

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA



MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

**A MEDIDA PROVISÓRIA Nº 579 E SEUS IMPACTOS NA COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA
DO SÃO FRANCISCO**

Rio de Janeiro, Junho de 2018

Gabriel Leitão Gonçalves Dias

Matrícula: 1410562

Professora Orientadora: Amanda Motta Schutze

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA



MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

**A MEDIDA PROVISÓRIA Nº 579 E SEUS IMPACTOS NA COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA
DO SÃO FRANCISCO**

Rio de Janeiro, Junho de 2018

"Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo,
a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor
tutor"

Gabriel Leitão Gonçalves Dias

As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor.

Agradecimentos

A todos os professores, pelos os ensinamentos transmitidos ao longo da graduação. Em especial, à minha orientadora Amanda Schutze pela atenção e paciência durante a elaboração deste trabalho.

Ao meu pai, Luiz. Agradeço por todo o amor e dedicação. Muito obrigado por estar sempre ao meu lado ao longo desta trajetória.

À minha mãe, Fernanda, por ser a minha maior fonte de inspiração e motivação. Agradeço pelo apoio incondicional e por sempre me incentivar a ser uma pessoa melhor. Obrigado por todas as oportunidades proporcionadas ao longo desses anos.

Aos meus irmãos, Victor e Thiago. Obrigado por pela amizade, companheirismo e por tornarem o dia a dia muito mais divertido. Vocês foram essenciais para essa conquista.

A todos os meus colegas de faculdade, em particular aos meus grandes amigos Gabriel Bastos, Henrique Meireles, Andreas Hamers, João Rômulo Lima e Pedro Henrique Ramos. Foi um grande prazer realizar toda essa etapa com vocês.

Sumário

1. Introdução	7
2. Estrutura do Setor Elétrico	9
3. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro	12
3.1 Principais Agentes do Setor.....	15
4. Medida Provisória N° 579/12	16
5. Visão Geral das Empresas	20
5.1 Eletrobrás.....	20
5.2 Chesf.....	21
6. Concessões Prorrogáveis pela MP N° 579/12	23
6.1 Prorrogações dos Contratos de Geração e de Transmissão – Chesf.....	25
7. Indenizações das Concessões	26
7.1 Ativos de Geração	26
7.2 Ativos de Transmissão	27
7.3 Formas de Pagamento das Indenizações	28
7.4 Diferenças Contábeis.....	28
8. Reajuste Tarifário	29
8.1 Ativos de Geração afetados pela Lei nº 12.783/13 – Principais Alterações.....	29
8.1.1 Custo de Gestão de Ativos de Geração	29
8.1.2 Receita Anual de Geração	31
8.1.2.1 Receita Anual de Geração - Chesf.....	32
8.2 Reajustes nas Receitas de Transmissão.....	34
8.2.1 Receita Anual Permitida - Chesf	35
9. Impactos na Geração de Receita	37
9.1 Receitas de Comercialização de Energia	37
9.1.1 Comercialização por Mercado.....	38
9.1.2 Tarifas Médias de Comercialização.....	39
9.1.3 Estimativa de Perda de Receitas de Geração de Energia.....	40
9.1.3.1 Tarifas Reajustadas pelo IPCA	41
9.1.3.2 Tarifa dos Empreendimentos Fora do Regime de Cotas.....	42
9.2 Receitas do Setor de Transmissão.....	43
9.2.1 Alterações nos Valores da RAP.....	44
9.2.2 Estimativa de Perdas de Receita de Transmissão de Energia.....	44
10. Conclusão	46
11. Bibliografia	48
12. Anexo	50

Lista de Figuras

Figura 1 – Evolução do Valor das Ações da Eletrobrás (ELET3)	7
Figura 2 – Matriz de Energia Elétrica no Brasil.....	9
Figura 3 – Participações Societárias Eletrobrás	20
Figura 4 – Evolução da Receita de Comercialização de Energia (R\$ milhões).....	37
Figura 5 – Tarifa Média de Energia da Chesf (R\$/MWh).....	39
Figura 6 – Receita de Comercialização com Tarifa Reajustada pelo IPCA (R\$ milhões).....	41
Figura 7 - Receita de Comercialização com Tarifa Média dos Empreendimentos Fora do Regime de O&M (R\$ milhões)	42
Figura 9 – RAP do Contrato de Transmissão nº 061/2001	44
Figura 10 – Estimativa da Redução nas Receitas de Transmissão de Energia (R\$ milhões).....	45

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Principais Agentes e suas Funções.....	15
Tabela 2 – Tarifas Médias de Energia nos BRICs (R\$/MWh).....	16
Tabela 3 - Participações Diretas da Chesf	21
Tabela 4 - Capacidade Instalada em 31/12/2011 (MW).....	23
Tabela 5 - Ativos de Geração e de Transmissão Afetados e Não Afetados pela MP 579.....	23
Tabela 6 - Novas Datas de Vencimento dos Contratos Prorrogados da Chesf	25
Tabela 7 - Valores de Indenização para Concessões de Geração – Chesf	26
Tabela 8 - Valores de Indenização para Concessões de Transmissão – Eletrobrás	27
Tabela 9 - Valores Contábeis e de Indenizações de Ativos (R\$ milhões).....	28
Tabela 10 – Custo de Gestão de Ativos da Chesf	30
Tabela 11 – RAG (R\$/ano) e Tarifas Médias (R\$/MWh) das UHEs afetadas pela MP 579	33
Tabela 12 – Resultados das Receitas Anuais Permitidas Após a MP 579/2012	35
Tabela 13 – Cálculo RAP – Chesf (2013, R\$)	35
Tabela 14 – Comercialização de Energia por Mercado (%)......	38
Tabela 15 – Volume de Energia Comercializada por Trimestre (MWh)	50
Tabela 16 – Tarifa Média de Energia por Trimestre (R\$/MWh)	50
Tabela 17 – Variação do IPCA e IGP-M (%)	51

1. Introdução

Em uma carta enviada aos investidores em julho de 2017, a gestora de *private equity* 3G Radar, estimou que a Centrais Elétricas Brasileiras (“Eletrobrás”) tivessem cerca de R\$ 186 bilhões em valor potencial perdido devido ao uso da companhia por motivos políticos e outros fatores ineficiências nos 15 anos anteriores. Dentre os fatores considerados relevantes para esta situação, incluem-se projetos de construção de grandes hidroelétricas como Belo Monte, Jirau e Santo Antônio, prejuízos com investigações decorrentes da Operação Lava-Jato, assim como os impactos da Medida Provisória nº 579. Em relação à Medida Governamental, estima-se que tenha causado perdas em torno dos R\$ 20 bilhões.

Figura 1 – Evolução do Valor das Ações da Eletrobrás (ELET3)



Fonte: UOL Economia (Cotações)

Com a obrigatoriedade de aderir aos termos propostos pela polêmica Medida e detendo a grande parte dos empreendimentos de energia elétrica no país, a empresa gravemente afetada pelas alterações regulatórias. Dentre as suas subsidiárias, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, primeira empresa estatal do setor elétrico brasileiro, foi a mais impactada. Cerca de 90% de seus ativos, incluindo os segmentos

de geração e de transmissão de energia foram afetados pelos novos termos dos contratos estipulando valores significativamente inferiores.

Nesse contexto, esse estudo tem, portanto, o objetivo de analisar as principais mudanças instituídas pela Medida Provisória nº 579 e de avaliar os impactos financeiros sofridos pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, com foco na capacidade de geração de receitas, no período entre 2013 e o fim dos contratos de concessão vigentes à época.

Após essa introdução, foi realizada uma contextualização do setor elétrico brasileiro (capítulos dois e três) do ponto de vista de estrutura atual e histórico. O capítulo quatro introduz a Medida Provisória nº 579, bem como os seus objetivos, as mudanças que traria a estrutura do setor e a adesão do mercado.

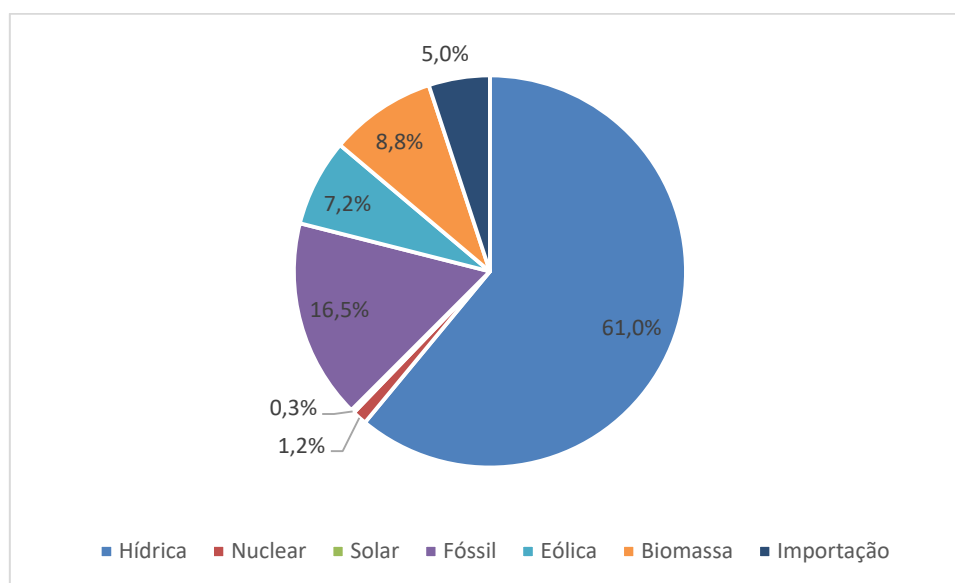
A partir do capítulo cinco é apresentada a estrutura atual da Eletrobrás e da Chesf. Em seguida, o capítulo seis detalha o processo de renovação das concessões e o capítulo sete aborda o tema das indenizações devidas aos ativos não depreciados no contexto da Medida. No capítulo oito explica-se a formação de receitas de geração e de transmissão de acordo com os parâmetros adotados pelo governo. O capítulo nove aborda a metodologia utilizada para a estimação dos impactos sobre a geração de receitas da companhia. No capítulo dez é apresentada uma conclusão para o trabalho.

2. Estrutura do Setor Elétrico

O setor elétrico no Brasil é dividido em três segmentos principais: geração, transmissão e distribuição. Neste sistema, os agentes interagem uns com os outros de forma a fornecer energia ao consumidor final, que pode fazer parte do mercado cativo ou livre.

A matriz energética brasileira é composta predominantemente por ativos de geração hídricos. Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (“Aneel”)¹ o País conta atualmente com 159 GW de potência instalada, dos quais 61% advêm de fontes hídricas enquanto o restante é dividido entre ativos de geração eólica, solar, nuclear, fóssil e de biomassa. Entre as maiores empresas do segmento em termos de potência instalada destacam-se: Chesf com 10,6 GW, Furnas Centrais Elétricas (“Furnas”) com 9,4 GW, Centrais Elétricas do Norte do Brasil (“Eletronorte”) com 9,2 GW, Engie Brasil Energia (“Engie”) possuindo 7,2 MW e Itaipu Binacional com 7,0 GW.

Figura 2 – Matriz de Energia Elétrica no Brasil



Fonte: ANEEL – Elaboração Própria

O segmento de transmissão é responsável pela implantação e pela manutenção das redes, ligando as fontes de geração às distribuidoras, realizando o transporte em alta tensão de grande volume de energia por longas distâncias. As concessões de trinta anos de duração são reguladas pela Aneel, que leiloa os ativos às empresas que oferecerem o

¹ ANEEL – Banco de Informações de Geração – Maio/2018

menor valor tarifário. A partir da entrada em operação, a remuneração das transmissoras pela prestação de serviço é a Receita Anual Permitida (RAP), cujo valor é acordado em leilão com base nos custos de Operação e Manutenção (O&M), podendo ser revisado a cada quatro ou cinco anos.

A integração entre os responsáveis pela geração e transmissão de energia compõe o Sistema Interligado Nacional (“SIN”). O sistema é dividido em quatro submercados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), a região Norte é a única que não possui ligação total ao sistema, esta parcela da demanda é suprida por pequenos sistemas isolados de geração. As subdivisões do mercado permitem que a energia circule livremente, e que as diferentes regiões transfiram energia entre si, evitando assim que períodos de estiagem afetem o abastecimento de energia a nível nacional.

As distribuidoras de energia fazem a conexão e o fornecimento de energia elétrica ao consumidor final. Este agente tem a função de receber em suas subestações a energia proveniente das transmissoras e convertê-las a uma tensão menor para que possa ser transmitida ao consumidor final. Os agentes desta categoria são empresas concessionárias, possuindo contratos de concessão celebrados com a União. A atuação das distribuidoras é restrita exclusivamente ao Ambiente Regulado, logo os seus contratos de energia são definidos de acordo com os preços dos leilões e as tarifas e condições de fornecimento reguladas pela Aneel.

A comercialização de energia pode ser feita tanto no Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) quanto no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”). No caso do mercado regulado, a venda de energia é feita através de leilões promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) delegada pela Aneel. Nos leilões é estabelecido além do preço, um prazo para o início da entrega de energia e o prazo da vigência do contrato. O critério para vencer o leilão é o menor preço ofertado pela energia disponível.

Já no Ambiente Livre ocorre a livre negociação entre o comprador e o vendedor. Atualmente mais de 60%² da energia consumida pelas indústrias no país é adquirida no mercado livre. Para fazer parte do mercado, a demanda mínima contratada é de 3 MW e o consumidor deve participar ou ser representado por um comercializador varejista na

² ABRACEEL – Cartilha do Mercado Livre de Energia

CCEE. As comercializadoras de energia atuam neste cenário, intermediando as negociações entre os consumidores finais e as geradoras elétricas.

Todos os contratos de compra e venda de energia devem ser registrados junto à CCEE, que faz a medição efetiva do volume consumido e produzido. As diferenças constatadas, positivas e negativas, são contabilizadas e são consideradas como crédito ou débito junto à agência, que são posteriormente liquidadas no mercado *spot*. Neste mercado de curto prazo é importante ressaltar o papel do Preço de Liquidação de Diferenças (“PLD”), medido em reais por megawatt-hora (R\$/MWh) e definido semanalmente para cada carga e submercado. Este preço é baseado no Custo Marginal de Operação (“CMO”), considerando os custos operacionais de geração de energia no sistema. O valor estabelecido pode variar semanalmente entre o piso (limite inferior) e o teto (limite superior), estabelecido anualmente pela Aneel³. Para a liquidação dos créditos ou débitos junto à CCEE, a diferença medida deve ser multiplicada pelo valor corrente do PLD.

³ Para o ano de 2018 a Aneel estabeleceu o valor mínimo de R\$ 40,16/MWh e máximo de R\$ 505,18/MWh (<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53046138/aneel-aprova-pld-minimo-de-r-4016mwh-e-pld-maximo-de-r-50518mwh-para-2018>)

3. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

A história do setor elétrico brasileiro começou no período imperial, ao final do século XIX, mesmo período no qual se inicia sua exploração comercial em países da Europa e nos Estados Unidos. Neste período, devido ao sistema econômico primariamente agrário do nosso país, a utilização de energia elétrica como fonte de energia era inexpressiva, limitando-se a alguns serviços públicos e as atividades fabris. O crescimento da atividade industrial brasileira atraiu capital estrangeiro no início do século XX, ocasionando a concentração de empreendimentos no setor nas mãos de poucas empresas internacionais.

Este modelo perdurou até a década de trinta, alterando-se devido à redução no fluxo de capital estrangeiro pós-crise de 1929 e a uma maior atuação do governo federal no setor. Entre as medidas adotadas nesse período destaca-se a promulgação do Código de Águas⁴, primeiro marco regulatório do setor, permitindo a União, o poder de conceder ou autorizar o aproveitamento de energia hidráulica e de outras fontes para fins industriais. Além disso, foi criado também, em 1939, o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (“Cnaee”), órgão responsável por assuntos pertinentes ao setor elétrico.

Com o aumento da demanda por energia elétrica e conseqüentemente dos investimentos no setor nas décadas posteriores, o Estado assume um papel central em seu desenvolvimento. Na década de 50, a partir da absorção de empresas estrangeiras, praticamente todos os Estados brasileiros possuíam empresas estatais de energia elétrica. A década de 60 é marcada por uma reorganização do setor elétrico com a criação do Ministério de Minas e Energia (“MME”) em 1960 e a instalação da estatal Eletrobrás⁵ em 1962, que já foi instituída como controladora da Chesf⁶ e de Furnas⁷.

O modelo estatal é consolidado a partir da década de 70, com a criação da Eletrosul Centrais Elétricas (“Eletrosul”)⁸, Eletronorte⁹ e Itaipu Binacional¹⁰, sob o controle da Eletrobrás que se afirma como principal agente de planejamento e

⁴ Promulgada pelo Decreto nº 24.643/34 (Landi, 2006)

⁵ Criada em 25 de abril de 1961 pela Lei nº 3.890-A/61

⁶ Criada em 03 de outubro de 1945 pelo Decreto Lei nº 8.031/45

⁷ Criada em 28 de Fevereiro de 1957 pelo Decreto nº 41.066/57

⁸ Criada em 23 de dezembro de 1968 pelo Decreto nº 64.395/68

⁹ Criada em 14 de novembro de 1972 pelo Decreto nº 5.824/72

¹⁰ Criada em 28 de agosto de 1973 pelo Decreto nº 72.707/73

financiamento do setor elétrico brasileiro. Entre a criação da Chesf em 1945, até a aquisição da *Light* em 1979, o setor que era 100% privado se tornou 98% público¹¹. No período entre 1962 e 1979, a capacidade instalada do país cresceu 388,2%¹² devido aos investimentos realizados, sendo a Eletrobrás a empresa central com uma clara posição de influência em relação às outras organizações.

A década de 80 foi caracterizada pela escassez de crédito nacional e estrangeiro devido à conjuntura internacional, marcada pelos seguidos choques do petróleo em 1973 e 1979. Isto causou um forte impacto no setor de infraestrutura, extremamente dependente de empréstimos internacionais, levando praticamente a um congelamento dos investimentos neste tipo de projetos. O governo ainda utilizou a fixação das tarifas de energia como política anti-inflacionária durante a implantação do Plano Cruzado em 1986, contribuindo para a diminuição de receitas e deterioração do quadro financeiro das empresas do setor. Com a nova Constituição de 1988 e o fortalecimento dos governos estaduais, agravou-se o cenário de inadimplência nas empresas geradoras federais, já que suas empresas de distribuição adiavam os pagamentos relativos a tributos federais e a energia fornecida.

O cenário de dificuldades encarados na década de 90 forçou o governo federal a abandonar o modelo centralizado e a promover diversas mudanças no setor. Ainda no governo de Itamar Franco foi aprovada a Lei nº 8.631/93, criando um novo regime tarifário para as empresas do setor elétrico. Durante o Governo de Fernando Henrique Cardoso foram aprovadas a Lei das Concessões (Lei nº 8.987/95) e a Lei da Outorga e Prorrogações das Concessões (Lei nº 9.074/95), dando início ao processo de desestatização e desverticalização do setor. Em conjunto, as leis exigiam que a totalidade das concessões de serviços relacionados à energia elétrica fosse outorgada em forma de leilão, permitiram que consumidores industriais negociassem seus contratos livremente com as usinas geradoras e criaram a figura do produtor independente¹³.

Além disso, a Lei nº 9.074/95 determinou que as empresas geradoras pudessem ter os seus contratos de concessão prorrogados pelo período de 20 anos. Adicionalmente, as concessões permitidas após a Constituição de 1988, cujas obras não

¹¹ Mercedes, Rico, Pozzo (p. 18)

¹² Gomes, Vieira (p. 310)

¹³ Agente que por meio de autorização ou concessão de uso de um bem público produz energia por sua conta e risco (Freitas, p.18).

estivessem sido iniciadas ou estivessem paralisadas e as que não tivessem sido submetidas a processos licitatórios seriam canceladas e leiloadas novamente.

As diversas reformas realizadas nesse período, no entanto, foram insuficientes para evitar o racionamento de energia em 2001, causado pela hidrologia desfavorável no período. O cenário evidenciou as deficiências do modelo vigente, que acarretaram a falta de investimentos em ativos de geração de energia elétrica fazendo com que a capacidade instalada do país crescesse apenas 36% entre 1992 e 2002¹⁴. Com o fracasso do modelo, o Ministério de Minas e Energia publicou em julho de 2003 o texto “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, apresentando três objetivos principais: garantia de segurança de suprimento de energia elétrica, promoção da modicidade tarifária e universalização do acesso aos serviços de energia. O marco regulatório para a instituição do Novo Modelo no setor foi a Lei nº 10.848, sancionada em 15 de março de 2003.

As medidas governamentais acarretaram mudanças relevantes para o setor e para os seus agentes, alterando principalmente a estrutura de comercialização de energia elétrica no país. Neste contexto, o Decreto Federal de nº 5.163 em 30 de julho de 2004 se destacou ao apresentar as novas regras gerais de negociações de contratos de energia. O modelo previa a coexistência entre o Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) e o Ambiente de Contratação Livre (“ACL”). No primeiro, a contratação seria feita por meio de leilões públicos e regulados pela Aneel entre distribuidores e geradores, enquanto no caso do ACL, as negociações se dariam de forma direta entre geradores e compradores.

Ressalta-se, igualmente, que a Lei nº 10.848 afetava as concessões de geração ao estabelecer que os novos contratos de concessão tivessem um prazo máximo de 35 anos, podendo ser prorrogados uma vez por um período de 20 anos. O modelo anterior previa um prazo máximo permitido de 20 anos para este tipo de concessão. Entre as outras medidas adotadas para a implantação do novo modelo institucional destacam-se a criação da CCEE substituindo o Mercado Atacadista de Energia (“MAE”)¹⁵ e da Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) responsável pela elaboração de planos setoriais assim como os planos de expansão do setor.

¹⁴ Gomes, Vieira (p. 316)

¹⁵ Criado pela Lei nº 9.648/98 para realizar todas as transações de compra e venda de energia dos sistemas interligados não contratados

3.1 Principais Agentes do Setor

A partir da instituição do Novo Modelo, os diversos agentes do setor sofreram alterações significativas em relação as suas principais funções de modo a garantir a segurança no suprimento ao consumidor. A Tabela 1 abaixo descreve as responsabilidades centrais de cada entidade a partir da reforma realizada no setor.

Tabela 1 - Principais Agentes e suas Funções

Agentes	Funções
Conselho Nacional de Política Energética – CNPE	Homologação de políticas energéticas, em articulação com as demais políticas públicas
Ministério de Minas e Energia – MME	Formulação de políticas para o setor energético; implementação destas políticas energéticas; e exercício do poder concedente
Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL	Mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico, envolvendo o cumprimento das normas do marco regulatório em geral e das obrigações dispostas nos autos de outorga (contratos de concessão, autorização ou permissão) dos serviços de geração, transmissão e distribuição
Empresa de Pesquisa Energética – EPE	Execução dos estudos de planejamento energético
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	Contabilização e liquidação de diferenças contratuais no curto prazo; e administração dos contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados
Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	Operação integrada e centralizada do sistema elétrico interligado; e administração da contratação das instalações de transmissão
Operador dos Sistemas Elétricos Isolados – OSI	Coordenação da operação dos sistemas elétricos isolados
Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE	Monitoramento das condições de atendimento, no horizonte de cinco anos, com o objetivo de assegurar a implementação de providência com vistas a garantir a normalidade do suprimento de energia elétrica (coordenação do MME, com apoio da EPE, CCEE, da ANEEL e do ONS)
Eletrobrás	Financiamento, em caráter suplementar, da expansão do setor elétrico; exercício da função de holding das empresas estatais federais; administração de encargos e fundos setoriais; comercialização da energia de Itaipu e de fontes alternativas contempladas pelo PROINFA ¹⁶ ; e coordenação do OSI

Fonte: Landi (p. 145)

¹⁶ Criado pela Lei nº 10.438/2002, o Proinfa tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição (<http://www.aneel.gov.br/proinfa>)

4. Medida Provisória Nº 579/12

Por seu turno, a Medida Provisória 579, aprovada em 11 de setembro de 2012 e convertida na Lei nº 12.783/13 em janeiro de 2013 foi um importante marco no setor elétrico brasileiro, tendo sido um dos fatores que contribuíram para a crise setorial que o país atravessaria nos anos seguintes. À época, o Brasil vinha registrando uma redução nas taxas de crescimento industrial, sendo o custo da energia elétrica para a este setor uma fonte de preocupação. Neste cenário, a mencionada Medida Provisória foi aprovada pelo governo com o intuito de viabilizar a redução dos custos de energia e de impulsionar o desempenho industrial no Brasil.

Tabela 2 – Tarifas Médias de Energia nos BRICs (R\$/MWh)

País	Tarifa (R\$/MWh)
Brasil	329,0
China	142,4
Índia	188,1
Rússia	91,5
Média BRICs (s/ Brasil)	140,7

Fonte: (Rio Bravo Investimentos, 2012) - Elaboração Própria

A redução das tarifas de energia seria viável em função de três medidas principais. Primeiramente, haveria a redução de diversos encargos setoriais que seria viabilizada com a (i) extinção da Conta de Consumo de Combustíveis¹⁷ (“CCC”) (ii) a isenção às distribuidoras de energia elétrica do pagamento da Reserva Geral de Reversão¹⁸ (“RGR”); e (iii) redução na arrecadação Conta de Desenvolvimento Energético¹⁹ (“CDE”). Estava previsto ainda a transferência direta de recursos da União na CDE em aportes previstos de R\$3,3 bilhões anuais²⁰.

Além da desoneração de diversos encargos e aportes da União, o outro principal pilar da MP nº 579 seria a antecipação da renovação de concessões de geração, transmissão e distribuição que venceriam em até cinco anos, ou seja, que venceriam até

¹⁷ Criada pelo Decreto nº 73.102/73 era paga mensalmente pelos agentes que comercializam energia elétrica de forma a cobrir os custos de aquisição de combustíveis de usinas termoeletricas nos Sistemas Isolados

¹⁸ Criada pela Lei nº 5.655/71 constitui um fundo de reserva destinado a garantir os recursos para a indenização de ativos de concessionários de distribuição em caso de reversão ou não renovação da concessão. Posteriormente foi utilizado para financiar projetos de distribuição e geração em programas de eficiência energética e para viabilizar a universalização do acesso.

¹⁹ Criada pela Lei nº 10.438/2002 para prover os recursos necessários de forma a garantir a competitividade da energia produzida por meio de fontes eólicas e visando a universalização do acesso ao serviço de energia elétrica.

²⁰ Valor previsto para 2013, em 2014 o aporte previsto seria de R\$ 3,6 bilhões (Costellini e Hollanda).

2017 e que eram anteriores à Lei nº 8.987/1995 de acordo com novos termos. Havendo a aceitação, as empresas deveriam renunciar a qualquer direito anterior ao aditivo do contrato, que fossem contrários ao que previa a MP nº 579. Os principais pontos incluiriam a definição de uma Receita Anual de Geração para as usinas geradoras e a redução nos valores das Receitas Anuais Permitidas.

A alteração na forma e no valor de remuneração dos concessionários se daria de maneira que a tarifa de comercialização de energia refletisse apenas os custos operacionais dos ativos de geração e de transmissão. Isso porque, os contratos de concessão destes ativos, muitos dos quais já amortizados e depreciados, eram renovados de forma periódica ao fim da concessão a valores que incluíam tais custos. A proposta governamental, portanto, previa que ao renovar as concessões, tais tarifas seriam reajustadas, retirando das mesmas os valores correspondentes às amortizações e às depreciações já incorridas. Caso os investimentos ainda não tivessem sido amortizados, haveria uma indenização de forma que o concessionário não contemplasse os custos de capital. O prazo de renovação oferecido aos responsáveis pelos ativos que aceitassem essas condições seria de trinta anos.

Adicionalmente ao reajuste tarifário, outro fator que contribuiria para a redução prevista de até 20% na tarifa de energia elétrica dos consumidores seria a redistribuição de cotas de energia das concessionárias de geração que aderissem as condições de renovação. A ideia principal por trás disso seria de que ao ter as suas concessões renovadas, as geradoras teriam os contratos que foram previamente acordados com as distribuidoras desfeitos e contratados a preços mais baixos refletindo as novas tarifas, de acordo com o mercado de cada uma no SIN. Isto permitiria que a redução de preço nos contratos fosse transmitida ao consumidor final.

Os contratos com vencimento entre os anos de 2015 e 2017 no segmento de geração representavam 20% do parque gerador nacional à época. Havia vinte contratos nesta situação somando 22.341 MW de capacidade instalada. Desse total, aproximadamente 67% estava sob contratos da Eletrobrás e as outras empresas do grupo estatal²¹. Já as empresas estaduais representavam 31% desse total com uma potência instalada de 6.842 MW, enquanto os contratos sob administração do poder privado e

²¹ Chesf, Furnas e Eletronorte.

municipal somavam pouco mais 2% representando uma potência instalada de 477 MW²².

No setor de transmissão, os números de contratos de concessão com vencimento em 2015 era de 9. As concessões totalizam 85.326 km de linhas de transmissão das quais 68.789 km pertenciam ao SIN, o que representava uma parcela significativa do sistema, de aproximadamente 67%²³. Os contratos estavam concentrados principalmente com a Eletrobrás e suas subsidiárias – Eletronorte, Eletrosul, Chesf e Furnas. Algumas estatais estaduais como a CEMIG²⁴, CEEE²⁵, COPEL²⁶ e CELG²⁷ também possuíam contratos de concessão no período assim como a companhia privada CTEEP²⁸.

Após a aprovação da já aludida MP, as concessionárias de geração e de transmissão teriam até o dia 15 de outubro de 2012 para se manifestarem acerca da aceitação da proposta de renovação do governo, e até o dia 04 de dezembro do mesmo ano para a assinatura dos termos aditivos dos contratos. Isso significava que entre a aprovação da Medida e a assinatura dos contratos haveria um intervalo de menos de três meses. Entre os principais questionamentos dos agentes neste período se destacavam a incerteza em relação à forma como seriam calculadas as indenizações que seriam devidas aos ativos não depreciados e à pouca transparência com a qual o processo fora conduzido.

Em caso de não aceitação dos termos previsto nas tratativas antecipação da renovação dos contratos, o concessionário poderia manter a administração do ativo até a data de vencimento do contrato sob os termos originais. Desta forma, ficaria a cargo do Poder Concedente a realização de um novo processo licitatório, na forma de leilão ou de concorrência. Após o vencimento do prazo previsto em contrato, o concessionário poderia optar por permanecer responsável pela gestão do ativo até a admissão de um novo administrador. Nesse caso, a remuneração se daria através de uma receita de transmissão ou de geração determinada pela Aneel, contemplando apenas os custos de

²² Ministério de Minas e Energia - “Perguntas mais frequentes sobre o marco institucional das Concessões Vincendas de Energia Elétrica” (p. 5)

²³ Ministério de Minas e Energia - “Perguntas mais frequentes sobre o marco institucional das Concessões Vincendas de Energia Elétrica” (p. 6)

²⁴ Companhia Energética de Minas Gerais

²⁵ Companhia Estadual de Energia Elétrica - Rio Grande do Sul

²⁶ Companhia Paranaense de Energia

²⁷ Companhia Energética de Goiás

²⁸ Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

operação e da manutenção dos ativos além de uma taxa de remuneração. Caso optasse pela não continuidade do serviço neste período, a concessão ficaria sob responsabilidade da administração pública federal, até que o processo licitatório fosse concluído²⁹.

Entre as transmissoras de energia, todos os contratos foram renovados, condicionados à redução da RAP. No entanto, o maior desafio se deu em relação às geradoras, uma vez que somente a Eletrobrás aderiu aos termos da referida MP, ressaltando que a adesão foi compulsória para as estatais da esfera federal. Vale destacar que, empresas relevantes do segmento de geração em termos de capacidade instalada como a CEMIG, COPEL e CESP³⁰ não renovaram suas concessões, contribuindo para que o volume total no setor ficasse aquém do previsto, atingindo apenas 60% do que o governo esperava³¹.

A baixa adesão por parte das geradoras gerou um efeito negativo sobre a redução de tarifa inicialmente pretendida pelo governo. Os 20,2% iniciais foram reduzidos para 16,7%, demandando com que fossem aportados R\$ 5,1 bilhões, de forma a compensar a não aceitação dos termos propostos pela maior parte das geradoras com contratos próximos ao vencimento³².

²⁹ Fachini (p. 37)

³⁰ Companhia Energética de São Paulo

³¹ Costellini e Hollanda (p. 4)

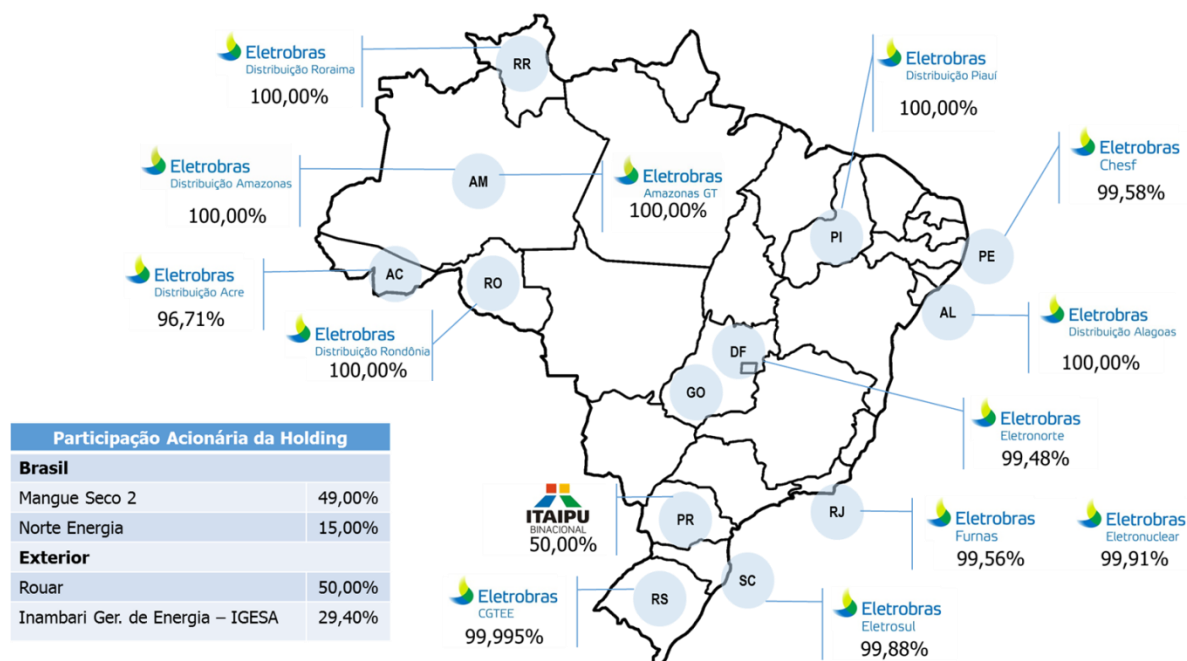
³² Costellini e Hollanda (p. 5)

5. Visão Geral das Empresas

5.1 Eletrobrás

Fundada em 1962, a Centrais Elétricas Brasileiras (“Eletrobrás”) é uma empresa estatal brasileira de capital misto, com ações negociadas nas bolsas de São Paulo, Nova Iorque e Madri. A companhia controla 13 subsidiárias, atuando nas áreas de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica³³.

Figura 3 – Participações Societárias Eletrobrás



Fonte: Eletrobrás RI

Com efeito, a empresa é líder no mercado nacional de geração, com uma capacidade instalada em 2017 de 48.134 MW em seus empreendimentos, o que representa uma participação de mercado de 31%. Do total, 66% são compostos por empreendimentos cuja empresa detém propriedade integral, 17% se dá por meio de sociedades de propósito específico (“SPE”) e o restante 17% por meio de propriedade compartilhada com destaque para Itaipu Binacional (7.000 MW). Considerando capacidade instalada, a estatal brasileira se destaca com a quinta maior geradora hidroelétrica do mundo³⁴.

³³ Eletrobrás – Relatório Anual 2017

³⁴ Eletrobrás – Relatório Anual 2017

No ramo de transmissão, a companhia também detém participação relevante no mercado com aproximadamente 71.684 km em malhas de linha de transmissão. No âmbito da rede básica do SIN, a Eletrobrás responsável por 64.944 km de linhas de transmissão, o equivalente a 49% do total brasileiro³⁵.

Em 2017, as distribuidoras controladas pela empresa estatal atenderam 4,4 milhões de consumidores, 252,3 mil Km de rede de distribuição e 476 municípios³⁶. É importante ressaltar que em fevereiro de 2018 foi aprovada em Assembleia dos Acionistas, a venda de seis distribuidoras pertencentes à Companhia³⁷.

5.2 Chesf

A Companhia Hidroelétrica do São Francisco foi estabelecida em 1945 como a primeira empresa pública de eletricidade com o intuito de promover o aproveitamento da cachoeira de Paulo Afonso no Rio São Francisco. A principal acionista da companhia é a Eletrobrás que detém 99,578% das ações nominativas. O processo de geração de energia da Chesf se concentra na região nordeste do país e contava em 2017 com mais de 10.000 MW de potência instalada. Seu parque gerador é baseado em fontes hidroelétricas, térmicas e eólicas com a primeira representando 99,8% do total da energia gerada em 2017³⁸.

Tabela 3 - Participações Diretas da Chesf

Usinas	Rio	UF	Capacidade Instalada (MW)
Hidroelétricas	-	-	10.262,3
Sobradinho	São Francisco	BA	1.050,3
Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	BA/PE	1.479,6
Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	AL/BA	400,0
Paulo Afonso I	São Francisco	AL/BA	180,0
Paulo Afonso II	São Francisco	AL/BA	443,0
Paulo Afonso III	São Francisco	AL/BA	794,2
Paulo Afonso IV	São Francisco	AL/BA	2.462,4
Xingó	São Francisco	AL/SE	3.162,0
Funil	Rio de Contas	BA	30,0
Pedra	Rio de Contas	BA	20,0
Boa Esperança	Parnaíba	MA/PI	237,3
Curemas	Piancó	PB	3,5
Eólicas			61,1
Casa Nova II	-	BA	32,9

³⁵ Eletrobrás – Relatório Anual 2017

³⁶ Eletrobrás – Relatório Anual 2017

³⁷ Eletrobrás RI – Comunicado ao Mercado - 15/06/2018 – “Privatização Distribuidoras”

³⁸ Chesf – Demonstrações Financeiras 2017

Usinas	Rio	UF	Capacidade Instalada (MW)
Casa Nova III	-	BA	28,2
Termoelétrica			346,8
Camaçari ³⁹	-	BA	346,8
Total	-	-	10.670,2

Fonte: (Chesf – Demonstrações Financeiras, 2017)

No setor de transmissão a Chesf possuía ao final de 2017 um total de 20.531,9 km de linhas em operação. Dessa extensão total, 5.372,9 eram de circuitos de transmissão em 500 kV, 14.441,9 km em 230 kV e 717,7 km em tensões inferiores. A Companhia conta ainda com uma capacidade total de transformação de 57.871,54 MVA, distribuída entre 119 subestações de potência e 14 subestações elevadoras de usinas⁴⁰.

Através de SPE's nos segmentos de geração eólica e hidroelétrica, a Chesf possui uma potência total adicional 16.570,8 MW, sendo a sua participação equivalente a 3.074,5 MW. Já as sociedades voltadas a empreendimentos de transmissão somam 5.165,0 km dos quais 1.529,9 km são correspondentes à participação da Companhia⁴¹.

³⁹ Usina em processo de encerramento da concessão

⁴⁰ Chesf – Demonstrações Financeiras 2017

⁴¹ Chesf – Demonstrações Financeiras 2017

6. Concessões Prorrogáveis pela MP N° 579/12

No dia 03 de dezembro de 2012 foi realizado a 160ª Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobrás, cuja principal matéria a ser tratada era relacionada à prorrogação dos contratos de concessão de geração e de transmissão nos termos da Medida Provisória n° 579. As quatro principais subsidiárias do grupo Eletrobrás teriam contratos afetados pela Medida governamental tanto nos segmentos de geração quanto de transmissão. Em 15 de outubro de 2012, conforme o cronograma proposto pela Aneel, a empresa enviou uma carta manifestando o seu interesse pela prorrogação dos contratos passíveis de renovação.

Tabela 4 - Capacidade Instalada em 31/12/2011 (MW)

Empresas	UHE ⁴² +PCH ⁴³	UTE ⁴⁴	UTN ⁴⁵	EOL ⁴⁶ +SO ⁴⁷	Total	%
Empresa Eletrobrás (Propriedade Integral)	26.419	4.524	1.990	0	32.933	28,1%
CGTEE	-	840	-	-	840	-
Chesf	10.268	347	-	-	10.615	-
Eletronorte	8.695	480	-	-	9.175	-
Eletronuclear	-	-	1.990	-	1.990	-
Furnas	7.175	962	-	-	8.137	-
Amazonas Energia	278	1.895	-	-	2.173	-
Distribuição Rondônia	3	-	-	-	3	-
Empresa Eletrobrás (Propriedade Compartilhada)	766	0	0	0	766	0,6%
Furnas	766	-	-	-	766	-
Eletrobrás Empresas (SPE)	817	11	0	94	922	0,8
Itaipu Binacional	7.000	0	0	0	0	6,0%
Total Eletrobrás	35.002	4.535	1.990	94	41.621	35,5%
Total Outros	47.456	26.709	0	1.332	75.497	64,5%
Total Brasil	82.458	31.224	1.990	1.426	117.118	100,0%

Fonte: (Nota Técnica, DEE - Diretoria Executiva da Eletrobrás – 160ª AGE, 2012)

Tabela 5 - Ativos de Geração e de Transmissão Afetados e Não Afetados pela MP 579

	Geração (MW)			Transmissão (km)		
	Afetado	Não Afetado	Total	Afetado	Não Afetado	Total
Chesf	9.213	1.403	10.616	18.181	2.382	20.563
Furnas	4.617	4.913	9.530	20.746	1.148	21.894
Eletronorte	78	8.695	8.773	9.155	192	9.347
Eletrósul	0	426	426	9.409	1.171	10.580
Total	13.908	15.437	29.345	57.491	4.893	62.384

⁴² Usina Hidrelétrica

⁴³ Pequena Central Hidrelétrica – usina hidrelétrica com capacidade instalada maior que 3 MW e menor que 30 MW

⁴⁴ Usina Termelétrica

⁴⁵ Usinas Termonucleares

⁴⁶ Usinas Eólioelétricas

⁴⁷ Fontes Alternativas de Energia

	Geração (MW)			Transmissão (km)		
	Afetado	Não Afetado	Total	Afetado	Não Afetado	Total
Percentual	47,7%	52,6%		92,1%	7,9%	

Fonte: (Nota Técnica, DEE - Diretoria Executiva da Eletrobrás – 160ª AGE, 2012)

A Chesf teve os contratos de concessões nº 061/2001 e nº 006/2004 afetados pela Medida Provisória, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013. O primeiro era relativo à concessão de ativos de transmissão, enquanto o segundo era referente ao setor de geração. As usinas geradoras do referido contrato eram exclusivamente hidroelétricas, entre elas a UHE Paulo Afonso I, UHE Paulo Afonso II, UHE Paulo Afonso III, UHE Paulo Afonso IV, UHE Apolônio Sales (Moxotó), UHE Luiz Gonzaga (Itaparica), UHE Xingó, UHE Piloto, UHE Araras, UHE Funil, UHE Pedra e UHE Boa Esperança (Castelo Branco).

Os contratos celebrados entre Furnas e a ANEEL de nº 062/2001 e nº 004/2004, referentes a ativos de transmissão e de geração respectivamente também estavam enquadrados na nova legislação. Os ativos de geração afetados pelo contrato de concessão nº 004/2004 e cujos contratos foram renovados incluem as seguintes usinas: UHE Marimondo, UHE Funil, UHE Porto Colômbia, UHE Furnas, UHE Estreito (Luiz Carlos B. Carvalho), UHE Corumbá e UTE Santa Cruz. O total de capacidade de geração afetada foi de 4.617 MW, enquanto mais de 20.746 km de linhas de transmissão tiveram seus contratos renovados sob a nova regulamentação.

As subsidiárias Eletronorte e Eletrosul tiveram uma parcela menor de seus empreendimentos de geração afetados pela referida MP. A primeira teve o contrato nº 002/2012 com vencimento em julho de 2015, influenciando, portanto somente a UHE Coaracy Nunes, com 78 MW de capacidade instalada, que teve sua renovação de concessão de acordo com os dispostos da MP. Já a Eletrosul não detinha nenhum ativo de geração com vencimento de sua concessão entre 2015 e 2017, logo o seu parque gerador não foi inicialmente impactado. No segmento de transmissão, ambas por meio dos contratos de nº 058/2001 (Eletronorte) e nº 057/2011 (Eletrosul) foram afetadas, ocasionando mudanças nos termos de contrato de mais de 9.000 km em linhas de transmissão de cada companhia.

6.1 Prorrogação dos Contratos de Geração e de Transmissão – Chesf

No dia 03 de dezembro de 2012 foi realizada a 165ª Assembleia Geral Extraordinária – AGE da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco com o intuito de deliberar sobre a decisão de prorrogação dos contratos de geração e de transmissão enquadrados nos termos da MP. A Proposta da Administração detalhou o estudo elaborado e apresentado pela Companhia onde se concluiu e recomendou que a prorrogação dos contratos sob os novos termos seria economicamente vantajosa para a empresa nos diferentes cenários apresentados. A Eletrobrás, controladora da companhia, votou a favor da prorrogação dos contratos como consequência da decisão de sua 160ª AGE onde a mesma decisão foi aprovada.

Dessa forma, em 04 de dezembro foi assinado o 1º Termo Aditivo aos contratos nº 006/2004 e nº 061/2001, estabelecendo os novos prazos de vigência, conforme a tabela abaixo.

Tabela 6 - Novas Datas de Vencimento dos Contratos Prorrogados da Chesf

Contrato de Concessão	Usina Hidroelétrica	Data de Vencimento (Pré MP)	Data de Vencimento (Prorrogação)
006/2004-ANEEL	Apolônio Sales (Moxotó)	02/10/2015	31/12/2042
	Paulo Afonso I	02/10/2015	31/12/2042
	Paulo Afonso II	02/10/2015	31/12/2042
	Paulo Afonso III	02/10/2015	31/12/2042
	Paulo Afonso IV	02/10/2015	31/12/2042
	Luiz Gonzaga (Itaparica)	03/10/2015	31/12/2042
	Xingó	02/10/2015	31/12/2042
	Funil	07/07/2015	31/12/2042
	Pedra	07/07/2015	31/12/2042
	Boa Esperança	10/10/2015	31/12/2042
Contrato de Concessão	Em Serviço	Data de Vencimento (Pré MP)	Data de Vencimento (Prorrogação)
006/2004-ANEEL	86 subestações de transmissão, 15 subestações elevadoras e 18.322 km de linhas de alta tensão	07/07/2015	31/12/2042

Fonte: Demonstrações Financeiras Chesf 2012, Contrato de Concessão 061/2001 – Aneel, Contrato de Concessão 004/2004 – Aneel (Elaboração Própria)

7. Indenizações das Concessões

No dia 01 de novembro de 2012 o MME e o MF, aprovaram a Portaria Interministerial nº 580, definindo os valores das indenizações referentes às concessões de geração e de transmissão. Segundo a Medida Provisória nº 579, os concessionários teriam direito a um valor de indenização proporcional às parcelas dos investimentos vinculadas a bens reversíveis que ainda não teriam sido amortizados ou depreciados.

O art. 10, do Decreto nº 7.805/2012 previa igualmente que os valores das indenizações seriam definidos de acordo com estudos realizados pela EPE e Aneel, órgãos responsáveis pelo estudo e pela definição do Valor Novo de Reposição (“VNR”) dos empreendimentos de geração de energia elétrica e das instalações do setor de transmissão respectivamente.

As empresas pertencentes à *holding* Eletrobrás fizeram jus inicialmente a um total de aproximadamente R\$ 14 bilhões em indenizações, sendo cerca de R\$6 bilhões relativos às concessões de geração e os R\$ 8 bilhões restantes às concessões de transmissão de energia elétrica.

7.1 Ativos de Geração

Em outubro de 2012, uma cartilha detalhando a metodologia utilizada para o cálculo das indenizações de empreendimentos de geração foi publicada pela EPE⁴⁸. Em termos gerais, o método consistia em calcular o valor presente dos investimentos realizados para a construção de uma usina, tendo como base o mês de junho de 2012. Para a precificação do ativo foram considerados os custos inerentes à construção de um empreendimento de geração, de acordo com os Projetos Básicos que deveriam ser protocolados junto à Aneel, de acordo com o Decreto nº 7.805/2012. Esse valor consideraria a depreciação e a amortização acumuladas entre a data de entrada de operação do ativo até 31 de dezembro de 2012.

Tabela 7 - Valores de Indenização para Concessões de Geração – Chesf

Contrato	Concessionária	Usina	Potência (MW)	Indenização (R\$)	Início de Operação
006/2004 - ANEEL	Chesf	Xingó	3.162,0	2.925.318.050,00	16/12/1994
006/2004 -	Chesf	Paulo	2.462,4	360.472.600,00	01/12/1979

⁴⁸ Cálculo do Valor Novo de Reposição – VNR de Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica (Nº EPE-DEE-RE-092/2012-r1 – 22 de Outubro de 2012)

Contrato	Concessionária	Usina	Potência (MW)	Indenização (R\$)	Início de Operação
ANEEL		Afonso IV			
006/2004 - ANEEL	Chesf	Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,6	1.687.105.590,00	13/06/1988
006/2004 - ANEEL	Chesf	Apolônio Sales	400,0	84.612.540,00	15/04/1977
006/2004 - ANEEL	Chesf	Boa Esperança	237,30	72.783.280,00	02/10/1970
Total			7.741,30	5.130.292.060,00	

Fonte: (Portaria Interministerial N° 580/MME/MF – Novembro, 2012)

7.2 Ativos de Transmissão

O art. 11º, do Decreto nº 7.805/2012⁴⁹, previa que a definição do VNR das instalações de transmissão dos ativos não depreciados, autorizados pela Aneel, a partir de 31 de maio de 2000⁵⁰, seria feita a partir da base de dados utilizada pelo órgão regulador para a composição das respectivas Receitas Anuais Permitidas (“RAP”). O § 2º do art. 15 da Medida Provisória nº 579 previa que os ativos existentes anteriormente a esta data seriam considerados totalmente amortizados e, portanto, não seriam elegíveis para indenizações.

Tabela 8 - Valores de Indenização para Concessões de Transmissão – Eletrobrás

Contrato	Concessionária	Indenização (R\$)
061/2001 - ANEEL	Chesf	1.587.160.434,07
062/2001 - ANEEL	Furnas	2.878.027.799,89
058/2001 - ANEEL	Eletronorte	1.682.267.636,86
057/2001 - ANEEL	Eletrosul	1.985.568.720,82
Total		8.133.024.591,64

Fonte: (Portaria Interministerial N° 580/MME/MF – Novembro, 2012)

No entanto, após a reação negativa por parte das empresas e dos investidores, que calcularam prejuízos em torno de R\$ 20 bilhões⁵¹, o governo resolveu recuar. Em novembro de 2012 foi aprovada a MP nº 591, revogando a decisão de considerar todos os ativos totalmente amortizados⁵².

⁴⁹ Decreto que regulamentou os termos da Medida Provisória nº 579

⁵⁰ A Resolução nº 166 da Aneel, de 31 de maio de 2000, atualizou a composição da Rede Básica de Transmissão

⁵¹ Justino (p. 21)

⁵² No Relatório de Fiscalização nº 0084/2016-SFF divulgado pela Aneel em julho de 2016 a indenização para os ativos existentes em 31 de maio de 2000 pertencentes à Chesf foi calculada em R\$ 5.092,4 milhões (Data Base: Dezembro/2012)

7.3 Formas de Pagamento das Indenizações

A remuneração relativa às indenizações tanto dos ativos de geração quanto de transmissão⁵³ poderiam ser pagas de acordo com o art. 4º da Portaria nº 580/MME/MF:

“Art. 4º - Fica facultado ao concessionário o recebimento da indenização de que tratam os arts. 1º e 2º desta Portaria, de acordo com as seguintes alternativas:

I – À vista, a ser paga em até 45 dias da data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, atualizada pelo IPCA nos termos do art. 3º;

II – Em parcelas mensais, a serem pagas até o vencimento do contrato de concessão vigente na data de publicação desta Portaria, atualizadas pelo IPCA nos termos no art. 3º, acrescidas da remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 5,59% real ao ano, a contar do primeiro dia do mês de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.”

Fonte: (Portaria Interministerial Nº 580/MME/MF – Novembro, 2012)

Assim como diversas outras empresas, a Chesf optou por receber 50% à vista, de acordo com os termos no inciso I e o restante em parcelas mensais, de acordo com os termos do inciso II, da Portaria citada.

7.4 Diferenças Contábeis

Houve uma diferença relevante entre os valores de indenizações previstas pela Medida Provisória, calculados com base no VNR, e o valor dos ativos registrados contabilmente. Com isso, a diferença auferida entre os dois valores foram considerados “perdas” no resultado da companhia. Com isso, o resultado para 2012 foi de prejuízo de mais de R\$ 5.341 milhões mesmo que operacionalmente a empresa tivesse obtido lucro. Isso porque, a diferença de R\$ 8.245 milhões foi descontada do resultado da Companhia.

Tabela 9 - Valores Contábeis e de Indenizações de Ativos (R\$ milhões)

GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		TOTAL	
Valor Contábil	Indenização	Valor Contábil	Indenização	Valor Contábil	Indenização
9.571	5.130	5.206	1.587	14.777	6.717

Fonte: (Nota Técnica, DEE - Diretoria Executiva da Eletrobrás – 160ª AGE, 2012)

⁵³ Existentes em 31 de maio de 2000

8. Reajuste Tarifário

8.1 Ativos de Geração afetados pela Lei nº 12.783/13 – Principais Alterações

O capítulo 1, da Lei nº 12.783 trata da prorrogação das concessões de geração de energia elétrica e do regime de cotas de garantia física⁵⁴. As concessionárias cujos ativos fossem afetados pela medida regulatória deveriam alocar o total de sua garantia física através de cotas às concessionárias responsáveis pelo serviço público de distribuição do SIN. O §5º do Art. 1º da supracitada lei, prevê ainda que os riscos hidrológicos, considerando o Mecanismo de realocação de Energia (MRE)⁵⁵ seriam assumidos pelas distribuidoras ligadas ao SIN, com a possibilidade de repasse ao consumidor final.

O inciso II, do art. 1º, da Lei nº 12.783/13, assegura ainda que as concessionárias que aceitassem os novos termos de renovação seriam remuneradas por tarifa calculada pela Aneel. Esta tarifa, a Receita Anual de Geração (“RAG”), seria o valor pago em parcelas duodecimais as prestadoras de serviços de geração pela disponibilização de sua garantia física. A remuneração seria reajustada anualmente no mês de julho, exceto nos anos no qual a Aneel realizaria a revisão tarifária e podendo ser revista em caso de revisão da garantia física da usina⁵⁶.

8.1.1 Custo de Gestão de Ativos de Geração

Em 31 de Outubro de 2012 foi publicada a Portaria nº 578 do Ministério de Minas e Energia, definindo as tarifas iniciais das usinas hidroelétricas enquadradas nos termos da Medida Provisória nº 579 para o ano de 2013, considerando como data-base o mês de outubro de 2012. O valor da GAG referente às usinas pertencentes a Chesf foram posteriormente oficializadas no Diário Oficial⁵⁷. Os valores definidos para a remuneração da empresa como operadora da usina para os custos de operação, de manutenção, de administração assim como para a remuneração financeira e a amortização dos ativos foram inicialmente definidos conforme a tabela 10 abaixo:

⁵⁴ A Garantia Física de um empreendimento de geração, definida pelo MME e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponde à quantidade máxima de energia que pode ser utilizada para comercialização por meio de contratos, conforme disposto no Decreto 5.163/04.

(<http://www.engieenergia.com.br/wps/portal/internet/glossario/g>)

⁵⁵ Mecanismo financeiro que realoca contabilmente a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua garantia física para aqueles que geraram abaixo. (www.ccee.org.br)

⁵⁶ 1º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Geração nº 006/2004 – Cláusula 6ª – Subcláusula 13ª

⁵⁷ Diário Oficial Edição Extraordinária - 01/11/2012

Tabela 10 – Custo de Gestão de Ativos da Chesf

Contrato de Concessão	Usina Hidroelétrica	Potência (MW)	GAG (R\$/ano)	Tarifa (R\$/kW.ano)
006/2004-ANEEL	Apolônio Sales (Moxotó)	4.279,60	128.031.380,93	29,92
	Paulo Afonso I			
	Paulo Afonso II			
	Paulo Afonso III			
	Paulo Afonso IV			
	Xingó	3.162,00	112.597.776,54	35,61
	Itaparica	1.479,60	63.140.938,67	42,67
	Boa Esperança	237,30	15.836.713,83	66,74
	Funil	30,00	3.111.373,80	103,71
	Pedra	20,01	1.653.794,68	82,65
Total		9.208,51	324.371.978,45	

Fonte: Chesf RI - AGE nº 166 - Proposta da Administração (Elaboração Própria)

Precedendo a publicação da Portaria nº 578, a Aneel publicou a Nota Técnica nº 385/2012, que detalhou o processo de definição das receitas iniciais das usinas que poderiam renovar a sua concessão de acordo com a nova medida governamental. Para o cálculo dos custos de O&M⁵⁸ é proposta uma função não linear relacionando os custos operacionais e a capacidade instalada de cada usina, na forma⁵⁹:

$$O\&M = e^{\mu} \times CI^{\alpha} \times FP^{\beta}$$

$O\&M$ = Custos Operacionais

CI = Capacidade Instalada

FP = Fator Potência

e^{μ} = Constante

A Capacidade Instalada da usina hidroelétrica seria o volume máximo de energia que seria gerada pelo ativo, portanto a equação prevê que, quanto maior for a capacidade de geração de uma usina, maior seriam seus os custos operacionais. De forma análoga, a mesma correlação positiva seria observada com a variável de Fator Potência. Isto porque, como descrito na metodologia detalhada na nota, um maior fator de potência estaria associado a uma maior utilização das máquinas e em condições normais tenderia a elevar os custos de operação.

⁵⁸ Custos relativos à operação e manutenção de ativos

⁵⁹ Nota Técnica Nº 385/2012

O documento destaca também a importância da relação não linear entre os custos operacionais e a capacidade instalada da usina. Consequentemente a função considera a existência de economias de escala dentro da atividade de operação da usina. Isto significa que quanto maior for a usina em termos de capacidade de geração (em MW), menor seria o seu custo marginal de produção.

Os valores publicados não contemplavam somente os custos operacionais, incluindo ainda a remuneração e a amortização das unidades geradoras. À época da renovação das concessões a EPE publicou a Nota Técnica DEA/DEE 01/12, contendo alternativas para auxiliar o MME na definição de uma taxa de lucro que seria incluída nas tarifas de O&M das empresas de geração e transmissão. A partir dos estudos realizados pela empresa, foi proposta e acatada uma taxa de 10% de remuneração, que seria adicionada aos custos operacionais das empresas cujos ativos possuíam a opção de renovação⁶⁰.

Para fins de amortização dos investimentos em bens não reversíveis foi adicionado ao valor, um percentual adicional de 5% dos custos operacionais. Esse valor está previsto no item 7 subitem IV do Proret⁶¹, onde define-se que:

”5% da $GAG_{O\&M}$ para remuneração de investimentos em bens não reversíveis, tais como hardware e software, veículos, além da infraestrutura de edifícios de uso administrativo, observado o limite mínimo de R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais).”

Fonte: (Proret – Sub Módulo 12.4)

Portanto, para se chegar ao publicado inicialmente pelo MME, considera-se o custo operacional de cada geradora, definido a partir de uma equação cuja principal variável é a sua capacidade instalada. A este valor deve ser somado posteriormente 10% referentes à taxa de lucro para o operador do ativo, de forma a manter uma remuneração que seja atraente, garantindo a qualidade na prestação do serviço. Adiciona-se ainda um percentual de 5% (quando aplicável) como forma de amortização referente aos investimentos efetuados em bens não reversíveis.

8.1.2 Receita Anual de Geração

⁶⁰ Nota Técnica n° 135/2017-SGT/ANEEL

⁶¹ Sob responsabilidade da Aneel, o Procedimento de Regulação Tarifária (Proret) tem o papel de regulamentar os processos tarifários no Brasil

O cálculo da RAG é baseado majoritariamente no custo da gestão dos ativos adicionados a outros custos e tributos inerentes ao setor. Os seguintes encargos foram incluídos ao valor da GAG, em 2012, de forma a chegar a uma receita anual pela qual as usinas sob o regime de cotas de energia disponibilizariam o total de sua garantia física às distribuidoras⁶²:

- Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – (1,00% da GAG)
- Taxa de Fiscalização de Serviços Elétricos (TFSEE) – (0,40% da GAG)
- Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos (CFURH) – (6,75% da TAR⁶³)
- Tarifa de Uso de do Sistema de Transmissão (TUST)⁶⁴
- Tributação sobre a Receita (PIS/PASEP/COFINS) – (Alíquota de 10,20%)

A remuneração seria reajustada anualmente no mês de julho, exceto nos anos no qual a Aneel realizaria a revisão tarifária, e podendo ser revista em caso de revisão da garantia física da usina⁶⁵. O cálculo da RAG é baseado majoritariamente no valor da GAG definido pelo MME e ajustado por outros fatores conforme a equação abaixo⁶⁶:

$$RAG_t = GAG_{t-1} \times (IGAG \pm X) + EU_t + EC_t \pm AjI_{t-1}$$

GAG_{t-1} : Abrange os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização de usinas hidroelétricas (R\$/ano)

$IGAG$: Índice de inflação (IPCA) que ajustará o valor do GAG (%)

X : Percentual de ajuste a ser definido pela Aneel na revisão tarifária para estimular eficiência e capturar ganhos de produtividade (%)

EU_t : Encargo relativo ao uso do Sistema de transmissão (R\$/ano)

EC_t : Encargo de conexão de responsabilidade do prestador de serviço de geração para ano seguinte (R\$/ano)

AjI_{t-1} : Ajuste pela indisponibilidade e desempenho apurado (R\$/ano)

8.1.2.1 Receita Anual de Geração – Chesf

⁶² Proposta de Administração 2012 – AGE nº 166 - Chesf

⁶³ A Tarifa Anualizada de Referência é usada para definir o valor financeiro referente à utilização de recursos hídricos – em 2012 a tarifa vigente era de 72,87 R\$/MWh

⁶⁴ A metodologia para o cálculo da TUST foi aprovada somente pela REN Nº 559/13 da Aneel

⁶⁵ 1º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Geração nº 006/2004 – Clausula 6ª – Subcláusula 13ª

⁶⁶ Portaria MME Nº 117/2013

A potência instalada dos ativos pertencentes à Chesf elegíveis para renovação sob os termos da MP nº 579, representava 91% do total da capacidade de geração da empresa em outubro de 2012. A tabela 11 abaixo resume os valores anuais que a empresa receberia pela operação de cada hidroelétrica cuja renovação de concessão fora aprovada, assim como a tarifa média por cada megawatt-hora de garantia física sob o regime de cotas.

Tabela 11 – RAG (R\$/ano) e Tarifas Médias (R\$/MWh) das UHEs afetadas pela MP 579

	Complexo PA	Xingó	Itaparica	Boa Esperança	Funil	Pedra
Garantia Física (Mwm ⁶⁷)	2.225	2.139	959	143	14	4
GAG (R\$)	128.031.381	112.597.777	63.140.939	15.836.714	3.111.374	1.653.795
(+) P&D	1.280.314	1.125.978	631.409	158.367	31.114	16.538
(+) TFSEE	512.126	450.391	252.564	63.347	12.445	6.615
(+) CFURH	95.870.869	92.165.298	41.321.422	6.161.588	601.078	161.149
(+) TUST	162.817.507	143.190.592	80.296.332	20.139.549	3.956.734	2.103.131
Custos s/ Impostos	388.512.197	349.530.036	185.642.666	42.359.565	7.712.745	3.941.228
(+) PIS/ PASEP/ COFINS	39.600.417	35.627.028	18.922.255	4.317.642	786.148	401.723
RAG (R\$/ano)	428.112.614	385.157.064	204.564.921	46.677.207	8.498.893	4.342.951
Tarifa (R\$/MWh)	21,96	20,56	24,35	37,26	69,55	132,56

Fonte: Chesf RI - AGE nº 166 - Proposta da Administração (Elaboração Própria)

Ao aceitar renovar as concessões das usinas hidroelétricas, a empresa se comprometeu a disponibilizar o volume total referente à garantia destas usinas em troca da receita anual calculada pela RAG. Considerando apenas as usinas cuja renovação da concessão ocorreu, conforme a tabela acima, o valor total da RAG seria de aproximadamente R\$ 1.077 milhões em 2013. Neste mesmo cenário, a tarifa média da energia produzida seria de R\$ 22,43. Isto significaria que mais de 90% de toda energia gerada pela empresa seria comercializada a este valor, sobrando apenas à fração restante

⁶⁷ Calculado através da razão MWh/h

para ser comercializada a preço de mercado. Vale ressaltar, que no mês na qual a renovação ocorreu, o preço médio de energia no mercado de curto prazo, o PLD, era de R\$ 280,39/MWh nas regiões sul, sudeste e centro-oeste e de R\$ 294,82/MWh nas regiões norte e nordeste⁶⁸.

8.2 Reajustes nas Receitas de Transmissão

O art. 6º, da Medida Provisória nº 579 previa a possibilidade da renovação por 30 anos dos contratos que venceriam a partir de 2015, mediante a aceitação de uma nova receita anual que seria definida pela Aneel. De forma a alcançar a redução tarifária média prevista inicialmente de 20,2% para o consumidor, uma das principais premissas seria uma redução significativa na receita anual das transmissoras, a RAP.

A Portaria nº 579 do MME definiu, com a data-base de outubro de 2012, os valores das Receitas Anuais Permitidas (RAP) das empresas prestadoras do serviço público de transmissão. O valor, definido na Nota Técnica nº 383 da Aneel é composto basicamente pelos custos operacionais, encargos setoriais e remuneração do operador do ativo:

- Custo Operacional – Este valor é calculado a partir de um método de *benchmarking* utilizado pela Aneel, onde se compare os custos praticados por cada empresa do setor, atribuindo-lhes um nível de eficiência. A partir desta comparação a entidade reguladora pode definir os custos de operação para um dado nível de eficiência definido por ela⁶⁹
- P&D – Encargo de 1% sobre a receita líquida de transmissão
- TFSEE – Encargo de 0,5% sobre a receita bruta de transmissão
- Remuneração – equivalente a 10% do custo operacional do ativo

Segundo dados da Abrate⁷⁰ o valor da RAP da Chesf, líquida de impostos era de R\$ 1.364 milhões em 2012. Com a definição dos novos valores, a receita da empresa com os empreendimentos de transmissão relativos ao contrato afetado foi reduzida por 62%. Tais empreendimentos compreendiam aproximadamente 88% do total em quilômetros das linhas de transmissão administradas pela empresa.

⁶⁸ Preço Médio do PLD - CCEE

⁶⁹ Nota Técnica nº 383/2012-SER/ANEEL

⁷⁰ Associação Brasileira de Empresas de Transmissão de Energia

Tabela 12 – Resultados das Receitas Anuais Permitidas Após a MP 579/2012

Companhia	RAP Pré MP 579 (R\$ milhões)	RAP Pós MP 579 (R\$ milhões)	Redução da RAP (%)
CEEE	496	178	-64%
Celg	44	17	-62%
Cemig	485	149	-69%
Chesf	1.364	518	-62%
Copel	305	116	-62%
Cteep	2.150	516	-76%
Eletronorte	1.086	283	-74%
Eletrosul	896	406	-55%
Furnas	2.248	630	-72%
Total	9.074	2.812	-70%

Fonte: Abrate, BB Investimentos (abril/2017)

8.2.1 Receita Anual Permitida - Chesf

Para o cálculo do valor bruto final para o ano de 2013, o valor publicado na Portaria nº 579 do MME é posteriormente corrigido pelo índice de inflação (IPCA) acumulado entre a data-base e o mês de junho do ano posterior. Além disso, somam-se os impostos diretos, neste caso, PIS, COFINS e PASEP, com alíquota total próxima a 10,20%. Dessa forma, atinge-se o valor da RAP referente ao ano de 2013 para o contrato de transmissão nº 061/2001 sob concessão da Chesf, que seria reajustada no mês de julho do ano seguinte pelo IPCA.

Tabela 13 – Cálculo RAP – Chesf (2013, R\$)

	R\$/Ano
Custo Operacional	463.563.609,70
(+) P&D	4.635.636,10
(+) TFSEE	2.352.760,03
(+) Remuneração	47.055.200,58
RAP (MP-579/2012)	517.607.206,41
(+) Correção IPCA (Out/2012 a Junho 2013)	18.359.523,33
RAP sem Impostos	535.966.729,74
(+) PIS/PASEP/COFINS	54.630.217,63
RAP (2013)	590.596.947,37

Fonte: Nota Técnica nº 383/12-SER/ANEEL, Chesf RI - AGE nº 166 - Proposta da Administração

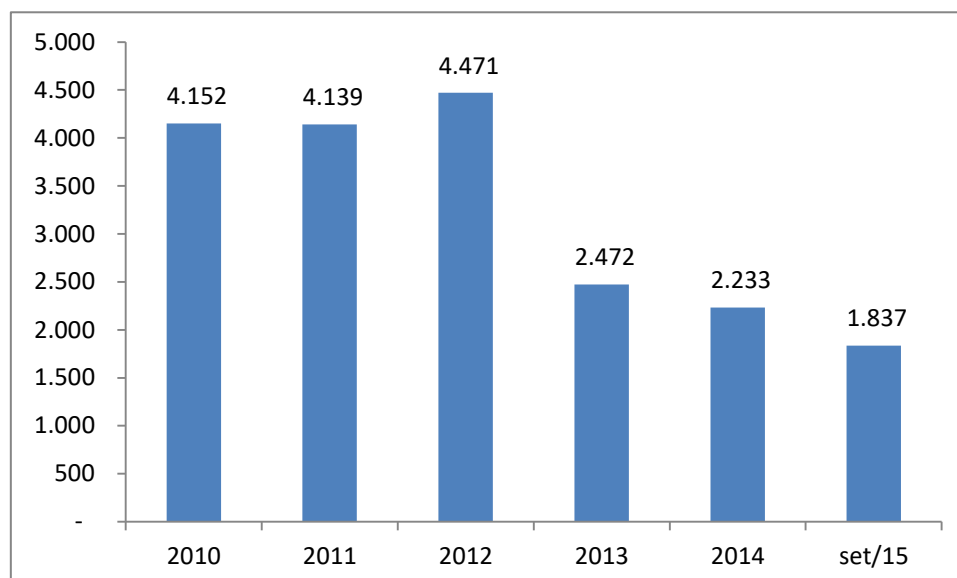
O 1º Termo Aditivo do contrato citado de concessão previa uma revisão periódica da receita anual que ocorreria a cada cinco anos, de acordo com os princípios da eficiência e da modicidade tarifária.

9. Impactos na Geração de Receitas

9.1 Receitas de Comercialização de Energia

A partir de 2013, com a aprovação da Lei nº 12.783 e a definição da RAG como forma de remuneração das usinas sob o regime de cotas, a receita da Chesf com a comercialização de energia foi impactada de forma significativa. Entre 2010 e 2012 esta atividade representou em média 63% ⁷¹ da receita bruta ⁷² da companhia se destacando como sua principal fonte de arrecadação. Como mais de 9.200 MW dos seus 10.600 MW de potência instalada foram afetados pela medida, o faturamento proveniente da venda de energia foi fortemente impactado nos anos seguintes, representando o principal fator para a queda de receita bruta no período.

Figura 4 – Evolução da Receita de Comercialização de Energia (R\$ milhões)



Fonte: RI Eletrobrás – Informe aos Investidores (Elaboração Própria)

A Figura 4 ilustra a evolução da receita proveniente da venda de energia entre 2010 e setembro de 2015. Para o propósito de comparação, foi utilizada em 2015 apenas a receita até o final do mês de setembro, uma vez que a maior parte dos contratos renovados em termos de garantia física venceria na primeira semana de outubro. Como previsto inicialmente pela Companhia, houve uma forte redução na receita, já que mais de 90% da garantia física sob gestão da empresa encontrava-se contratualmente atrelada

⁷¹ Eletrobrás – Informe aos Investidores (2010-2012)

⁷² Chesf – Demonstrações Financeiras (2010-2012)

ao regime de cotas, com uma tarifa média significativamente inferior em comparação aos valores de contrato anteriores à Medida.

9.1.1 Comercialização por Mercado

As demonstrações financeiras anuais publicadas pela Chesf no período indicam a mudança na estrutura dos contratos de comercialização decorrentes da reforma do setor de energia.

Tabela 14 – Comercialização de Energia por Mercado (%)

Ano	ACR (%)	ACL (%)	Cotas (%)
2010	84,05%	15,95%	-
2011	88,01%	11,99%	-
2012	87,52%	12,48%	-
2013	0,30% ⁷³	18,08%	81,62%
2014	0,34%	14,63%	85,04%
2015	-	14,32%	85,68%

Fonte: Chesf-Demonstrações Financeira (2010-2015) (Elaboração Própria)

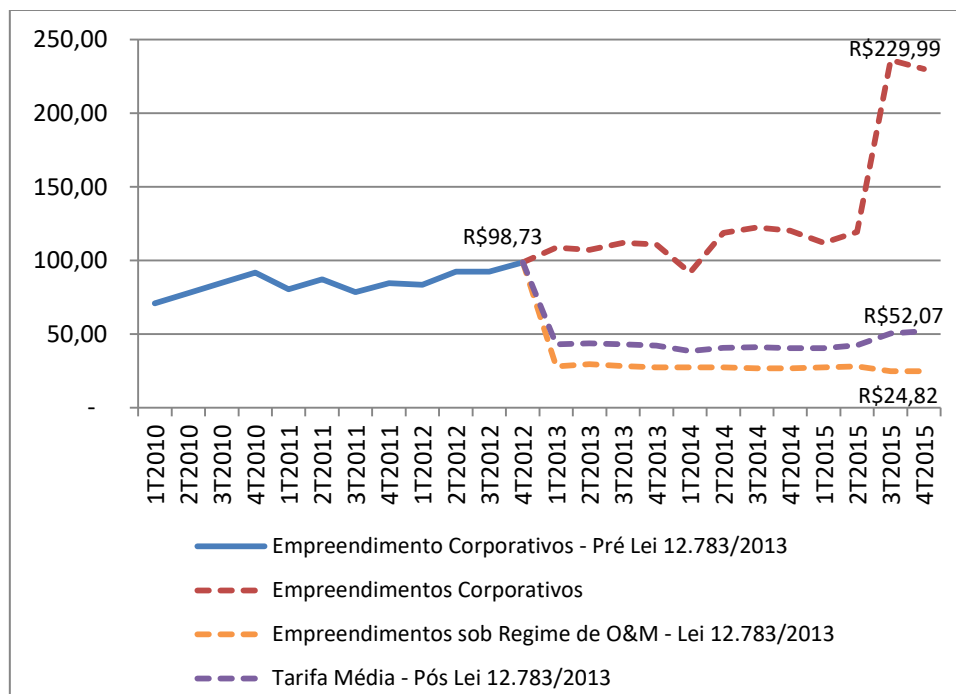
Como pode ser observado na Tabela 14, a partir da renovação antecipada dos contratos de concessão e conseqüente aceitação das condições a totalidade dos contratos do mercado regulado migraram para o regime de cotas. Com isso, mais de 80% de toda a energia vendida pela Chesf refletia a tarifa de O&M a valores inferiores aos contratos anteriores e aos preços praticados no mercado.

A energia comercializada no ACL neste período se refere principalmente a contratos firmados para atender a demanda de grandes consumidores industriais da região nordeste. A Nota Técnica DF nº 01/2012, elaborada pela empresa para a avaliação econômica da prorrogação dos contratos que venceriam em 2015, destaca que a Chesf precisaria fazer a aquisição de um montante de 853 MW médios no mercado livre até 30 de junho de 2015 para assegurar o fornecimento de energia a estes consumidores.

⁷³ A comercialização no ACR nos anos de 2013 e 2014 se refere apenas ao contrato firmado com a distribuidora Sulgipe

9.1.2 Tarifas Médias de Comercialização

Figura 5 – Tarifa Média de Energia da Chesf (R\$/MWh)



Fonte: RI Eletrobrás (Elaboração Própria)

A Figura 5 acima destaca a relevante redução no preço médio de energia vendida a partir de 2013. No último trimestre de 2012, a tarifa média praticada pela empresa era de R\$ 98,73/MWh⁷⁴, um valor que representava aproximadamente 400% da tarifa imposta de R\$ 22,43/MWh após da definição da RAG. A partir de 2013, com a elevação do preço de energia no mercado brasileiro, acentuou-se a diferença nos preços de comercialização entre os empreendimentos corporativos e os que estavam sob o regime de O&M.

Nos estudos iniciais de viabilidade realizados pela Eletrobrás, o impacto sobre a receita de geração da Chesf seria de R\$ 3.937 milhões anuais, o que representava uma redução de 78,5% em relação à previsão do valor gerado de R\$ 5.015⁷⁵ milhões, caso os termos de renovação não fossem aceitos. No entanto, com a elevação dos preços de curto prazo devido à crise hídrica enfrentada no período, a receita gerada com a

⁷⁴ Eletrobrás – Informe aos Investidores – 4T2012

⁷⁵ Proposta da Administração – 160ª AGE Eletrobrás

comercialização de energia poderia ser significativamente maior caso a empresa pudesse negociar os seus contratos fora do regime de cotas.

O insucesso dos leilões de energia existente⁷⁶ organizados pela Aneel é um indicativo da elevação dos preços de curto prazo no período. Em 2013, foram realizados dois leilões deste tipo, o 11º Leilão de Energia Existente (“EE”) e o 12º Leilão de EE. No primeiro não houve negociação enquanto no segundo foram negociados 2.571 MW médios a um preço médio de R\$ 166,60/MWh, o que representava apenas 40% dos 6.300 MW médios demandado pelas distribuidoras⁷⁷. No segundo leilão a tarifa média para a energia a ser entregue em 12 meses foi de R\$ 191,41/MWh, R\$ 165,20/MWh para 18 meses e R\$ 149,99/MWh para 36 meses⁷⁸. Já em 2014, no 13º Leilão de EE foram negociados 2.046 MW médios a um preço médio de 268,33 R\$/MWh.

O resultado aquém do esperado nos leilões indicou que as geradoras esperavam um preço maior no mercado *spot* do que os preços definidos nos editais dos certames. Em 2014, o preço do PLD atingiu o teto estabelecido de R\$ 822/MWh⁷⁹ nos meses de fevereiro, março e abril nos principais submercados do país – sudeste/centro-oeste e sul. Estas regiões foram responsáveis conjuntamente em 2014 por 76% de toda energia consumida no país⁸⁰.

9.1.3 Estimativa de Perda de Receitas de Geração de Energia

De forma a estimar a receita que a empresa poderia ter gerado, na hipótese de não aderir aos termos de renovação, propostos pela Medida Provisória nº 579, no período entre 2013 e o data de vencimento do contrato inicial foram considerados dois cenários. No primeiro, o preço da energia comercializada seria reajustado pelo IPCA e no segundo seria considerado como preço de comercialização a tarifa média dos empreendimentos que não estavam sujeitos ao regime de O&M. Os dados utilizados para a realização desta estimativa foram obtidos das demonstrações financeiras anuais

⁷⁶ Os chamados leilões de energia existente são aqueles destinados a atender as distribuidoras no ano subsequente ao da contratação (denominado A-1) a partir de energia proveniente de empreendimentos em operação (<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/leiloes-de-energia>)

⁷⁷ Costellini e Hollanda, 2014

⁷⁸ CCEE – Resultado de Leilões

(https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=108613872858512&_adf.ctrl-state=1cld4cxc4j_1#!%40%40%3F_afLoop%3D108613872858512%26_adf.ctrl-state%3D1cld4cxc4j_5)

⁷⁹ Limite estabelecido de 388,48 R\$/MWh para 2015 pela Aneel

(http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8263&id_area)

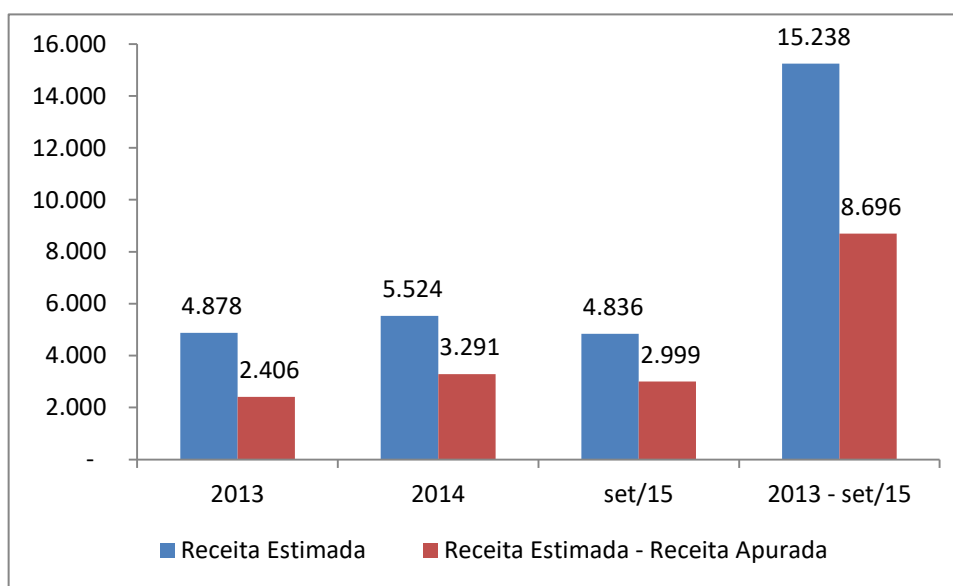
⁸⁰ Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 - EPE

da Chesf e dos Informes Trimestrais aos Investidores disponíveis no endereço eletrônico da Eletrobrás.

9.1.3.1 - Tarifas Reajustadas pelo IPCA

Para estimar a receita auferida neste caso, o valor médio da tarifa média ao final de 2012 (R\$ 98,73/MWh) foi reajustada pelo IPCA acumulado⁸¹. Para os anos de 2013 e 2014, o valor utilizado foi o índice de inflação anual medido pelo IBGE, 5,91% e 6,40% respectivamente. Para 2015, foi considerado o valor acumulado nos primeiros nove meses de 7,64% já que 99% da potência instalada das usinas sob O&M teriam a sua data inicial de vencimento na primeira semana do mês de outubro. Além disso, de forma a não considerar o efeito da diminuição tarifária sobre o volume de energia vendido, o volume foi reajustado pela variação anual do PIB⁸² a partir de 2012.

Figura 6 – Receita de Comercialização com Tarifa Reajustada pelo IPCA (R\$ milhões)



Fonte: Elaboração Própria

Neste primeiro cenário entre 2013 e a data de vencimento da concessão à empresa, a perda de receita com a venda de energia ficou próxima a R\$ 8.696 milhões, em um período de dois anos e nove meses.

⁸¹ Dados obtidos a partir das séries históricas do IPCA – IBGE (https://ww2.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaultseriesHist.shtm)

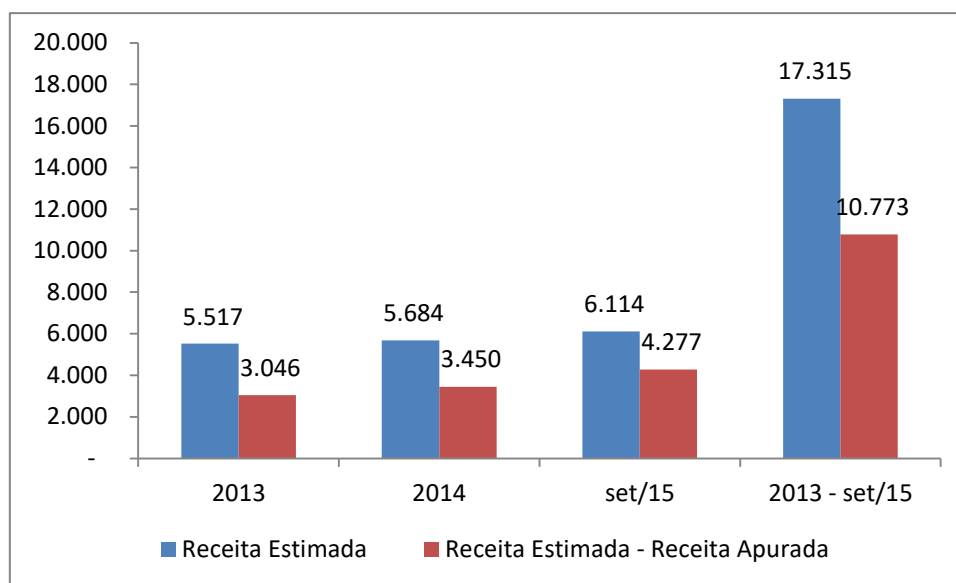
⁸² Dados obtidos a partir das séries históricas do PIB - IBGE

9.1.3.2 - Tarifa dos Empreendimentos Fora do Regime de Cotas

No segundo cenário, a principal premissa assumida seria a de que a empresa aplicaria a mesma tarifa média apurada para os empreendimentos não afetados pela Lei aos empreendimentos que estavam sob este regime. Dessa forma, a energia comercializada por meio das cotas de garantia física teve considerada como preço de venda os valores médios por megawatt hora médio dos empreendimentos corporativos não afetados.

Para os anos de 2013 e 2014 foram utilizados as tarifas médias anuais de R\$ 109,77/MWh e R\$ 112,51/MWh. Já para 2015, foi considerado o preço médio dos empreendimentos corporativos entre janeiro e setembro de R\$ 155,85/MWh referente à média observada no período. Nesse caso, a variação do volume de energia vendido também foi reajustada pela variação do PIB no período com o mesmo propósito do cenário anterior.

Figura 7 – Receita de Comercialização com Tarifa Média dos Empreendimentos Fora do Regime de O&M (R\$ milhões)



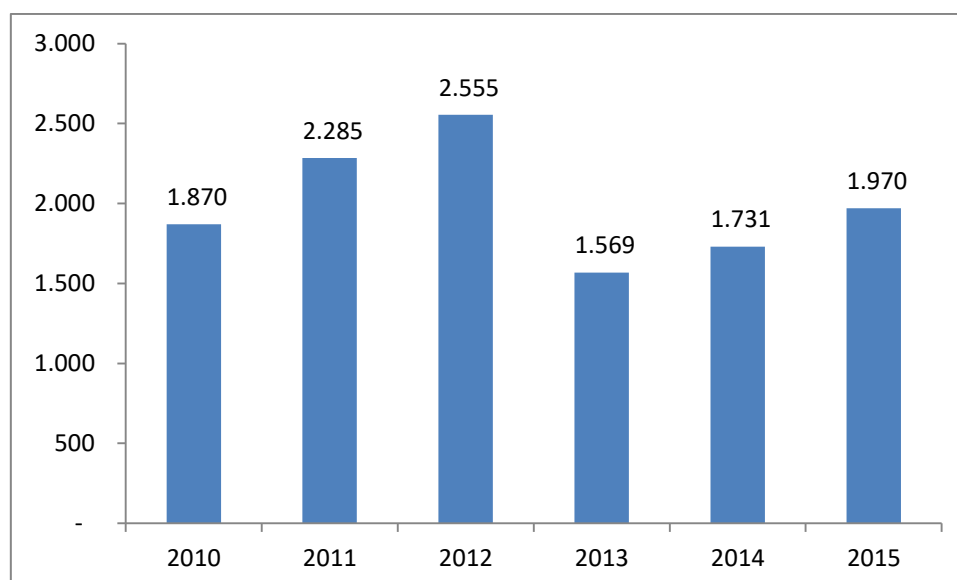
Fonte: Elaboração Própria

Nessa hipótese, partindo da premissa que os mesmos preços seriam praticados pelas usinas sob o regime de cotas aos que foram pelos outros empreendimentos, o impacto na receita seria ainda mais relevante. Pela estimativa, no período entre a entrada em vigor dos novos termos de contrato e o prazo de vencimento original dos mesmos, houve uma perda de receita da ordem de R\$ 10.773 milhões.

9.2 Receitas do Setor de Transmissão

A receita de transmissão de energia elétrica da Chesf também foi negativamente impactada pelas novas regras de concessão. Dos 20.563 km de linhas de transmissão sob operação da empresa, aproximadamente 88% pertenciam ao contrato nº 061/2001, cuja concessão venceria em julho de 2015. O segmento se destaca pelo menor risco em relação aos setores de geração e de distribuição, haja vista que não há dependência do volume gerado ou do preço de comercialização de energia, o que torna uma geração de caixa mais previsível para o agente responsável pela concessão. Entre as receitas que compõem o total arrecadado pelo setor de transmissão da empresa estão incluídas além da RAP dos contratos a receita de construção⁸³ e receita financeira⁸⁴, além de outras despesas operacionais.

Figura 8 – Evolução da Receita de Transmissão de Energia (R\$ milhões)



Fonte: Demonstrações Financeiras – Chesf (Elaboração Própria)

A Figura 8 evidencia uma redução de receita inicial de 38,6% no primeiro ano, após a assinatura do termo aditivo do contrato e uma redução anual média de 18,1%, no período entre 2012 e 2015. Além da redução da RAP, as principais mudanças advindas da assinatura do 1º Termo Aditivo foram o aumento do prazo da revisão tarifária, que

⁸³ Receita para as expansões, reforços e melhorias da infraestrutura utilizada na prestação de serviços (Chesf – Demonstrações Financeira, 2015)

⁸⁴ Receita decorrente da remuneração de um ativo financeiro até o final do período da concessão (Chesf – Demonstrações Financeira, 2015)

passou de quatro para cinco anos e o índice de reajuste, que anteriormente era o IGP-M⁸⁵ e que foi substituído pelo IPCA.

9.2.1 Alterações nos Valores da RAP

Em 26 de junho de 2012 foi publicada a Resolução Homologatória nº 1.313 estabelecendo a RAP das concessionárias de transmissão de julho de 2012 a julho de 2013. Nessa publicação, a receita estabelecida pelo contrato sob concessão da Chesf foi de R\$ 1.346 milhões⁸⁶. No entanto, o Decreto nº 7.805 previa que as novas receitas dos agentes de transmissão deveriam vigorar já a partir de 1º de janeiro de 2013, portanto, esta Resolução foi posteriormente retificada homologando os valores publicados na Portaria nº 579/MME.

Figura 9 – RAP do Contrato de Transmissão nº 061/2001

Concessão: 061/2001 - Diversos Empreendimentos (Ver Anexos ao Contrato)								
RAP (até 31/12/2012): 1.364.435.380,25								
REDE BÁSICA			REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)	
RBSE	RBNI	ACESSO	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM
902.781.573,06	207.114.250,33		85.199.725,83	74.777.138,07	63.194.077,44	19.038.244,08	11.408.973,13	921.398,31
RAP (a partir de 01/01/2013): 517.607.206,41								
REDE BÁSICA			REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)	
RBSE	RBNI	ACESSO	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM
405.249.120,96			59.728.467,51		44.720.945,25		7.908.672,67	

Fonte: Resolução Homologatória 1.395/2012⁸⁷ - Aneel

A Figura 9 detalha a formação da RAP nos cenários anteriores e posteriores à aprovação das novas tarifas. As receitas provenientes de ativos já existentes em 31 de maio de 2000 eram remuneradas pelas receitas RBSE⁸⁸ se integrasse a rede básica e de RPC⁸⁹, caso integrassem as Demais Instalações de Transmissão. Os ativos mais recentes eram classificados como RBNI⁹⁰ se integrante da rede básica e RCDM⁹¹ se pertencessem as Demais Instalações de Transmissão. Não há receitas provenientes da RBNI e RCDM após a Medida Provisória visto que foi estabelecido um novo marco inicial e apenas empreendimentos futuros seriam classificados desta forma.

9.2.2 Estimativa de Perdas de Receita de Transmissão de Energia

⁸⁵ Índice Geral de Preços do Mercado calculado mensalmente pela Fundação Getúlio Vargas

⁸⁶ Data Base: junho/2012

⁸⁷ Altera o art. 1º, parágrafo único, inciso V e os Anexos I, II, III e IX da Resolução Homologatória 1.313

⁸⁸ Rede Básica Sistema Existente

⁸⁹ Receita Demais Instalações de Transmissão e Instalações de Conexão

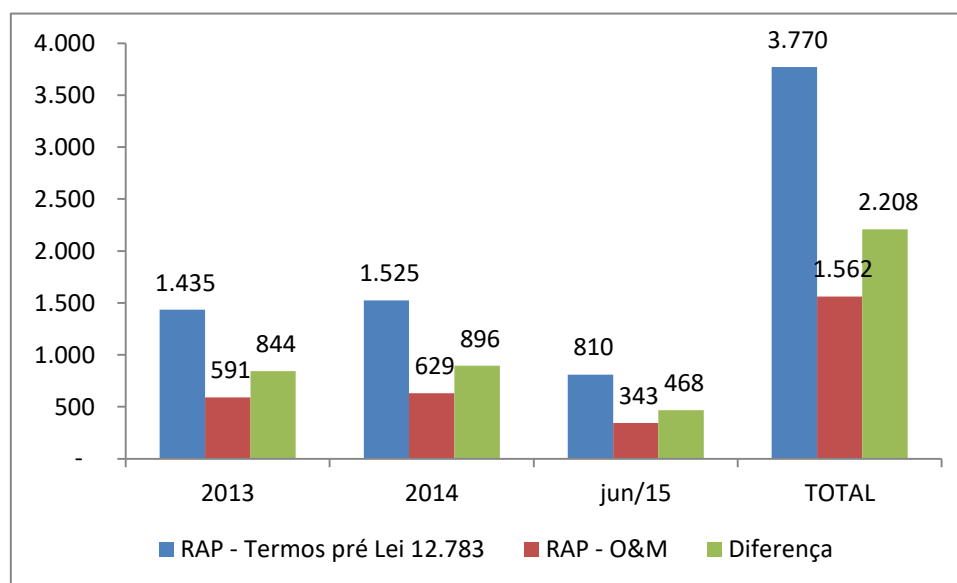
⁹⁰ Rede Básica Novas Instalações

⁹¹ Receita Demais Instalações de Transmissão e Instalações de Conexão

O contrato nº 061/2001 previa o vencimento em 07 de julho de 2015. Logo, para estimar a redução na receita proveniente deste contrato foi considerado o período entre o início da vigência da nova RAP e o seu vencimento. Para o ano de 2015 foi considerada a metade da receita anual prevista para o ano.

Considera-se, portanto dois cenários, o primeiro com os valores estimados a partir da RAP definida na Portaria nº 579 reajustados pelo IPCA. Para o ano de 2013 foi considerada a receita de R\$ 590,6 milhões, pois o valor na Figura 9 não contempla a receita necessária para o pagamento de despesas com os tributos⁹². Já no caso onde não haveria a renovação das concessões, os valores anuais são calculados a partir do valor estabelecido pela Resolução Homologatória nº 1.313 reajustado pelo IGP-M. Ambos os reajustes ocorreriam em junho de cada ano contemplando a inflação acumulada nos doze meses anteriores.

Figura 10 – Estimativa da Redução nas Receitas de Transmissão de Energia (R\$ milhões)



Fonte: Elaboração Própria

A partir da definição destes cenários, a perda de receita estimada entre 2013 e o fim do contrato de concessão caso não houvesse renovação é R\$ 2.202 milhões. Considerando os impostos incorporados a RAP definida pela MP nº 579, a redução na remuneração foi próxima a 59%, o que representou somente em 2013, aproximadamente R\$ 844 milhões. Este valor foi de R\$ 896 milhões em 2014, já no período de janeiro a junho de 2015 esse valor foi de R\$ 468 milhões aproximadamente.

⁹² PIS, PASEP e COFINS

10. Conclusão

Este estudo teve o intuito de avaliar as principais alterações que a Medida Provisória nº 579 trouxe ao setor, principalmente nas áreas de geração e de transmissão, e seus impactos na capacidade da Chesf de gerar receita. Conseqüentemente, foram detalhadas as principais mudanças acerca da forma de remuneração dos concessionários dos serviços públicos de geração e de transmissão de energia. Além disso, foram estimadas as receitas que a Chesf teve que renunciar de forma a renovar a concessão de seus contratos por mais 30 anos.

De acordo com as estimativas realizadas neste trabalho, entre janeiro de 2013 a junho de 2015, a Companhia deixou de arrecadar um valor de aproximadamente R\$ 2,2 bilhões no segmento de transmissão. No período entre janeiro de 2013 e setembro de 2015, na área de geração de energia, a soma estaria entre R\$ 8,7 bilhões e R\$ 10,8 bilhões, atingindo um valor total de renúncia de receitas de até R\$ 13 bilhões em pouco menos de três anos. Neste mesmo intervalo de tempo, a Chesf acumulou um prejuízo líquido de cerca de R\$ 2,1 bilhões⁹³.

Os indicadores financeiros da empresa também se deterioraram neste período com a redução de sua margem operacional e do aumento no seu endividamento⁹⁴. O primeiro indicador teve resultado negativo em 2013 e 2015 (R\$ 1,2 bilhões e R\$ 0,6 bilhões) e levemente positivo em 2014 (R\$ 0,2 bilhão). O resultado observado pode ser explicado pela queda de receitas proveniente da redução tarifária imposta pelo regime de cotas, assim como pela exposição necessária ao mercado de curto prazo⁹⁵ para suprir a energia prevista em contratos com os consumidores livres.

A adesão aos termos da Lei nº 12.783/13 resultou em uma descapitalização da Companhia, afetando a sustentabilidade financeira e a capacidade de realizar investimentos no futuro, em prol de uma tentativa ineficaz de redução tarifária para o consumidor. Pode-se concluir que a renovação dos contratos, sob o regime de remuneração pela operação e pela manutenção dos ativos, foi extremamente prejudicial

⁹³ Chesf – Demonstrações Financeiras (2013-2015)

⁹⁴ Dívida Bruta total evoluiu de R\$ 469 milhões em 2012 para R\$ 1.451 milhões em 2015 (Chesf – Demonstrações Financeiras, 2013-2015)

⁹⁵ Entre 2010 e 2012 foram pagos cerca de R\$ 50 milhões para a compra de energia para revenda. Valor este que chegou a R\$ 1.648 milhões na soma dos três anos seguintes – (Chesf – Demonstrações Financeiras, 2010-2015)

à companhia. Além disso, a melhora deste quadro passa pelo processo de *descotização* e por uma maior flexibilidade para a prática de preços de mercado.

11. Bibliografia

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Homologatória 1.395/12, Dezembro 2012
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica nº 383/2012, Outubro 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica nº 385/2012, Outubro 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica nº 135/2017, Maio 2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Contrato de Concessão nº 061/2001 Aneel. 2001
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Contrato de Concessão nº 061/2001 Aneel – 1º Termo Aditivo. 2012
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Contrato de Concessão nº 006/2004 Aneel – 1º Termo Aditivo. 2012
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Modelo Institucional do Setor Elétrico, Dezembro 2003
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, Portaria nº 117/13, Abril 2013
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, Portaria nº 578/13, Outubro 2012
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, Portaria nº 579/13, Outubro 2012
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, Portaria nº 580/13, Novembro 2012
- ELETROBRÁS Relatório Anual 2017, Junho de 2018
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Nota Técnica DEA/DEE 01/12. Proposta de Remuneração dos Serviços de Operação e Manutenção (O&M). Outubro, 2012
- ELETROBRÁS Informe aos Investidores. 2010,2011,2012,2013,2014 – Disponível em <<http://eletrobras.com/pt/ri/Paginas/Demonstracoes-Financeiras.aspx>> - Acesso em Maio de 2018
- ELETROBRÁS Proposta da Administração – 160ª AGE, Novembro 2012
- CHESF Demonstrações Financeiras. 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 – Disponível em: <<https://www.chesf.gov.br/relainvest/Pages/DemonstracoesFinanceiras/DemonstracoesFinanceiras2013e2014.aspx>> - Acesso em Maio de 2018

- CHESF Proposta da Administração – 165ª AGE, Novembro 2012
- COSTELLINI, C. e HOLLANDA, L. Setor Elétrico: Da MP 579 ao Pacote Financeiro. Informativo de Energia – FGV Energia. 2014.
- ROCHA, C A Lei 12.783/2013 e o Segmento de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil. 2015. Dissertação de Mestrado - Universidade de Brasília, Brasília
- MERCEDES, S. e RICO, J. e POZZO, L. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. 2015. REVISTA USP nº 104 p. 13-36
- ABRACEEL. Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica - Um guia básico para consumidores potencialmente livres e especiais. 2016
- WALVIS, A Avaliação Das Reformas Recentes No Setor Elétrico Brasileiro e Sua Relação Com o Desenvolvimento Do Mercado Livre De Energia. FGV-CERI. 2014
- 3G RADAR. LETTER #3, Julho 2017
- FREITAS, C. A Intervenção do Estado na Economia: um estudo de caso do setor elétrico. Trabalho de Conclusão de Curso – FGV-RIO, Rio de Janeiro. Dezembro, 2014
- COELCE. Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro, Janeiro 2015 – Disponível em: <http://ri.coelce.com.br/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=38201> - Acesso em Dezembro de 2017
- FACHINI, F. Crise no Setor Elétrico Brasileiro Após a Medida Provisória nº 579. Monografia – UFSC, Florianópolis. 2015
- JUSTINO, N. Os Impactos da Implementação Lei 12.783/13 para a Rentabilidade das Distribuidoras de Energia Elétrica. Monografia – UFRN. Dezembro, 2015
- RIO BRAVO INVESTIMENTOS Para entender a MP 579 - Mudanças regulatórias nas concessões de energia elétrica - Primeiras Impressões, Setembro 2012
- LANDI, M. Energia Elétrica e Políticas Públicas: A Experiência do Setor Elétrico Brasileiro no Período de 1934 a 2005. Tese de Pós Graduação – USP, São Paulo. 2006
- BB INVESTIMENTOS Início de cobertura: transmissoras de energia, oportunidade de crescimento, Abril 2017
- GOMES, J. P.; VIEIRA, M. O Campo de Energia Elétrica no Brasil de 1880 a 2002. Revista de Administração Pública. FGV. Abril de 2009.
- BALLASTÉ, R. O Impacto das Tarifas de Energia Elétrica no Consumo Residencial. Monografia de Graduação – PUC-Rio, Rio de Janeiro, Dezembro 2016

12. Anexo

Tabela 15 – Volume de Energia Comercializada por Trimestre (MWh)

Período	Total	Empreendimentos Corporativos	Empreendimentos sob Regime de O&M - Lei 12.783/2013
1T2010	14.168.277	14.168.277	-
2T2010	13.430.111	13.430.111	-
3T2010	11.876.111	11.876.111	-
4T2010	11.881.963	11.881.963	-
1T2011	12.193.759	12.193.759	-
2T2011	12.275.987	12.275.987	-
3T2011	13.320.219	13.320.219	-
4T2011	12.275.056	12.275.056	-
1T2012	13.353.145	13.353.145	-
2T2012	11.679.606	11.679.606	-
3T2012	11.911.387	11.911.387	-
4T2012	11.853.796	11.853.796	-
1T2013	14.206.291	2.630.839	11.575.452
2T2013	14.362.049	2.608.140	11.753.909
3T2013	14.415.698	2.534.334	11.881.364
4T2013	14.400.286	2.565.141	11.835.145
1T2014	14.019.742	2.392.313	11.627.429
2T2014	13.687.867	1.982.553	11.705.314
3T2014	13.922.352	2.088.408	11.833.944
4T2014	13.850.412	2.021.828	11.828.584
1T2015	13.722.946	2.095.530	11.627.416
2T2015	13.853.082	2.147.781	11.705.301
3T2015	13.767.512	1.666.237	12.101.275
4T2015	12.825.865	1.703.786	11.122.079

Fonte: Eletrobrás RI

Tabela 16 – Tarifa Média de Energia por Trimestre (R\$/MWh)

Período	Média Total	Empreendimentos Corporativos	Empreendimentos sob Regime de O&M - Lei 12.783/2013
1T2010	71,00	71,00	-
2T2010	77,93	77,93	-
3T2010	84,87	84,87	-
4T2010	91,89	91,89	-
1T2011	80,55	80,55	-
2T2011	87,38	87,38	-
3T2011	78,55	78,55	-
4T2011	84,58	84,58	-
1T2012	83,64	83,64	-
2T2012	92,54	92,54	-
3T2012	92,60	92,60	-
4T2012	98,73	98,73	-
1T2013	43,10	108,89	28,15
2T2013	43,75	107,34	29,64
3T2013	43,08	112,00	28,38
4T2013	42,36	110,93	27,50

Período	Média Total	Empreendimentos Corporativos	Empreendimentos sob Regime de O&M - Lei 12.783/2013
1T2014	38,56	91,92	27,58
2T2014	40,80	118,88	27,58
3T2014	41,14	122,49	26,78
4T2014	40,54	120,32	26,90
1T2015	40,47	111,96	27,58
2T2015	42,39	119,50	28,24
3T2015	50,44	236,16	24,87
4T2015	52,07	229,99	24,82

Fonte: Eletrobrás RI

Tabela 17 – Variação do IPCA e IGP-M (%)

Período	IPCA (Mensal)	IPCA (12 meses)	IGP-M (Mensal)	IGP-M (12 Meses)
jan/12	0,56	6,22	0,25	4,53
fev/12	0,45	5,85	-0,06	3,44
mar/12	0,21	5,24	0,43	3,24
abr/12	0,64	5,10	0,85	3,65
mai/12	0,36	4,99	1,02	4,26
jun/12	0,08	4,92	0,66	5,14
jul/12	0,43	5,20	1,34	6,68
ago/12	0,41	5,24	1,43	7,73
set/12	0,57	5,28	0,97	8,07
out/12	0,59	5,45	0,02	7,52
nov/12	0,60	5,53	-0,03	6,96
dez/12	0,79	5,84	0,68	7,81
jan/13	0,86	6,15	0,34	7,91
fev/13	0,60	6,31	0,29	8,29
mar/13	0,47	6,59	0,21	8,05
abr/13	0,55	6,49	0,15	7,30
mai/13	0,37	6,50	0,00	6,22
jun/13	0,26	6,70	0,75	6,31
jul/13	0,03	6,27	0,26	5,18
ago/13	0,24	6,09	0,15	3,85
set/13	0,35	5,86	1,50	4,40
out/13	0,57	5,84	0,86	5,27
nov/13	0,54	5,77	0,29	5,61
dez/13	0,92	5,91	0,60	5,53
jan/14	0,55	5,59	0,48	5,67
fev/14	0,69	5,68	0,38	5,77
mar/14	0,92	6,15	1,67	7,31
abr/14	0,67	6,28	0,78	7,98
mai/14	0,46	6,37	-0,13	7,84
jun/14	0,40	6,52	-0,74	6,25
jul/14	0,01	6,50	-0,61	5,33
ago/14	0,25	6,51	-0,27	4,88
set/14	0,57	6,75	0,20	3,54
out/14	0,42	6,59	0,28	2,95
nov/14	0,51	6,56	0,98	3,65
dez/14	0,78	6,41	0,62	3,67

Período	IPCA (Mensal)	IPCA (12 meses)	IGP-M (Mensal)	IGP-M (12 Meses)
jan/15	1,24	7,14	0,76	3,96
fev/15	1,22	7,70	0,27	3,85
mar/15	1,32	8,13	0,98	3,15
abr/15	0,71	8,17	1,17	3,54
mai/15	0,74	8,47	0,41	4,10
jun/15	0,79	8,89	0,67	5,58
jul/15	0,62	9,56	0,69	6,96
ago/15	0,22	9,53	0,28	7,55
set/15	0,54	9,49	0,95	8,36
out/15	0,82	9,93	1,89	10,10
nov/15	1,01	10,48	1,52	10,69
dez/15	0,96	10,67	0,49	10,54

Fontes: IBGE, FGV-IBRE