comercialização – Glossário de Termos, Interpretações e Relação de Acrônimos - CCEE

3.2.6 Tarifas e Preços de Energia Elétrica

VELOSO (2013, p. 5), no que diz respeito à precificação da energia, ressalta que a alocação ótima de recursos ocorre quando o preço se iguala ao custo marginal.

No caso da geração de energia, o custo marginal corresponde ao custo mais elevado em MWh para o atendimento à demanda adicional, isto é, quanto custa atender à demanda adicional ou marginal, a partir da usina geradora que possui os custos mais altos.

A formação do preço ou tarifa de energia é de extrema importância para o setor elétrico, pois, além de definir o patamar de receita das geradoras e comercializadoras de energia, define o componente de custo mais representativo nas tarifas de fornecimento para as distribuidoras, bem como influencia o custo dos produtos e serviços, afetando, portanto os índices de inflação.

O custo da energia varia substancialmente de acordo com a fonte de geração aplicada. De acordo com o INSTITUTO ACENDE (2013), exemplo recente pode ser verificado no resultado do 18º Leilão de Energia Nova, realizado em dezembro/2013, no qual a tarifa média dos empreendimentos hidrelétricos foi de R\$/MWh 95,40, R\$/MWh 133,75 para os empreendimentos de biomassa e de R\$/MWh 119,03 para os empreendimentos eólicos.

Para a energia negociada nos leilões do ACR, as tarifas são definidas pela ANEEL, a partir dos estudos elaborados pela EPE, levando-se em conta principalmente a fonte de energia referente ao empreendimento a ser leilado, e o Custo Marginal de Expansão – CME. Para a comercialização de energia no ACL, os preços são livremente negociados entre as geradoras ou comercializadoras e consumidores livres.

Para valorar as cotas de energia e garantia física, foi adotada uma função com vistas a definir um custo operacional para cada usina que refletisse um nível médio de eficiência no segmento de geração, a partir da relação entre a capacidade instalada e o fator de potência de cada usina, associados a uma constante e . A partir desta função, foram estimados os custos operacionais para cada usina cotista, definindo seu O&M, contendo: pessoal, material, serviço de terceiros, arrendamentos e aluguéis, seguros e tributos e outras despesas operacionais.

No setor elétrico, a título de precificação, também são relevantes:

- PLD – Preço de Liquidação das Diferenças
- CMO – Custo Marginal de Operação
- CME – Custo Marginal de Expansão
- CVU – Custo Variável Unitário

Na liquidação financeira realizada pela CCEE, utiliza-se o Preço da Liquidação das Diferenças – PLD, calculado semanalmente a partir do Custo Marginal de Operação – CMO, sendo limitado por um valor mínimo e um valor máximo. O PLD mínimo é calculado com base na estimativa do custo variável de operação da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Já o PLD máximo é obtido pelo menor valor entre o PLD máximo do ano anterior corrigido pelo IGP-DI e o preço estrutural da usina termelétrica mais cara, cuja capacidade instalada seja superiora 65 MW.

O Custo Marginal de Operação – CMO é calculado pelo ONS e define quanto custa produzir o MWh adicional para o sistema, calculado para cada submercado, semana e período de comercialização. Já o Custo Marginal de Expansão – CME refere-se ao incremento de custo para suprir o aumento da marginal da demanda, considerando a expansão da geração de energia elétrica no sistema.

O Custo Variável Unitário – CVU é utilizada para a definição da garantia física de empreendimentos de fontes como térmica e biomassa, no cálculo do Índice de Custo Benefício – ICB bem como na priorização de empreendimentos a serem licitados na modalidade de leilão por disponibilidade.

4 A Lei nº 12.783/2013 e seus Impactos sobre o Setor Elétrico

O modelo institucional do setor elétrico e seu arcabouço regulatório, moldam a indústria de energia elétrica brasileira, através dos grandes marcos históricos e econômicos do país, os quais influenciam diretamente a determinação de novos normativos que reflitam as necessidades atuais dos diversos segmentos desta indústria.

Desde o surgimento da energia elétrica no Brasil, através da intensa participação da iniciativa privada, do período de estatização do setor, das alterações trazidas pelo RE-SEB, do esgotamento do modelo estatal às privatizações e ao Novo Modelo do Setor Elétrico, o modelo institucional vem se aperfeiçoando, e por consequência, atingindo maior grau de complexidade.

A necessidade de definição em relação aos critérios a serem adotados para a problemática da renovação das concessões ensejou a criação do Grupo de trabalho/CNPE, por meio da Resolução CNPE nº 4, de maio/2008, que veio a ser complementada pela Resolução CNPE nº 7/2008.

O escopo da análise abordava tanto aspectos Econômico-Financeiros, como aspectos da esfera jurídica.

Também participaram de discussões, associações como:

- ABCE – Associação Brasileira das Concessionárias de Energia Elétrica;
- ABRACE – Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais e de Consumidores Livres;
- ABRACEEL – Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica;
- ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica;
- ABRAGE – Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica;
- ABRATE – Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica;
- APINE – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica.

Segundo CASTRO (2011), surgiram três correntes de pensamento acerca do assunto. A primeira corrente entendia que não cabia a prorrogação do prazo das concessões, pois isso feria o Art. 175 da Constituição, devendo a mesma findar de acordo com o período de amortização dos investimentos previstos.

A segunda corrente entendia que era possível a prorrogação, desde que precedida de processo licitatório.

A terceira corrente admitia a prorrogação em qualquer situação, inclusive das concessões não licitadas, desde que estivesse prevista em lei.

No entendimento do autor, haja vista o impacto na economia de um setor tão estratégico, dada a grandeza dos ativos que teriam sua concessão encerrada, deveriam ter sua concessão renovada, porém com a aplicação de um redutor sobre os preços praticados, levando assim à modicidade tarifária.

A questão da renovação das concessões de energia elétrica está vinculada às seguintes leis:

A Lei nº 9.074/1995 estabelecia normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços:

“Art. 19. A União poderá, visando garantir a qualidade do atendimento aos consumidores a custos adequados, prorrogar, pelo prazo de até vinte anos, as concessões de geração de energia elétrica, alcançadas pelo art. 42 da Lei no 8.987, de 1995, desde que requerida a prorrogação, pelo concessionário, permissionário ou titular de manifesto ou de declaração de usina termelétrica, observado o disposto no art. 25 desta Lei.”

Já a Lei nº 8.987/1995 versava sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal:

“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.

...

Art. 43. Ficam extintas todas as concessões de serviços públicos outorgadas sem licitação na vigência da Constituição de 1988. (Vide Lei nº 9.074, de 1995)

Parágrafo único. Ficam também extintas 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 desta Lei.”

Até a homologação da Lei nº 12.783/2013, as usinas com concessões vincendas no período de 2015 a 2017 e usinas com concessões vencíveis nos próximos períodos formavam sua receita operacional a partir da venda da energia gerada pelas usinas nos ambientes de contratação regulada e livre, com tarifas reguladas e preços negociados.

Em caso de adesão à renovação da concessão para a prestação de serviços de gestão de ativos, a mudança no regime de renovação da concessão afetaria o montante da receita operacional a ser auferida. Tal evento poderia trazer efeitos adversos ao equilíbrio econômico-financeiro da geradora, que deveriam ser mensurados pelos investidores para que a decisão de renovar ou não a concessão fosse tomada.

4.1. A Lei nº 12.783/2013 e os Objetivos do Governo

A Lei nº 12.783/2013 teve como principal objetivo a redução das tarifas de energia ao consumidor final, beneficiando toda a cadeia de consumidores, a partir da definição de novas regras para a renovação das concessões de geração e transmissão de energia, com consequente redução dos custos com compra de energia e de transporte (estimativa inicial de redução de 13,2%), bem como através da extinção e/ou redução de encargos setoriais e de aportes da União na ordem de R\$ 3,3 bilhões anuais (estimativa de redução de 7,0%). A redução estimada seria de até 28,0% para o consumidor de alta tensão e de 16,2% para o consumidor de baixa tensão, perfazendo uma redução média de 20,2%. Dentre as alterações supracitadas, a que mais impactou os agentes do setor elétrico, notadamente

aqueles de geração e transmissão, foi a determinação pela qual as usinas de geração e os ativos de transmissão enquadrados nos moldes do Art. 19 da Lei nº 9.074/1995, com as concessões vincendas entre 2015 a 2017 e que já tivessem passado por uma renovação, a critério do concessionário, poderiam ter sua prorrogação antecipada em cinco anos e renovada por mais uma vez, mediante indenização de seus ativos que não estivessem totalmente depreciados ou amortizados.

Para os agentes de geração, a prorrogação por mais 30 anos está vinculada a:

- Devolução da exploração da concessão ao Poder Concedente que destinará a totalidade da energia e da garantia física das usinas alcançadas pela lei em regime de cotas, às concessionárias de distribuição para atendimento do mercado cativo;
- Aceitação do valor proposto como indenização para os ativos não depreciados ou amortizados;
- Submeter-se à remuneração por tarifa calculada pela ANEEL para a prestação de serviço de gestão dos ativos e,
- Aos padrões de atendimento de qualidade dos serviços, a serem definidos pela ANEEL.

A Receita Anual de Geração – RAG, a ser auferida pelas geradoras que aderirem à renovação da concessão, passando a prestar serviços de operação e manutenção dos ativos geração de energia elétrica, será definida através do Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG.

O GAG é definido em R\$/ano e formado pelos custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da usina quando aplicável, encargos setoriais, tributos e encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição. A remuneração para a prestação deste serviço de O&M é de 10% ao ano. A potência instalada das usinas de geração alcançadas pela nova lei de renovação das concessões era de 22.341 MW, sendo 15.022 MW do Grupo Eletrobras, 6.842 MW de empresas estaduais, 468 MW de empresas privadas e 9 MW de empresas estaduais.

Para as concessionárias de transmissão de energia, foi definida uma prorrogação por 30 anos, estando a adesão vinculada à aceitação:

- Da antecipação da concessão;
- Da Receita Anual Permitida – RAP fixada conforme os critérios estabelecidos pela ANEEL;
- Aceitação do valor proposto como indenização para os ativos não amortizados; e
- À submissão dos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Futuros investimentos necessários para a manutenção dos ativos e do atendimento aos requisitos do sistema teriam ressarcimento garantido, desde que com reconhecimento e autorização da ANEEL. Adicionalmente, ativos de transmissão anteriores ao ano de 2000 seriam indenizados em conformidade com os valores definidos por estudos e levantamentos específicos.

As concessões vincendas em quilômetros de rede eram de 85.326 km, sendo 53.045 km do Grupo Eletrobras, 12.923 km de empresas estaduais e 19.358 km de empresas privadas.

Foram promovidas as seguintes alterações nos Encargos Setoriais pagos pelo consumidor final:

- A extinção dos encargos Reserva Global de Reversão – RGR e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- A redução em 75% dos custos da Conta de Desenvolvimento Econômico – CDE;
- Redução da Taxa de Fiscalização do Setor Elétrico – TFSEE de 0,5% para 0,4%.

4.2. Principais Efeitos da Lei nº 12.783/2013

De acordo com a FGV ENERGIA (2014), dentre empresas concessionárias de energia com concessões de geração vincendas na forma da Lei nº12.783/2013, aquelas de capital aberto como a COPEL, a CEMIG e a CESP, de acordo com as assembleias extraordinárias realizadas para a deliberação das propostas do Governo, optaram por não renovar a concessão, tendo em vista que os números expostos pelo Governo estavam muito abaixo do valor esperados pelas empresas citadas. Com isto, cerca de 10.000 GW, 40% do volume inicialmente previsto, não entraram no regime de cotas.

Para as distribuidoras, além da energia que não foi renovada, foram encerrados contratos de energia de 9,1 GW médios em 2012 e 6,8 GW em 2013. Adicionalmente ocorreram atrasos em obras de linhas de transmissão e de construção de usinas. Esses fatores combinados deixaram as distribuidoras expostas em relação à sua carga.

Nesse mesmo período, o cenário hidrológico desfavorável, combinado com atrasos nas e ao fato de as novas hidrelétricas construídas no período mais recente serem predominantemente a fio d'água, o que diminuiu a capacidade de regularização dos reservatórios, levou à necessidade de despacho de usinas térmicas em caráter constante e à elevação do Custo Marginal de Operação- CMO. Esses fatores fizeram com que a energia no curto prazo atingisse patamares elevados. O PLD médio do ano de 2013 foi de R\$/MWh 262,65 no subsistema SE/CO, atingindo o PLD máximo de R\$/MWh 822,83, neste mesmo submercado (CCEE, 2014).

A exposição involuntária aliada a preços altos no mercado de curto prazo provocaram problemas de caixa para as distribuidoras, que precisaram ser socorridas mediante aportes do Tesouro. Conforme o estudo da FGV, os aportes totalizaram até dezembro de 2013, R\$ 9,9 milhões. Os eventos elencados acima, tiveram como efeito a elevação significativa do reajuste tarifário das distribuidoras, haja vista que tanto a compra de energia como o encargo da CDE são custos não gerenciáveis e são reconhecidos integralmente na tarifa paga pelo consumidor.

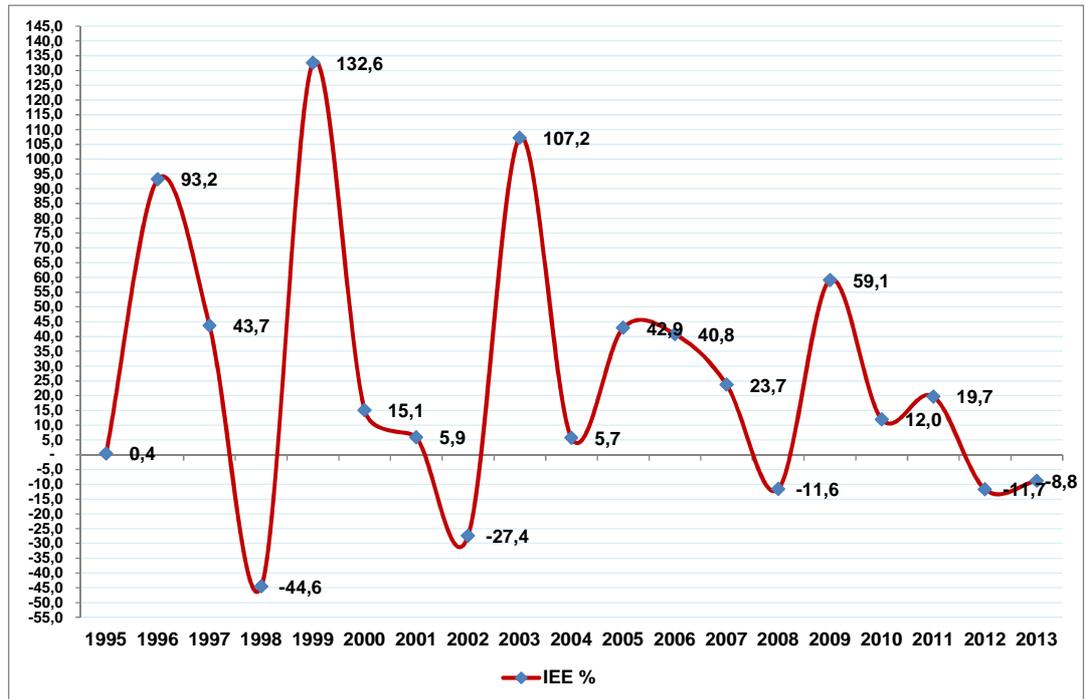
As geradoras que dispunham de sobra de energia, inclusive aquelas que optaram pela não renovação de suas concessões vincendas, obtiveram ganhos com a negociação das sobras no mercado de curto prazo, haja vista o patamar elevado do PLD, conforme citado anteriormente.

Além do exposto acima, o esforço de redução das tarifas de energia foi questionado por diversos segmentos da sociedade devido à não participação dos Estados que poderiam contribuir através da redução do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS. Pela ótica dos governos estaduais a redução tarifária afeta negativamente a disponibilidades de recursos para os estados, tendo em vista a representatividade do imposto na formação da receita estadual.

Além do ICMS, também foi questionada a não redução dos impostos federais como PIS - Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP e COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social.

O valor de mercado das empresas de energia elétrica também foi afetado pela lei, tanto pela redução da receita submetida às empresas de geração e transmissão, bem como pelo risco regulatório interpretado pelos analistas de mercado devido às regras impostas para a renovação das concessões, haja vista que algumas usinas, de acordo com seu contrato de concessão, poderiam ser prorrogadas por mais 20 anos. O Índice de Energia Elétrica – IEE é um índice setorial da Bovespa, índice setorial que mede o desempenho do setor elétrico registrou queda de -11,7%.

Figura 5 –Evolução do Índice de Energia Elétrica – IEE – 1995 a 2013



Fonte: Elaboração Própria a partir de IEE Bovespa

Representantes dos agentes do setor, como Instituto ACENDE, ABRAGE, ABRADDEE, ILUMINA - Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético, dentre outros, debateram em diversos fóruns e seminários que ocorreram desde a divulgação da MPv 579/2012 os seguintes impactos:

- Apesar da redução dos encargos setoriais, os dispêndios da CDE passaram de R\$ 9,3 bilhões antes da Medida Provisória para R\$ 10,9 bilhões em 2013 e R\$ 13,2 bilhões até maio de 2014;
- Inclusão dos geradores no rateio do Encargo de Serviços de Sistema por Segurança Energética (ESS-SE) para cobertura de parte dos custos de acionamento das termelétricas por segurança energética, o que ensejou um número elevado de disputas judiciais;
- Alterar do papel institucional da CCEE ao incumbi-la de firmar contratos de financiamento para cobrir custos de exposição involuntária e custos variável das termelétricas;

- Diferenças em relação aos valores devidos pela reversão dos ativos ainda não depreciados ou amortizados adotados para fins de indenização em relação ao seu valor contábil, não levando em conta a singularidade das usinas;
- Prejuízos registrados nos balanços das empresas do setor em 2013;
- A perda de receita das geradoras mediante a substituição das tarifas cheias pela tarifa de O&M;
- A necessidade de recomposição de lastro por parte das geradoras para o período de 2015 a 2017, com vistas a honrar os contratos previamente estabelecidos com os consumidores livres;
- A transferência para as distribuidoras do risco hidrológico das usinas cotistas;
- O modelo adotado para o cálculo das tarifas de O&M, composto por apenas duas variáveis (capacidade instalada e fator de potência).

5. COPEL Geração e Transmissão: Os Impactos da Lei nº 12.783/2013

Conforme citado no capítulo II, a Lei nº 12.783/2013, dentre outras alterações de extrema relevância para o setor elétrico brasileiro, determinou que as usinas enquadradas nos moldes do Art. 19 da Lei nº 9.074/1995 e com as concessões vincendas entre 2015 a 2017, a critério do concessionário, poderiam ter suas prorrogações antecipadas, mediante indenização de seus ativos. Como visto anteriormente, a principal mudança para as geradoras de energia é a aceitação de comercializar a energia elétrica das usinas alcançadas pela lei em regime de cotas, passando a submeter-se à remuneração por tarifa calculada pela ANEEL.

Conforme exposto no capítulo anterior, o presente estudo tem por finalidade apresentar os reflexos da Lei nº 12.783/2013 sobre a Receita Operacional Bruta – ROB decorrente da atividade de geração da Copel GT.

A referida análise será realizada a partir dos valores obtidos das Demonstrações do Resultado do Exercício – DRE, mediante comparação da ROB, com a Receita Anual de Geração – RAG constante da Nota Técnica nº 385/2012-SRE/SRG/ANEEL, considerando o ano base de 2013 e as informações obtidas a partir das Demonstrações Financeiras das empresas analisadas.

5.1 Perfil Operacional da Empresa

Com vistas a contribuir para a análise dos resultados, apresenta-se a seguir o perfil operacional da empresa em dezembro de 2013.

A COPEL GT é uma sociedade anônima de capital fechado, subsidiária integral da Companhia Paranaense de Energia – Copel e atua nos segmentos de geração e transmissão de energia, nos estados do Paraná e Mato Grosso para o segmento de geração e nos estados do Paraná e São Paulo para o segmento de transmissão, além de possuir participação minoritária em empreendimentos em outros estados.

Sua planta é composta por 19 hidrelétricas, uma termelétrica e uma eólica, totalizando 21 usinas com um total de capacidade instalada de 4.756,1 MW e energia assegurada de 2.068,6 MW médios.

Em percentuais, a sua participação no mercado de energia elétrica é de 3,9% em nível nacional, de 24% na região sul e de 54,5% no estado do Paraná.

Das 21 usinas hidrelétricas, quatro estavam enquadradas no critério de renovação definida pela lei, no entendimento do Ministério de Minas e Energia:

- Rio dos Patos, cuja concessão venceu em 02/2014;
- Usina Governador Pedro Viriato Parigot de Souza, cuja concessão vence em 07/2015;
- Mourão I, cuja concessão vence em 07/2015;
- Chopim I, cuja concessão vence em 07/2015.

A capacidade instalada das referidas usinas é de 1,8 MW, 260 MW, 8,2 MW e 1,8 MW respectivamente, totalizando 271,9 MW.

A Copel optou por declinar da proposta de renovação dos ativos de geração, devido à precariedade das informações disponíveis sobre as condições de renovação e remuneração desses ativos. Ainda, a decisão reflete a diretriz adotada pela empresa quanto à estratégia de ampliação de ativos, com vistas à preservação do patrimônio e do valor da empresa.

Com relação aos ativos de transmissão, a empresa aderiu à renovação das concessões contidas no Contrato de Concessão nº 060/1995, com prorrogação de mais 30 anos, aderindo às condições de receber receita fixada conforme os critérios estabelecidos pela ANEEL, bem como submissão aos padrões de qualidade de serviço fixados pela Agência.

Tabela 7 – Ativos de Geração

| USINA | CAPACIDADE INSTALADA EM MW | GARANTIA FÍSICA EM MW MÉDIO | VENCIMENTO DA CONCESSÃO/ AUTORIZAÇÃO |
|--|----------------------------------|-----------------------------------|---|
| Hidrelétricas | | | |
| Contrato de Concessão nº 045/1999 | | | |
| Governador Bento Munhoz da Rocha Netto | 1.676,0 | 576,0 | 05/2023 |
| Governador Ney Aminthas de Barros Braga | 1.260,0 | 603,0 | 11/2029 |
| Governador José Richa | 1.240,0 | 605,0 | 06/2030 |
| Governador Pedro Viriato Parigot de Souza | 260,0 | 109,0 | 07/2015 |
| Guaricana | 36,0 | 16,1 | 06/2026 |
| Mourão I | 8,2 | 5,3 | 07/2015 |
| Marumbi ⁽¹⁾ | - | - | - |
| São Jorge | 2,3 | 1,5 | 12/2024 |
| Rio dos Patos | 1,7 | 1,0 | 02/2014 |
| Melissa ⁽²⁾ | 1,0 | 0,6 | - |
| Salto do Vau ⁽²⁾ | 0,9 | 0,6 | - |
| Pitangui ⁽²⁾ | 0,9 | 0,1 | - |
| Concessão de Uso do Bem Público nº 007/2013 | | | |
| Chaminé | 18,0 | 11,6 | 08/2026 |
| Apucarantina | 10,0 | 6,1 | 10/2025 |
| Derivação do Rio Jordão | 6,5 | 5,9 | 11/2029 |
| Chopim I | 2,0 | 1,5 | 07/2015 |
| Cavernoso | 1,3 | 1,0 | 01/2031 |
| Contrato de Concessão nº 001/2007 - Mauá - 51% da Copel | 184,1 | 100,5 | 07/2042 |
| Contrato de Concessão nº 001/2011 - Colíder | 300,0 | 179,6 | 01/2046 |
| Autorização - Cavernoso II | 19,0 | 10,5 | 02/2046 |
| Termelétrica | | | |
| Contrato de Concessão nº 045/1999 - Figueira | 20,0 | 17,7 | 03/2019 |
| Eólica | 2,5 | - | 09/2029 |
| Autorização - Palmas | | | |
| Total | 5.050,4 | 2.252,5 | |

(1) Em fase de homologação

(2) Registro

Fonte: COPEL – Dados Econômico-Financeiros 2013 – Demonstrações Financeiras Anuais Completas e Banco de Informações da ANEEL - BIG

No que se refere à expansão de ativos de geração, a Copel concluiu em 2013 a UHE Mauá com capacidade instalada de 363 MW através do consórcio Energético Cruzeiro do Sul, do qual a Copel possui 51% de participação e a PCH Cavernoso II com 19 MW de capacidade instalada. As obras foram realizadas a partir do aproveitamento dos rios Tibagi e Cavernoso, ambos no estado do Paraná.

A Copel GT, em consórcio com a iniciativa privada, possui os seguintes projetos em andamento:

- UHE Colíder, com potência instalada de 300 MW, através de aproveitamento do Rio Teles Pires localizado no estado de Mato Grosso e com previsão de início das operações para junho de 2015;
- UHE São Jerônimo, com potência instalada de 331 MW, através de aproveitamento do Rio Tibagi localizado no estado do Paraná através do Consórcio São Jerônimo.

Em 2013, foram gerados 24.420,4 GWh a partir dessas usinas. A Copel negocia a energia gerada:

- No ACR para consumidores cativos através de leilão;
- No ACL para concessionárias de geração, PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas, autogeradores, comercializadores e importadores de energia.

O Fluxo de Energia, que sintetiza a posição de disponibilidades e requisitos de energia da geradora em 2013 pode ser verificado na tabela abaixo:

Tabela 9 – Fluxo de Energia em GWh – 2013

| DISPONIBILIDADES | | | REQUISITOS | | |
|------------------|---------------|---------------|----------------------|---------------|---------------|
| | GWh | % | | GWh | % |
| Geração Própria | 24.420 | 90,7% | CCEAR | 7.220 | 26,8% |
| Energia Recebida | 2.505 | 9,3% | Outros Contratos | 19.108 | 71,0% |
| Dona Francisca | 612 | 2,3% | Consumidores Livres | 4.082 | 15,2% |
| CCEE | 306 | 1,1% | Contratos Bilaterais | 5.233 | 19,4% |
| MRE | 1.587 | 5,9% | Venda no Curto Prazo | 1.938 | 7,2% |
| | | | MRE | 7.855 | 29,2% |
| | | | Perdas e Diferenças | 597 | 2,2% |
| Total | 26.925 | 100,0% | | 26.925 | 100,0% |

Fonte: Informações Trimestrais 2013

As usinas passíveis de renovação representaram 5,5% do total da energia gerada em 2013. Adicionalmente, a geração verificada das referidas usinas foi superior à garantia física em 0,4%.

Tabela 8 – Geração Verificada em relação à Garantia Física das Concessões Vincendas entre 2015 a 2017

| USINA | (a) | (b) | (c) | (b) / (a) |
|---|--------------------------|-----------------------------|---------------------------|------------|
| | GARANTIA FÍSICA MWmed | GERAÇÃO VERIFICADA MWmed | GERAÇÃO VERIFICADA GWh | |
| Rio dos Patos | 1,02 | 1,22 | 10,7 | 0,2 |
| Governador Pedro Viriato Parigot de Souza | 109,00 | 145,04 | 1.270,6 | 0,3 |
| Mourão I | 5,30 | 6,60 | 57,8 | 0,2 |
| Chopim I | 1,48 | 0,99 | 8,7 | 0,3 |
| | 116,80 | 153,85 | 1.347,7 | 0,4 |

Fonte: Elaboração Própria a partir do Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental 2013 Copel GT

Essas usinas são participantes do SIN, sendo seu planejamento, programação e despacho centralizado administrados pelo ONS. Com isto, a energia gerada pode ser comercializada tanto no ACR quanto no ACL.

A Receita Operacional Bruta – ROB da Copel para o exercício de 2013 foi como segue:

Tabela 9 – Receita Operacional Bruta - ROB - 2013

| RECEITA OPERACIONAL BRUTA - R\$ Milhões | | 2013 | Part. % |
|---|---|----------------|---------------|
| (a) | Fornecimento de energia elétrica | 658,6 | 21,7% |
| (b) | Suprimento de energia elétrica | 1.630,6 | 53,7% |
| (c) | Energia elétrica de curto prazo | 531,1 | 17,5% |
| | Receita pela disponibilidade da rede elétrica | 165,1 | 5,4% |
| | Receita de construção | - | 0,0% |
| | Outras receitas vinculadas | 51,0 | 1,7% |
| TOTAL | | 3.036,3 | 100,0% |
| (I) Receita de Venda de Energia Elétrica = (a) + (b) + (c) | | 2.820,3 | 92,9% |

Fonte: Demonstração de Resultado Regulatória Copel Geração e Transmissão - 2013

Do total da ROB de R\$ 3.036,3 milhões, 92,9% têm origem nas operações de venda de energia Elétrica. Em 2013, devido à combinação de existência de sobras contratuais à uma concentração da energia sazonalizada nos primeiros meses de 2013, a receita de venda de energia elétrica no curto prazo atingiu R\$ 531,1 milhões, valor superior em 238,6% ao registrado em 2012 (R\$ 156.843).

5.2 Análise dos Impactos Econômico-Financeiros

A Lei nº 12.783/2013 afetou significativamente a formação da receita operacional das empresas geradoras de energia, sobretudo daquelas que possuem concessão de enquadradas no Art. 1º do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, ou seja, usinas com vencimento da concessão entre 2015 e 2017, na medida em que passam a exercer o papel de gestoras de ativos.

Para a análise do impacto supracitado serão admitidos dois cenários, de receita mínima e receita máxima, admitindo-se a destinação da totalidade da energia das usinas analisadas ao mercado do curto prazo, adotando-se para valoração:

- Cenário Otimista: baixa afluência combinada com PLD alto;
- Cenário Pessimista: alta afluência combinada com PLD baixo.

5.2.1 A Receita Operacional Bruta - ROB e a Receita Anual de Geração - RAG

Segundo IUDÍCIBUS Et Al (2000, p. 290):

“A Demonstração do Resultado do Exercício é a apresentação, em forma resumida, das operações realizadas pela empresa, durante o exercício social, demonstradas de forma a destacar o resultado líquido do período.”

A Receita Operacional Bruta – ROB é a receita decorrente das atividades para as quais a empresa foi constituída. No caso das empresas geradoras de energia, a ROB correspondente à energia de geração própria ou de terceiros, é contabilizada a partir da venda de energia nas rubricas Suprimento de Energia, Fornecimento de Energia ou Energia Elétrica de Curto Prazo.

As Receitas de Suprimento, Fornecimento ou de Energia Elétrica de Curto Prazo das geradoras de energia é formada a partir do produto da energia vendida ou comercializada em MWh, pelo seu preço ou tarifa em R\$/MWh.

A receita recebida pela Gestão dos Ativos de Geração, a Receita Anual de Geração – RAG, é formada pela tarifa obtida através do Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG, base de cálculo da tarifa em R\$/kW ano.

5.2.2 Impactos Econômico-Financeiros

Para uma estimativa da receita das usinas em análise para os exercícios de 2014 e 2015, utilizou-se a energia estimada das mesmas até o vencimento da sua concessão. Para o cenário otimista, foi adotado o PLD máximo homologado para 2014. Analogamente, para o cenário pessimista, foi adotado o PLD máximo homologado para 2014. Admitiu-se também, que o PLD de 2015 seria igual ao de 2014 nos dois cenários.

Tabela 11 – ROB Estimada das Concessões Vincendas para o Cenário Otimista -2014 e 2015

| USINA | VENCIMENTO DA CONCESSÃO | ENERGIA em GWh | | PLD em | | Receita em R\$ | |
|-------------------------------------|-------------------------|----------------|--------------|--------|--------|----------------|--------------|
| | | 2014 | 2015 | 2014 | 2015 | 2014 | 2015 |
| Rio dos Patos | 14/02/2014 | 1,1 | - | 822,63 | 822,63 | 0,9 | - |
| Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza | 07/07/2015 | 954,8 | 491,9 | 822,63 | 822,63 | 785,5 | 404,7 |
| Mourão I | 07/07/2015 | 46,4 | 23,9 | 822,63 | 822,63 | 38,2 | 19,7 |
| Chopim I | 07/07/2015 | 13,0 | 6,7 | 822,63 | 822,63 | 10,7 | 5,5 |
| TOTAL | | 1.015,3 | 522,5 | | | 835,2 | 429,8 |

Fonte: elaboração própria

Para o cenário otimista, as receitas máximas seriam R\$ 835,2 milhões e R\$ 429,8 milhões, para os anos de 2014 e 2015, respectivamente.

No cenário pessimista, as receitas mínimas seriam R\$ 15,9 milhões e R\$ 8,2 milhões.

Tabela 12 – ROB Estimada das Concessões Vincendas para o Cenário Pessimista -2014 e 2015

| USINA | VENCIMENTO DA CONCESSÃO | ENERGIA em GWh | | PLD em | | Receita em R\$ | |
|-------------------------------------|-------------------------|----------------|--------------|--------|-------|----------------|------------|
| | | 2014 | 2015 | 2014 | 2015 | 2014 | 2015 |
| Rio dos Patos | 14/02/2014 | 1,1 | - | 15,62 | 15,62 | 0,0 | - |
| Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza | 07/07/2015 | 954,8 | 491,9 | 15,62 | 15,62 | 14,9 | 7,7 |
| Mourão I | 07/07/2015 | 46,4 | 23,9 | 15,62 | 15,62 | 0,7 | 0,4 |
| Chopim I | 07/07/2015 | 13,0 | 6,7 | 15,62 | 15,62 | 0,2 | 0,1 |
| TOTAL | | 1.015,3 | 522,5 | | | 15,9 | 8,2 |

Fonte: elaboração própria

No que diz respeito à Receita Anual de Geração – RAG, a ANEEL, através da Nota Técnica nº 385/2012-SRE/SRG/ANEEL, apresentou a metodologia para a definição para o cálculo das tarifas iniciais. Adicionalmente, divulgou:

- Potência em MW;
- Garantia Física;
- Custos Operacionais Estimados.

Na Portaria nº 578/2012 foram divulgadas as tarifas iniciais por usina.

A RAG é obtida pelo produto da potência em MW e da tarifa em R\$/kW.ano:

Tabela 13 – Receita Anual de Geração - RAG Inicial

| USINA | POTÊNCIA PARA DEFINIÇÃO DO GAG | TARIFA (R\$/kW. ANO) | RAG |
|---|---|-------------------------|-------------|
| Rio dos Patos | 1,72 | 237,49 | 0,4 |
| Governador Pedro Viriato Parigot de Souza | 260,00 | 57,11 | 14,8 |
| Mourão I | 8,20 | 163,57 | 1,3 |
| Chopim I | 1,98 | 249,13 | 0,5 |
| RECEITA OPERACIONAL BRUTA DAS USINAS - R\$ Milhões | 271,90 | | 17,1 |

Fonte: Elaboração Própria a partir da Nota Técnica nº 385/2012 – SRE/SRG/ANEEL

A RAG Inicial total para as usinas passíveis de renovação das concessões é de R\$ 17,1 milhões em 2013.

De forma a estabelecer uma comparabilidade entre os cenários otimista e pessimista da ROB, foi calculada a RAG para 2014 e 2015, utilizando-se a energia estimada das mesmas até o vencimento da sua concessão. Para a atualização da tarifa de 2013, admitiu-se a correção pelo IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo, projetado pelo BACEN (RELATÓRIO FOCUS, 2014) em 6,25% para os dois períodos.

Tabela 14 – RAG Estimada das Concessões Vincendas para 2014 e 2015

| USINA | VENCIMENTO DA CONCESSÃO | POTÊNCIA EM MW | TARIFA (R\$/kW. ANO) | | Receita em R\$ Milhões | |
|-------------------------------------|----------------------------|-------------------|-------------------------|--------|---------------------------|------------|
| | | | 2014 | 2015 | 2014 | 2015 |
| Rio dos Patos | 14/02/2014 | 1,7 | 252,33 | 268,10 | 0,1 | - |
| Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza | 07/07/2015 | 260,0 | 60,68 | 64,47 | 15,8 | 8,6 |
| Mourão I | 07/07/2015 | 8,2 | 173,80 | 184,66 | 1,4 | 0,8 |
| Chopim I | 07/07/2015 | 2,0 | 264,70 | 281,25 | 0,5 | 0,3 |
| TOTAL | | 271,9 | | | 17,8 | 9,7 |

Fonte: elaboração própria

Ao somarmos as receitas simuladas de todas as usinas para cada cenário adotado, temos o seguinte resultado:

Tabela 14 – ROB e RAG Totais das Concessões Vincendas - 2014 e 2015

| CENÁRIOS EM R\$ MILHÕES | 2014 | % ROB OTIMISTA | 2015 | % ROB OTIMISTA |
|-------------------------|-------|-------------------|-------|-------------------|
| ROB Otimista | 835,2 | | 429,8 | |
| ROB Pessimista | 15,9 | 5166,5% | 8,2 | 5166,5% |
| RAG | 17,8 | 4598,1% | 9,7 | 4330,1% |

Fonte: elaboração própria

Ao compararmos os resultados dos cenários apresentados, em 2014 a receita operacional bruta poderia alcançar o valor mínimo de R\$ 15,9 milhões, observa-se que a RAG projetada de R\$ 17,8 milhões ligeiramente superior à ROB pessimista. Por outro lado, a ROB máxima poderia alcançar R\$ 835,2 milhões. O mesmo patamar de variação de receita é percebido em 2015. Os dois cenários são extremos, contudo, em maio/2003, o PLD médio para o submercado SE/CO foi de R\$/MWh 7,30 .

Já o PLD em patamares elevados pode ser verificado recentemente, quando atingiu o valor máximo regulatório, R\$/MWh 822,83 nos meses de fevereiro e março de 2014 (CCEE, 2014).

Além das concessões vincendas entre 2013 e 2017, a Copel GT detém a concessão de oito usinas, passíveis de renovação antecipada:

Tabela 15 – Concessões Vincíveis Alcançadas pela Lei nº12.783 a partir de 2018

| USINA | CAPACIDADE INSTALADA EM MW | GARANTIA FÍSICA EM MW MÉDIO | VENCIMENTO DA CONCESSÃO/ AUTORIZAÇÃO | VENCIMENTO ANTECIPADO |
|--|----------------------------------|-----------------------------------|---|--------------------------|
| Hidrelétricas | | | | |
| Contrato de Concessão nº 045/1999 | | | | |
| Governador Bento Munhoz da Rocha Netto | 1.676,0 | 576,0 | 05/2023 | 05/2018 |
| Governador Ney Aminthas de Barros Braga | 1.260,0 | 603,0 | 11/2029 | 11/2024 |
| Governador José Richa | 1.240,0 | 605,0 | 06/2030 | 06/2025 |
| Guaricana | 36,0 | 16,1 | 06/2026 | 06/2021 |
| São Jorge | 2,3 | 1,5 | 12/2024 | 12/2019 |
| Concessão de Uso do Bem Público nº 007/2013 | | | | |
| Chaminé | 18,0 | 11,6 | 08/2026 | 08/2021 |
| Apucarantina | 10,0 | 6,1 | 10/2025 | 10/2020 |
| Derivação do Rio Jordão | 6,5 | 5,9 | 11/2029 | 11/2024 |
| Total | 4.248,8 | 1.825,2 | | |

Fonte: elaboração própria a partir da Tabela 7 – Ativos de Geração

Tabela 16 – Mix de Venda de Energia Existente em R\$/MWh

| LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE | MONTANTE NEGOCIADO EM MW | TARIFA EM R\$/MWh | RECEITA EM R\$ MILHÕES |
|-----------------------------|--------------------------------|----------------------|---------------------------|
| PRODUTO 2006 - 2013 | 343 | 104,49 | 314,0 |
| PRODUTO 2007 - 2014 | 82 | 116,70 | 83,8 |
| PRODUTO 2008 - 2015 | 79 | 123,70 | 85,6 |
| PRODUTO 2009 - 2016 | 79 | 141,43 | 97,9 |
| | 583 | 113,82 | 581,3 |

Fonte: elaboração própria a partir de Informações Trimestrais 2013

Admitindo-se a o mix de venda de energia existente de 2013 de R\$/MWh 113,82 para estimar a ROB dessas usinas, a redução da receita devido ao término das concessões a valores de 31/12/13 seria como segue:

Tabela 17 – Redução da Receita das Concessões Vencíveis Alcançadas pela Lei nº 12.783/2013 a partir de 2018

| ANO | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| GOVERNADOR BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETTO | 576,0 | 576,0 | 576,0 | 576,0 | 576,0 | - | - | - | - | - | - | - |
| GOVERNADOR NEY AMINTAS DE BARROS BRAGA | 603,0 | 603,0 | 603,0 | 603,0 | 603,0 | 603,0 | 603,0 | 603,0 | 603,0 | 603,0 | 603,0 | - |
| GOVERNADOR JOSÉ RICHIA | 605,0 | 605,0 | 605,0 | 605,0 | 605,0 | 605,0 | 605,0 | 605,0 | 605,0 | 605,0 | 605,0 | 605,0 |
| GUARICANA | 16,1 | 16,1 | 16,1 | 16,1 | 16,1 | 16,1 | 16,1 | 16,1 | - | - | - | - |
| SÃO JORGE | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | - | - | - | - | - | - |
| CHAMINÉ | 11,6 | 11,6 | 11,6 | 11,6 | 11,6 | 11,6 | 11,6 | 11,6 | - | - | - | - |
| APUCARANINHA | 6,1 | 6,1 | 6,1 | 6,1 | 6,1 | 6,1 | 6,1 | - | - | - | - | - |
| DERIVAÇÃO DO RIO JORDÃO | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | - |
| TOTAL | 1.825,2 | 1.825,2 | 1.825,2 | 1.825,2 | 1.825,2 | 1.249,2 | 1.247,6 | 1.241,5 | 1.213,9 | 1.213,9 | 1.213,9 | 605,0 |
| REDUÇÃO EM MW | - | - | - | - | - | 576,0 | 577,5 | 583,6 | 611,3 | 611,3 | 611,3 | 1.220,2 |
| REDUÇÃO DA RECEITA EM R\$ MILHÕES | - | - | - | - | - | 574,3 | 577,4 | 581,9 | 609,5 | 609,5 | 611,2 | 1.216,5 |

Fonte: elaboração própria a partir das Tabelas 18 e 19

Considerando as usinas elencadas, a redução da receita de fornecimento e suprimento decorrente do vencimento das concessões seria de R\$ 574,3 milhões em 2019, -31,6%, R\$ 1.216,5 milhões em 2025, -66,9% e de R\$ 1.819,7 milhões a partir de então. Adicionando-se aquelas vencíveis entre 2013 e 2017, a redução passa a ser R\$ 1.936,2 milhões. A título de comparabilidade, se a totalidade da garantia física da empresa de 2.252,5 MW, fosse vendida ao mesmo mix, perfazendo uma receita de R\$ 2.245,8 milhões, a redução da receita de fornecimento e suprimento seria de 86,2%⁵.

⁵ Não foi possível fazer a mesma análise em termos de Receita Anual de Geração – RAG, tendo em vista que os custos envolvidos no seu cálculo, varia de usina para usina, não sendo admissível portanto, um valor médio.

6 Conclusão

A MPv nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013 trouxe mudanças significativas para o ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro, na medida em que, em um primeiro momento, promoveu uma redução das tarifas dos consumidores do mercado cativo de energia elétrica da ordem de 18% para os consumidores atendidos em baixa tensão e de até 32% para aqueles atendidos em alta tensão, sendo um efeito médio para todas as classes, da ordem de -20,2%. O objetivo do modelo era, conforme amplamente divulgado, promover a modicidade tarifária e o crescimento e desenvolvimento socioeconômico do país.

Pela ótica da regulação, a iniciativa traria resposta a uma preocupação de diversos agentes do setor, acerca da renovação das concessões vincendas a partir de 2015. Os impactos do vencimento das concessões de geração e transmissão eram considerados de alta relevância, haja vista o volume de energia que seria descontratada, bem como o porte dos ativos que deveriam ser indenizados.

Contudo, devido à forma pela qual o modelo de renovação foi definido, no que diz respeito à transparência das informações e das metodologia de cálculo adotadas para a definição do valor da indenização, ao ser adotada como base de cálculo o Valor Novo de Reposição – VNR em detrimento ao Valor Contábil registrado pelas empresas, bem como as variáveis utilizadas para o cálculo dos custos de geração, não levando em conta a singularidade de cada usina, o modelo foi muito questionado pelos agentes do setor, levando a efeitos adversos, tais como a não adesão à renovação antecipada das concessões de geração pela CEMIG, CESP e COPEL.

Adicionalmente, fatores como a baixa hidraulicidade do ano de 2013 que elevou o Custo Marginal de Operação e o Preço de Liquidação das Diferenças, o atraso na entrega de linhas de transmissão, a expansão da matriz energética brasileira a partir de usinas a fio d'água sem reservatórios para formação de estoque de regularização e a exposição involuntária das distribuidoras, os custos da indústria de energia elétrica se elevaram sobremaneira. O cenário desfavorável fez com que o Tesouro Nacional efetuasse aportes significativamente superiores ao montante inicialmente estimado, elevando os custos do encargo CDE – Conta de Desenvolvimento Econômico, que será, em algum momento, repassado ao consumidor final.

Para o segmento de geração de energia, o maior impacto refere-se, em caso de adesão ao novo modelo de renovação das concessões pelo período de 30 anos, à disponibilização da energia gerada pelas usinas na forma de cotas às distribuidoras, passando a remuneração a ser auferida pela gestão dos ativos destas usinas e não pela comercialização de sua energia.

A Copel Geração e Transmissão S.A., subsidiária integral da Companhia Paranaense de Energia – Copel possui a concessão de quatro usinas que se enquadravam nos pré-requisitos para a renovação antecipada: Rio dos Patos, Governador Pedro Viriato Parigot de Souza, Mourão I e Chopim I, cujas potências instaladas somadas totalizam 271,9 MW, representando 5,7% da potência instalada total da Companhia.

A Copel GT, em conformidade com as diretrizes e decisão da Alta Diretoria da Companhia, não aderiu à renovação da concessão de geração, tendo aderido porém à renovação da concessão dos ativos de transmissão alcançados pela nova regra.

No presente trabalho, buscou-se identificar prováveis impactos do novo modelo na receita operacional do negócio geração, tanto para as concessões vincendas entre 2013 e 2017, como para aquelas vencíveis entre 2018 e 2025, mediante elaboração de cenários e simulações, tendo como variável principal o preço da energia e a tarifa de prestação de serviços de O&M.

Considerando a análise dos cenários otimista e pessimista, elaborados a partir dos valores homologados para o PLD mínimo e PLD máximo para o ano de 2014, foi possível verificar que ao negociar a energia das usinas apresentadas no estudo no mercado de curto prazo, para o cenário pessimista, tem-se uma receita operacional ligeiramente inferior à receita anual de geração para 2014 e 2015, ressaltando-se que o cenário pessimista possui baixa probabilidade de ocorrência, se considerarmos que valores de PLD em patamares baixos como ocorreu em 2003.

Também foi possível verificar a partir da simulação para as concessões vencíveis no período de 2018 a 2025, adotando-se hipoteticamente o mix de compra de energia dos CCEAR em dezembro de 2013, a redução da receita seria em média de 32,6% entre 2019 e 2024 e de 66,9% em 2025, último ano da concessão da UHE Governador José Richa, atingindo 100% em 2026, para as referidas concessões.

Considerando a totalidade da garantia física das usinas (vincendas entre 2013 e 2017 e vencíveis entre 2018 e 2025), a redução da receita de fornecimento e suprimento seria de 86,2% em relação à receita estimada de R\$ 2.245,8 milhões (admitindo-se que a totalidade da garantia física em 2013 fosse vendida ao mix de venda de energia existente de 2013, R\$ 113,82).

Caberá à empresa, através de estudos e considerando custos reais, estimar as receitas para a gestão de O&M das usinas vincendas e vencíveis e a consequente vantagem em prestar este serviço e o ingresso em novos leilões, admitindo-se a participação em novos leilões de energia, (a exemplo daqueles previstos no Plano Decenal de Expansão da EPE, quer seja para usinas à base de fontes hídricas ou de outras fontes disponíveis para exploração na matriz energética brasileira), com vistas a manter sua planta de geração em termos de capacidade instalada e seu patamar atual de receita operacional de fornecimento e suprimento.

REFERÊNCIAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Visão Geral do Setor**. Disponível em:
<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor> (acesso em 30 de agosto de 2014).

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **ANEEL Anuncia Redução das Tarifas de Energia Elétrica** Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=6426&i_d_area=90 (acesso em 11 de janeiro de 2014).

_____, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª ed.; Brasília, 2008. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf> (acesso em 11 de janeiro de 2014).

_____, **BIG – Banco de Informações da Geração**. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp> (acesso em 11 de janeiro de 2014).

_____, **Contrato de Concessão nº 45/99 - ANEEL**. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documentos_Aplicacao/CG9945COPEL.pdf (acesso em 11 de janeiro de 2014).

_____, **Informações Gerenciais 4º Trimestre de 2013**. Disponível em:
http://adminaneel.aneel.gov.br/arquivos/pdf/Z_IG_dez13.pdf (acesso em 22 de março de 2014).

_____, **MCSE - Manual de Contabilidade do Setor Elétrico**. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/MCSE_-_Versao_2015.pdf (acesso em 21 de junho de 2014).

_____, **Nota Técnica nº 385/2012 – SRE/SRG - ANEEL**, 24 de outubro de 2012. Disponível em:
http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Portarias_concessoes/nota_tecnica_385.pdf (acesso em 11 de janeiro de 2014).

_____, **Resolução nº 456, 29 de novembro de 2000**. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000456.pdf> (acesso em 11 de janeiro de 2014).

_____, **Resolução nº 414, 9 de setembro de 2010**. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf> (acesso em 11 de janeiro de 2014).

_____, **Resolução Homologatória nº 1.667/2013, 10 de dezembro de 2013**. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20131667.pdf> (acesso em 30 de agosto de 2014).

BACEN – Banco Central do Brasil. **Relatório Focus**. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/R20140815.pdf> (acesso em 23 de agosto de 2014).

BM&F BOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo. **Índice BM&FBOVESPA Energia Elétrica – IEE: Taxa Média de Crescimento**. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/indices/ResumoTaxaMediaCrescimento.aspx?Indice=IEE&idioma=pt-br> (acesso em 11 de janeiro de 2014).

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF: Senado, 1988. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm (acesso em 11 de janeiro de 2014).

CALDAS, Geraldo Pereira. **Concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica face à Constituição Federal de 1988 e o Interesse Público**. 2ª ed., Curitiba: Juruá, 2008

CASTRO, Nivalde José de. **Causas e Consequências da MP 579 para o Setor Elétrico**. Seminário Redução das Tarifas no Setor Elétrico Brasileiro. 2013. Disponível em: http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/Download.asp?loc=leibalbib&nome={34A77C56-A2DF-4414-A7F5-56F9514EC9E7}_9.15_Nivalde_Castro.pdf (acesso em 11 de janeiro de 2014).

_____, et al. **Pensando o Fim das Concessões do Setor Elétrico**. VII Congresso Brasileiro de Regulação. 2011. Disponível em: <http://www.todospelaenergia.com.br/imagens/publicacoes/publicacoes-10431.pdf> (acesso em 11 de janeiro de 2014).

_____, et al. **O Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e os Impactos da MP 579**, 2013. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE-51.pdf> (acesso em 11 de janeiro de 2014).

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **–PLD – Preços Médios**. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=644310024839564#%40%3F_afLoop%3D644310024839564%26_adf.ctrl-state%3Dyl0yoggy3_17 (acesso em 23 de agosto de 2014).

_____, **Regras de Comercialização – Glossário de Termos, Interpretações e Relação de Acrônimos - CCEE**. Disponível em: http://www.ccee.org.br/cs/groups/bibpublic_regras/documents/contetudoccee/ccee_059062.pdf (acesso em 11 de janeiro de 2014).

CLARA, Costellini; HOLLANDA, Lavínia. **Setor Elétrico: da Mp 579 ao Pacote Financeiro**. FGV Energia. Disponível em:
http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/artigos/20140331_informativo_1_setor_eletrico_0.pdf
(acesso em 23 de agosto de 2014).

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. **Resolução nº 4, 13 de maio de 2008**. Disponível em:
http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CNPE/resolucao_2008/Resoluxo_4_2008_CNPE_ALT.pdf (acesso em 11 de janeiro de 2014).

_____. **Resolução nº 7, 22 de julho de 2008**. Disponível em:
http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CNPE/resolucao_2008/RES_CNPE_7.pdf (acesso em 11 de janeiro de 2014).

COPEL. **Informações Trimestrais 2013**. Disponível em:
[http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/rel1213/\\$FILE/rel1213.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/rel1213/$FILE/rel1213.pdf) (acesso em 23 de agosto de 2014).

COPEL Geração e Transmissão S.A. **Demonstrações Contábeis Regulatórias 2013**. Disponível em:
[http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/balancoget_13/\\$FILE/balancoget_13.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/balancoget_13/$FILE/balancoget_13.pdf) (acesso em 16 de maio de 2014).

_____. **Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental 2013**. Disponível em:
[http://www.copel.com/hpcopel/ri/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio_socioambiental_get_2013/\\$FILE/Relatorio_Sustentabilidade_GeT_2013.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/ri/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio_socioambiental_get_2013/$FILE/Relatorio_Sustentabilidade_GeT_2013.pdf) (acesso em 23 de agosto de 2014).

COPEL Geração e Transmissão S.A. **Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras 2013**. Disponível em:
[http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/balancoget_13/\\$FILE/balancoget_13.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/balancoget_13/$FILE/balancoget_13.pdf) (acesso em 16 de maio de 2014).

D'ARAUJO, Roberto Pereira, **A MP 579: Impacto Sobre as Empresas Estatais. A Prorrogação das Concessões do Setor Elétrico (Medida Provisória 579) e Impacto Sobre o Interesse Público**. 2012. Disponível em:
http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/Download.asp?loc=leibalbib&nome={CF2C55AB-1747-410C-9C9C-C057B679C8C1}_USP_Roberto8nov.pdf. (acesso em 16 de agosto de 2014).

Decreto Nº 41.019, 26 de fevereiro de 1957. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/Antigos/D41019.htm (acesso em 11 de janeiro de 2014).

Decreto Nº 7.805, 14 de setembro de 2012. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/Decreto/D7805.htm (acesso em 11 de janeiro de 2014).

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. **Direito Administrativo**. 12ª. ed. São Paulo: Atlas, 2000.

ELETROBRAS. **Relatório de Sustentabilidade 2010**. Disponível em: http://www.eletrobras.com/relatorio_sustentabilidade_2010/html_pt/contexto.html (acesso em 23 de agosto de 2014).

_____. **Memória da Eletricidade – Linha do Tempo**. Disponível em: <http://memoriadaeletricidade.com.br/Default.asp?pagina=destaques/linha&menu=368&iEmpresa=Menu#368> (acesso em 23 de agosto de 2014).

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balço Nacional de Energia Elétrica 2013: Ano Base 2012**. 2ª ed., Brasília: 2013. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2013.pdf (acesso em 11 de janeiro de 2014).

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2022**. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PDEE/20140124_1.pdf (acesso em 11 de janeiro de 2014).

GANIM, Antônio. **Setor Elétrico Brasileiro – Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Synergia: Canal Energia, 2009.

INSTITUTO ACENDE BRASIL (2013). **18 Leilão de Energia Nova: Análise Pós-Leilão**. Disponível em: http://www.acendebrasil.com.br/media/analises/20131213_AnalisePos_18oLEN.pdf (acesso em 11 de janeiro de 2014).

_____. **Os Impactos da MP 579/2012: A utilização da CDE e a Perda da Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em: http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/Download.asp?loc=leibalbib&nome={41A398CD-1640-48FF-BF5E-3CA5D28D7ACD}_InstitutoAcendeBrasil_CDE_Perdadesustentabilidadedodosetoreletrico_rev1.pdf (acesso em 23 de agosto de 2014).

IUDÍCIBUS, Sérgio de, et al. **Manual de Contabilidade das Sociedades por Ações (Aplicável às Demais Sociedades)**. 1ª. ed. São Paulo: Atlas, 2000.

Lei Nº 8.987, 13 de fevereiro de 1995. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm (acesso em 11 de janeiro de 2014).

Lei Nº 9.074, 07 de julho de 1995. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm (acesso em 11 de janeiro de 2014).

Lei Nº 9.648, 27 de maio de 1998. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9648cons.htm (acesso em 11 de janeiro de 2014).

Lei Nº 10.848, 15 de março de 2004. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm (acesso em 11 de janeiro de 2014).

Lei Nº 10.848, 15 de março de 2004. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm (acesso em 11 de janeiro de 2014).

Lei Nº 12.783, 11 de janeiro de 2013. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm (acesso em 11 de janeiro de 2014).

LOPES MEIRELLES, Hely. **Direito Administrativo Brasileiro.** 31ª. ed. São Paulo: Malheiros, 1997.

LOUZADA, Luíz Cláudio. **Relação entre Barreiras de Entrada e Retorno Empresarial no Mercado Brasileiro a partir de Dados das Demonstrações Contábeis.** Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) - Instituto Capixaba de Pesquisa em Contabilidade, Economia e Finanças (FUCAPE). Vitória, 2004.

MIGUEL, Franklin Kelly. **Modelo Institucional do Setor Elétrico.** Curitiba, 2012.

(Apostila do Curso MBA do Setor Elétrico – ISAE/FGV - Instituto Superior de Administração e Economia).

MELLO, João Carlos. **Os Impactos da MP 579 no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro.** 4º Encontro Anual do Mercado Livre. 2012. Disponível em:

http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/Download.asp?loc=leibalbib&nome={F881FEC3-55FF-4427-A108-D117B398BC49}_Mercado_Livre_MP_579_Workshop.pdf (acesso em 16 de agosto de 2014).

MME – Ministério de Minas e Energia. **Portaria Nº 578, 31 de outubro de 2012.** Disponível em:

http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Port_578_Geracao.pdf (acesso em 11 de janeiro de 2014).

Medida Provisória Nº 579, 11 de setembro de 2012. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2012/Mpv/579.htm (acesso em 11 de janeiro de 2014).

NEIVA, Flávio Antônio. **Impactos da Lei 12.783/13 nas Geradoras.** ENASE. 2013. Disponível em:

http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/Download.asp?loc=leibalbib&nome={74C114AF-7D9F-4E01-9495-55A5C4BCD87B}_Apresentacao_30_-_Flavio_Neiva_-_ABRAGE.pdf (acesso em 16 de agosto de 2014).

NERY, Eduardo, et al. **Mercados e Regulação de Energia Elétrica.** 1ª. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

PINTO, Milton de Oliveira. **Geração, Transmissão e Sistemas Interligados.** 1ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

PIRES, Adriano; HOLTZ, Abel. **As Consequências da Lei nº 12.783 para o Setor Elétrico Brasileiro**. CBIE - Centro Brasileiro e Infraestrutura. 2013. Disponível em: http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/Download.asp?loc=leibalbib&nome={4442D8DC-7714-4747-85C6-2987490F9B87}_Relatorio_Consequencias_da_Lei_12.pdf. (acesso em 16 de agosto de 2014).

REDE INTELIGENTE. **Rede Inteligente: porque, como, quem, quando e onde?**. Disponível em: <http://www.redeinteligente.com/2009/08/11/rede-inteligente-por-que-como-quem-quando-onde/> (acesso em 23 de agosto de 2014).

VELOSO, Raul, et al. **Energia Elétrica a Caminho do Estrangulamento**. Disponível em: <http://www.raulveloso.com.br/energia-eletrica-a-caminho-do-estrangulamento/> (acesso em 27 de maio de 2014).

TCU – Tribunal de Contas da União. **Modelo Institucional do Setor Elétrico 2003**. Disponível em: <http://portal2.tcu.gov.br/portal/pls/portal/docs/2063034.PDF> (acesso em 23 de agosto de 2014)

TOLMASQUIM, Mauricio T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2011.

ZANCHI, Cláudia. **Efeitos da MP 579/2012 nos Custos e no Mercado de Energia**. Seminário: Prorrogação de Concessões do Setor Elétrico Brasileiro. 2012. Disponível em: http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/Download.asp?loc=leibalbib&nome={E869BEF3-9245-4D06-9189-8DF1DC5ACD03}_claudia_zanchi_painel_2.pdf (acesso em 16 de agosto de 2014).