

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DO IMPACTO REGULATÓRIO DA MEDIDA
PROVISÓRIA 579 DE 2012 NO MERCADO DE ENERGIA
ELÉTRICA NACIONAL E NA COMPETITIVIDADE DAS
FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA**

Daniel Garcia de Oliveira

Itajubá/MG

2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Daniel Garcia de Oliveira

**ANÁLISE DO IMPACTO REGULATÓRIO DA MEDIDA
PROVISÓRIA 579 DE 2012 NO MERCADO DE ENERGIA
ELÉTRICA NACIONAL E NA COMPETITIVIDADE DAS
FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA**

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de *Mestre em Ciências em Engenharia de Energia*.

Área de Concentração: Planejamento e Gestão de Sistemas Energéticos- PGSE

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho

Itajubá/MG

2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Daniel Garcia de Oliveira

**ANÁLISE DO IMPACTO REGULATÓRIO DA MEDIDA
PROVISÓRIA 579 DE 2012 NO MERCADO DE ENERGIA
ELÉTRICA NACIONAL E NA COMPETITIVIDADE DAS
FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 25 de setembro de 2014, conferindo ao autor o título de *Mestre em Ciências em Engenharia de Energia*.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho (Orientador)

Prof.^a Dr.^a Virgínia Parente

Prof. Dr. Roberto Akira Yamachita

Itajubá/MG

2014

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho primeiramente a Deus – por sempre estar ao meu lado, aos meus pais, Fátima do Rosário Garcia e José Tadeu de Oliveira - pela educação, sabedoria, e valores transmitidos, aos meus irmãos, sobrinha e namorada Francine - por todo incentivo, amor, confiança, motivação e pelo apoio em todas as minhas escolhas e decisões, aos familiares - que sempre possuem palavras de sabedoria, e a todos os professores que me ajudaram no crescimento profissional durante essa caminhada.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por me permitir viver e alcançar vitórias como essa, por estar sempre abrindo portas conforme meu amadurecimento, e por me dar forças nos momentos que mais preciso. Obrigado!

Agradeço aos meus pais, Fátima e Tadeu, por tudo que fizeram por mim até esse momento, e pelo que continuarão fazendo durante minha caminhada. Obrigado por me desejarem sempre o melhor e pelo imenso amor que vocês têm por mim.

A todos os meus familiares, em especial aos meus irmãos Emanuel, Lidiane e Taiane, e minha linda sobrinha Ana Júlia, que, com muito carinho, não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida.

A minha namorada Francine, pelo amor, apoio, carinho e compreensão, sendo privada em muitos momentos da minha companhia, e sempre me incentivando.

Ao meu orientador Professor Doutor Geraldo Lúcio Tiago Filho, pela oportunidade de realização dessa dissertação, pela paciência em sua orientação, conselhos e confiança que tornaram possível a conclusão da mesma.

A todos os professores do curso, que foram tão importantes na minha vida acadêmica e no desenvolvimento profissional.

Aos amigos e colegas, que de algum modo colaboraram. Cito aqui em especial Emerson Delair Bandeira, Helder Souza e Thiago Abreu, amigos que foram muito importantes na execução deste estudo.

A CAPES pelo apoio financeiro durante parte deste trabalho.

RESUMO

Nas últimas duas décadas ocorreram profundas mudanças no setor elétrico brasileiro. Em meados da década de 90, importantes mudanças como a extinção da equalização tarifária entre concessionárias de distribuição, criação da figura do consumidor livre de energia elétrica, desverticalização das empresas de energia elétrica, e criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – órgão regulador do setor, entre outras, marcaram o início da reestruturação setorial almejada naquele momento. Contudo, as reformas propostas não foram capazes de promover a necessária expansão do sistema elétrico, culminando com uma crise de abastecimento que provocou um grande racionamento de energia no ano de 2001. Surge assim uma nova busca por aprimoramentos na regulamentação vigente, dando início ao atual modelo do Setor Elétrico. Em março de 2004, com a publicação das Leis nº 10.847 e nº 10.848, o intuito governamental foi reduzir riscos de racionamento, priorizando a segurança no suprimento, a modicidade tarifária e a universalização do atendimento. Para alcançar esses objetivos foram criados leilões de energia, onde as distribuidoras são obrigadas a adquirir esse insumo em quantidade suficiente para atendimento de 100% de seu mercado, acirrando assim a competição entre as fontes e promovendo a redução do custo com aquisição de energia elétrica. Também obrigaram as distribuidoras a preverem seus mercados com antecedência de cinco anos, garantindo, com essa medida, a expansão do sistema elétrico, além da criação da Empresa de Pesquisa Energética, com a finalidade de diagnosticar as necessidades de crescimento do sistema elétrico para atender a projeção de cargas futuras do setor. Com a publicação da Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012, que antecipou a renovação de concessões de geração e transmissão, reduziu encargos setoriais e implementou o regime de Cotas de energia para as usinas renovadas, o governo federal buscou a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro, a fim de promover a modicidade tarifária, um dos pilares do modelo vigente, e incentivar o setor produtivo, para aumentar sua competitividade no mercado interno e externo. Esse trabalho visa analisar o impacto da Medida Provisória 579/2012, nas tarifas de energia elétrica, observando o reflexo das novas tarifas na competitividade das fontes alternativas de energia elétrica, visto que essas fontes possuem fundamental importância na ampliação do parque gerador nacional, e contribuição para a segurança energética do país. Também foi elaborado um mapeamento geoeconômico das tarifas nacionais de energia elétrica, com intuito de mostrar a maior atratividade econômica para a venda de energia produzida com base em fontes alternativas em determinadas áreas de concessão, além de indicar para consumidores de energia livres e potencialmente livres, o preço máximo de compra de energia no ambiente de contratação livre ao qual valeria a pena para o consumidor permanecer ou optar pelo mercado livre em detrimento ao mercado regulado de energia. Os resultados indicam que, no momento das revisões extraordinárias em 24 de janeiro de 2013, ocorreu uma significativa redução das tarifas de energia elétrica no Brasil, com posteriores elevações tarifárias decorrentes do aumento médio de custo na aquisição de energia pelas concessionárias de distribuição. Além disso, o estudo mostra que as fontes alternativas de energia analisadas são extremamente competitivas, independente de qual mercado ocorra à comercialização desta energia, segundo análise aplicando o método do *Break Even*.

Palavras chave: Lei 12.783/2013; Setor Elétrico; Tarifas Reguladas; Modicidade Tarifária; Fontes Alternativas de Energia; *Break Even*; PLD.

ABSTRACT

In the last two decades profound changes occurred in the Brazilian electric sector. In the mid-90s, important changes like the extinction of tariff equalization between distribution companies, creation of the figure of the free consumer of electricity, desverticalization of the electric power companies, and creation of Brazilian Electricity Regulatory Agency - the regulator of the sector, among others, marked the beginning of the desired sector restructuring that moment. However, the proposed reforms were not sufficient to promote the necessary expansion of the electrical system, culminating with the supply crisis that caused a large power rationing in 2001. Arises a new search by enhancements in existing regulation, giving initiation to actual model for the Electricity Sector. In March 2004, with the publication of Laws n° 10.847 and n° 10.848, the government aim was to reduce the risk of rationing and prioritizing security in supply, low tariffs and universal of the treatment. To achieve these goals the energy auctions were created, where the distributors are required to purchase this input in quantity sufficient to treatment of 100 % of their market, intensifying like this the competition between energy sources and promoting low tariffs. Also forced the distributors to prewise yours markets with antecedence of five years, ensuring, the expansion of the electric system, besides creating the Energy Research Company, in order to diagnose the increase needs of the electric system to answer the projected future loads in the sector. With the publication of Provisional Measure 579, of September 11, 2012, which anticipated the renovation of concessions for generation and transmission, reduced the sector charges and implemented the quota polity for renewed plants, the federal government sought the reduce the cost of electric power for brazilian consumers, to promote low tariffs, a pillar of the current model, and encourage the productive sector to increase its competitiveness in the internal and external market. This work aims to analyze the impact of Provisional 579/2012, in the energy power tariffs, observing the reflection of the new tariffs on the competitiveness of alternative energy power sources, since these sources have fundamental importance in the extension of national generator park, and contribution to the country's energy security. Also was elaborated a geo-economic mapping of the national electricity tariffs in order to show the greatest economic attractiveness for the sale of energy produced from alternative sources in certain grant areas, as well as indicating to free energy consumers and potentially free, the maximum purchase price of electricity in the free market to which it would be worth for the consumer remain or opt for the free market to the detriment of the regulated market of energy. The results indicate that, at the moment of extraordinary revisions in January 24, 2013, there was a significant reduction of tariffs of electrical energy in Brazil, with subsequent tariff increases arising from the increase in the average cost in the purchase of energy by distribution utilities. In addition, the study shows that alternative energy sources analyzed are extremely competitive, independent of market occurs on the marketing of this energy, according to analysis by applying the method "Break Even".

Keywords: Law 12.783/2013; Electricity Sector; Regulated Tariffs; Low Tariffs; Alternative Sources of Energy; Break Even; PLD.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Fluxograma do setor elétrico brasileiro.....	10
Figura 2.2 – As dez maiores distribuidoras em termos de receita de fornecimento.....	19
Figura 2.3 – As dez maiores distribuidoras em termos de consumo de eletricidade.....	19
Figura 2.4 – As dez maiores distribuidoras em termos de número de unidades consumidoras atendidas.....	20
Figura 2.5 – Duração e início do suprimento de energia dos principais tipos de leilões.....	30
Figura 2.6 – Evolução anual do PLD no submercado Sudeste/Centro-Oeste.....	34
Figura 2.7 – Evolução anual do PLD no submercado Sul.....	34
Figura 2.8 – Evolução anual do PLD no submercado Nordeste.	35
Figura 2.9 – Evolução anual do PLD no submercado Norte.....	35
Figura 2.10 – Evolução recente do Encargo de Serviços do Sistema.....	36
Figura 2.11 – Diagrama dos possíveis cenários de contratação das distribuidoras de energia elétrica.....	40
Figura 3.1 – Sazonalidade da geração elétrica das fontes alternativas de energia.....	45
Figura 3.2 – Comparação entre o Fator de Capacidade das antigas e novas instalações eólicas no Brasil..	46
Figura 3.3 – Composição dos empreendimentos em operação no Brasil com base na potência fiscalizada.....	47
Figura 3.4 – Composição dos empreendimentos em construção no Brasil com base na potência outorgada.....	47
Figura 3.5 – Composição dos empreendimentos outorgados no Brasil.....	48
Figura 3.6 – Composição do tipo de biomassa utilizada nas térmicas em operação no Brasil com base na potência fiscalizada.....	48
Figura 3.7 – Perspectivas de crescimento das fontes alternativas de energia.....	51
Figura 3.8 – Geração elétrica mensal das fontes alternativas de energia.....	53
Figura 3.9 – Participação das fontes alternativas de energia na geração elétrica nacional.....	53
Figura 3.10 – Preço médio de venda nos leilões por fonte em agosto de 2013.....	55
Figura 3.11 – Valores praticados atualmente em leilões para a fonte térmica a Biomassa.....	56
Figura 3.12 – Valores praticados atualmente em leilões para a fonte Eólica.....	56

Figura 3.13 – Valores praticados atualmente em leilões para a fonte PCH.....	57
Figura 3.14 – Evolução do número de agentes consumidores especiais e livres participantes da contabilização da CCEE.....	61
Figura 3.15 – Evolução do consumo de energia dos agentes no ACL.....	62
Figura 3.16 – Evolução do número de usinas em operação no PROINFA.....	64
Figura 3.17 – Evolução da geração anual de energia no PROINFA.....	64
Figura 3.18 – Evolução dos preços médios por fonte no PROINFA.....	65
Figura 4.1 – Esquema utilizado nos processos de reajuste tarifário.....	85
Figura 4.2 – Critérios de Rateio dos Elementos de Custo.....	97
Figura 4.3 – Composição da tarifa regulada de energia elétrica.....	101
Figura 5.1 – Evolução das quotas da CDE.....	123
Figura 5.2 – Composição da tarifa de energia elétrica sem tributos pós MP579/2012.....	125
Figura 6.1 – Composição das tarifas econômicas médias nacionais de energia elétrica, sem tributos, antes e após Lei 12.783/2013, em R\$/MWh.....	131
Figura 6.2 – Comparação das tarifas econômicas médias nacionais de energia elétrica, sem tributos, entre 31/12/2012 e 31/12/2013, em R\$/MWh.....	131
Figura 6.3 – Comparação das tarifas econômicas médias de energia elétrica, sem tributos, da região Sudeste, entre 31/12/2012 e 31/12/2013, em R\$/MWh.....	132
Figura 6.4 – Comparação das tarifas econômicas médias de energia elétrica, sem tributos, da região Sul, entre 31/12/2012 e 31/12/2013, em R\$/MWh.....	132
Figura 6.5 – Evolução recente do PLD nos submercados.....	138
Figura 6.6 – Evolução esperada para a Energia Armazenada Máxima e Regularização do SIN.....	146
Figura 6.7 – Composição dos consumidores Livres Convencionais.....	149
Figura 6.8 – Composição dos consumidores Especiais.....	150
Figura 6.9 – Parcela de consumo no ACR entre consumidores parcialmente livres.....	150
Figura 6.10 – Estimativa do percentual do mercado potencialmente livre.....	151
Figura 6.11 – Projeção do PLD nos submercados.....	154

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Resumo quantitativo dos agentes do setor elétrico em 08/02/2014.....	17
Tabela 2.2 – Extensão em quilômetros das linhas de transmissão do setor elétrico até 2012..	18
Tabela 2.3 – Classificação dos subgrupos de consumo por nível de tensão.....	18
Tabela 2.4 – Evolução do número de agentes de comercialização no Brasil.....	20
Tabela 2.5 – Evolução do Ambiente de Contratação Regulado no Brasil.....	25
Tabela 2.6 – Participação atual do Ambiente de Contratação Livre no Brasil.....	26
Tabela 2.7 – Leilões de energia elétrica destinada ao Ambiente de Contratação Regulado no Brasil.....	28
Tabela 3.1 – Evolução da capacidade instalada das Fontes Alternativas de energia no Brasil.....	49
Tabela 3.2 – Projeção de entrada em operação de Fontes Alternativas de energia.....	50
Tabela 3.3 – Participação na geração elétrica nacional mensal por fontes.....	52
Tabela 3.4 – Preço médio atualizado dos contratos das Fontes Alternativas de energia nos leilões do ACR.....	55
Tabela 3.5 – Total de empreendimentos térmicos a Biomassa negociados em leilões do ACR.....	58
Tabela 3.6 – Total de empreendimentos Eólicos negociados em leilões do ACR.....	59
Tabela 3.7 – Total de empreendimentos Hidrelétricos de pequeno porte negociados em leilões do ACR.....	59
Tabela 3.8 – Estimativa da capacidade e geração de energia a partir de fonte Fotovoltaica....	71
Tabela 4.1 – Componente Q do Fator X.....	88
Tabela 4.2 – Feriados Nacionais em que a cobrança tarifária horária não é permitida.....	94
Tabela 4.3 – Custo Marginal de Expansão Padrão até 2010.....	96
Tabela 5.1 – Concessões de Transmissão Vincendas.....	107
Tabela 5.2 – Concessões de Geração Hidrelétrica Vincendas.....	107
Tabela 5.3 – Concessões de Distribuição Vincendas.....	107
Tabela 5.4 – Projeção de Dispendios relacionados à CDE após MP579/2012.....	120
Tabela 5.5 – Análise das quotas da CDE em 2012 e 2013.....	120

Tabela 5.6 – Projeção de Dispêndios relacionados à CDE para o ano de 2014 (em Milhares).....	122
Tabela 6.1 – Mercado de Fornecimento das trinta maiores distribuidoras do SIN em 2013..	127
Tabela 6.2 – Divisão de níveis de por classe de consumo, média Brasil.....	129
Tabela 6.3 – Tarifas Médias, para o ano de 2012, por Classe de Consumo e Região (R\$/MWh).....	134
Tabela 6.4 – Tarifas Médias, para o ano de 2013, por Classe de Consumo e Região (R\$/MWh).....	134
Tabela 6.5 – Data de Realização de Leilões de Energia Existentes.....	135
Tabela 6.6 – Custos de Geração das principais usinas renovadas segundo Lei 12.783/2013.	141
Tabela 6.7 – Perspectiva de Expansão do Volume de Energia em Regime de Cotas.....	141
Tabela 6.8 – Preço máximo, em R\$/MWh, para comercialização da energia para consumidores em A2.....	143
Tabela 6.9 – Preço máximo, em R\$/MWh, para comercialização da energia para consumidores em A4.....	143
Tabela 6.10 – Preço médio atualizado dos contratos nos leilões mais recentes do ACR.....	144
Tabela 6.11 – Comparação de Custos de Geração e Margens de Comercialização de Energia através de Fontes Alternativas.....	145
Tabela 6.12 – Estimativa dos Investimentos Necessários à Expansão do Sistema Elétrico...	147
Tabela 6.13 – Oferta de energia por fonte.....	156
Tabela 6.14 – Custo médio das fontes para expansão do sistema elétrico.....	156

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BIG – Banco de Informações de Geração

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento

BT – Baixa Tensão

CAA – Custo Anual dos Ativos

CAIMI – Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis

CAOM – Custo de Administração, Operação e Manutenção

CBA – Companhia Brasileira de Alumínio

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis

CCEAL – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Livre

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCECE – Contrato de Comercialização de Energia Convencional Especial

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCEIE – Contrato de Comercialização de Energia Incentivada Especial

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CDI – Certificado de Depósito Interbancário

CER – Contrato de Energia de Reserva

CERPCH – Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas

CFURH – Compensação Financeira ao Uso dos Recursos Hídricos

CGTEE – Geração Térmica de Energia Elétrica

CIMLP – Custos Incrementais Médios de Longo Prazo

CMC – Custo Marginal de Capacidade

CME – Custo Marginal de Expansão

CMO – Custo Marginal de Operação

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CNPJ – Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CONER – Conta de Energia de Reserva

CRTP – Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas

CUST – Contratos de Uso do Sistema de Transmissão

CVA – Compensação de Variação de Valores de Itens

CVaR – *Conditional Value at Risk* (Valor Condicional ao Risco)

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DIT – Demais Instalações de Transmissão

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral

DRA – Data de Referência Anterior

DRP – Data do Reajuste em Processamento

EARMAX – Energia Armazenada Máxima

EER – Encargo de energia de Reserva

ELETRORAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ESS – Encargos de Serviços do Sistema

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FT – Função Transmissão

GAG – Custo de Gestão dos Ativos de Geração

GF – Garantia Física

ICMS – Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias

IGP-M – Índice Geral de Preços-Mercado

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MLT – Média de Longo Termo

MME – Ministério de Minas e Energia

MP – Medida Provisória

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

MUSD – Montante de uso do Sistema de Distribuição

ONS – Operador Nacional do Sistema

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PDE – Plano Decenal de Expansão

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

PIE – Produtor Independente de Energia

PIS – Programa de Integração Social

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PLPT – Universalização do Serviço de Energia Elétrica

POCP – Procedimentos Operativos de Curto Prazo

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PROJETO RE-SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária

QRR – Quota de Reintegração Regulatória

RA0 – Receita Anual

RAG – Receita anual de Geração

RAP – Receita anual Permitida

RGR – Reserva Global Reversão

SAMP – Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica

SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

SIN – Sistema Interligado Nacional

TE – Tarifas de Energia

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TSEE – Tarifa Social de Energia Elétrica

TUSD – Tarifa de uso do sistema de Transmissão de Energia Elétrica

TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão

UBP – Uso de Bem Público

UNICA – União da Indústria de Cana-de-Açúcar

UTE – Usina Termoelétrica

VNR – Valor Novo de Reposição

VR – Valor de Referência

WACC – *Weighted Average Cost of Capital* (Custo Médio Ponderado de Capital)

LISTA DE TERMOS

Break Even: expressão que designa um ponto de equilíbrio nos negócios, onde não há perda nem ganho.

Concessionária ou Permissionária: agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica, doravante denominado “distribuidora”; (Redação dada pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012)

Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) por Disponibilidade: são aqueles nos quais os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo da CCEE, positivas ou negativas, são assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final; (ANEEL)

Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) por Quantidade: são aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos Vendedores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Os riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados são assumidos pelo comprador; (ANEEL)

Demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reactivo (kvar), respectivamente; (Redação dada pela REN ANEEL 414, de 2010)

Demanda Contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW); (Redação dada pela REN ANEEL 414, de 2010)

Encargo de Uso do Sistema de Distribuição: valor em Reais (R\$) devido pelo uso das instalações de distribuição, calculado pelo produto da tarifa de uso pelos respectivos montantes de uso do sistema de distribuição e de energia contratados ou verificados; (Redação dada pela REN ANEEL 418, de 23.11.2010)

Fator de Carga: razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado; (Redação dada pela REN ANEEL 418, de 23.11.2010)

MW médio – Megawatt médio: demanda hipotética que equivale à razão entre a energia consumida e o número de horas do período de consumo.

Montante de Uso do Sistema de Distribuição – MUSD: potência ativa média, integralizada em intervalos de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição pela geração ou carga, expressa em quilowatts (kW); (Redação dada pela REN ANEEL 418, de 23.11.2010)

Nível Meta: corresponde ao nível de armazenamento ao final do período seco do primeiro ano (30 de novembro), que é função da hidrologia crítica - escassez – no período úmido (dezembro do ano em curso a abril do próximo ano), observada no histórico, para a qual se deseja garantir a continuidade do suprimento de energia elétrica no ano subsequente.

Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP: é realizado pelo ONS durante o período seco, de maio a novembro. Durante esses meses, o ONS pode despachar térmicas fora da ordem de mérito caso o nível dos reservatórios não esteja atingindo o “Nível Meta”, definido para o término do período seco.

Programa Mensal de Operação – PMO: estudos elaborados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) com a participação dos agentes - em base mensal, discretizados em etapas semanais e por patamar de carga, e revistos semanalmente. Visa fornecer metas e diretrizes a serem seguidas pelos órgãos executivos da Programação Diária da Operação Eletroenergética e da Operação em Tempo Real do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Programa NEWAVE: programa computacional, baseado em modelos matemáticos, que tem por finalidade o planejamento mensal da operação do Sistema Interligado Nacional para um horizonte de até cinco anos. O NEWAVE busca otimizar o custo de operação do sistema, mesclando a geração térmica com a hidráulica, afim de proporcionar o melhor uso dos recursos disponíveis para o período de planejamento;

Programa DECOMP: programa computacional, baseado em modelos matemáticos, que utiliza dados de entrada resultantes do modelo NEWAVE, e para um horizonte de até doze meses, projeta o Custo Marginal de Operação (CMO), em base semanal e por patamar de carga;

Rede Básica: instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão, definida segundo critérios estabelecidos na regulamentação da ANEEL; (Redação dada pela REN ANEEL 414, de 2010)

Tarifa Binômia de Fornecimento: aquela que é constituída por valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável; (Redação dada pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012)

Tarifa Monômia de Fornecimento: aquela que é constituída por valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, obtida pela junção da componente de demanda de potência e de consumo de energia elétrica que compõem a tarifa binômia; (Redação dada pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012)

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
	1.1. Considerações iniciais	1
	1.2. Objetivos	4
	1.3. Relevância da dissertação.....	5
	1.4. Método de pesquisa.....	6
	1.5. Estrutura da dissertação.....	7
2.	PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	8
	2.1. Considerações iniciais	8
	2.2. Marco regulatório atual do setor elétrico	9
	2.3. Órgãos do setor elétrico.....	10
	2.4. Agentes do setor elétrico	17
	2.5. Classificações dos consumidores de energia elétrica	21
	2.6. Ambientes de contratação de energia.....	25
	2.7. Contratação de energia no ACR.....	27
	2.8. Contratação de energia no ACL	32
	2.9. Mercado de curto prazo.....	33
	2.10. Comercialização de energia pelas distribuidoras	38
	2.11. Considerações finais.....	41
3.	FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA – MERCADO E REGULAÇÃO	43
	3.1. Considerações iniciais	43
	3.2. Participação na matriz energética nacional	47
	3.3. Participação na geração elétrica nacional.....	52
	3.4. Evolução dos preços por fonte no Ambiente de Contratação Regulado	54
	3.5. Distribuição geográfica dos empreendimentos negociados no Ambiente de Contratação Regulado	58
	3.6. Potencial de Comercialização das Fontes Alternativas de Energia no ACL.....	60
	3.7. Incentivos Governamentais as Fontes Alternativas de Energia	63
	3.8. Considerações finais.....	72
4.	REGIME TARIFÁRIO PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	74
	4.1. Considerações iniciais	74
	4.2. Custos Regulatórios.....	76
	4.3. Metodologia de revisão tarifária periódica.....	83
	4.4. Componentes financeiros externos.....	89

4.5. Estrutura tarifária.....	91
4.6. Tarifas de energia e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição.....	98
4.7. Ponto de Equilíbrio Tarifário (Método Break Even).....	101
4.8. Considerações finais.....	103
5. MEDIDA PROVISÓRIA 579/2012.....	104
5.1. Considerações iniciais.....	104
5.2. Regulamentação das concessões renovadas em 24 de janeiro de 2013, segundo Lei 12.783/2013.....	108
5.3. Não adesão a renovações das concessões do setor elétrico segundo Lei 12.783/2013	115
5.4. Regime de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência.....	116
5.5. Reduções de encargos setoriais e novas finalidades.....	117
5.6. Considerações finais.....	124
6. ANÁLISE DO IMPACTO REGULATÓRIO ATUAL NO SETOR ELÉTRICO NACIONAL E NO MERCADO DAS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA	127
6.1. Análise do Impacto da Medida Provisória 579 de 2012 nas Tarifas de Energia Elétrica do Mercado Regulado.....	127
6.2. Perspectivas das Fontes Alternativas de Energia.....	143
6.3. Cenários de Preços da Energia no ACL e ACR.....	152
7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	158
7.1. Conclusões.....	158
7.2. Recomendações.....	164
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	166
9. ANEXOS.....	173
ANEXO A – Concessionárias e Permissionárias de Distribuição do Brasil em 2013.....	173
ANEXO B – Sistema de Transmissão Nacional.....	177
ANEXO C – Composição do parque gerador nacional em 30 de maio de 2014.....	178
ANEXO D – Calendário Anual de Revisões ou Reajustes Tarifários das concessões de distribuição.....	180
ANEXO E – Fluxograma de cálculo do Reajuste Tarifário Anual segundo módulo 03 do PRORET.....	181
ANEXO F – Concessionárias de Transmissão que optaram pela renovação antecipada segundo a Medida Provisória 579 de 2012.....	182
ANEXO G – Concessionárias de Geração que optaram pela renovação antecipada segundo a Medida Provisória 579 de 2012.....	183
ANEXO H – Concessionárias de Geração que não optaram pela renovação antecipada segundo a Medida Provisória 579 de 2012.....	186

ANEXO I – Cálculo da RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO – RAG, para o período de 01 de janeiro de 2013 até 30 de junho de 2013, referentes às concessionárias de geração que optaram pela renovação antecipada segundo a Medida Provisória 579 de 2012, de acordo com RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA ANEEL Nº 1.408, de 21 de dezembro de 2012.....	190
ANEXO J – Cálculo da RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO – RAG, para o período de 01 de julho de 2013 até 30 de junho de 2014, referentes às concessionárias de geração que optaram pela renovação antecipada segundo a Medida Provisória 579 de 2012, de acordo com RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA ANEEL Nº 1.572, de 23 de julho de 2013.....	192

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações iniciais

O setor elétrico brasileiro é extremamente regulado, e de acordo com a política governamental vem sofrendo diversos ajustes pontuais com intuito de possibilitar maior segurança de suprimento, modicidade tarifária e aumento de competitividade do setor produtivo. Os diversos agentes e órgãos do setor se comunicam por meio de audiências públicas, presididas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e assim aprimoram as metodologias e regulamentos que os regem.

Esse estudo visa detalhar as atuais mudanças na regulação setorial, com foco na Lei Federal nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, possibilitando assim obter uma maior clareza dos custos futuros da energia no Brasil, baseado nas tarifas cativas de energia elétrica, nas estimativas de Custo Marginal de Capacidade e de Expansão do Setor Elétrico, assim como no balanço de oferta e demanda de energia esperado para os próximos anos.

A Lei 12.783/2013 buscou reduzir os custos com aquisição de energia, transmissão e encargos do setor elétrico, custos estes que são quase integralmente cobertos por recursos provenientes dos consumidores de energia elétrica, refletidos nas faturas de energia. Após a Lei 12.783/2013, anualmente ocorrem aportes de capital federal no setor, sendo esses recursos destinados a cobrir os custos de programas sociais do governo, como o Programa Luz pra Todos e a tarifa da Subclasse Residencial Baixa Renda.

Os consumidores com maior participação no mercado são os denominados “cativos”, adquirem energia das concessionárias de distribuição e são faturados através de tarifas de energia elétrica reguladas. Essas tarifas possuem em sua estrutura critérios de rateio que procuram reproduzir como cada grupo consumidor demanda investimentos estruturais ocorridos no sistema elétrico de distribuição, além de dividirem os custos de transmissão, segundo a demanda de potência ativa, e os custos de energia, de acordo com o consumo faturado. Cada concessionária de distribuição possui características específicas em seu mercado consumidor, o que contribui para a percepção de efeitos médios de reajuste tarifário distintos em cada nível de tensão de distribuição. As tarifas de energia sofrem reajustes ou revisões anuais, em datas preestabelecidas para cada concessionária de distribuição, sendo aplicada a metodologia vigente à época.

Aos consumidores cativos de energia, com a Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, surgiu a possibilidade de se tornarem micro ou minigeradores - geração

distribuída conectada em tensão de distribuição, podendo obter créditos com a concessionária de distribuição, em forma de energia a ser consumida posteriormente, limitados a determinadas regras. Paralelamente os consumidores cativos obtiveram uma vantagem em termos de custos de aquisição de energia, pois através da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei 12.783/2013, foram renovadas antecipadamente algumas concessões de geração a preços bem abaixo dos praticados no mercado, sendo garantido, na época, que toda essa energia fosse disponibilizada nesse mercado em particular.

Outro importante grupo de consumidores são denominados “livres”. A figura do consumidor livre foi instituída pela Lei Federal nº 9.074, de 07 de julho de 1995, surgindo assim, para determinados consumidores de energia elétrica, a possibilidade de adquirir tal insumo de forma mais competitiva em relação ao mercado cativo ou regulado. A energia adquirida no mercado livre, apesar de não ser denominada regulada, também necessita de contratos, que são firmados bilateralmente, entre o agente gerador vendedor e o agente consumidor comprador, e intermediado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

As regras de migração entre mercados são claras, e estabelecem limites mínimos de tempo para o consumidor que optar pela mudança ficar inserido dentro de determinado mercado. O impacto dessas migrações de mercado por parte de grandes consumidores de energia visto da ótica das concessionárias de distribuição pode ser positivo ou negativo. Há um ganho de produtividade se as distribuidoras aumentarem sua densidade de consumo, ou seja, aumentarem sua carga de energia elétrica, sem elevar, na mesma proporção, o número de unidades consumidoras. Para isso é necessário captar grandes consumidores de energia ou consumidores eletrointensivos para o mercado cativo. Existe também a possibilidade de perda de receita, devido à perda de mercado com migrações de grandes consumidores para o ambiente de contratação livre (ACL), diminuindo assim a densidade de consumo da área de concessão.

Além do aspecto legal, outro fator importante ao país é sua sustentabilidade energética, que traz consigo inúmeros desafios. Manter uma matriz elétrica limpa e capaz de atender uma demanda crescente do insumo energia elétrica é de tal complexidade que a tomada de decisão abrange diversos setores da sociedade. As discussões sobre o tema são vastas, assim como as barreiras socioambientais enfrentadas por investidores no momento das obtenções de licenças ambientais obrigatórias a instalação e operação dos empreendimentos.

Assim sendo, as fontes alternativas de energia, por diversos aspectos, se tornam a opção mais viável para encarar tais desafios. Atualmente, as fontes de energia alternativa

representam uma parcela pequena da matriz elétrica nacional, porém apresentam grande relevância visto o apelo social, seu custo competitivo e a capacidade de aproveitar potenciais energéticos disponibilizados por diferentes fontes no país. Essas fontes sozinhas não possuem a capacidade de suprir todo o mercado, mas se destacam complementando outras fontes de geração elétrica, como grandes hidrelétricas e usinas termoeletricas, que formam a base da geração elétrica nacional.

A competitividade das diversas fontes de geração elétrica parte de fatores como custo de investimento, custos de operação e manutenção, facilidades de financiamento, incentivos governamentais, nível de maturidade e domínio tecnológico da fonte, localização da instalação de geração, abundância de insumos – seja água, vento, derivados de petróleo, biomassa, entre outros. A viabilidade econômica dos empreendimentos de geração alternativa é muito dependente de alguns fatores acima, como facilidade de financiamento e incentivos governamentais, pois como são fontes de baixa capacidade instalada não possuem o ganho de escala, por exemplo, se comparadas com as grandes usinas hidrelétricas. Sendo seus custos de investimentos proporcionalmente maiores, e com o desenvolvimento tecnológico nacional ainda em fase de amadurecimento para a maioria dos tipos de geração alternativa - exceto as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – sem os incentivos mencionados acima o custo da energia vendida por esses empreendimentos se tornaria muito alto.

Algumas das alternativas governamentais para viabilizar e incentivar a pesquisa, desenvolvimento e instalação de plantas industriais no Brasil, voltadas para o mercado de energia alternativa, foram: criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criação de leilões de energia específicos para essas fontes e, principalmente, possibilitar o desconto, parcial ou total, nos custos relacionados a transporte e distribuição dessa energia. A localização geográfica das usinas também traz um ganho relacionado à Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão (TUST), pois essa tarifa é locacional, dependendo da região, se exportadora ou importadora de energia elétrica, essa tarifa se torna mais cara ou barata. Esses incentivos possibilitam ao investidor melhores condições de competição no mercado de geração, e o país desenvolve uma matriz mais diversificada e menos dependente de determinada fonte base.

Com isso esse estudo também objetiva mostrar as perspectivas econômicas atuais e futuras de tais fontes, utilizando do método de análise denominado “*Break-Even*” aplicado às tarifas reguladas de energia elétrica, e de análises de custos presentes por fonte de geração alternativa – PCH, UTE a Biomassa e usinas Eólicas.

1.2. **Objetivos**

1.2.1. **Objetivo Geral**

Analisar o impacto regulatório decorrente da Medida Provisória 579 de 2012, convertida na Lei 12.783 de 2013, com foco nas tarifas de energia elétrica do mercado cativo, observando seu reflexo na competitividade das fontes alternativas de energia elétrica e no preço da energia no Ambiente de Contratação Livre.

1.2.2. **Objetivos Específicos**

- Analisar o setor elétrico nacional mapeando a atratividade econômica tanto para empreendimentos geradores com base em fontes alternativas de energia quanto para consumidores de energia livres ou potencialmente livres;
- Analisar o impacto da Medida Provisória 579 de 2012 nas tarifas de distribuição de energia elétrica;
- Descrever o mercado atual das fontes alternativas de energia elétrica, e as principais leis de incentivo as mesmas;
- Descrever o regime tarifário das concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica baseados nos Procedimentos de Regulação Tarifária;
- Descrever os objetivos da Medida Provisória 579 de 2012 e alterações propostas na legislação vigente.

1.3. Relevância da dissertação

1.3.1. Consumo Crescente de Energia Elétrica e Modicidade Tarifária

É de fundamental importância para o desenvolvimento do Brasil atender ao crescente consumo de energia elétrica, mantendo a atratividade de investimento e ao mesmo tempo uma tarifa acessível a todos. Desse modo, a nosso ver, a análise da Medida Provisória 579 de 2012 é extremamente pertinente, visto que a mesma foi concebida objetivando promover uma redução tarifária a nível nacional, aumentando a competitividade do setor produtivo e melhorando a qualidade de vida da população.

1.3.2. Geração Alternativa e Sustentabilidade do Setor Elétrico

Para o setor elétrico obter sustentabilidade de crescimento é necessário investir em fontes complementares de energia e incentivar a busca por novas fontes capazes de ampliar a matriz elétrica existente. As fontes alternativas são fontes mais caras se comparadas a grandes hidrelétricas e termoeletricas a gás natural, porém existem estratégias comerciais, tais como incentivos governamentais, que podem torná-las mais atrativas. Esse estudo traz uma análise geoeconômica capaz de direcionar investimentos em geração alternativa de energia, buscando uma maior atratividade econômica para esse nicho de geração.

1.4. Método de pesquisa

Segundo Silva e Menezes (2005) existem diversos modos de classificar uma pesquisa, dependendo de alguns critérios como a natureza da pesquisa, abordagem empregada, objetivo esperado e procedimentos técnicos.

De acordo com os critérios apresentados por Silva e Menezes (2005), a metodologia de pesquisa utilizada neste trabalho foi:

- Natureza de Pesquisa Aplicada com o objetivo de gerar conhecimentos para analisar a atratividade econômica na comercialização de energia, tanto para empreendimentos de geração alternativa quanto para consumidores livres especiais incentivados – que compram energia de fontes alternativas, aplicando para isso o cálculo “*Break Even*” – ponto de equilíbrio tarifário entre produtor independente de energia e distribuidora de energia elétrica;
- Abordagem Quantitativa, pois ocorrerá formulação de hipótese a respeito dos preços da energia praticado no ambiente de contratação livre, analisando seus impactos na atratividade das fontes alternativas de energia; também ocorrerá análises e classificações de tarifas de energia elétrica no ambiente de contratação regulado;
- Objetivos Exploratórios, buscando a compreensão do setor elétrico como um todo;
- Pesquisa Bibliográfica, elaborada a partir de Leis, Resoluções, Notas Técnicas, Relatórios e Estudos de diversos órgãos federais, além de publicações sobre o setor elétrico.

1.5. Estrutura da dissertação

Este trabalho está organizado em sete capítulos e referências bibliográficas. O primeiro capítulo é destinado à introdução, objetivando uma visão geral do setor elétrico, apresentando os objetivos e relevância da pesquisa, indicando o método de pesquisa utilizado, e introduzindo os capítulos posteriores.

O segundo capítulo é destinado a apresentar o marco regulatório atual do setor elétrico, ou seja, as normas, leis e diretrizes que o regem. Assim como apontar os órgãos e agentes do setor, ambientes e formas de contratação de energia, e os indicadores que ditam o preço da energia no mercado de curto prazo.

O terceiro capítulo é destinado às fontes alternativas de energia, descrevendo a respeito de sua representatividade na matriz elétrica nacional, mercado de atuação, histórico de preços praticados na venda da *commodity* energia no mercado cativo, disposição espacial no território nacional, e incentivos governamentais existentes.

No quarto capítulo é apresentado o processo de formação da tarifa de energia elétrica, os custos associados ao setor, à metodologia de revisão tarifária atual, a estrutura tarifária e os critérios de rateio dos custos da parcela A e parcela B, assim como uma técnica de análise empregada sobre as tarifas de energia elétrica, denominada “*Break Even*”.

O quinto capítulo é destinado a Medida Provisória 579 de 2012, convertida na Lei 12.783 de 2013, descrevendo seu conteúdo, objetivos e justificativas, implicações nas concessões de energia, impacto nos custos do setor elétrico e nas tarifas de energia elétrica.

No sexto capítulo são apresentados os resultados de análises sobre os impactos decorrente da Medida Provisória 579 de 2012 nas tarifas de energia elétrica do mercado cativo; análises geoeconômicas baseadas no cálculo “*Break Even*”; e análise da tendência de preço futuro da energia e seu impacto na atratividade das fontes alternativas de geração de energia elétrica.

No sétimo capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho e recomendações para futuras pesquisas.

2. PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo apresenta as leis, normas e diretrizes que regem o setor elétrico, descrevendo órgãos e agentes setoriais, a classificação dos diferentes consumidores presentes no mercado de energia elétrica, os ambientes e formas de contratação de energia existentes, e como se dá a formação do preço imediato da energia.

2.1. Considerações iniciais

O setor elétrico brasileiro é extremamente regulado e está em constante aprimoramento. Devido a políticas públicas no final da década de 80 e início da década de 90, quando para segurar o ímpeto da inflação o governo federal manteve as tarifas de energia elétrica em patamares insuficientes para remunerar adequadamente as empresas de energia, surgiu a necessidade de uma profunda reestruturação do setor. A reforma do Setor Elétrico Brasileiro teve início com a Lei 8.631, de 04 de março de 1993, que extinguiu a equalização tarifária entre todos os estados brasileiros, eliminando assim os subsídios cruzados entre empresas eficientes e ineficientes. Posteriormente foi promulgada a Lei 9.074, de 07 de julho de 1995, criando assim a figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e do Consumidor Livre de Energia Elétrica. Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), tendo como principais resultados:

- A desverticalização das empresas de energia elétrica;
- Criação de um órgão regulador – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- Criação de um operador independente do sistema elétrico - Operador Nacional do Sistema (ONS);
- Estabelecimento de um ambiente de comercialização de energia elétrica – Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), sucedido em 2004 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Porém, as reformas no setor elétrico não foram suficientes para garantir a expansão necessária do sistema elétrico, e em 2001 ocorreu uma grande crise de abastecimento, culminando em uma nova busca por uma melhor adequação da regulação setorial. Foi então, que em 2004, novos aprimoramentos na legislação surgiram. O intuito governamental era reduzir riscos de racionamento, com maior monitoramento do sistema.

2.2. Marco regulatório atual do setor elétrico

Com a publicação das Leis 10.847 e 10.848, em 15 de março de 2004, e do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, o governo estabeleceu as diretrizes para construção de um novo modelo para o setor elétrico, priorizando a segurança no suprimento, a modicidade tarifária, conceito que remete uma tarifa acessível para todos os consumidores, e a universalização do atendimento.

Mudanças:

- As distribuidoras foram obrigadas a atender 100% do seu mercado mediante contratação regulada e aquisição da energia por meio de leilões;
- As distribuidoras foram obrigadas a prever seus mercados consumidores com antecedência de cinco anos;
- Instituiu dois ambientes de comercialização de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importação e Exportação, e Consumidores Livres de energia elétrica.

Criou-se:

- A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo;
- O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com a função de avaliar permanentemente a segurança de suprimento de energia elétrica;
- A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável pela contabilização dos contratos de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

2.3. Órgãos do setor elétrico

O setor elétrico nacional possui várias instituições, descritas a seguir, que são organizadas hierarquicamente de acordo com a Figura 2.1.

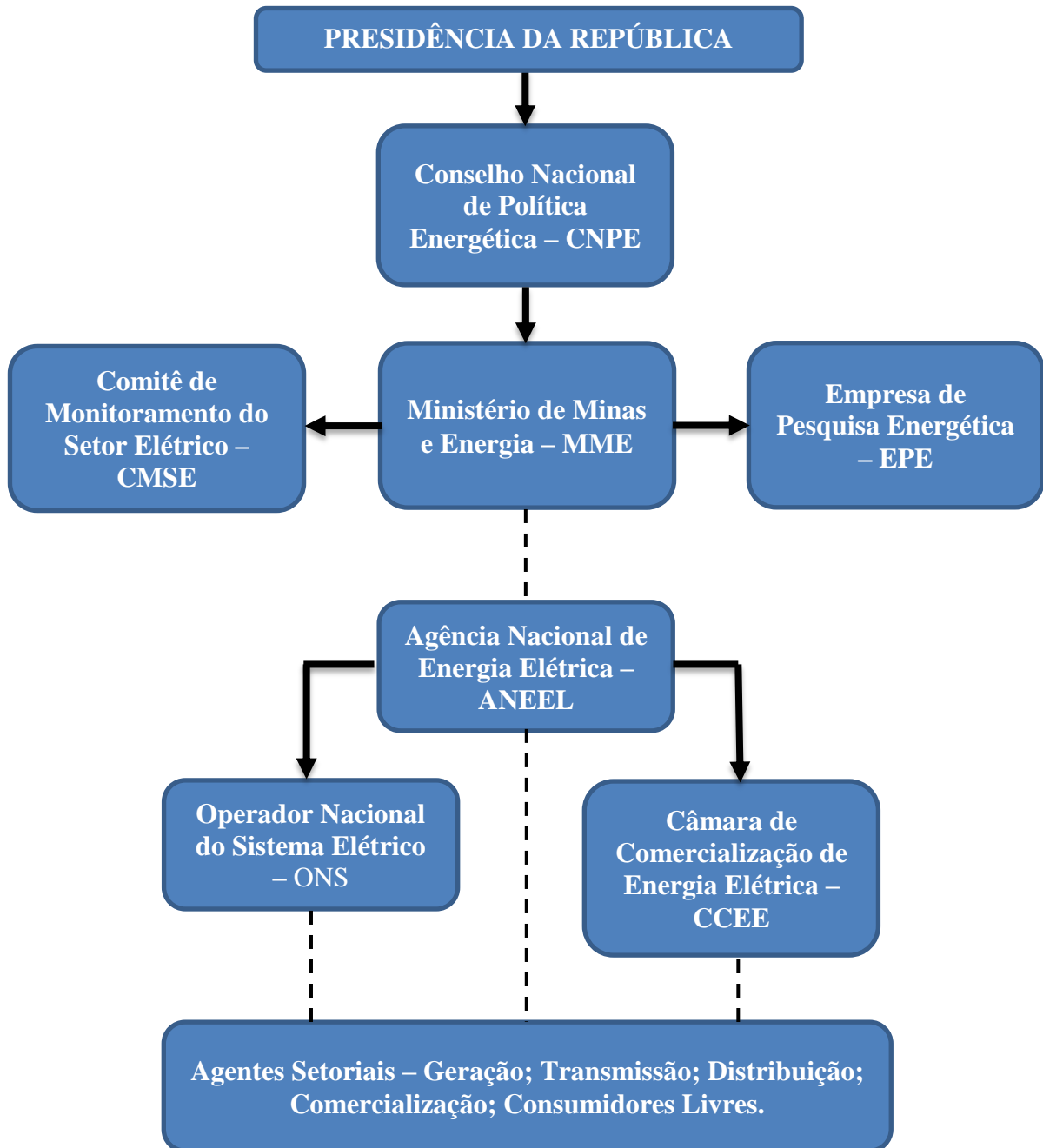


Figura 2.1 – Hierarquia do setor elétrico brasileiro.

Fonte: ONS.

2.3.1. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Criado pela Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997, é vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas, entre outras coisas, a:

- Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, em conformidade com os princípios da Política Energética Nacional e com o disposto na legislação aplicável;
- Assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do país, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;
- Sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico.

2.3.2. Ministério de Minas e Energia – MME

Criado pela Lei 8.422, de 13 de maio de 1992, tem por objetivo formular e implementar políticas nas seguintes áreas de competência:

- Geologia, recursos minerais e energéticos;
- Regime hidrológico e fonte de energia hidráulica;
- Mineração e metalurgia;
- Indústria do petróleo e de energia elétrica, inclusive nuclear.

O MME tem como empresas vinculadas a Eletrobras (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) e a Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.). Também estão vinculadas ao Ministério as autarquias: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM).

2.3.3. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

Criado pela Lei 10.848, de 15 de março de 2004, com o objetivo de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

Integram o CMSE, de forma permanente, representantes das entidades responsáveis pelo planejamento da expansão, operação eletroenergética dos sistemas elétricos, administração da comercialização de energia elétrica e regulação do setor elétrico nacional.

Ao CMSE estão previstos, segundo Decreto 5.175, de 09 de agosto de 2004, as seguintes atribuições:

- Acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados;
- Avaliar as condições de abastecimento e de atendimento, relativamente às atividades referidas acima, em horizontes pré-determinados;
- Realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e petróleo e seus derivados, abrangendo os seguintes parâmetros, dentre outros:
 - a) demanda, oferta e qualidade de insumos energéticos, considerando as condições hidrológicas e as perspectivas de suprimento de gás e de outros combustíveis;
 - b) configuração dos sistemas de produção e de oferta relativos aos setores de energia elétrica, gás e petróleo; e
 - c) configuração dos sistemas de transporte e interconexões locais, regionais e internacionais, relativamente ao sistema elétrico e à rede de gasodutos.
- Identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; e
- Elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

2.3.4. Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Instituída em 15 de março de 2004, pela Lei 10.847, tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional.

Dentre suas competências, as mais relevantes são:

- Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- Elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- Identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- Elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- Desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis.

2.3.5. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Instituída pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, tem a finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Dentre suas competências, as mais relevantes são:

- Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- Implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei 9.074, de 07 de julho de 1995;
- Promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- Gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante

convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica;

- Zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica;
- Estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica para às concessionárias e permissionárias de distribuição, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 500 (quinhentos) GWh/ano, e tarifas de fornecimento às Cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos;
- Estabelecer, para cumprimento por parte de cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, as metas a serem periodicamente alcançadas, visando à universalização do uso da energia elétrica;
- Homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica, observados os resultados dos processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado;
- Estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores denominados livres;
- Definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:
 - a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para a cobertura dos custos dos sistemas de transmissão, inclusive das interligações internacionais conectadas à rede básica;
 - b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.
- Regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação;
- Definir as tarifas das concessionárias de geração hidrelétrica que comercializarem energia no regime de cotas de que trata a Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012.

2.3.6. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL.

Criado pela Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, tem por atividades a coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Dentre suas competências, as que se destacam são:

- O planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- A supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- Propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;
- Propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.

2.3.7. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL.

Criada pela Lei 10.848, em 15 de março de 2004, tem por finalidade a comercialização de energia elétrica.

Uma importante atividade da CCEE é contabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica no mercado, registrando cada contrato firmado entre compradores e vendedores, e medindo os montantes físicos de energia realmente movimentados pelos agentes, permitindo assim uma apuração mensal das diferenças entre o que foi contratado e o que foi efetivamente gerado ou consumido.

Após a apuração das diferenças contratuais, a CCEE determina os débitos e créditos dos agentes, realizando a liquidação financeira das operações. Para valorar tais diferenças, a instituição calcula o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

A CCEE também é a responsável por promover os leilões de compra e venda de energia para o mercado regulado, assim como gerenciar os contratos firmados nesses leilões.

Com a publicação do Decreto 8.221, de 01 de abril de 2014, passa a incluir em suas obrigações efetuar a estruturação, a gestão e a liquidação financeira da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (CONTA-ACR), realizando as atividades necessárias para sua constituição e operacionalização.

2.3.8. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS

A Lei 3.890-A, de 25 de abril de 1961, autorizou a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – ELETROBRAS, com objetivo de realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A Eletrobras controla grande parte dos sistemas de geração e transmissão do Brasil, através de suas subsidiárias Chesf, Furnas, Eletrosul, Eletronorte, Eletronuclear e Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE), possui 42.333 MW da capacidade instalada de geração de energia elétrica no país, o que representa 35% do total da capacidade nacional, incluindo metade da potência da usina Itaipu pertencente ao Brasil. São 169 usinas, sendo 40 hidrelétricas, 123 térmicas, quatro eólicas e duas nucleares, além de possuir 61.534 quilômetros de linhas de transmissão, o que representa aproximadamente 55% do total das linhas de transmissão em operação no Brasil, em alta e extra-alta tensão. A empresa também atua no setor de distribuição através de seis empresas: Eletrobras Amazonas Energia (antiga Manaus Energia e CEAM), Eletrobras Distribuição Piauí (antiga Cepisa), Eletrobras Distribuição Alagoas (antiga Ceal), Eletrobras Distribuição Roraima (antiga Boa Vista Energia), Eletrobras Distribuição Acre (antiga Eletroacre) e Eletrobras Distribuição Rondônia (antiga Ceron). (Fonte: Eletrobras)

A Eletrobras dá suporte a programas estratégicos do governo, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (Luz para Todos) e o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). (Fonte: Eletrobras)

Administra encargos setoriais, como a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Reserva Global Reversão (RGR) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

2.4. Agentes do setor elétrico

Os setores com atividades permitidas e reguladas, e o número de agentes que atuam em cada setor, são mostrados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Resumo quantitativo dos agentes do setor elétrico em 08/02/2014.

Setor	Agentes
GERAÇÃO (concessão do uso da água e/ou prestação de serviço público) e autorização (produtor independente)	622 (3.043 usinas em operação)
TRANSMISSÃO (concessão de serviço público)	104
DISTRIBUIÇÃO (concessão ou permissão para serviço público)	63 ± 38 cooperativas permissionárias de eletrificação rural (Listadas no ANEXO A)
COMERCIALIZAÇÃO (autorização)	151

Fonte de Dados: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

2.4.1. Geração

O segmento de geração é responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transmissão – podendo passar por sistemas de distribuição, até atingir os consumidores finais. No Brasil existem atualmente 3.076 usinas em operação, sendo aproximadamente 127 GW de potência fiscalizada pela ANEEL. A maioria das usinas são termoelétricas que utilizam diversas tecnologias e tipos de combustíveis (1.842 usinas em operação em 30 de maio de 2014), porém são as usinas hidrelétricas que possuem a maior participação no parque gerador, são 86,4 GW de capacidade instalada de geração, 68% do total. O Capítulo 3 irá tratar melhor sobre esse aspecto.

2.4.2. Transmissão

O segmento de transmissão é o responsável por transportar grandes quantidades de energia provenientes das usinas geradoras. Atualmente o Brasil conta com 104 concessionárias de transmissão, responsáveis pela operação e manutenção de mais de cem mil quilômetros de linhas de transmissão espalhadas pelo país, como mostrado no ANEXO B. A Tabela 2.2 mostra o perfil do sistema de transmissão nacional, caracterizado por operar tensões superiores a 230 kV.

Tabela 2.2 – Extensão em quilômetros das linhas de transmissão do setor elétrico até 2012.

Tensão (kV)	2008	2009	2010	2011	2012	Var % 12/11	Participação por Nível de Tensão
230	37.709,90	41.436,80	43.184,50	45.708,70	47.858,40	4,70%	44,96%
345	9.772,10	9.783,60	10.060,50	10.061,90	10.223,90	1,61%	9,60%
440	6.671,20	6.671,20	6.670,50	6.680,70	6.728,20	0,71%	6,32%
500	31.868,30	33.196,30	34.356,20	35.003,40	35.726,20	2,06%	33,56%
600 cc *	3.224,00	3.224,00	3.224,00	3.224,00	3.224,00	0,00%	3,03%
750	2.683,00	2.683,00	2.683,00	2.683,00	2.683,00	0,00%	2,52%
SIN	91.928,50	96.994,90	100.178,70	103.361,70	106.443,70	2,98%	-

Fonte de Dados: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

* Linha de transmissão de Corrente Contínua (cc).

2.4.3. Distribuição

O segmento de distribuição, por sua vez, recebe a maior parte da energia que é transportada pelos sistemas de transmissão e distribui essa energia a seus consumidores. São 63 concessionárias de distribuição no Brasil, operando tensões entre 230 kV e 220/127 V (tensão residencial), como mostrado na Tabela 2.3. O país conta também com 38 cooperativas de eletrificação rural, atuando em determinadas áreas de concessão isoladas.

Tabela 2.3 – Classificação dos subgrupos de consumo por nível de tensão.

Grupo	Subgrupo	Níveis de Tensão (kV)
A (alta tensão)	A1	Acima de 230
	A2	Entre 88 e 138
	A3	69
	A3a	Entre 30 e 44
	A4	Entre 2,3 e 25
	AS	Normalmente abaixo de 2,3
B (baixa tensão)	BT	Abaixo de 2,3

Segundo ANEEL (Informações Gerenciais, 2013), o setor movimentou entre janeiro e novembro de 2013, uma cifra da ordem de 84 bilhões de reais, com consumo de energia elétrica da ordem de 330 TWh, e atendendo aproximadamente 74 milhões de unidades consumidoras. As Figuras 2.2, 2.3 e 2.4, mostram a representatividade das distribuidoras entre

os seguintes indicadores setoriais: receita de fornecimento, consumo de energia elétrica e número de unidades consumidoras.

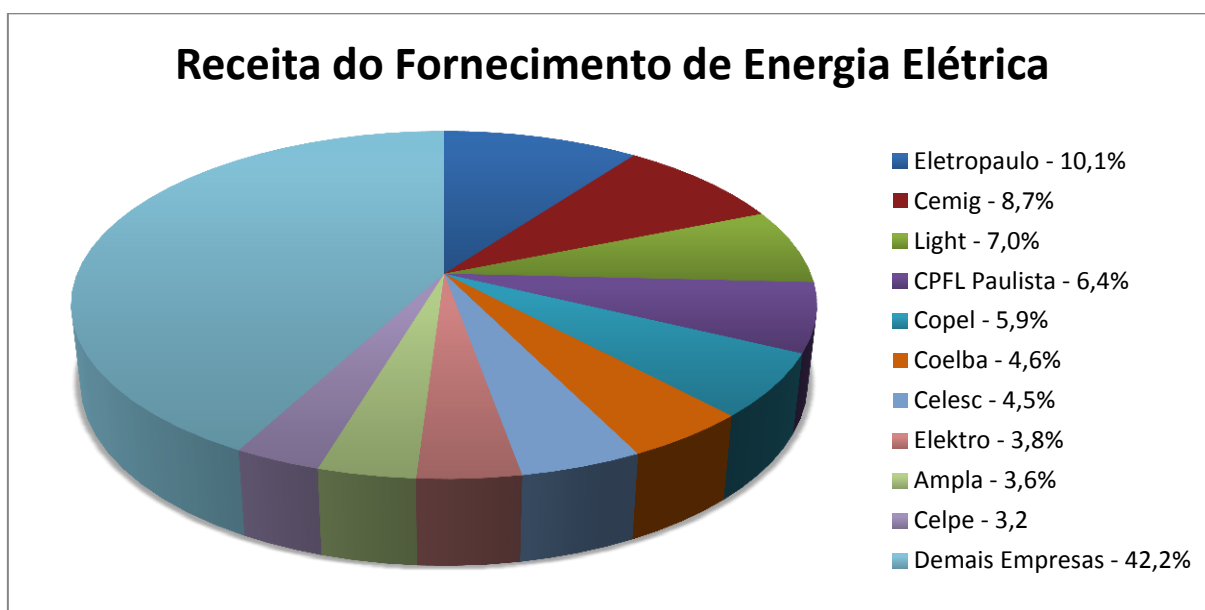


Figura 2.2 – As dez maiores distribuidoras em termos de receita de fornecimento.

Fonte de Dados: ANEEL.

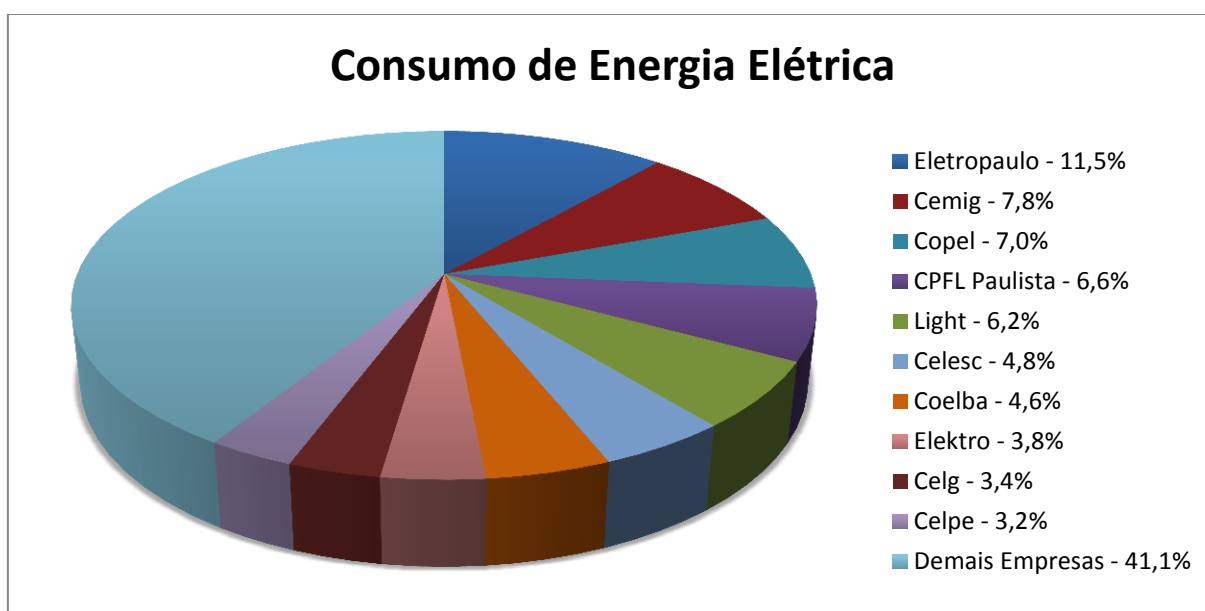


Figura 2.3 – As dez maiores distribuidoras em termos de consumo de eletricidade.

Fonte de Dados: ANEEL.

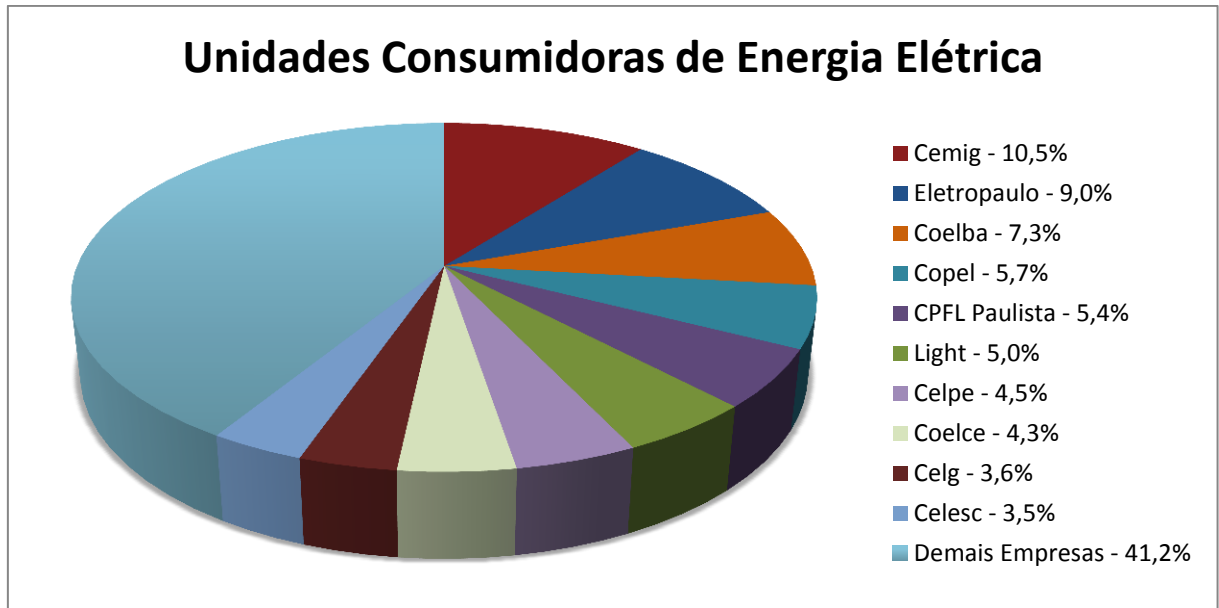


Figura 2.4 – As dez maiores distribuidoras em termos de número de unidades consumidoras atendidas.

Fonte de Dados: ANEEL.

2.4.4. Comercialização

O segmento de comercialização de energia é bastante recente, sendo criado em 1996 pelo Projeto RE-SEB. Esse segmento tem um papel mais gerencial, intermediando as relações de consumidores, que contratam energia no ambiente livre, e geradores independentes de energia. Atualmente existem cerca de 150 agentes de comercialização atuando no mercado, a Tabela 2.4 mostra como evoluiu o crescimento desses agentes comercializadores.

Tabela 2.4 – Evolução do número de agentes de comercialização no Brasil.

Agente	2000	2004	2008	2010	2012	2013
Comercializador	05	47	55	113	144	151

Fonte de Dados: CCEE.

2.5. Classificações dos consumidores de energia elétrica

Segundo Resolução Normativa ANEEL 418, de 23 de novembro de 2010, o consumidor é definido como: pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento à(s) sua(s) unidade(s) consumidora(s), segundo disposto nas normas e nos contratos.

2.5.1. Consumidor Especial

Agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, da categoria de comercialização, que adquire energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração enquadrados no § 5º do art. 26 da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para unidade consumidora ou unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e que não satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei 9.074, de 07 de julho de 1995.

Segundo o § 8º do art. 26 da Lei 9.427/96, fica reduzido para 50 kW o limite mínimo de carga estabelecido no § 5º deste mesmo artigo, quando o consumidor ou conjunto de consumidores se situar no âmbito dos sistemas elétricos isolados. Porém esse parágrafo da Lei 9.427/96 ainda não foi regulamentado.

As unidades descritas em comunhão de interesses de fato ou de direito são aquelas localizadas em áreas contíguas ou que possuam um único CNPJ mesmo em áreas não contíguas.

Os empreendimentos de geração enquadrados no § 5º do art. 26 da Lei 9.427/96, que podem fornecer energia a consumidores com carga maior ou igual a 500 kW, são:

- Aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;
- Aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 (mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, destinado à produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não características de pequena central hidrelétrica;
- Empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW (mil kilowatts); e

- Empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil kilowatts).

Segundo a Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, os empreendimentos de geração enquadrados no § 5º do art. 26 da Lei 9.427/96, terão o fornecimento de energia elétrica destinada a consumidores especiais, limitado a 49% da energia média que produzem, podendo complementar seu fornecimento através de outros empreendimentos associados.

2.5.2. Consumidor Livre

Agente da CCEE, da categoria de comercialização, que adquire energia elétrica no ambiente de contratação livre para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei 9.074/95.

Segundo a Lei 9.074/1995, artigos 15 e 16, os requisitos para ser consumidor livre atualmente são:

- As Cargas já existentes em julho/1995: estar conectada em tensão igual ou acima de 69kV (A3) e possuir demanda contratada acima de 3MW;
 - Após julho/2003, o poder concedente obteve a possibilidade de diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos nessa lei.
- As Cargas ligadas após julho/1995: estar conectada em qualquer nível de tensão e possuir demanda contratada acima de 3MW.

As consequências da opção de ser consumidor livre são as seguintes:

- O exercício da opção pelo consumidor de se tornar livre, e deixar de ser atendido pela concessionária de distribuição local, não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária que tenha perdido mercado;
- É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente;
- O consumidor que exercer a opção de se tornar livre, deverá garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito a penalidade pelo descumprimento dessa obrigação.

Os prazos para retornar ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR), segundo a Lei 10.848/04, são:

- Os consumidores que exercerem a opção de contratação no ambiente livre, poderão retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, garantida a continuidade da prestação dos serviços, desde que informem à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição local, com antecedência mínima de 5 (cinco) anos;
- Os prazos definidos acima poderão ser reduzidos, a critério da concessionária, da permissionária ou da autorizada de distribuição local.

As penalidades quando do descumprimento dos contratos no ACL são:

- Segundo a Resolução Normativa ANEEL 418/2010, quando os montantes de demanda de potência ativa ou de uso do sistema de distribuição – MUSD medidos excederem em mais de 5% (cinco por cento) os valores contratados, deve ser adicionada ao faturamento regular a cobrança pela ultrapassagem conforme a Equação 2.1.

$$D_{ULTRAPASSAGEM}(p) = [PAM(p)] \times 2 \times VR_{DULT}(p) \quad (2.1)$$

Onde, segundo Resolução Normativa ANEEL 479, de 03 de abril de 2012:

- $D_{ULTRAPASSAGEM}(p)$ = valor correspondente à demanda de potência ativa ou MUSD excedente, por posto tarifário “p”, quando cabível, em Reais (R\$);
- $PAM(p)$ = demanda de potência ativa ou MUSD medidos, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, quando cabível, em quilowatt (kW);
- $PAC(p)$ = demanda de potência ativa ou MUSD contratados, por posto tarifário “p” no período de faturamento, quando cabível, em quilowatt (kW);
- $VR_{DULT}(p)$ = valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência aplicáveis aos subgrupos do grupo A ou as TUSD - Consumidores-Livres; e
- p = indica posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias ou período de faturamento para a modalidade tarifária convencional binômia.

2.5.3. Consumidor Potencialmente Livre

Aquele cujas unidades consumidoras satisfazem, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei 9.074/95, como descritos no item 2.5.2 deste capítulo, porém não adquirem energia elétrica no ambiente de contratação livre.

2.5.4. Consumidor Parcialmente Livre

Aquele que possui características idênticas aos consumidores livres, porém que adquire parte de sua energia de uma concessionária de distribuição, no mercado regulado.

2.6. Ambientes de contratação de energia

A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre. (Lei 10.848/04)

No Ambiente de Contratação Regulado (ACR) são concentradas as operações de compra e venda de energia, por meio de leilões públicos, envolvendo as distribuidoras de energia elétrica, que adquirem energia nos leilões, e os agentes vendedores titulares de concessão, permissão ou autorização para gerar, importar ou comercializar energia elétrica, que ofertam energia nos leilões. Na Tabela 2.5 observa-se a evolução do consumo de eletricidade pelos consumidores cativos. Nos anos de 2005 e 2006 pode-se notar uma redução de consumo devido, provavelmente, a migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre. Nota-se também a queda de receita no ano de 2013, sendo explicada pela redução tarifária obtida através da Lei 12.783/2013.

Tabela 2.5 – Evolução do Ambiente de Contratação Regulado no Brasil.

Ano	Consumo de Energia Elétrica (MWh)	Δ (%)	Receita de Fornecimento (R\$)	Δ (%)	Unidades Consumidoras	Δ (%)
2004	266.275.769,81	-	R\$ 56.672.410.728,80	-	54.748.591	-
2005	253.842.390,75	-4,67%	R\$ 61.420.162.793,09	8,38%	56.836.625	3,81%
2006	252.145.260,96	-0,67%	R\$ 64.704.691.968,57	5,35%	58.261.836	2,51%
2007	263.175.222,49	4,37%	R\$ 68.122.958.570,12	5,28%	60.534.375	3,90%
2008	278.580.059,85	5,85%	R\$ 68.838.701.970,26	1,05%	63.088.315	4,22%
2009	286.929.944,00	3,00%	R\$ 74.462.526.553,76	8,17%	65.450.236	3,74%
2010	297.632.812,00	3,73%	R\$ 79.950.430.960,78	7,37%	66.848.254	2,14%
2011	309.849.578,00	4,10%	R\$ 86.306.800.935,11	7,95%	69.478.481	3,93%
2012	319.467.610,00	3,10%	R\$ 93.489.159.474,62	8,32%	72.028.737	3,67%
2013*	327.867.299,36	2,63%	R\$ 83.551.521.103,78	-10,63%	73.570.252	2,14%

Fonte de Dados: ANEEL.

*exceto dezembro.

No Ambiente de Contratação livre (ACL) ocorre a compra e venda de energia, por meio de contratos bilaterais livremente negociados, com a participação dos agentes de geração, comercialização, importação e exportação de energia, e os consumidores livres, não

sendo permitida a distribuidora a aquisição de energia neste mercado. Os contratos são registrados na CCEE de acordo com regras e procedimentos de comercialização específicos.

Esse mercado passa a existir com a Lei 9.074, de 07 de julho de 1995, que criou a figura do consumidor livre. Em fevereiro de 2014 o ACL atingiu um consumo de 10,9 TWh de um total de 44,7 TWh, representando assim 24,3% do consumo total de energia do país para esse mês. A Tabela 2.6 mostra a evolução do consumo de energia no ACL em relação ao ACR e ao consumo total do Brasil.

Tabela 2.6 – Participação atual do Ambiente de Contratação Livre no Brasil.

Consumo (GWh)			
Mês/Ano	ACL	ACR	Total
Fevereiro/2013	10.863	30.857	41.720
Março/2013	11.944	33.537	45.481
Abril/2013	11.789	31.564	43.353
Mai/2013	11.962	31.863	43.825
Junho/2013	11.509	30.490	42.000
Julho/2013	12.024	31.664	43.688
Agosto/2013	12.129	32.492	44.621
Setembro/2013	11.657	31.956	43.613
Outubro/2013	12.153	33.454	45.607
Novembro/2013	11.744	32.845	44.589
Dezembro/2013	11.383	34.109	45.492
Janeiro/2014	11.852	36.242	48.094
Fevereiro/2014	10.886	33.854	44.740

Fonte de Dados: CCEE.

2.7. Contratação de energia no ACR

2.7.1. Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente regulado (CCEAR)

Os contratos denominados CCEAR são provenientes dos leilões de energia elétrica, definidos pelo Decreto 5.163/2004. O Ministério de Minas e Energia define, por meio de portaria, o tipo de leilão a ser realizado, sua data de realização, o preço teto a ser ofertada energia, a duração, início e modalidade de suprimento, a ANEEL elabora o edital de leilão e a CCEE o realiza. Os empreendimentos vendedores nos leilões são aqueles que ofertam sua energia pelo menor preço, até que toda a necessidade de compra das distribuidoras seja atendida.

Existem vários tipos de leilões, cada qual com suas características e com um objetivo principal, porém os leilões mais significativos são os de energia existente e de energia nova, pois são eles que comercializam a maior parte da energia do sistema elétrico nacional.

Os leilões de energia existente, denominados A-1, possui início de suprimento em no máximo um ano da data de sua realização, as usinas que ofertam energia já estão construídas e operando, seu preço teto normalmente é abaixo do preço dos leilões de energia nova, isso por se tratar de usinas que já amortizaram todo, ou em grande parte, o investimento para construção. O objetivo principal desses leilões é repor os contratos das distribuidoras que se encerram com o passar dos anos. (Decreto 5.163/2004)

Os leilões de energia nova, denominados A-3 ou A-5, possuem início de suprimento em no máximo três e cinco anos, respectivamente. Ofertam nesses leilões usinas em processo de outorga, ou e fase de planejamento e construção. Seu principal objetivo é promover a expansão do parque gerador nacional, já que todo crescimento de mercado das concessões de distribuição, necessariamente, precisa ser suprido por esse tipo de leilão específico. (Lei 10.848/2004 e Decreto 5.163/2004)

Na Tabela 2.7 observe os leilões de energia que formam o portfólio contratual das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Tabela 2.7 – Leilões de energia elétrica destinada ao Ambiente de Contratação Regulado no Brasil.

Características	Energia Existente	Energia Nova (A-3)	Energia Nova (A-5)	Energia de Ajuste	Fontes Alternativas	Estruturantes
Entrega	Em até 01 ano.	Em 03 anos.	Em 05 anos.	Em até 04 meses.	02 a 04 anos.	03 a 05 anos.
Duração	01 a 15 anos.	15 a 30 anos.	15 a 30 anos.	03 meses a 02 anos.	10 a 30 anos.	A Definir.
Limite de Compra	Montante Reposição + 0,5% carga de (t-1)*.	Não existe limite.	Não existe limite.	1% da carga.	Não existe limite.	Não existe limite.
Repasse de Custo a Tarifa Regulada de Energia	Integral.	Repasse integral até o limite de 2% da carga de (t-2). Acima de 2% o repasse é limitado ao menor valor VL5 ou VL3, corrigidos monetariamente.	Integral.	Limitado ao Valor de Referência (VR).	Integral.	Integral.
Particularidades	Permite troca entre distribuidoras ou devolução de energia através do Mecanismo de Compensação de Sobra e Déficits (MCSD). Critérios: saída do consumidor para o mercado livre e/ou 4% de erro de projeção de carga da distribuidora.	VL5 é o valor da energia adquirida no ano A5 e VL3 é o valor da energia adquirida no ano A3.	-	-	-	Indicados pelo CNPE e aprovados pela Presidência da República.
Objetivo	Reposição de contratos de suprimento vencidos.	Expansão do parque gerador nacional.	Expansão do parque gerador nacional.	Complementam o volume necessário ao atendimento de 100% do mercado das concessionárias de distribuição.	Incentivo a fontes alternativas de energia, expandindo sua participação na Matriz elétrica nacional.	Promover a comercialização de empreendimentos, com prioridade de implantação, visando o interesse público.
Legislação	Decreto 5.163/2004.	Decreto 5.163/2004.	Decreto 5.163/2004.	Decreto 5.163/2004.	Decreto 6.048/2007.	Decreto 5.163/2004.

* t-1 se refere ao ano anterior a aquisição de energia em leilão, assim como t-2 se refere a dois anos antes do evento em questão.

Existe um leilão em particular, denominado “Leilão de Energia de Reserva”, que apresenta características muito específicas, são elas:

- Esse tipo de leilão foi regulamentado pelo Decreto 6.353 de 16 de janeiro de 2008, porém não compõe o portfólio de contratos das concessionárias de distribuição de energia elétrica;
- Entende-se por energia de reserva aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim;
- Será objeto de contratação a energia proveniente de novos empreendimentos de geração e de empreendimentos existentes que atendam normas prefixadas;
- A energia de reserva será contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE;
- A contratação da energia de reserva será formalizada mediante a celebração de Contrato de Energia de Reserva (CER) entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, sendo os custos decorrentes da contratação dessa energia de reserva rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo os consumidores livres, e os autoprodutores, mediante encargo específico, a ser disciplinado pela ANEEL;
- O Encargo de Energia de Reserva (EER) será proporcional à parcela da carga do agente no SIN, conforme medição da CCEE em bases anuais;
- O EER pago pelos agentes de distribuição de energia elétrica será repassado às tarifas dos consumidores finais;
- Os pagamentos aos agentes vendedores dessa energia serão efetuados através da Conta de Energia de Reserva (CONER), que possui saldo devido a pagamentos do EER, liquidação financeira da energia, penalidades, entre outros.

A Figura 2.5 mostra, em uma escala de tempo, os principais leilões promovidos pela CCEE, suas durações contratuais e prazos limites para início do fornecimento de energia, onde “t” representa o ano de realização do leilão.

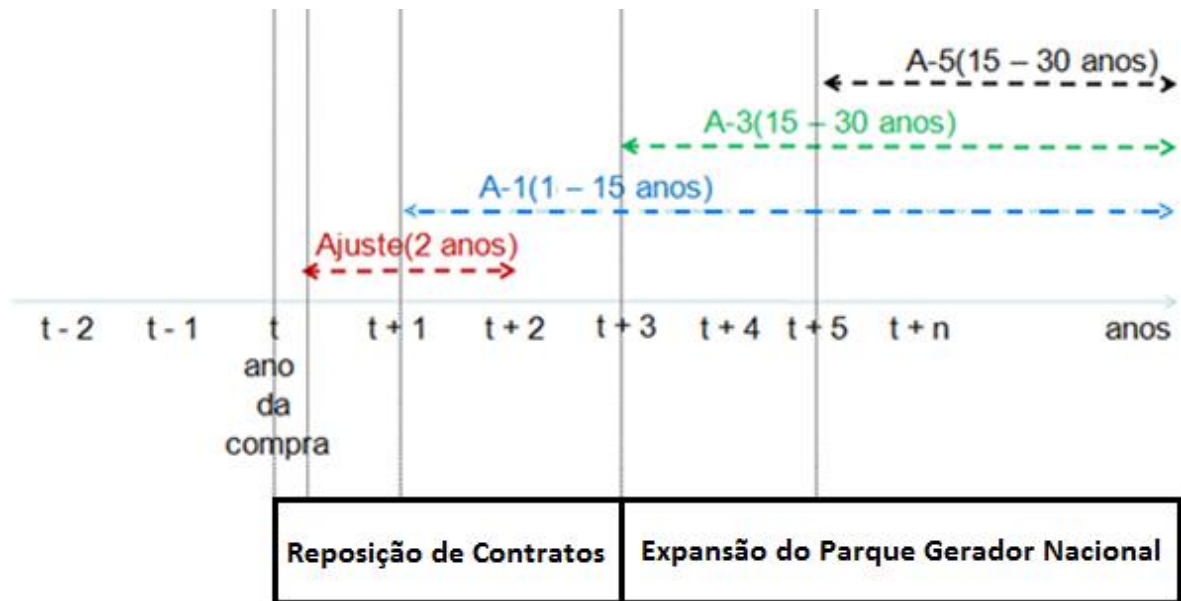


Figura 2.5 – Duração e início do suprimento de energia dos principais tipos de leilões.

2.7.2. Contratos Bilaterais de Comercialização de Energia

São contratos livremente negociados entre concessões de distribuição e empreendimentos de geração de energia elétrica, onde estão estabelecidas regras de fornecimento, como prazos, volumes, e critérios de reajuste. Esse tipo de contrato, no ambiente de contratação regulado, deixou de ser permitido após a Lei 10.848/04 que instituiu os leilões de energia elétrica.

2.7.3. PROINFA

Energia proveniente do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, como detalhado no Capítulo 3.

2.7.4. Cotas da usina hidrelétrica de ITAIPU Binacional

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL 218, de 11 de abril de 2006, as concessionárias de distribuição situadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são obrigadas a adquirir a energia gerada pela usina de Itaipu Binacional por meio de cotas de potência e energia vinculada.

2.7.5. Cotas ANGRA I e II

Energia comercializada entre as usinas nucleares e todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica pertencentes ao Sistema Interligado Nacional – SIN, conforme Lei 12.111, de 09 de dezembro de 2009.

2.7.6. Cotas da Lei 12.783/2013

Cotas de energia, destinadas às concessões de distribuição, decorrente das usinas que optaram pela renovação antecipada de suas concessões, de acordo com os termos descritos no Capítulo 5 desse estudo.

2.7.7. Geração Distribuída

Energia proveniente de geração de energia localizada próxima ao consumidor final, cuja instalação objetiva atendimento prioritário a este, como detalhado no Capítulo 3.

2.8. Contratação de energia no ACL

No ambiente de contratação livre (ACL), ou mercado livre, os empreendimentos de geração denominados Produtores Independentes de Energia (PIE) negociam contratos com consumidores especiais (demanda igual ou superior a 500 kW) e/ou com consumidores livre (demanda igual ou superior a 3 MW). As condições de contrato, como volume, preço, prazo e condições de fornecimento e de reajuste, são mais flexíveis que no ACR, e normalmente são pactuadas entre geradores e consumidores por intermédio de um comercializador de energia.

Produtor Independente e Autoprodutor de energia (PIE/APE)

As Leis 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e 9.074, de 07 de julho de 1995, que dispõem sobre concessões e permissões de serviços públicos, criaram a figura dos agentes: produtor independente de energia (PIE) e autoprodutor de energia (APE). Com isso o setor ganhou uma maior flexibilidade na produção e comercialização de energia elétrica.

Atualmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica existem 553 Produtores Independentes de energia associados e 45 Autoprodutores de energia.

Os agentes autoprodutores de energia recebem isenção de pagamento das componentes tarifárias CCC, CDE e PROINFA para a parcela de energia destinada a consumo próprio (Resolução ANEEL 166/2005). Se, eventualmente, existirem sobras de energia, poderão ser comercializadas com autorização da ANEEL, porém serão cobrados os encargos descritos acima.

Não existem descontos nos custos relacionados a transporte e distribuição para autoprodutores, mesmo a geração sendo a partir de fontes alternativas de energia especial incentivada.

2.9. Mercado de curto prazo

O mercado de curto prazo, denominado “spot” ou imediato, é onde ocorre a aquisição de energia por parte de consumidores descontratados, seja por opção própria ou término de contrato de suprimento. Porém é no mercado “spot” também que ocorrem os ajustes mensais de oferta e consumo de energia dos contratos de comercialização vigentes. Esses ajustes são efetuados porque os contratos entre geradores e consumidores são baseados em projeções, que carregam consigo desvios da realidade, ocorrendo assim diferenças entre o volume de energia contratado e o efetivamente consumido. A CCEE faz o balanço de todos os contratos de seus agentes, e liquida mensalmente as diferenças entre oferta e consumo de energia elétrica. Para valorar esse volume de energia a ser liquidado pela CCEE, utiliza-se o PLD, baseado no custo marginal de operação (CMO) que é resultado dos programas matemáticos conhecidos como NEWAVE e DECOMP, variando para cada submercado do SIN, de acordo com as demandas e ofertas regionais.

Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O PLD é apurado pela CCEE, por submercado, conforme determina o inciso V do art. 2º do Decreto 5.177, de 12 de agosto de 2004, semanalmente e por patamar de carga, conforme determina o art. 57 do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004.

A base para o cálculo do PLD é o Custo Marginal de Operação (CMO), determinado por modelos matemáticos computacionais utilizados pelo ONS para otimizar a operação do SIN. O CMO representa o custo que o SIN terá ao despachar um megawatt-hora para suprir o próximo incremento de carga, ou seja, uma elevação deste custo indica que a geração de energia elétrica no SIN está mais cara.

O PLD é limitado por preços mínimo e máximo, estabelecidos anualmente pela ANEEL. Em seu cálculo deverá ser observado as seguintes situações (Decreto 5.163/2004):

- A otimização do uso dos recursos eletro-energéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;
- As necessidades de energia elétrica dos agentes;
- Os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;
- O custo do déficit de energia elétrica;
- As restrições de transmissão entre submercados;
- As interligações internacionais; e

- Os intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica.

As Figuras 2.6, 2.7, 2.8 e 2.9 mostram a evolução do PLD médio anual por submercado nos últimos anos. É notório que o PLD sofre forte influência, entre outros fatores, do balanço entre oferta e demanda de energia no Sistema Interligado Nacional, como pode ser observado nos gráficos, onde em 2003, por exemplo, existia uma farta oferta energética devido ao racionamento de 2001 que mudou os padrões de consumo da população brasileira.

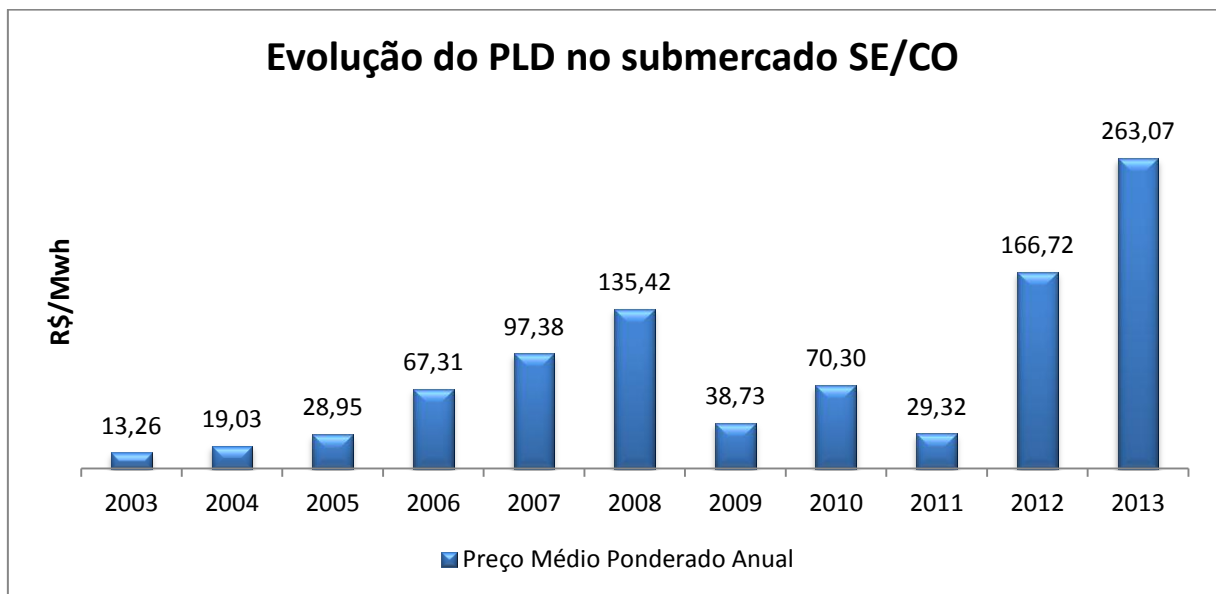


Figura 2.6 – Evolução anual do PLD no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte de Dados: CCEE.

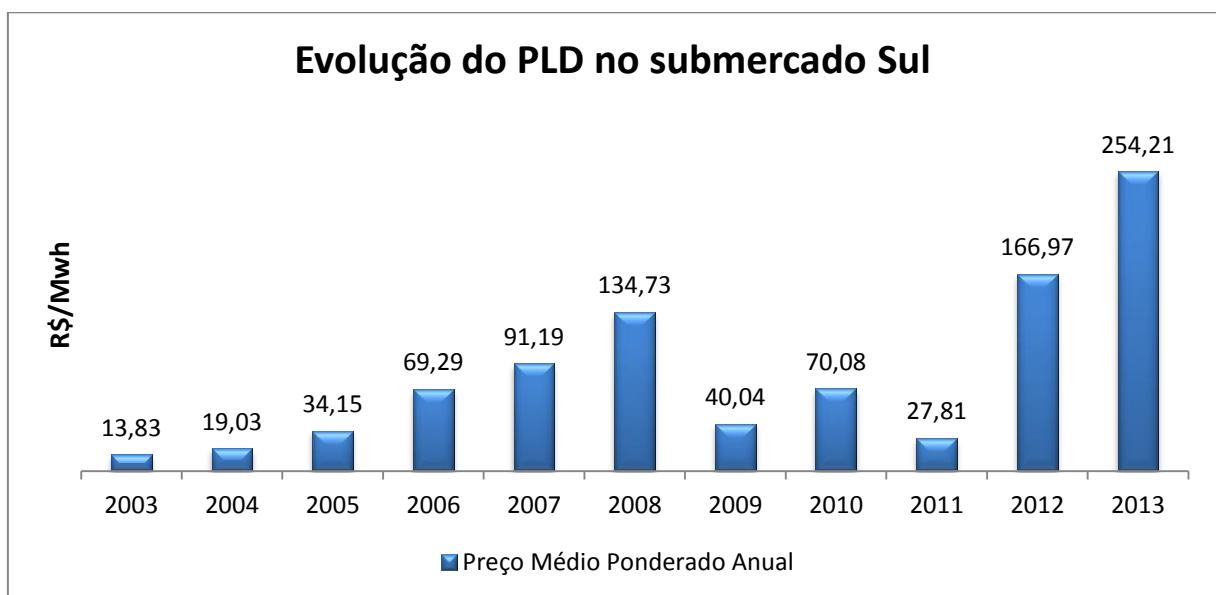


Figura 2.7 – Evolução anual do PLD no submercado Sul.

Fonte de Dados: CCEE.

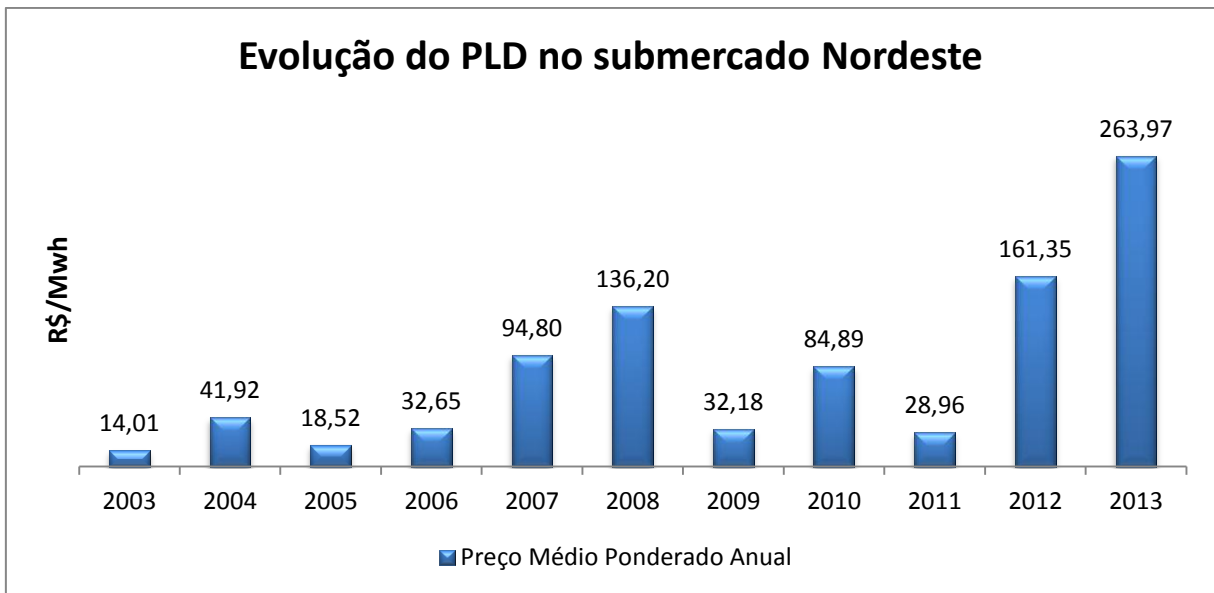


Figura 2.8 – Evolução anual do PLD no submercado Nordeste.

Fonte de Dados: CCEE.

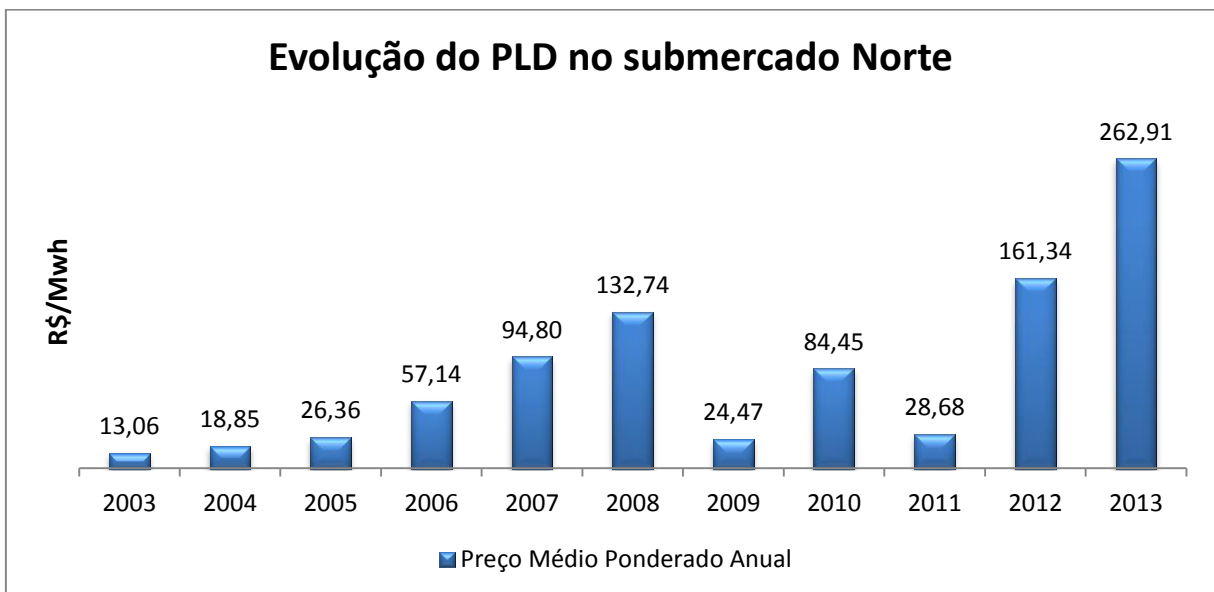


Figura 2.9 – Evolução anual do PLD no submercado Norte.

Fonte de Dados: CCEE.

A Audiência Pública 86, de 31 de julho de 2013, que tratou dos aspectos regulatórios da Resolução nº 03 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de 06 de março de 2013, resultou na aprovação, em 27 de agosto de 2013, da aplicação da metodologia CVaR (*Conditional Value at Risk*) na definição do despacho de usinas do Sistema Interligado Nacional (SIN) e na formação de preços no mercado de curto prazo (PLD).

Segundo a CCEE, o modelo CVaR, que incorpora mecanismos de aversão ao risco de que trata o art. 1º da Resolução nº 03 do CNPE, de 06 de março de 2013, e também considera os Procedimentos Operativos de Curto-Prazo (POCP) que antecipam o despacho de termelétricas para impedir que os reservatórios das hidrelétricas cheguem a níveis muito baixos, foi introduzido aos programas computacionais de planejamento e formação de preço, NEWAVE e DECOMP. Ainda assim, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE pode, extraordinariamente, para garantir o suprimento, determinar o despacho termelétrico fora da ordem de mérito, ou seja, acima do custo marginal de operação do sistema. A Figura 2.10 mostra que a partir de setembro de 2013, com a adoção da nova metodologia de despacho das usinas térmicas, não ocorreu despacho por segurança energética.

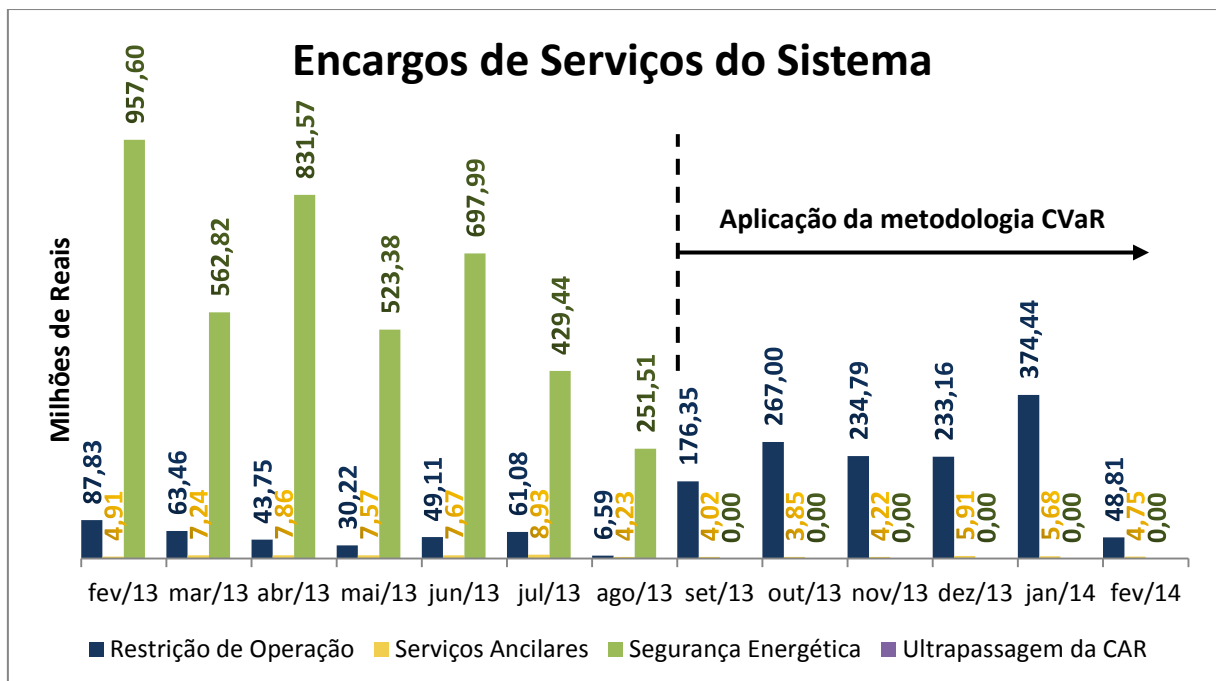


Figura 2.10 – Evolução recente do Encargo de Serviços do Sistema.

Fonte de Dados: CCEE – Relatório INFOmercado, 2014.

Segundo a CCEE, o ESS por Segurança Energética ocorre quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) determina ao ONS que solicite a geração de usinas térmicas com vistas a garantir a segurança do suprimento energético nacional.

Já o ESS por Restrição de Operação ocorre quando existem restrições operativas no sistema de transmissão que afeta o atendimento da demanda em um determinado submercado ou a estabilidade do sistema interligado nacional. Essas restrições podem provocar duas situações:

- 1ª Situação – Uma usina térmica não programada para operar, por conta de se encontrar fora da ordem de mérito de custo, é forçada a operar (denominado *Constrained-on*), isso

devido à necessidade de atendimento da carga do submercado onde ela situa. Assim sendo o ESS é usado para ressarcir o custo de geração adicional da usina (acima do custo do sistema).

- 2ª Situação - Uma usina térmica programada para operar ou despachada, por conta de se encontrar dentro da ordem de mérito de custo, é impedida de operar ou forçada a reduzir sua geração (denominado *Constrained-off*), pois não existe possibilidade de intercâmbio de energia devido a restrições na operação. Assim sendo o ESS é usado para ressarcir o custo adicional de geração do montante de energia não gerado pela usina.

O ESS por Serviços Ancilares, segundo a CCEE, é destinado a garantir a qualidade e a segurança da energia gerada no SIN. E segundo o ONS, são classificados como prestadores de serviços ancilares “os provedores de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, de controle automático de geração (CAG), de autorrestabelecimento (black start) e de sistemas especiais de proteção (SEP)”.

O ESS por Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR) é utilizado para ressarcir a geração de usinas termelétricas despachadas para garantir o suprimento energético quando o nível dos reservatórios está próximo a ultrapassar a CAR.

2.10. Comercialização de energia pelas distribuidoras

2.10.1. Cenários de Contratação

As distribuidoras, após as Leis 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, passaram a ter a obrigatoriedade de atender 100% do mercado consumidor de sua área de concessão. Contudo para atender tal medida, faz-se necessário projetar a variação de mercado para um horizonte de até cinco anos, assim assumindo os bônus ou ônus adquiridos com os acertos e erros em suas estimativas e análises.

Existem dois possíveis cenários de contratação, como mostrados na Figura 2.11. A concessionária pode estar com sobras de energia (*Sobrecontratação*) ou com déficit de energia (*Subcontratação*).

- *Cenário de Sobrecontratação*: a distribuidora segundo Decreto 7.945, de 07 de março de 2013, que alterou o artigo 38 do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, no que diz respeito ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, determina que a ANEEL deverá considerar até cento e cinco por cento (105%) do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Acima de 105% a energia excedente da distribuidora é liquidada no mercado de curto prazo valorada ao PLD, se a receita obtida com a liquidação for maior que a receita de aquisição da energia contratual, então a distribuidora auferirá lucro, se a receita obtida for menor, então a distribuidora arca com o ônus da liquidação. O lucro ou prejuízo é contábil, não vinculado às tarifas de energia elétrica, apenas aos resultados do exercício do ano em análise.
- *Cenário de subcontratação*: a distribuidora é liquidada no mercado de curto prazo, pela CCEE, sendo que a diferença entre o volume de energia necessário para atendimento de 100% de seu mercado consumidor e a energia de seu portfólio de contratos é valorada ao PLD. O custo regulatório repassado aos consumidores será o de menor valor entre a valoração da diferença de energia ao PLD ou ao Valor de Referência (VR). Além disso, a distribuidora recebe uma multa igual ao valor obtido na valoração do volume de energia descontratado pelo maior valor entre o PLD e o Valor de Referência (VR). Assim sendo, se o PLD for menor que o VR, então a distribuidora repassará aos consumidores o custo com a energia ao mesmo preço que pagou, porém ainda terá o ônus da multa. Se o PLD for maior que o VR, então além da multa, a distribuidora terá o ônus de pagar a energia valorada ao PLD e repassar ao consumidor o mesmo volume de energia valorada ao VR.

2.10.2. Valor de Referência (VR)

O VR é o custo médio ponderado Brasil dos últimos leilões A-3 e A-5, ou seja, representam os preços praticados pelo mercado relativos à energia nova.

Em caso de subcontratação a distribuidora tem que repassar aos consumidores o menor valor entre o VR e o PLD.

O repasse de custos com os leilões de Ajuste são limitados ao valor do VR.

O VR é calculado segundo a Equação 2.2.

$$VR = \frac{(Q_5 * VL_5) + (Q_3 * VL_3)}{(Q_5 + Q_3)} \quad (2.2)$$

Onde:

- VL5 é valor da energia adquirida no ano A5;
- VL3 é valor da energia adquirida no ano A3;
- Q5 é o montante de energia adquirido no ano A5;
- Q3 é o montante de energia adquirido no ano A3.

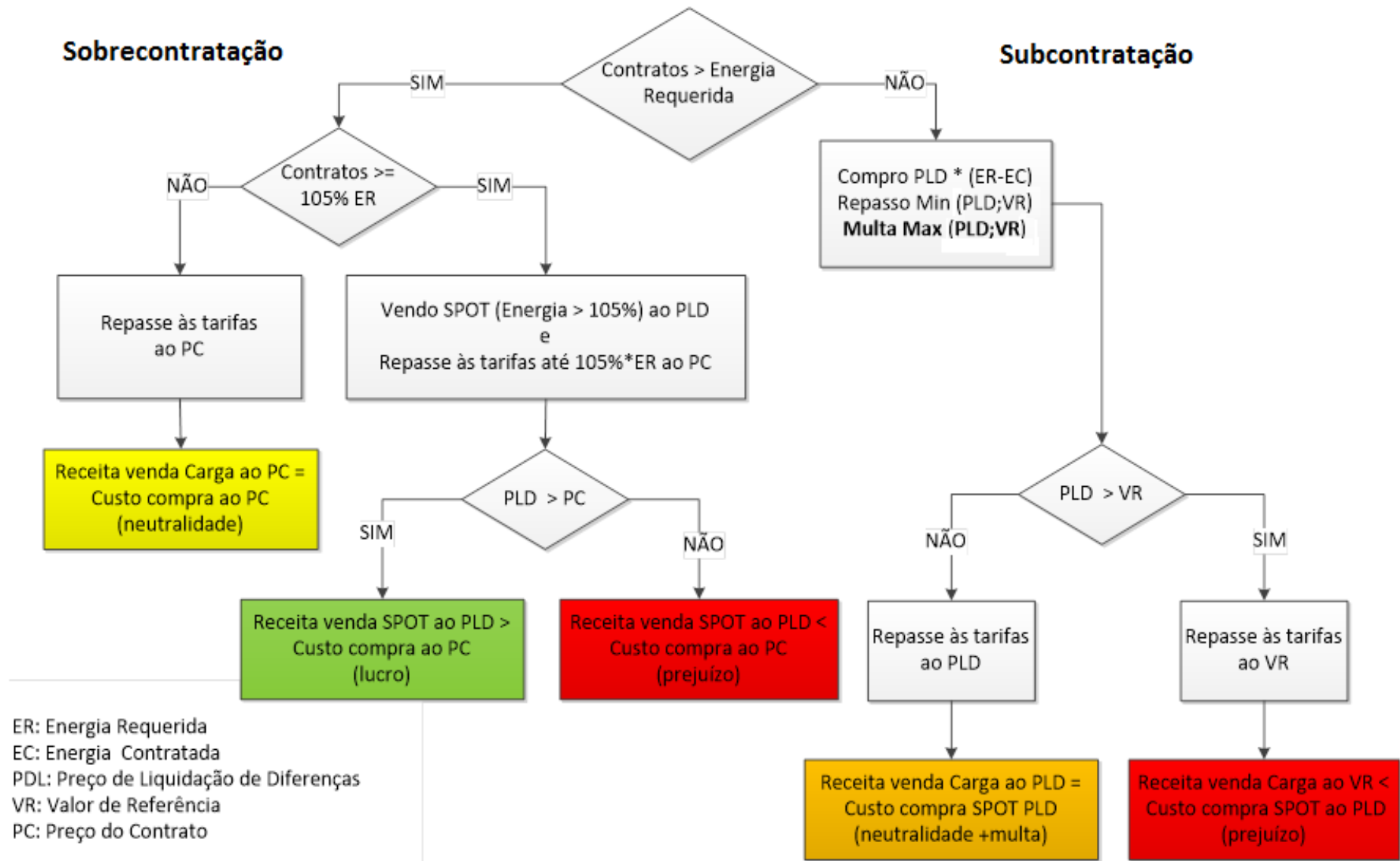


Figura 2.11 – Diagrama dos possíveis cenários de contratação das distribuidoras de energia elétrica.

2.11. Considerações finais

As mudanças ocorridas no setor elétrico, entre 1993 e 2004, são:

- Fim da equalização tarifária – preços distintos para cada área de concessão;
- O setor elétrico passou a ser financiado não apenas com recursos públicos, mas também com recursos privados, ocorrendo algumas privatizações, e aumentando a capacidade de investimento do setor;
- As empresas setoriais foram divididas (desverticalizadas) por atividades específicas – geração, transmissão, distribuição e comercialização, aumentando assim a transparência dos negócios e concorrência em setores que eram monopolizados como as atividades de geração e comercialização;
- Surgiu a opção a consumidores específicos de se tornarem livres e assim negociarem, entre outras coisas, o custo de aquisição de energia, possibilitando maiores ganhos e flexibilidade de contratos, e incentivando o investimento no setor de geração, garantindo a expansão da oferta de energia;
- Os custos de aquisição de energia passaram a ser livremente negociados, tanto no ambiente de comercialização livre como no ambiente regulado;
- Criação Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), do Operador Nacional do Sistema (ONS), e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), aumentando a capacidade de fiscalização e regulação do setor, possibilitando uma operação integrada e centralizada do sistema, e ampliando o comércio da *commodity* energia.

E as mudanças ocorridas no setor elétrico, após 2004, são:

- Surgimento dos leilões de energia, incentivando assim a expansão do sistema elétrico e a modicidade tarifária;
- Os custos de aquisição de energia continuaram a ser livremente negociados no ambiente de comercialização livre, porém, com o surgimento dos leilões de energia, os custos no ambiente regulado passaram a ser pela menor tarifa obtida em leilão (concorrência na oferta de energia);
- Surgimento dos leilões de energia de reserva, possibilitando um melhor planejamento da operação do sistema, e aumentando a segurança no fornecimento de energia no curto prazo;
- Criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), atuando

no sentido de planejar de forma consistente e de longo prazo a expansão do setor elétrico, monitorar as necessidades de curto e médio prazo do setor, buscando soluções preventivas ou paliativas para as necessidades diagnosticadas, e buscando um maior controle das operações de comercialização de energia;

- Regulação da atividade de geração para empreendimentos antigos, que possuem sua energia rateada entre as concessionárias de distribuição no regime de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência. Para novos empreendimentos de geração contínua valendo a livre concorrência de fornecimento de energia entre o ambiente livre e o ambiente regulado – exceto para projetos comercializados em leilões estruturantes, que possuem a obrigatoriedade de comercializar a maior parte de sua energia no ambiente regulado.

De acordo com o exposto, observa-se que existem possibilidades de ganhos financeiros tanto para agentes setoriais quanto para consumidores de energia elétrica. O preço de curto prazo (PLD) é bastante oscilante, porém, com o conhecimento das regras e do planejamento de longo prazo do setor elétrico é possível projetar esse custo de energia e concretizar bons negócios nos ambientes de contratação de energia. Para isso é necessário ter capacidade de geração, e as fontes alternativas de energia são ótimas opções, visto a agilidade com que se inserem no sistema elétrico.

3. FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA – MERCADO E REGULAÇÃO

Este capítulo trata dos aspectos mercadológicos e regulatórios das Fontes Alternativas de Energia, tendo como foco a energia Eólica, a Biomassa e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Descreve a participação das fontes citadas na matriz energética nacional, a evolução dos custos apresentados em leilões regulados, o potencial de comercialização existente para tais fontes, e os incentivos governamentais existentes.

3.1. Considerações iniciais

A matriz elétrica nacional é basicamente composta por grandes usinas hidrelétricas e termelétricas convencionais. Apesar de ser conhecida como uma matriz essencialmente limpa, a utilização de termelétricas convencionais tem ocorrido com maior frequência nos últimos anos, devido à perda de capacidade de armazenamento hídrico do sistema, e a tendência é de que o parque nacional se torne cada vez mais hidrotérmico, aumentando assim o impacto ambiental vinculado ao setor. Outras fontes de energia, de menor impacto como as fontes alternativas, podem mitigar esse efeito negativo da expansão do sistema, e ampliar a matriz energética de forma a melhorar a segurança na oferta de energia.

Atualmente no Brasil, de acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cerca de 15,17% da capacidade total instalada de geração de eletricidade utiliza fontes alternativas de energia. Entre março de 2013 e fevereiro de 2014, essas fontes foram responsáveis por gerar aproximadamente 8,55% da energia elétrica do Brasil. O restante da geração elétrica, 91,45%, corresponde às fontes tradicionais, como grandes hidrelétricas, termelétricas a gás natural, óleo diesel, carvão mineral e nuclear.

Neste capítulo serão abordadas as principais fontes alternativas utilizadas no Brasil, que são: pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas eólicas e usinas térmicas a biomassa.

As PCHs, segundo o Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH), são usinas hidrelétricas com potência igual ou superior a 01 MW e igual ou inferior a 30 MW, possuindo área total de reservatório igual ou inferior a 03 km², e cota d'água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos. A ANEEL, através da Resolução 652/2003, determina exceções para o enquadramento de uma PCH se caso for excedido o limite de 03 km².

O potencial disponível para geração de energia eólica é estimado, segundo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CEPEL, 2001), da ordem de 143 GW, valor que supera a atual capacidade instalada nacional considerando todas as fontes de energia, que é da ordem de 127 GW. A região Nordeste ocupa lugar de destaque nesse cenário, representando cerca de 52% do potencial total, seguido por Sudeste e Sul, com aproximadamente 21% e 16%, respectivamente.

Segundo ANEEL (Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª edição) a biomassa é composta por qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica, de origem florestal (madeira), agrícola (soja, arroz e cana-de-açúcar, entre outras) e rejeitos urbanos e industriais (sólidos ou líquidos, como o lixo). Estimativas da União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA) apontam para a possibilidade de produção de 13.000 MW médios de energia proveniente do bagaço da cana-de-açúcar na safra de 2020/2021, mais do que foi gerado por Itaipu em 2013, cerca de 11.260 MW médios (Itaipu Binacional).

Vale ressaltar a complementaridade das fontes alternativas de energia, observando a sazonalidade da geração dessas fontes, mostrada na Figura 3.1. Nota-se que no período onde o regime hidrológico é mais intenso, entre dezembro e abril, as PCHs e CGHs (Central Geradora Hidrelétrica) estão utilizando mais de sua capacidade de geração, porém nesse momento o regime de ventos não está tão intenso e as térmicas a biomassa operam de forma extremamente reduzida por falta de matéria prima. A partir de maio quando começa a safra de cana-de-açúcar, até o final de novembro, as térmicas a biomassa começam a operar mais intensamente, juntamente com um aumento da geração eólica durante o segundo semestre do ano, complementando a geração hidrelétrica.

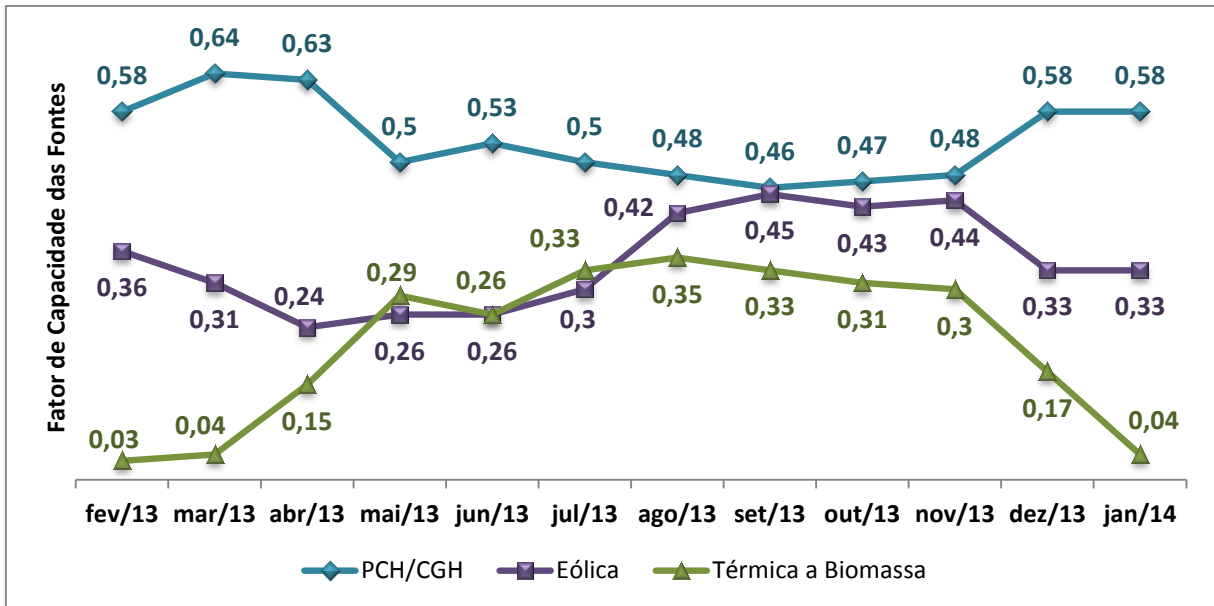


Figura 3.1 – Sazonalidade da geração elétrica das fontes alternativas de energia.

Fonte de Dados: CCEE – Relatório INFOmercado, 2014.

A associação de fontes alternativas de geração se mostra muito benéfica, pois traz uma maior segurança no fornecimento de energia elétrica, reduzindo os riscos vinculados a comercialização das mesmas, como intermitência na geração eólica, risco hidrológico e eventuais problemas na safra da cana-de-açúcar ou de outro cultivo agrícola.

É importante frisar que a Figura 3.1 exhibe um fator de capacidade médio para as fontes em estudo, porém o fator de capacidade das novas instalações eólicas é significativamente maior se comparado às instalações mais antigas. A Figura 3.2 nos mostra a diferença entre os fatores de capacidade das antigas instalações eólicas, da fase 1, pré-PROINFA e PROINFA, e das novas instalações eólicas, da fase 2, contratadas em leilões regulados de energia elétrica e no mercado livre, destacando a grande variação entre as tecnologias empregadas.

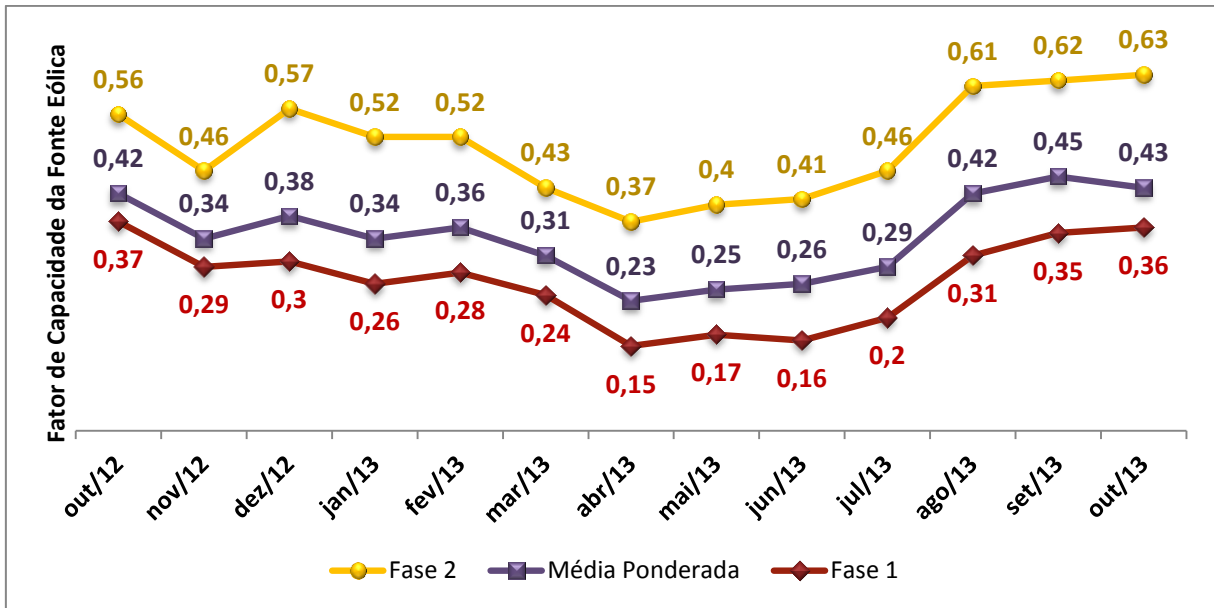


Figura 3.2 – Comparação entre o Fator de Capacidade das antigas e novas instalações eólicas no Brasil.

Fonte de Dados: ABEEólica, 2014.

3.2. Participação na matriz energética nacional

As Figuras 3.3, 3.4 e 3.5, mostram o perfil do parque gerador de energia elétrica no Brasil em 30 de maio de 2014. Os dados utilizados estão exibidos no ANEXO C, e pertencem ao Banco de Informações de Geração (BIG), desenvolvido pela ANEEL.

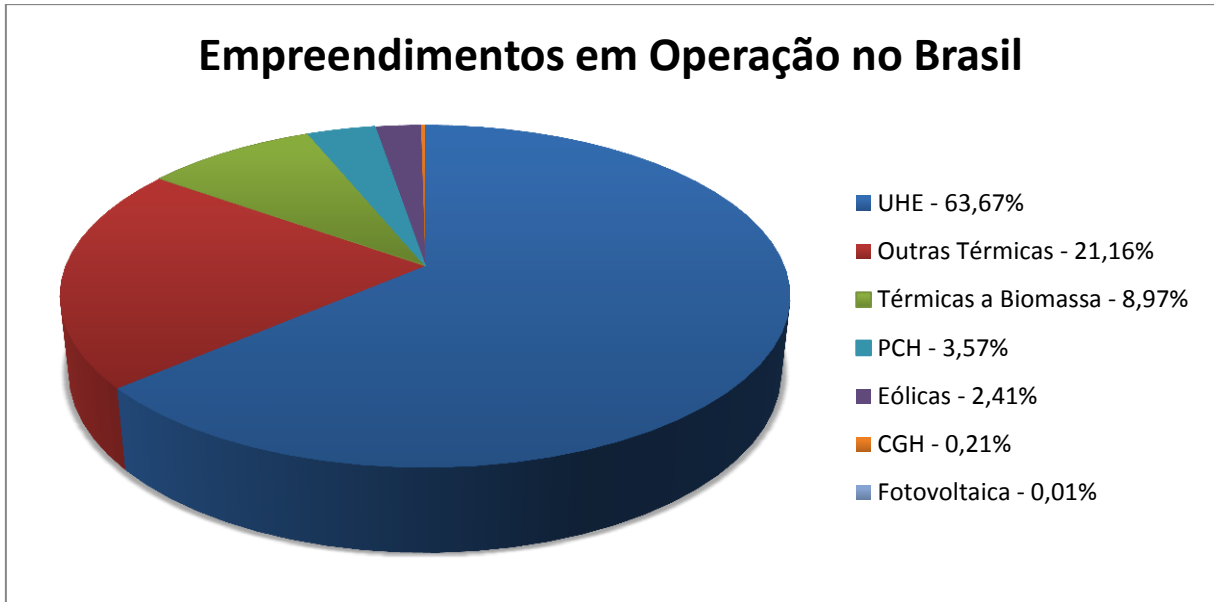


Figura 3.3 – Composição dos empreendimentos em operação no Brasil com base na potência fiscalizada.

Fonte de Dados: ANEEL – Banco de Informações de Geração – BIG.

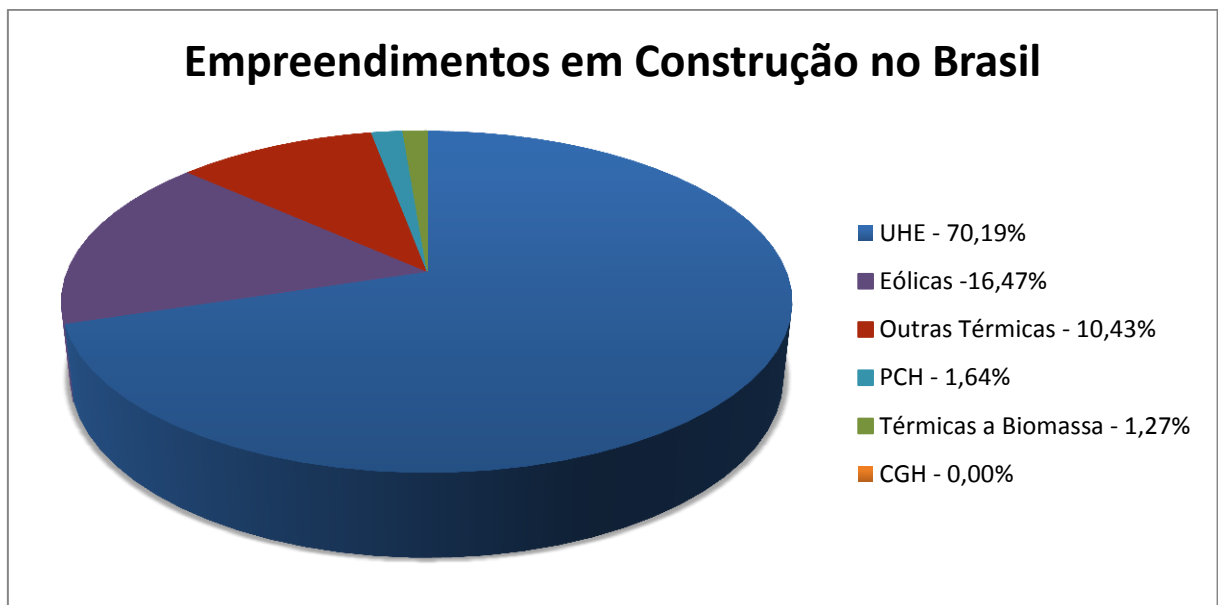


Figura 3.4 – Composição dos empreendimentos em construção no Brasil com base na potência outorgada.

Fonte de Dados: ANEEL – Banco de Informações de Geração – BIG.

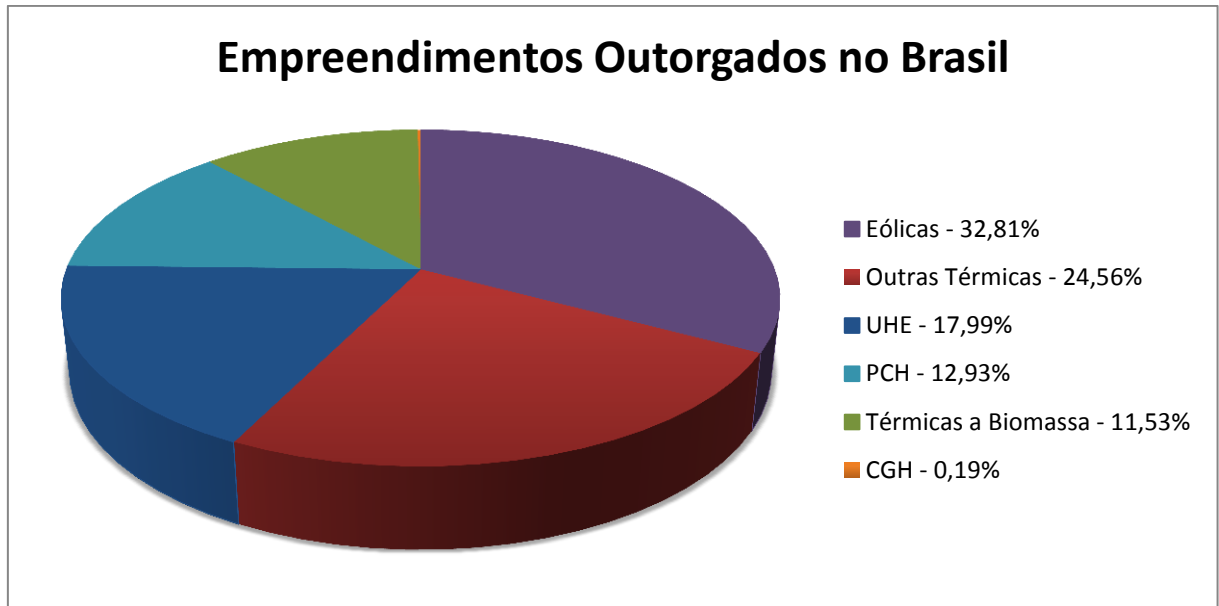


Figura 3.5 – Composição dos empreendimentos outorgados no Brasil.

Fonte de Dados: ANEEL – Banco de Informações de Geração – BIG.

As usinas térmicas com tipo de combustível classificado como biomassa são exibidas na Figura 3.6.

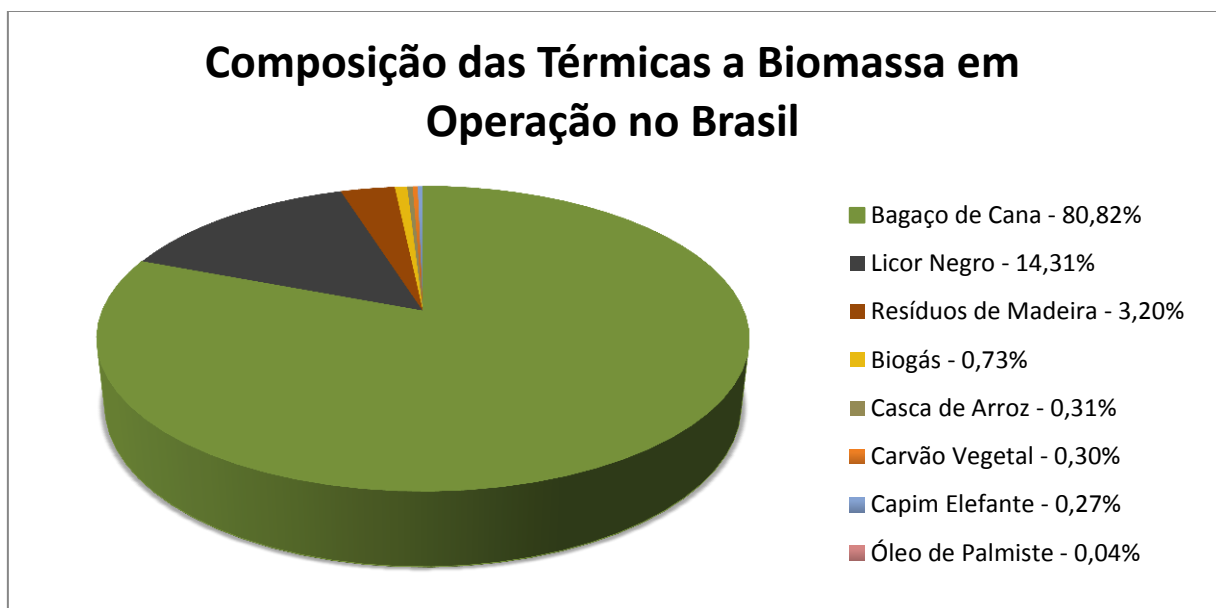


Figura 3.6 – Composição do tipo de biomassa utilizada nas térmicas em operação no Brasil com base na potência fiscalizada.

Fonte de Dados: ANEEL – Banco de Informações de Geração – BIG.

A evolução da capacidade instalada de geração de energia proveniente de fontes alternativas é mostrada na Tabela 3.1. Pode-se observar o forte crescimento da capacidade de geração dos empreendimentos eólicos, que nos últimos cinco anos representaram aproximadamente 85% da capacidade instalada até o final de 2013, sendo 99% instalado na

última década. As Pequenas Centrais Hidrelétricas, fonte mais madura no Brasil comparada com outras fontes alternativas de energia, tiveram instaladas na última década 72% da capacidade total, tendo o maior crescimento no ano de 2008. Já as usinas termelétricas a biomassa nitidamente aceleraram seu crescimento nos últimos seis anos, representando 60% da capacidade total instalada no país.

Tabela 3.1 – Evolução da capacidade incremental instalada das Fontes Alternativas de energia no Brasil.

Ano	UTE - Biomassa	PCH	Eólica
	Potência (MW)		
2002	366,60	55,50	-
2003	365,20	267,70	-
2004	76,00	67,80	6,60
2005	76,30	126,40	-
2006	76,30	228,10	208,30
2007	200,80	253,00	10,20
2008	632,50	642,80	89,30
2009	1.155,20	463,30	266,90
2010	1.749,90	470,67	325,60
2011	919,05	432,70	498,35
2012	916,83	393,61	456,20
2013	1.431,28	263,59	313,20

Fonte de Dados: ANEEL – Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração, 2014.

As projeções de crescimento da potência instalada de parques geradores baseados em fontes alternativas de energia são mostradas na Tabela 3.2. Os dados são datados de 15 de fevereiro de 2014, e mostram as possibilidades de crescimento por fonte, e as restrições existentes para a entrada em operação de parte dos empreendimentos de geração.

Tabela 3.2 – Projeção de entrada em operação de Fontes Alternativas de energia contratadas.

Ano	UTE - Biomassa			PCH			Eólica		
	Restrições para entrada em operação								
	Nenhuma	Existem	Graves	Nenhuma	Existem	Graves	Nenhuma	Existem	Graves
2014	805,23	129,97	-	235,30	4,60	-	3.020,80	16,00	-
2015	161,40	409,00	-	97,30	235,60	-	1.055,80	2.738,30	-
2016	-	98,00	-	22,50	897,70	-	28,80	351,70	-
2017	-	188,00	-	-	356,90	-	-	140,30	-
2018	-	15,00	-	-	58,40	-	-	106,80	-
2019	-	-	-	-	20,30	-	-	30,00	-
2020	-	10,00	-	-	-	-	-	-	-
2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sem Previsão	-	-	1.184,20	0,60	2,40	396,80	-	-	75,60
Potência Total (MW)	966,63	849,97	1.184,20	355,70	1.575,90	396,80	4.105,40	3.383,10	75,60

Fonte de Dados: ANEEL – Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração, 2014.

Segundo EPE (Plano Decenal de Expansão de Energia 2022), o crescimento das fontes alternativas de energia, considerando o que já foi contratado e o que é planejado para se contratar, está exibido na Figura 3.7. Nota-se que a perspectiva é de que as fontes alternativas representem, em 2022, 20,8% do total de capacidade instalada do sistema. Vale ressaltar que os dados utilizados pela EPE no estudo são do começo de 2013, e já em maio de 2014 os valores para as térmicas a Biomassa superam em aproximadamente 2.000 MW instalados as expectativas da EPE, já as fontes PCH e Eólica ainda precisam instalar 586 MW e 3455 MW respectivamente para atingir as projeções da EPE para o ano de 2014.

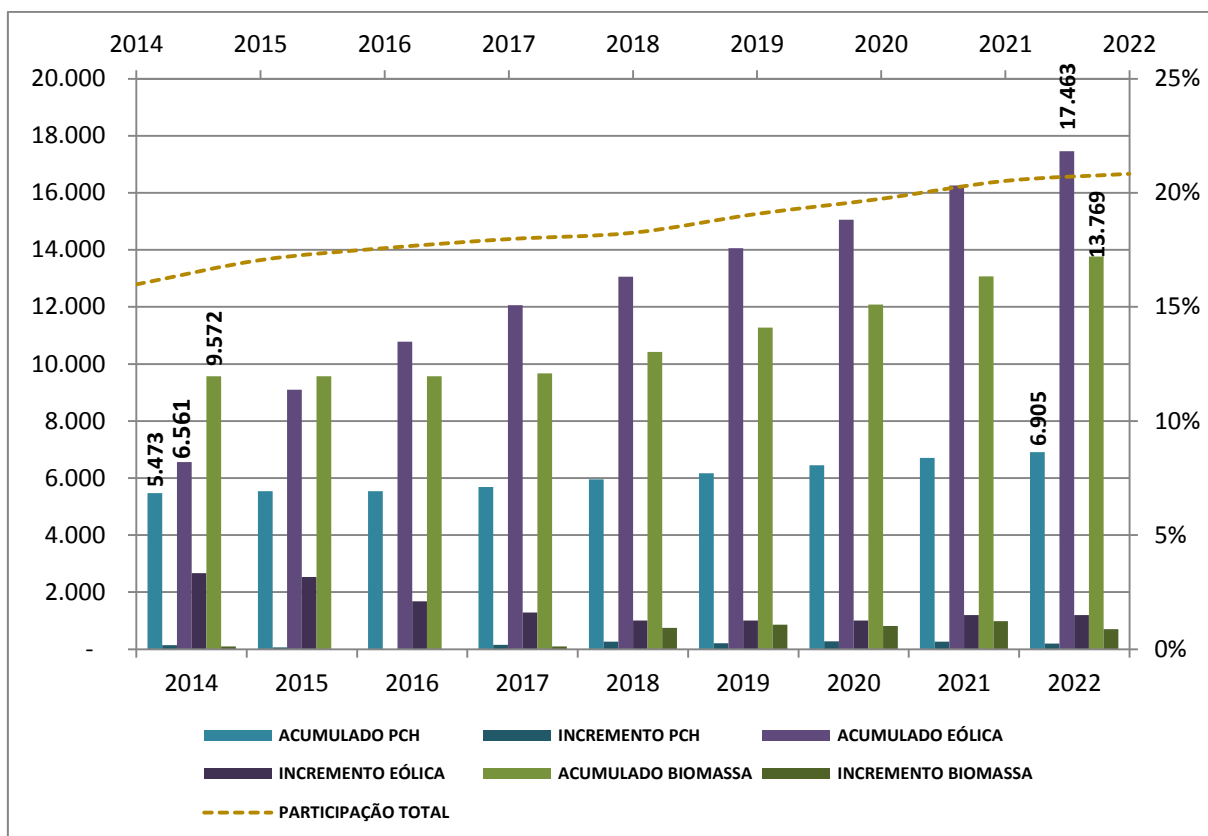


Figura 3.7 – Perspectivas de crescimento das fontes alternativas de energia (em MW).

Fonte de Dados: EPE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2022.

3.3. Participação na geração elétrica nacional

A participação das fontes alternativas de energia na geração nacional é bastante representativa, da ordem de 8,55% do total de energia gerada nos doze meses analisados na Tabela 3.3. Esse percentual se distancia um pouco quando comparado com a capacidade instalada desses empreendimentos no país, que em março de 2014 era da ordem de 14,6%. Isso se deve principalmente ao fato da geração térmica a biomassa possuir um fator de capacidade anual médio da ordem de 22% (CCEE, 2014), muito abaixo do fator de capacidade médio nacional, que é de 52% aproximadamente. As instalações eólicas da fase 1, pré-PROINFA e PROINFA, também possuem fator de capacidade muito inferior a média nacional, aproximadamente 26%.

Tabela 3.3 – Participação na geração elétrica nacional mensal por fontes.

	PCH/CGH	Eólica	Outras Térmicas	Hidráulica (>30MW)	Térmica a Biomassa	Total
Março/2013	2.987	632	11.621	45.621	299	61.160
Abril/2013	2.933	482	10.857	44.675	1.302	60.249
Maió/2013	2.347	521	11.683	41.860	2.526	58.937
Junho/2013	2.503	539	12.084	40.946	2.297	58.369
Julho/2013	2.358	621	9.715	43.131	2.926	58.751
Agosto/2013	2.271	879	9.883	43.803	3.169	60.005
Setembro/2013	2.205	947	9.956	44.468	3.026	60.602
Outubro/2013	2.282	987	9.827	45.478	2.843	61.417
Novembro/2013	2.307	1.060	10.831	44.988	2.774	61.960
Dezembro/2013	2.812	851	9.964	45.919	1.636	61.182
Janeiro/2014	2.786	843	11.134	49.533	378	64.674
Fevereiro/2014	2.246	821	14.058	48.965	416	66.506
Acumulado (MWm)	30.037	9.183	131.613	539.387	23.592	733.812
Participação Total	4,09%	1,25%	17,94%	73,50%	3,21%	-

Fonte de Dados: CCEE – Relatório INFOmercado, 2014.

Nota-se na Figura 3.8 a grande sazonalidade das térmicas a biomassa, que está vinculada principalmente a safra da cana-de-açúcar, representando aproximadamente 81% da capacidade instalada desses empreendimentos de geração. A geração de PCHs e usinas eólicas estão relacionadas aos regimes pluviométricos e de ventos no país.

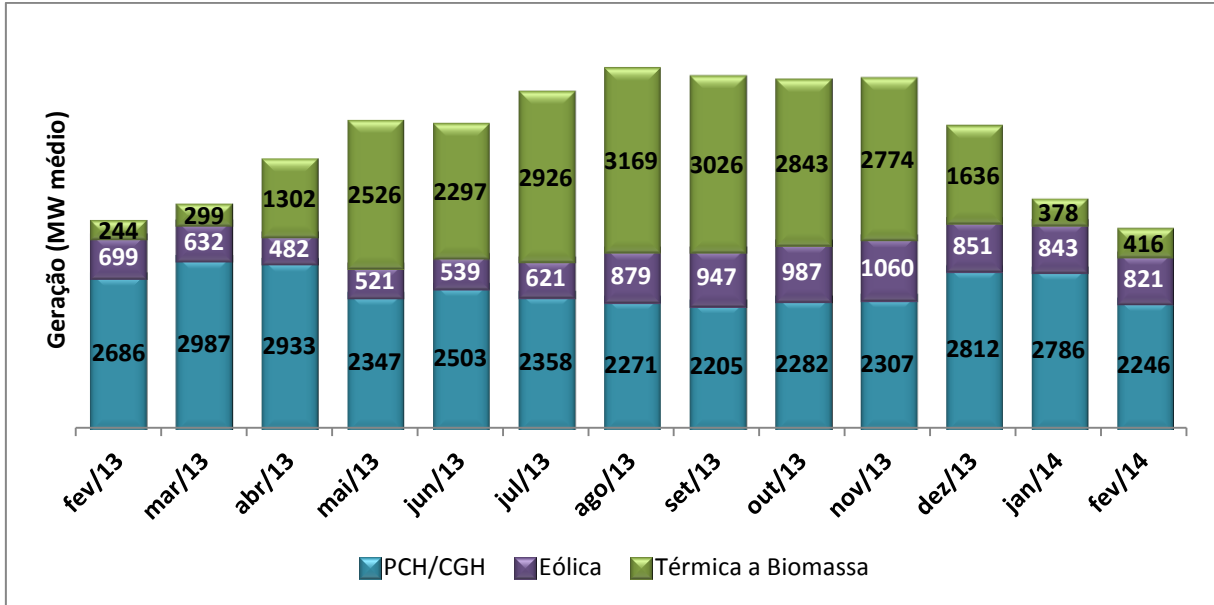


Figura 3.8 – Geração elétrica mensal das fontes alternativas de energia.

Fonte de Dados: CCEE – Relatório INFOmercado, 2014.

A Figura 3.9 mostra como as térmicas a biomassa são significantes na geração elétrica dos meses de maio a novembro, durante a safra da cana-de-açúcar. Observa-se também a constância na geração elétrica das pequenas centrais hidrelétricas, e uma elevação da geração eólica nos meses em que ocorre uma baixa na geração hidrelétrica.

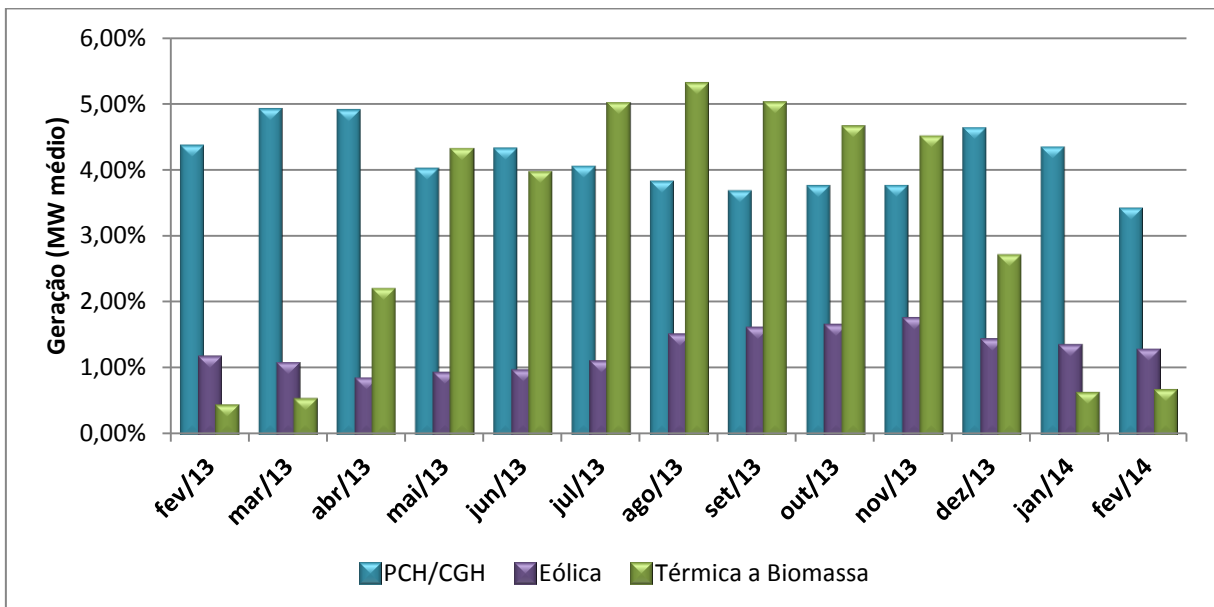


Figura 3.9 – Participação das fontes alternativas de energia na geração elétrica nacional.

Fonte de Dados: CCEE – Relatório INFOmercado, 2014.

3.4. Evolução dos preços por fonte no Ambiente de Contração Regulado

Os preços de venda no Ambiente de Contratação Regulado são formados por disputas em leilões de energia, que possuem um preço teto estipulado pelo MME, de acordo com o balanço entre oferta e demanda de energia no sistema elétrico nacional. O vencedor é aquele que oferece sua energia ao menor preço.

Porém, às vezes, devido às condições de mercado, as concessionárias de geração optam por vender sua energia no ACL, reduzindo a competição nos leilões – quando não zerando a energia ofertada, e diminuindo ou zerando assim o deságio do leilão em relação ao preço teto.

Pode-se considerar que os preços de venda em leilões de energia nova, que atendem a expansão do sistema elétrico, são preços competitivos, que remuneram adequadamente o investidor, possibilitando a amortização dos investimentos projetados e contribuindo para a modicidade tarifária. Já a energia dos leilões existentes, que são disputados por usinas já em operação, em sua totalidade ou em grande parte amortizadas, é precificada de acordo com as condições de mercado, se existir um desequilíbrio entre oferta e demanda, e o preço no mercado de curto prazo estiver em alta, o MME poderá definir um preço teto mais elevado, com intuito de atrair as concessionárias de geração a ofertarem sua energia nos leilões, se o mercado estiver equilibrado, e o preço de curto prazo em baixa, essas concessionárias tendem a vender sua energia nos leilões de energia existente a um preço mais baixo se comparado com os preços praticados nos leilões de energia nova. Ressalta-se que anteriormente ao Decreto 8.213, de 21 de março de 2014, o preço máximo dos leilões de energia existente, posteriores ao ano de 2008, não poderiam superar o valor médio resultante dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A-5", cujo início do suprimento coincida com o ano do leilão de energia existente.

A Figura 3.10 mostra o preço médio, ajustado de acordo com regras contratuais, para o mês de agosto de 2013, das diversas fontes que ofertaram energia em leilões desde sua criação. Observa-se que a fonte eólica tem sido muito competitiva, só perdendo espaço para as grandes hidrelétricas, já as PCHs e as térmicas a biomassa estão custando para o sistema elétrico nacional valores muito próximos das térmicas convencionais a GNL, Óleo Combustível e Carvão, e perdendo competitividade em relação as térmicas a Gás Natural, Eólicas e Hidroelétricas. Isso se deve ao custo de venda dos leilões mais antigos, como os

leilões de energia alternativa e os primeiros leilões de energia de reserva, que compraram energia a preços mais elevados, com intuito de incentivar as fontes alternativas.

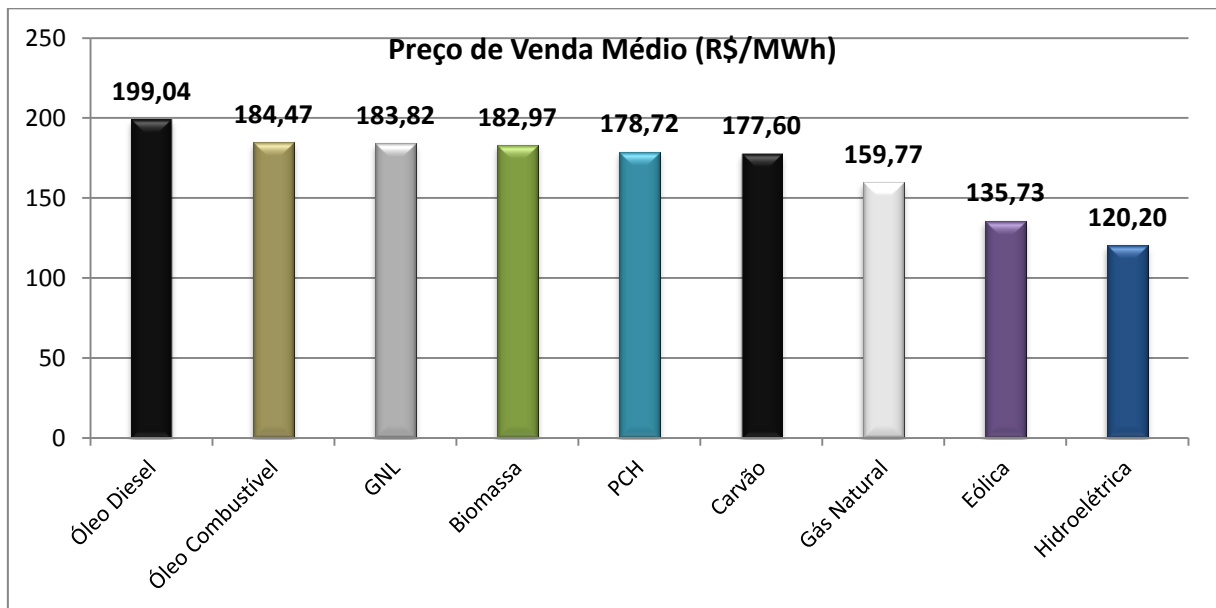


Figura 3.10 – Preço médio de venda nos leilões por fonte em agosto de 2013.

Fonte de Dados: CCEE – Relatório INFOleilão, 2013.

Os custos com os diversos contratos negociados em leilões desde dezembro de 2005, no 1º leilão de energia nova, são mostrados nas Figuras 3.11, 3.12 e 3.13, esses custos foram atualizados de acordo com o IPCA de abril de 2014. Nota-se que os preços das fontes alternativas negociados nos últimos leilões estão bem abaixo do preço médio histórico dessas fontes, mostrados na Tabela 3.4. Isso indica uma melhoria da competitividade das fontes alternativas de energia, o que leva a crer em um avanço em escala industrial e tecnologia, além de representar o sucesso das políticas públicas de fomento dessas fontes.

Tabela 3.4 – Preço médio atualizado dos contratos das Fontes Alternativas de energia nos leilões do ACR.

Preço Médio (R\$/MWh)	
BIOMASSA	172,91
EÓLICA	138,06
PCH	160,88

Fonte de Dados: CCEE.

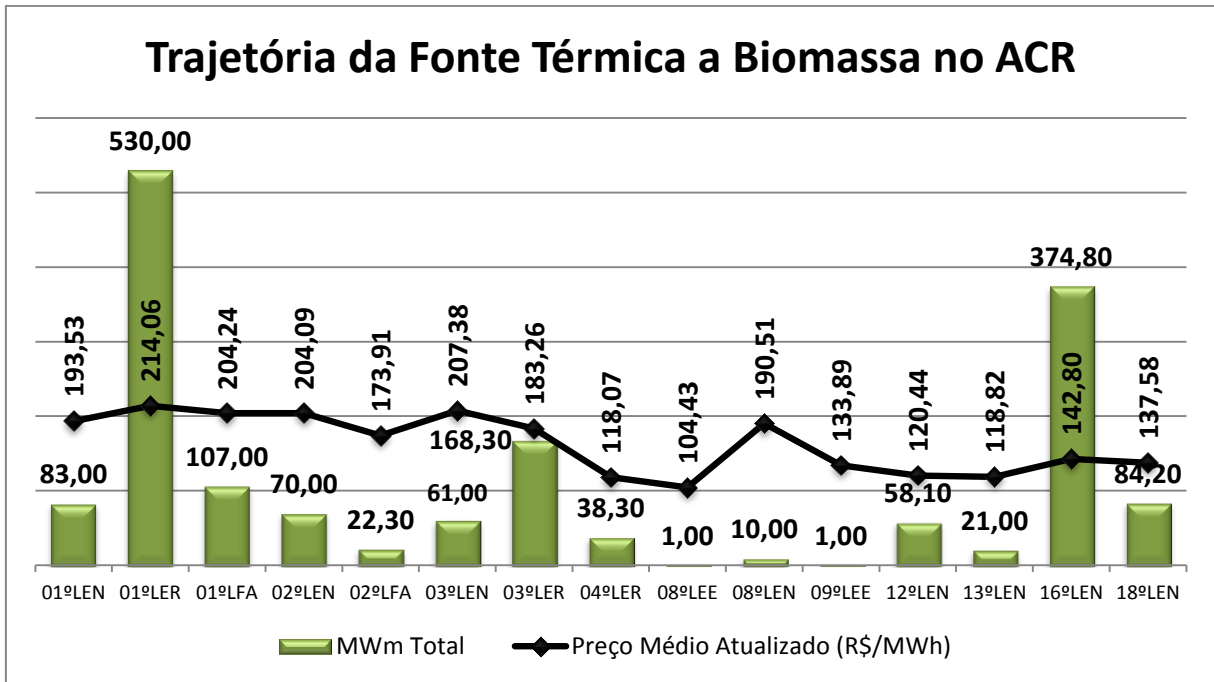


Figura 3.11 – Valores praticados atualmente em leilões para a fonte térmica a Biomassa.

Fonte de Dados: CCEE.

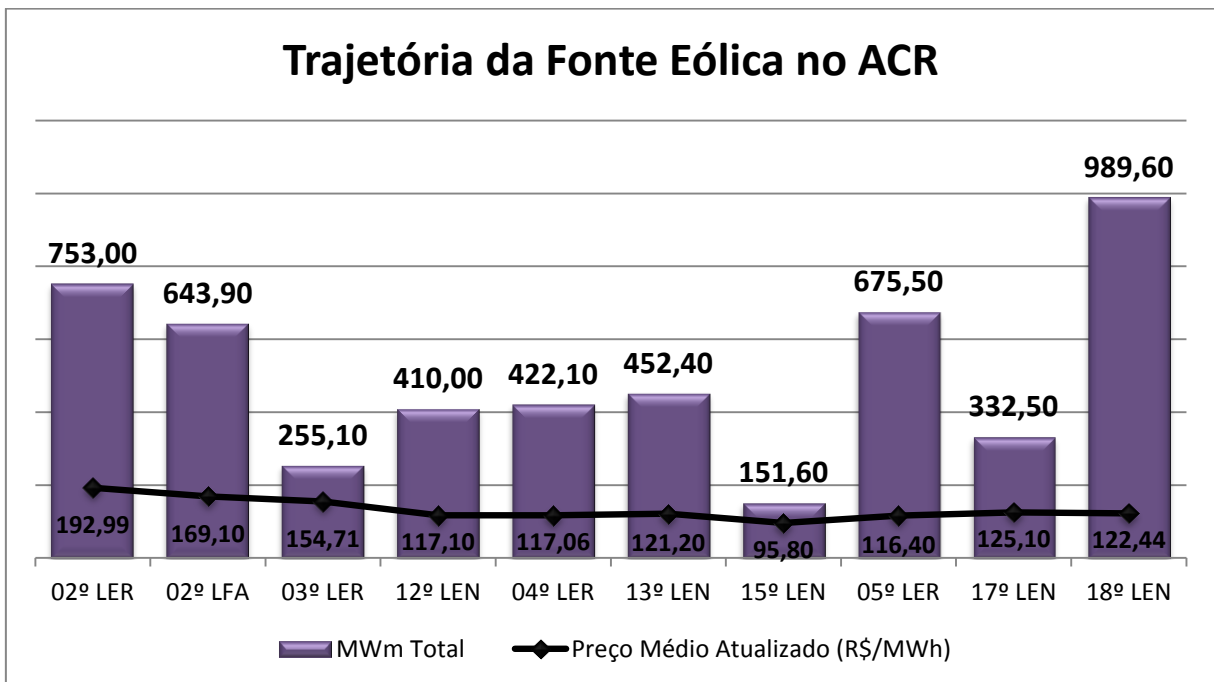


Figura 3.12 – Valores praticados atualmente em leilões para a fonte Eólica.

Fonte de Dados: CCEE.

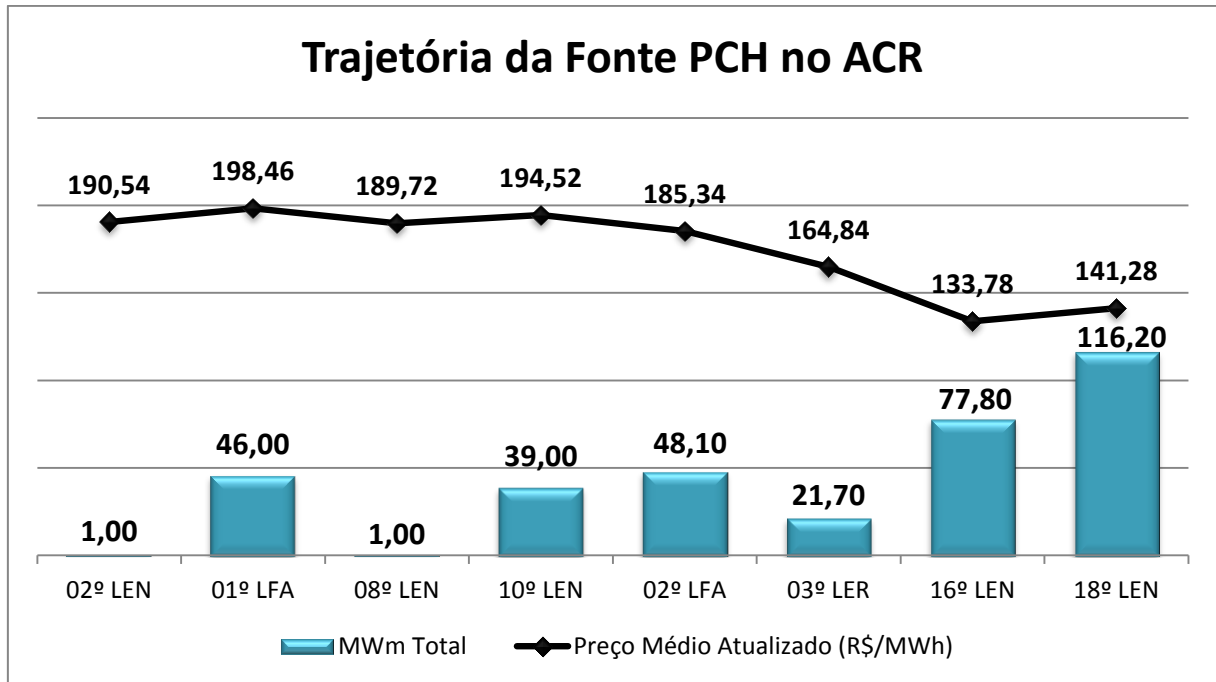


Figura 3.13 – Valores praticados atualmente em leilões para a fonte PCH.

Fonte de Dados: CCEE.

3.5. Distribuição geográfica dos empreendimentos negociados no Ambiente de Contratação Regulado

As Tabelas 3.5, 3.6 e 3.7, exibem o número de empreendimentos que foram negociados nos leilões desde sua criação. Notadamente os empreendimentos a Biomassa estão concentrados nas regiões sudeste e centro-oeste do Brasil, assim como os empreendimentos Eólicos se concentram nas regiões nordeste e sul do país, onde se encontram os melhores potenciais energéticos desta fonte específica. As PCHs são mais pulverizadas pelos estados brasileiros, com menor concentração nas regiões nordeste, norte e centro-oeste, sendo essas as principais fronteiras de expansão desta fonte.

Tabela 3.5 – Total de empreendimentos térmicos a Biomassa negociados em leilões do ACR.

Usinas térmicas a BIOMASSA			
Região		Unidade Federativa	
SE	55	MG	10
		SP	45
CO	37	GO	16
		MS	19
		MT	2
N	1	TO	1
NE	5	BA	2
		PI	2
		RN	1
S	1	SC	1
Total		99	

Fonte de Dados: CCEE, maio de 2014.

Tabela 3.6 – Total de empreendimentos Eólicos negociados em leilões do ACR.

Usinas EÓLICAS			
Região		Unidade Federativa	
NE	387	BA	132
		CE	72
		MA	9
		PE	18
		PI	32
		RN	123
		SE	1
S	83	RS	83
Total		470	

Fonte de Dados: CCEE, maio de 2014.

Tabela 3.7 – Total de empreendimentos Hidrelétricos de pequeno porte negociados em leilões do ACR.

Pequenas Centrais Hidrelétricas			
Região		Unidade Federativa	
SE	10	ES	1
		MG	8
		SP	1
CO	12	GO	7
		MT	5
N	3	RO	3
NE	2	PE	2
S	16	PR	2
		RS	4
		SC	10
Total		43	

Fonte de Dados: CCEE, maio de 2014.

3.6. Potencial de Comercialização das Fontes Alternativas de Energia no ACL

Existem três classificações dos contratos de comercialização no ambiente de contratação livre, segundo Glossário de Termos CCEE, são elas:

- Contrato de Comercialização de Energia Convencional Especial (CCECE) - Contrato cuja parte vendedora é um empreendimento hidrelétrico com potência superior a 1.000 kW (mil quilowatt) e igual ou inferior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), sem as características de PCH, ou um empreendimento com base em fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja superior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e inferior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) e cuja parte compradora seja um consumidor livre ou especial;
- Contrato de Comercialização de Energia Incentivada Especial (CCEIE) - Contrato cuja parte vendedora é um empreendimento hidrelétrico com potência igual ou inferior a 1.000 kW (mil quilowatts), ou um empreendimento com base em fontes solar, eólica, biomassa, ou hidrelétrica, desde que mantidas as características de PCH, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e cuja parte compradora seja um consumidor livre ou especial;
- Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Livre (CCEAL) - Documento comercial resultante da negociação, no âmbito do Ambiente de Contratação Livre (ACL), entre agentes da CCEE, sem a interferência da Câmara, tendo por objeto estabelecer preços, volumes de energia, prazos e demais condições pertinentes às transações de compra e venda de energia elétrica oriunda de empreendimentos não enquadrados como de Energia Convencional Especial ou Energia Incentivada Especial.

Ressalta-se que todos os empreendimentos de geração enquadrados no § 5º do art. 26 da Lei 9.427/96 são empreendimentos que podem fornecer energia a consumidores especiais, porém nem todos possuem características que os classifiquem como especiais incentivados, que recebem desconto, parcial ou total, nos custos relacionados a transporte e distribuição dessa energia, segundo a Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Através da Figura 3.14, observa-se que o número de consumidores que adquirem energia especial é bem superior ao número de consumidores que adquire energia convencional no mercado livre. Nota-se também que o número de agentes atuantes no mercado livre está praticamente estagnado nos últimos meses da série, o que se reflete no consumo de energia elétrica mostrado na Figura 3.15.

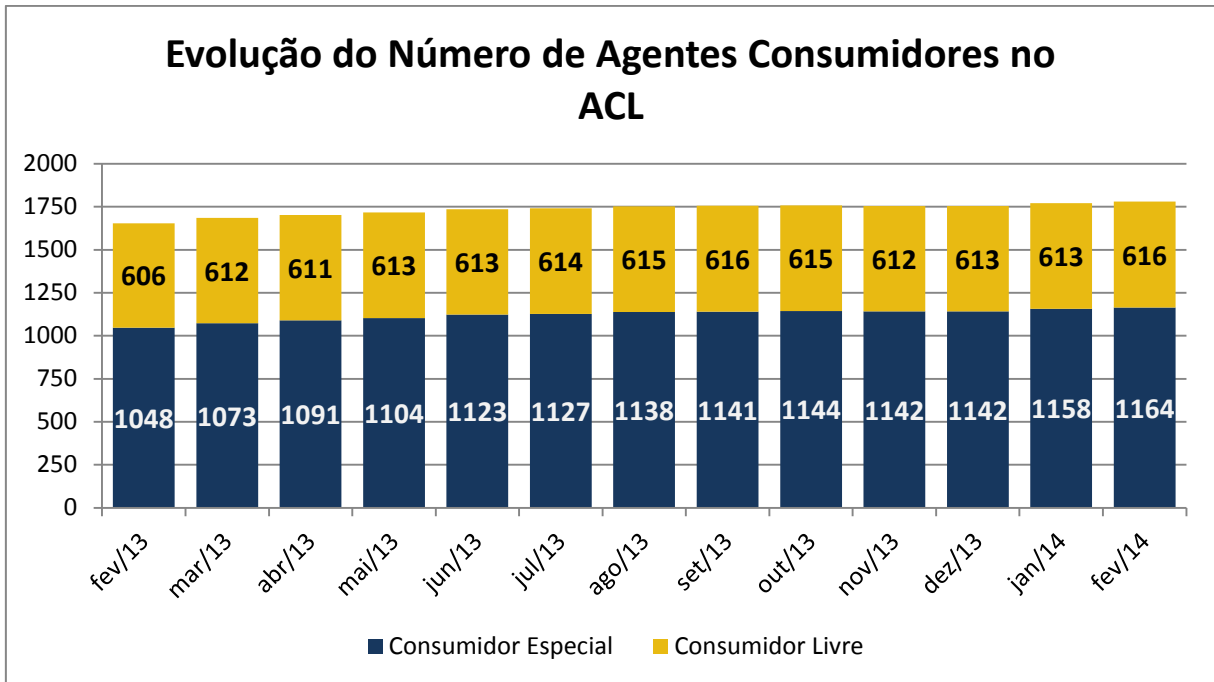


Figura 3.14 – Evolução do número de agentes consumidores especiais e livres participantes da contabilização da CCEE.

Fonte de Dados: CCEE – Relatório INFOmercado, 2014.

A Figura 3.15 indica que os consumidores livres, apesar de possuírem menos agentes em relação aos consumidores especiais, consumiram na média dos últimos doze meses aproximadamente cinco vezes mais energia que esses últimos. Esse consumo maior por parte dos consumidores livres está relacionado às suas características, adquirindo energia de empreendimentos de médio e grande portes, e possuindo cargas maiores que os consumidores especiais, que em sua essência adquire energia de empreendimentos de pequeno porte (até 50MW de potência injetada).

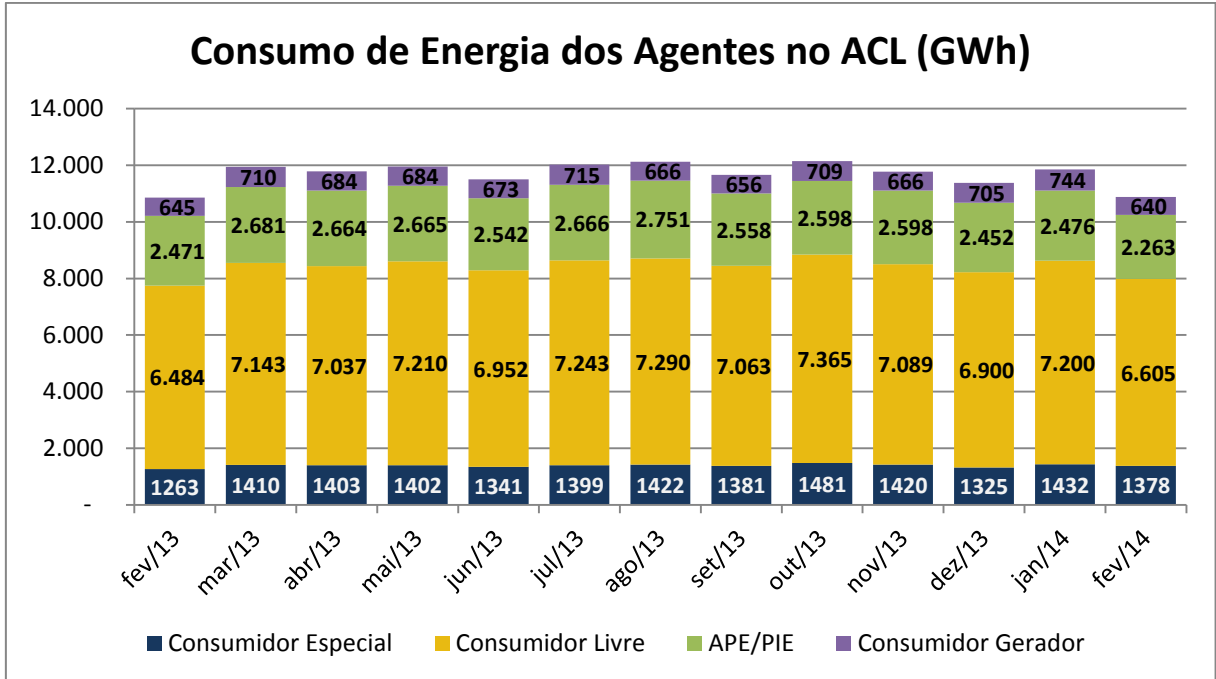


Figura 3.15 – Evolução do consumo de energia dos agentes no ACL.

Fonte de Dados: CCEE – Relatório INFOmercado, 2014.

3.7. Incentivos Governamentais as Fontes Alternativas de Energia

3.7.1. PROINFA

O governo brasileiro instituiu através da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, este programa possibilitava a compra direta, pelas Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras), por meio de Chamadas Públicas, de empreendimentos de geração a partir de fontes eólica, biomassa e PCH, cujos objetivos estratégicos são:

- Diversificação da matriz energética, buscando maior segurança no abastecimento;
- Valorização das características e potencialidades regionais e locais;
- Redução de emissão de gases de efeito estufa;
- E como objetivo específico a implantação de 3.300 MW de capacidade instalada, obtendo uma geração aproximada de 12 TWh ao ano.

A contratação inicial pretendida pelo programa foi:

- 63 PCHs, totalizando 1.191,24 MW de capacidade instalada;
- 54 Centrais Eólicas, totalizando 1.422,92 MW de capacidade instalada; e
- 27 Centrais a Biomassa, totalizando 685,24 MW de capacidade instalada.

Atualmente segundo o Plano Anual do PROINFA (PAP 2014), estão em operação 60 PCHs, 52 centrais eólicas e 19 centrais a biomassa, como mostrado na Figura 3.16.

Essa usinas começaram a gerar energia a partir de 2006, com maior participação das centrais a biomassa, chegando a 2014 com estimativa de produção de 11.195,77 GWh, sendo 58% de geração hidrelétrica, 31% de geração eólica e 11% de geração a partir de biomassa, como mostrado na Figura 3.17.

O custo de geração é mostrado na Figura 3.18, onde é exibido os preços médios em reais por MWh, por fonte, e atualizados segundo regras contratuais. As variações de preço ocorrem em virtude da entrada em operação de novas usinas, e de alterações nos montantes de energia em virtude de revisões ocorridas no âmbito do programa, alterando assim o custo médio de compra por fonte.

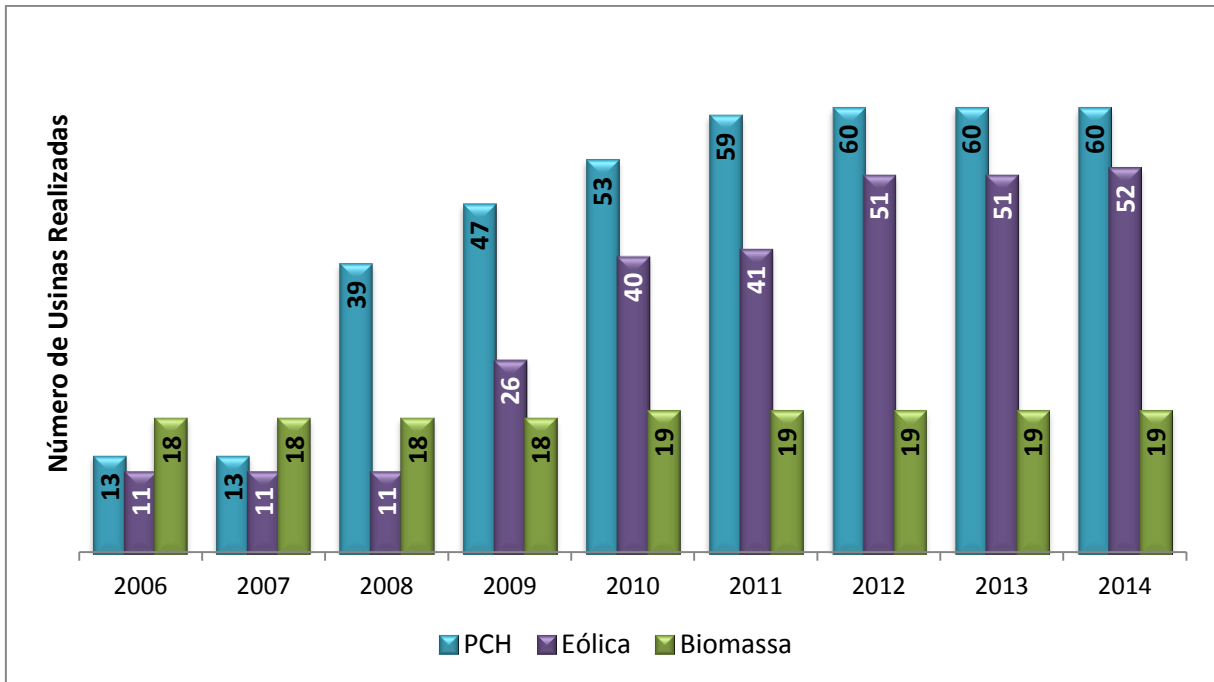


Figura 3.16 – Evolução do número de usinas em operação no PROINFA.

Fonte de Dados: ELETROBRAS – Plano Anual do PROINFA.

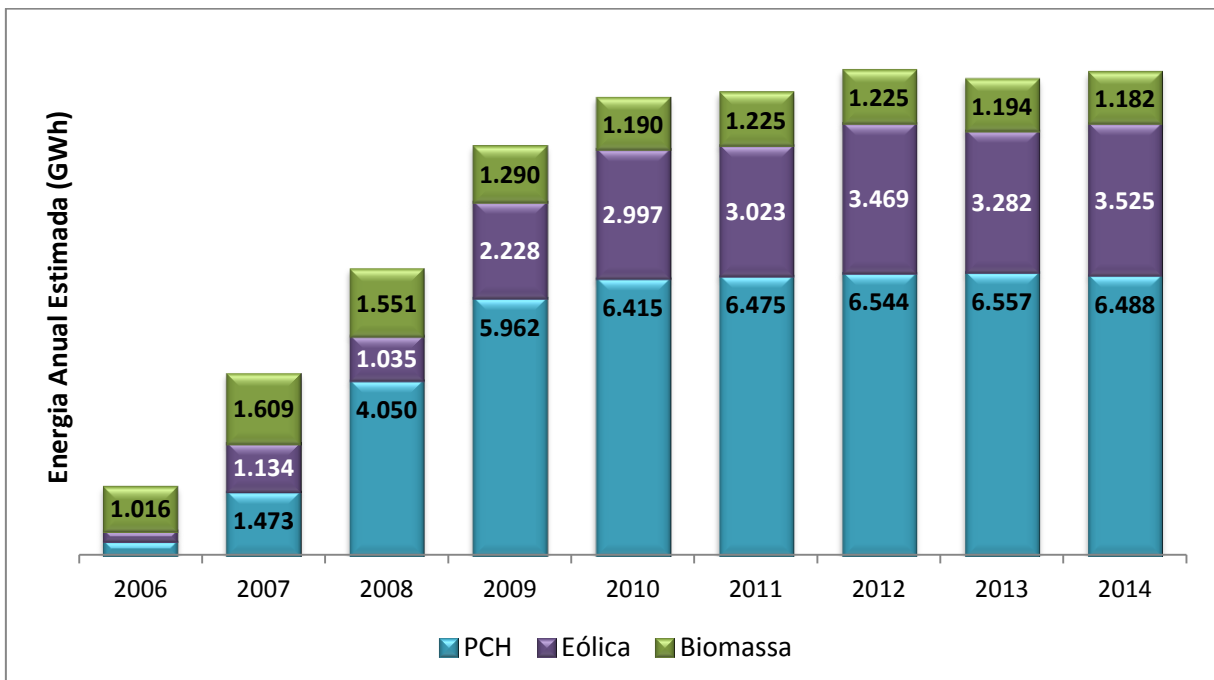


Figura 3.17 – Evolução da geração anual de energia no PROINFA.

Fonte de Dados: ELETROBRAS – Plano Anual do PROINFA.

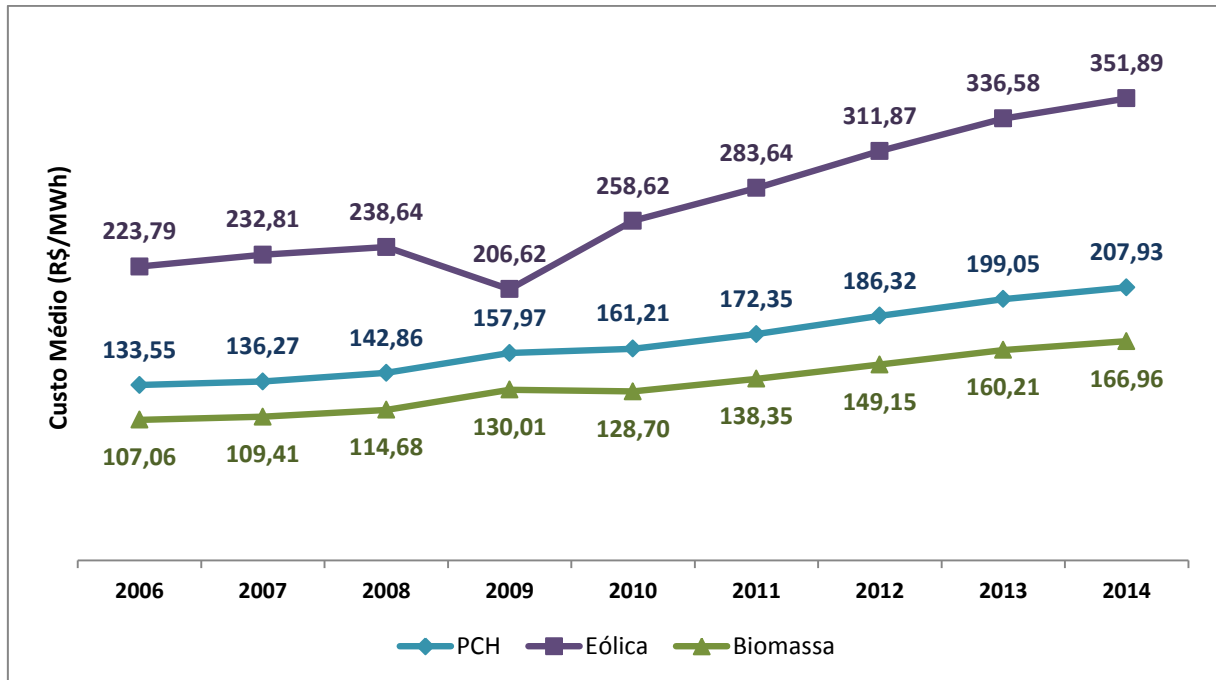


Figura 3.18 – Evolução dos preços médios por fonte no PROINFA.

Fonte de Dados: ELETROBRAS – Plano Anual do PROINFA.

3.7.2. Descontos nas tarifas de transmissão e distribuição

A Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, § 1º do art. 26 (Redação dada pela Lei 11.488/2007), determina que para os aproveitamentos de potencial hidráulico com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.

Segundo Resolução Normativa ANEEL 77, de 18 de agosto de 2004, artigo 3º, fica assegurado o direito a 100% (cem por cento) de redução, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o § 1º do art. 26 da Lei 9.427/1996, desde que atenda a uma das seguintes condições:

- Aqueles com o referido percentual de redução, para a produção, já estabelecido em ato autorizativo e que iniciaram a operação comercial até 31 de dezembro de 2003;
- Os caracterizados como PCH, com potência maior do que 1.000 kW e menor ou igual a 30.000 kW, que iniciaram a operação comercial no período entre 1º de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003, após solicitação a ANEEL da emissão do ato autorizativo correspondente;
- Aqueles a partir de fonte eólica, biomassa, assim como os de cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003, após solicitação a ANEEL da emissão do ato autorizativo correspondente;
- Aqueles que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto, após solicitação a ANEEL da emissão do ato autorizativo correspondente.

O artigo 3º-A, da Resolução Normativa ANEEL 77/2004, diz que para a fonte solar, mantida as características referidas no § 1º do art. 26 da Lei 9.427/1996, fica estipulado o desconto de 80% (oitenta por cento), para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, aplicável nos 10 (dez) primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição – TUST e TUSD, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada. O desconto será reduzido para 50% (cinquenta por cento) após o décimo ano de operação da usina.

Para o restante dos empreendimentos listados no § 1º do art. 26 da Lei 9.427/1996 e não mencionados acima, fica estipulado o percentual de 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos, após solicitação a ANEEL da emissão do ato autorizativo correspondente.

Observa-se que o percentual de redução para as unidades consumidoras conectadas na Rede Básica será aplicado somente sobre a parcela fio das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST vigentes.

3.7.3. Isenção de tributos

A Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1989, em seu art. 4º, determina a isenção do pagamento de compensação financeira a energia elétrica produzida por:

- I - instalações geradoras com capacidade nominal igual ou inferior a 10.000 kW (dez mil quilowatts);
- II - gerada e consumida para uso privativo de produtor (autoprodutor), no montante correspondente ao seu consumo próprio no processo de transformação industrial; quando suas instalações industriais estiverem em outro Estado da Federação, a compensação será devida ao Estado em que se localizarem as instalações de geração hidrelétrica;
- III - gerada e consumida para uso privativo de produtor, quando a instalação consumidora se localizar no Município afetado.

A Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, §4º do art. 26, determina que os aproveitamentos de potencial hidráulico com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica que iniciaram a operação após a publicação da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, também ficam isentos do pagamento de compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios.

3.7.4. Leilões de energia específicos

Após o incentivo inicial ao desenvolvimento das fontes alternativas de energia, possibilitado pelo PROINFA, pelos descontos nas tarifas de utilização dos sistemas de transmissão e distribuição, e isenções de tributos, surgem os leilões específicos por fonte, onde as distribuidoras e a CCEE adquiriram energia proveniente de fontes alternativas a preços competitivos entre elas.

Leilões promovidos pela CCEE com foco em fontes alternativas de energia:

- 1º Leilão de Fontes Alternativas
 - Data de Realização: Junho/2007;
 - Contratou Biomassa, com início de suprimento em 2010 e prazo de duração de 15 anos;
 - Contratou PCH, com início de suprimento em 2010 e prazo de duração de 30 anos.

- 2º Leilão de Fontes Alternativas
 - Data de Realização: Agosto/2010;
 - Contratou Eólica e Biomassa, com início de suprimento em 2013 e prazo de duração de 20 anos;
 - Contratou PCH, com início de suprimento em 2013 e prazo de duração de 30 anos.

- 1º Leilão de Energia de Reserva
 - Data de Realização: Agosto/2008;
 - Contratou Biomassa, com início de suprimento em 2009 e prazo de duração de 15 anos;
 - Contratou Biomassa, com início de suprimento em 2010 e prazo de duração de 15 anos.

- 2º Leilão de Energia de Reserva
 - Data de Realização: Dezembro/2009;
 - Contratou Eólica, com início de suprimento em 2012 e prazo de duração de 20 anos.

- 3º Leilão de Energia de Reserva
 - Data de Realização: Agosto/2010;
 - Contratou Biomassa, com início de suprimento em 2011 e prazo de duração de 15 anos;
 - Contratou Biomassa, com início de suprimento em 2012 e prazo de duração de 15 anos;
 - Contratou Biomassa, com início de suprimento em 2013 e prazo de duração de 15 anos;
 - Contratou Eólico, com início de suprimento em 2013 e prazo de duração de 20 anos;
 - Contratou Hidroelétrico, com início de suprimento em 2013 e prazo de duração de 30 anos.

- 4º Leilão de Energia de Reserva
 - Data de Realização: Agosto/2011;

- Contratou Eólica e Biomassa, com início de suprimento em 2014 e prazo de duração de 20 anos.
- 5º Leilão de Energia de Reserva
- Data de Realização: Agosto/2013;
 - Contratou Eólica, com início de suprimento em 2015 e prazo de duração de 20 anos.

Todos os leilões de energia específicos por fonte obtiveram sucesso em sua realização, alcançando seus objetivos de contratação de energia proveniente de fontes alternativas a preços competitivos entre elas, desenvolvendo tais fontes, e contribuindo assim para a inserção das mesmas na matriz energética nacional.

É consenso que esta é a melhor forma de incentivo a uma fonte específica, como a solar fotovoltaica, por exemplo, pois possibilita a criação de uma indústria nacional, que poderá se desenvolver, ganhando escala e reduzindo os custos relacionados.

3.7.5. Legislação sobre Geração Distribuída

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2013), geração distribuída é aquela geração de energia localizada próxima ao consumidor final, cuja instalação objetiva atendimento prioritário a este, podendo ou não gerar excedentes energéticos comercializáveis para além das instalações do consumidor final.

Para fins regulatórios, o Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, considera geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, incluindo o aproveitamento de potenciais hidráulicos, iguais ou inferiores a 1.000 kW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW, exceto a geração proveniente de empreendimento:

- Hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e
- Termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL.

Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no Decreto 5.163/2004. Segundo o mesmo decreto, a contratação de energia elétrica proveniente

de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados. O montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento (10%) da carga do agente de distribuição. O contrato de compra e venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída deverá prever, em caso de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora, a aquisição de energia no mercado de curto prazo pelo agente de distribuição. As eventuais reduções de custos de aquisição de energia elétrica no mercado de curto prazo deverão ser consideradas no repasse às tarifas dos consumidores finais com vistas a modicidade tarifária, vedado o repasse de custos adicionais.

Na contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída de que trata o Decreto 5.163/2004, o repasse dos custos de aquisição de energia pelos agentes de distribuição às tarifas de energia elétrica será feito de forma integral até o limite do VR.

A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, entre outras, possui a finalidade de incentivar a penetração da geração distribuída de pequeno porte.

Ela trata da microgeração distribuída, definida como uma “central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada”, e da minigeração distribuída, definida como uma “central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada”.

Nela o sistema de compensação é definido como um “sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados”. Os possíveis créditos de energia gerados continuam válidos por 36 meses.

Segundo a ANEEL, esse sistema é denominado *net metering*, onde um consumidor de energia elétrica instala pequenos geradores em sua unidade consumidora (por exemplo, painéis solares fotovoltaicos, ou pequenas turbinas eólicas) e a energia gerada é usada para abater o consumo de energia elétrica da unidade. É necessário um medidor de energia

bidirecional para isto, medindo o consumo da energia entregue pela rede de distribuição e também a energia injetada nesta mesma rede, quando houver geração maior que consumo na unidade consumidora.

A Tabela 3.8 mostra, segundo estudos da EPE, a estimativa de penetração da geração distribuída a partir da fonte fotovoltaica para um horizonte de 10 anos. O estudo afirma que o crescimento e difusão tecnológica da fonte fotovoltaica é função das políticas de incentivos do governo, e que a projeção é conservadora no sentido de se realizar em cima do status atual da fonte de geração no país. O fator de capacidade médio da fonte é de 15%, e está relacionado a incidência de raios solares durante o ano.

Segundo Atlas Solarimétrico do Brasil (UFPE, 2000), os valores de radiação solar no país, especialmente na região Nordeste, são comparáveis às melhores regiões do mundo. Observa-se também que o Brasil possui grandes reservas de silício, que atualmente é a matéria prima empregada na produção desses painéis fotovoltaicos, facilitando assim o desenvolvimento da fonte.

Tabela 3.8 – Estimativa da capacidade e geração de energia a partir de fonte Fotovoltaica.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Potência Instalada (MWp)	11,0	37,0	64,0	130,0	246,0	400,0	587,0	850,0	1143,0	1451,0
Energia Gerada (MWm)	1,6	5,6	9,6	19,6	37,2	60,3	88,7	128,4	172,5	219,1
Fator de Capacidade	0,145	0,151	0,150	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151

Fonte: EPE, 2013.

3.8. Considerações finais

O Brasil já possui uma vasta experiência em gerar energia a partir de fontes alternativas, experiência adquirida em décadas no caso das fontes hidrelétricas de pequeno porte e térmicas a biomassa, e nos últimos anos no caso da fonte eólica. O Programa de Incentivo às Fontes Renováveis no Brasil (PROINFA) obteve êxito, contratando 131 usinas, e possibilitando o desenvolvimento das fontes contempladas. Posteriormente, com novos incentivos recebidos, as fontes alternativas amadureceram e se tornaram altamente competitivas nos mercado nacional, se destacando em leilões de energia, contribuindo assim para a modicidade tarifária.

Essas fontes são muito importantes para o sistema elétrico nacional, pois complementam a geração hidrotérmica de base, diversificando a matriz elétrica, reduzindo custos com geração e possibilitando o aproveitamento de potenciais marginais de geração, pois atuam de forma distribuída, atingindo pequenos potenciais inexplorados.

As características de geração de algumas fontes alternativas, como usinas eólicas e térmicas a biomassa, dificultam sua comercialização individualmente, sendo necessária associação com outra fonte de geração, normalmente uma usina térmica convencional. Porém, como mostrado no capítulo, a sazonalidade da geração das fontes alternativas possui um comportamento complementar, o que lhes permite uma associação adequada para comercialização de energia garantida no ACL.

Segundo o Banco de Informações de Geração – BIG, da ANEEL, a participação das fontes alternativas de energia na matriz energética nacional hoje é de aproximadamente 15% da capacidade instalada total, devendo passar de 20% até 2022, pelas estimativas da EPE, mostrando a forte expansão dessas fontes no sistema elétrico para os próximos anos. Os preços tendem a se estabilizar nos patamares atuais, pois existem ainda muitos projetos a serem desenvolvidos, visto a elevada inscrição para participar dos últimos leilões da CCEE, conseqüentemente uma acirrada competição na oferta de energia, além do aprimoramento das tecnologias atuais.

As usinas fotovoltaicas ainda não são uma realidade no Brasil, existem apenas 108 projetos aprovados pela ANEEL, sendo projetos-piloto, ainda em estudo, com capacidade de geração de 10 MW no total segundo ANEEL. Porém com os incentivos governamentais, como a Resolução Normativa 482/2012, é esperada, segundo a EPE, uma geração estimada de 219,1 MW médios em 2022, o que representa uma taxa de crescimento médio anual de 58% da energia gerada entre 2014 e 2022.

Com aquisição dessas fontes em leilões, e posterior comercialização de sua energia no mercado cativo, é necessário entender qual a contribuição do custo da *commodity* energia na formação das tarifas dos consumidores finais, e para isso se faz necessário entender um pouco do regime tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica, como é mostrado no capítulo posterior.

4. REGIME TARIFÁRIO PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Este capítulo trata do regime tarifário utilizado no cálculo das tarifas de distribuição de energia elétrica, quais custos incorrem ao setor de distribuição e como são rateados entre os diversos consumidores existentes, além de descrever como estas tarifas são revisadas e reajustadas ao longo do ciclo tarifário, e como se calcula o ponto de equilíbrio tarifário, determinado pelo método “*Break Even*” aplicado às tarifas reguladas de energia elétrica.

4.1. Considerações iniciais

Segundo o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES, 2013), as concessões de distribuição de energia no país, por serem um monopólio natural, com investimentos que em grande parte não podem ser recuperados caso a empresa deseje sair do mercado, e sem produtos substitutos, necessariamente possuem suas tarifas reguladas. O modelo de regulação praticado atualmente no segmento de distribuição nacional é o denominado discricionário com preço teto (*Price Cap*), onde a agência reguladora é responsável por periodicamente revisar as tarifas praticadas com base em regras preestabelecidas, porém de forma flexível. Na revisão tarifária periódica, ocorre uma análise comparativa entre os custos eficientes praticados no mercado específico e os custos da distribuidora regulada, determinando assim as tarifas para um novo ciclo tarifário. A receita requerida da empresa é formada pela soma dos custos com depreciação, custos operacionais, tributos e o retorno sobre o Capital investido. O retorno sobre o Capital é calculado aplicando o Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*) sobre a base de Ativos Regulatórios da empresa.

O *Price Cap* é classificado como uma regulação por incentivos, onde as tarifas são definidas em função de custos projetados e da taxa de retorno adequada, possui um período de revisão preestabelecido, o preço é atualizado durante o ciclo de revisão tarifária através de algum indicador econômico (IGP-M no caso das concessões de distribuição), com objetivo de repor perdas inflacionárias, e também é aplicado um fator, denominado fator X, cuja finalidade é compartilhar as variações dos indicadores de qualidade, eficiência e produtividade. Nesse regime as revisões e reajustes tarifários consideram características próprias de cada área de concessão, tais como: número de unidades consumidoras, extensão de redes de distribuição, variação de mercado de fornecimento, e o portfólio de contratos de energia, e segundo o conceito de modicidade tarifária, do modelo vigente do setor elétrico, as

tarifas precisam assegurar receitas suficientes às concessões, para cobrirem seus custos operacionais eficientes e remunerar os investimentos necessários para manter e ampliar as redes de distribuição, garantindo a qualidade de fornecimento para todos os consumidores.

Os custos, que formam as tarifas são agrupados em três classes:

- Geração de energia elétrica;
- Transporte da energia: Transmissão e Distribuição; e
- Encargos setoriais.

Sobre as tarifas são aplicados os tributos. São eles: PIS/COFINS – Esfera Federal; ICMS – Esfera Estadual; e Iluminação Pública – Esfera Municipal.

Os custos considerados nos processos de revisão ou reajuste tarifário anteriores são corrigidos anualmente, e essa variação é considerada um passivo/ativo financeiro das concessionárias, sendo somados aos custos econômicos processados na data de referência de cada concessionária.

Cada componente formadora do custo final da concessionária possui um determinado critério para ser rateado entre as modalidades de consumidores pertencentes à área de concessão em análise. Esses critérios visam representar da melhor maneira a forma com que determinado custo é gerado, alocando-o de forma justa entre os consumidores.

Anteriormente ao regime de *Price Cap*, instituído pelas Leis 8.631, de 04 de março de 1993, e 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, as tarifas de energia elétrica no país eram iguais. Existia o regime de remuneração garantida, onde as concessionárias eram reguladas pelo custo do serviço, e aquelas com maior eficiência, que apresentassem remuneração superior à garantida, ajudavam a cobrir as despesas das menos eficientes. Esse regime não era interessante para o Brasil, pois desestimulava a eficiência das concessionárias, elevando assim o custo da energia.

4.2. Custos Regulatórios

De acordo com a ANEEL, os custos regulatórios são agrupados em duas classes, custos “gerenciáveis” por parte das concessões de distribuição, denominados “Parcela B”, e custos “não gerenciáveis” pelas mesmas, denominados “Parcela A”.

A “Parcela A” engloba os custos relacionados com o transporte de energia elétrica, o custo médio ponderado de aquisição de energia proveniente do portfólio de contratos da concessionária, e os diversos encargos setoriais. São custos que fogem da vontade das concessionárias de distribuição, visto que são determinados regulatóriamente, pela ANEEL, no âmbito dos processos de revisão ou reajuste tarifários.

A “Parcela B” está relacionada aos custos vinculados a atividade de distribuição de energia elétrica, ou seja, remuneração de investimentos, custos de operação e manutenção, custos administrativos, entre outros. Esses custos de certa forma são gerenciáveis, pois a concessionária de distribuição é quem administra esses custos, determinando como irá investir dentro de sua área de concessão, quanto irá remunerar seus funcionários, entre outras coisas. Porém, pode ocorrer da concessionária não ter reconhecido pela ANEEL todos os custos declarados no momento da revisão tarifária, isto porque a ANEEL reconhece apenas os custos operacionais eficientes, aplicando metodologia de comparação entre concessionárias (Método de *Benchmarking*).

A forma de cálculo apresentada, para os Custos Regulatórios, diz respeito ao 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas, como descrita no PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária).

4.2.1. Composição da Parcela A

Custos com Encargos Setoriais:

➤ Reserva Global de Reversão – RGR

Criada pelo Decreto 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, entre outras. De acordo com a MP579/2012, as concessionárias e permissionárias de distribuição ficaram desobrigadas do recolhimento da quota anual da RGR a partir de 1º de janeiro de 2013.

➤ Conta de Consumo de Combustíveis – CCC

Criada pelo Decreto 73.102, de 07 de novembro de 1973, tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoelétrica nos sistemas isolados, estes custos são rateados por todo o país em função do mercado de cada distribuidora. De acordo com a MP579/2012, fica extinto o rateio do custo de consumo de combustíveis.

➤ Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

Foi instituída pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, posteriormente alterada pela Lei 12.783/2013, reduzindo seu valor de 0,5% para 0,4% do benefício econômico anual auferido pelos agentes. Os recursos obtidos por esse encargo destinam-se a custear as atividades da ANEEL, e são recolhidos em duodécimos.

➤ Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Criada pela Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, para promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, PCHs, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

Com a publicação da MP579/2012, algumas obrigações foram incorporadas na CDE (Descritas no Capítulo 5).

➤ Encargos de Serviços do Sistema – ESS

Previsto no Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, dentre outros:

- Custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado;
- A reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma;
- A reserva de capacidade, em MVAr, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e

- A operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.
- Encargo de Energia de Reserva – EER
- Previsto no Decreto 6.353, de 16 de janeiro de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva.
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA
- Instituído pela Lei 10.438/2002, seu custeio é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, elaborado pela ELETROBRAS, conforme o disposto no Decreto 5.025/2004, sendo suas quotas determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora.
- Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa de Eficiência Energética (PEE)
- Criado pela Lei 9.991, de 24 de julho de 2000, obrigada as distribuidoras a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final da energia.
- ONS
- As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS.
- Compensação Financeira ao Uso dos Recursos Hídricos – CFURH
- Criada pela Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1989, é baseada na geração efetiva das usinas hidrelétricas e na Tarifa Atualizada de Referência (TAR) estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh). Os recursos são destinados a Estados, Distrito Federal e Municípios.
- É isenta do pagamento de compensação financeira a energia elétrica:
- Produzida pelas instalações geradoras com capacidade nominal igual ou inferior a 10.000 kW (dez mil quilowatts);
 - Gerada e consumida para uso privativo de produtor (autoprodutor), no montante correspondente ao seu consumo próprio no processo de transformação industrial; quando suas instalações industriais estiverem em outro Estado da Federação, a

compensação será devida ao Estado em que se localizarem as instalações de geração hidrelétrica;

- Gerada e consumida para uso privativo de produtor, quando a instalação consumidora se localizar no Município afetado.

Custos com Transporte e Transmissão:

➤ Rede Básica/ DIT

O Custo com Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão de Energia Elétrica estão previstos nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), celebrado entre as concessionárias de distribuição e as concessionárias de transmissão, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. O ONS calcula esses custos baseando nos valores de demanda de potência e nas tarifas de utilização estabelecidas regulatoriamente segundo a receita anual permitida para as concessionárias de transmissão. (ANEEL)

A ANEEL estabelece duas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), a TUST Rede Básica, referente ao uso de instalações da Rede Básica Nodal, e a TUST Rede Básica Fronteira, relativa ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica Nodal.

➤ Conexão

Refere-se ao uso, pelas distribuidoras, das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. (ANEEL)

➤ Transporte de Itaipu

O Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional refere-se ao custo de transporte das quotas-partes de energia elétrica adquirida junto a Itaipu pelas concessionárias de distribuição de energia. O custo é calculado com base em uma tarifa de transporte determinada pela ANEEL, em R\$/MW.

As distribuidoras detentoras das quotas-partes de Itaipu também pagam os custos de transmissão atribuídos à Itaipu Binacional (MUST ITAIPU), de forma proporcional às suas quotas-partes.

➤ Uso do Sistema de Distribuição

Os encargos de uso do sistema de distribuição são pagos, em função do montante de potência contratado e do consumo de energia final, por consumidores livres, unidades

geradoras conectadas aos sistemas de distribuição, sistemas de distribuição de distribuidoras que acessam os sistemas de distribuição de outra distribuidora e consumidores cativos.

Custos com Aquisição de Energia:

Os custos com aquisição de Energia foram descritos no Capítulo 2, item 2.7. Nestes custos também são consideradas as perdas de energia nos sistemas de transmissão e distribuição.

4.2.2. Composição da Parcela B

A Parcela B é composta pela soma dos componentes mostrados na Equação 4.1.

$$VPB = CAOM + CAA \quad (4.1)$$

Onde:

VPB: Valor da Parcela B;

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção; e

CAA: Custo Anual dos Ativos.

O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é formado pelos Custos Operacionais relativos ao 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas e pelas Receitas Irrecuperáveis. Já o Custo Anual dos Ativos (CAA) é composto pela Remuneração do Capital, Quota de Reintegração Regulatória (depreciação) e Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

Obtendo o valor da Parcela B para o novo ciclo de revisão tarifária periódica (3ºCRTP), ocorre um ajuste em função dos investimentos realizados no ciclo anterior. Nesse ajuste a ANEEL deflaciona os investimentos efetivamente realizados pela concessionária até a data-base da revisão tarifária anterior, através do IGP-M, e compara com os investimentos previstos na época. A diferença, se inferior, é considerada de forma a reduzir a Parcela B.

Da parcela B ainda é subtraído às receitas obtidas com atividades complementares e atividades atípicas a atividade fim da concessão, denominadas “Outras Receitas”. A metodologia de cálculo das “Outras Receitas” é descrita no Submódulo 2.7 do PRORET.

Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)

➤ Custos Operacionais

A regulação busca definir o nível eficiente de custos para suprir os gastos com processos comerciais, atividades de operação, manutenção e administração, além de considerar os ganhos médios de produtividade da atividade de distribuição observados no 2ºCRTP, entre 2003 e 2009, calculados em 0,782% ao ano e aplicado para todas as empresas. O Submódulo 2.2 do PRORET descreve a metodologia aplicada aos custos operacionais.

➤ **Receitas Irrecuperáveis**

As receitas irrecuperáveis estão relacionadas ao montante que é faturado pela concessionária, porém não é recebido, levando em consideração os impostos incidentes sobre a tarifa (inadimplência). É dividida em Receitas Irrecuperáveis sobre os encargos e Demais Receitas Irrecuperáveis. Descrito no Submódulo 2.2 do PRORET.

Custo Anual dos Ativos (CAA)

➤ **Remuneração do Capital (RC)**

A Remuneração do Capital visa remunerar os investimentos feitos pelas concessionárias durante o processo tarifário. Seu valor corresponde basicamente ao Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, aplicado a Base de Remuneração Regulatória. O WACC do 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas, para empresas com alíquota de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL) igual a 25% e 9% respectivamente, corresponde a 11,36% antes de impostos.

A metodologia de cálculo da Base de Remuneração Regulatória é descrita no Submódulo 2.3 do PRORET;

A metodologia de cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) é descrita no Submódulo 2.4 do PRORET.

➤ **Quota de Reintegração Regulatória (QRR)**

A Quota de Reintegração Regulatória representa o volume de ativos depreciados no ciclo tarifário correspondente, sua finalidade é recompor esses ativos necessários a prestação adequada do serviço de distribuição de energia elétrica. Ela considera também a amortização dos investimentos, visto que é vinculada a Base de Remuneração Regulatória. A taxa média aplicada de depreciação das instalações é baseada nas taxas anuais de depreciação definidas na Resolução Normativa ANEEL 367, de 02 de junho de 2009.

➤ **Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)**

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, ou Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo. Esses ativos não são considerados na Base de Remuneração Regulatória, pois são tratados separadamente. Para o cálculo desse custo, é necessário definir a Base de Anuidade Regulatória (BAR), determinada através dos Ativos imobilizados em serviço (AIS), que compõem a Base de Remuneração Regulatória. Feito isso, a BAR é dividida em três grupos: Aluguéis – correspondendo a 25% da BAR; Veículos – 25% da BAR; e Sistemas – 50% da BAR. Cada grupo possui sua taxa de depreciação considerada na REN 367/2009, e terão remuneração sobre 50% do investimento, considerando o WACC. A metodologia de cálculo do CAIMI é descrita no Submódulo 2.3 do PRORET.

4.3. Metodologia de revisão tarifária periódica

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL 479, de 03 de abril de 2012, revisão tarifária periódica é uma revisão regular, prevista nos contratos de concessão, a ser realizada considerando-se as alterações na estrutura de custos e de mercado da distribuidora, os níveis de tarifas observados em empresas similares, no contexto nacional e internacional, e os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária.

Cada concessionária de distribuição possui um período de referência pré-determinado, no qual as tarifas de energia não variam (exceto se ocorrerem revisões tarifárias extraordinárias). Esse período, ou calendário tarifário individual por distribuidora, possui duração de 12 meses consecutivos, e ao final de cada período ocorre uma análise dos custos incorridos pelas distribuidoras com intuito de revisar as tarifas vigentes de energia elétrica (ANEXO D). Essa análise de custos pode se dar com uma mudança de metodologia, assim sendo denominada revisão tarifária, ou apenas um reajuste das tarifas dentro da mesma metodologia de análise, assim sendo denominado reajuste tarifário.

A metodologia descrita nesse item se refere ao 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (3ºCRTP), entre janeiro de 2011 e dezembro de 2014.

4.3.1. Processo de revisão tarifária

O processo de revisão tarifário é baseado no Módulo 02 do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária). Nesse processo é necessário analisar as alterações na estrutura de custos e de mercado, buscando estimular a eficiência e à modicidade tarifária. São calculados o Reposicionamento Tarifário e o Fator X, que irá ser utilizado no cálculo de reajuste da “Parcela B” ao longo do ciclo de revisão tarifária.

Reposicionamento Tarifário

Para o cálculo do Reposicionamento Tarifário inicialmente é necessário que se calcule a receita requerida, conforme Equação 4.2.

$$RR = VPA + VPB \quad (4.2)$$

Onde:

RR: Receita Requerida;

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B (já considerando as “Outras Receitas”).

Os valores da “Parcela A” e “Parcela B” foram descritos no item 4.2 deste capítulo.

O Reposicionamento Tarifário Médio, necessário para o reequilíbrio econômico-financeiro da concessionária, é dado pela Equação 4.3.

$$RT = \left(\frac{RR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (4.3)$$

Onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida;

RV: Receita Verificada.

A Receita Verificada é a Receita Anual de Fornecimento, de Suprimento, de Consumo de Energia Elétrica e de Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas no último reajuste tarifário e o Mercado de Referência, excluídos, portanto, o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário. (ANEEL)

O Mercado de Referência compreende os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados no Período de Referência a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica. (ANEEL)

O Período de Referência corresponde ao período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica.

No cálculo da Receita Verificada, as informações relativas ao mercado faturado no último mês do período de referência serão estimadas, repetindo-se os montantes realizados no mês imediatamente anterior, podendo os valores do penúltimo mês, se provisórios, ser alterados uma única vez até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora. (ANEEL)

4.3.2. Processo de reajuste tarifário

O processo de reajuste tarifário é baseado nos Módulos 02 e 03 do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária). O fluxograma de cálculo do reajuste é mostrado no ANEXO E.

O reajuste tarifário acontece anualmente, exceto no ano da revisão tarifária periódica, na data de aniversário do contrato. Nesses processos são calculados todos os custos da “Parcela A” e a Receita Anual – RA0, também denominada Receita de Referência.

A Receita Anual (RA0) é calculada com base nas tarifas econômicas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) e o "Mercado de Referência", já descrito no processo de revisão tarifária.

A Data de Referência Anterior (DRA) é definida como sendo a data de vigência do último processo tarifário homologado pela ANEEL.

A Data do Reajuste em Processamento (DRP) é a data de vigência do Reajuste Tarifário Anual em análise a ser homologado pela ANEEL.

Os outros custos, constantes da “Parcela B” em DRA, são obtidos pela subtração dos valores da “Parcela A” em DRA e da Receita de Referência (Ra0). Para obter os custos da “Parcela B” em DRP, é necessário corrigir seu valor em DRA utilizando o índice IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, subtraído do Fator X, definido na revisão tarifária periódica da concessionária.

Dessa forma, como exposto em contrato de concessão, a ANEEL aplica, para os anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas, o procedimento de reajuste tarifário anual. A Figura 4.1

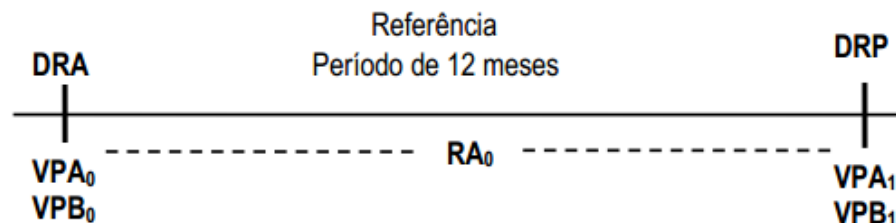


Figura 4.1 – Esquema utilizado nos processos de reajuste tarifário.

Fonte: ANEEL.

Fator X

Sua função é prover um equilíbrio entre despesas e receitas eficientes durante o ciclo tarifário. O Fator X é composto pela soma de três componentes, o componente Pd, o componente T e o componente Q, que estão relacionados com os ganhos de produtividade, a trajetória de custos operacionais e a qualidade do serviço de distribuição, respectivamente, e são determinados no momento da revisão tarifária, se mantendo constante durante todo ciclo tarifário, exceto o fator Q, que varia conforme a variação dos índices anuais de qualidade das concessionárias.

O Fator X de forma objetiva serve para compartilhar com os consumidores os ganhos ou perdas de eficiência e competitividade da concessionária, decorrentes da variação do número de unidades consumidoras e da variação do mercado existente, dos quilômetros de rede de distribuição e dos indicadores de qualidade de fornecimento da energia, o que contribui para a modicidade tarifária.

➤ Componentes que compõem o Fator X:

Componente Pd: está relacionado a potenciais ganhos de produtividade da atividade de distribuição. O componente Pd é estimado, no momento da revisão tarifária, a partir da produtividade média do setor de distribuição, baseada nos custos operacionais e de capital associados à atividade de distribuição de energia elétrica, do crescimento médio do mercado faturado e da variação do número de unidades consumidoras da concessionária entre duas revisões tarifárias, conforme Equação 4.4.

$$P_d(i) = PTF + 0,313 \times (VarMWh(i) - VarMedMWh) - 0,260 \times (VarUC(i) - VarMedUC) \quad (4.4)$$

Onde:

PTF: Produtividade Média do setor de distribuição, de 1,11% a.a.;

VarMWh(i): Variação anual média de mercado da concessionária i, entre as revisões tarifárias do 2ºCRTP e 3ºCRTP;

VarMedMWh: Variação anual média de mercado de todas as distribuidoras no período considerado nas simulações para o 3ºCRTP, de 4,25% a.a.;

VarUC(i): Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária i, entre as revisões tarifárias do 2ºCRTP e 3ºCRTP; e

VarMedUC: Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas de todas as distribuidoras no período considerado nas simulações para o 3ºCRTP, de 3,58% a.a..

Componente T: está relacionado à trajetória de custos operacionais regulatórios das concessionárias de distribuição. Busca estabelecer uma transição entre os custos operacionais eficientes do segundo ciclo de revisões tarifárias e os custos operacionais do terceiro ciclo. Segundo ANEEL, o cálculo é baseado na diferença entre o valor dos custos operacionais definidos no 2CRTP, atualizados pelos ganhos de produtividade, e o limite mais próximo do intervalo de custos operacionais eficientes definidos pelo método de *benchmarking* – onde se

compara os custos operacionais do setor elétrico, buscando identificar os mais eficientes. O valor do componente T será limitado a mais ou menos dois por cento. A Equação 4.5 nos mostra como é feito o cálculo do fator T.

$$T = \left(1 - \sqrt[N]{\frac{CO_n^3}{CO_3}} \right) \times \left(\frac{CO_3}{VPB_0} \right) \quad (4.5)$$

Onde:

N: Número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas;

CO₃: Custos operacionais definidos no 2CRTP atualizados considerando-se os ganhos de produtividade (R\$);

CO_n³: Limite mais próximo de CO₃ do intervalo de custos operacionais eficientes definido por meio do método de *benchmarking* (R\$); e

VPB₀: Total da parcela B definida na revisão tarifária do 3CRTP (R\$).

Componente Q: está relacionado à qualidade do serviço prestado pela concessionária de distribuição. A cada reajuste tarifário anual o componente Q é estabelecido com base na variação dos indicadores de continuidade do serviço de distribuição elétrica - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), apurados nos últimos dois anos civis disponíveis. Para determinar o componente Q também se observa o desempenho relativo entre as distribuidoras, como verificado na Tabela 4.1, ocorrendo à separação em dois grupos, as de melhores desempenhos e as de piores desempenhos (conforme metodologia definida no Submódulo 2.5 do PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária). Para exemplificar a componente Q do fator X, existem duas situações:

- Empresa classificada entre as de melhor desempenho relativo, com variação apurada dos indicadores DEC e FEC da ordem de -15%. Sendo assim o componente Q terá sua intensidade reduzida em -0,79%;
- Empresa classificada entre as de pior desempenho relativo, com variação apurada dos indicadores DEC e FEC da ordem de 9%. Sendo assim o componente Q terá sua intensidade elevada em 0,49%.

Tabela 4.1 – Componente Q do Fator X.

Variação DEC/FEC	Regra Geral	Melhores Desempenhos	Piores Desempenhos
Maior que 20%	1.00%	0.50%	1.00%
17% a 20%	0.95%	0.47%	0.95%
14% a 17%	0.79%	0.40%	0.79%
11% a 14%	0.64%	0.32%	0.64%
8% a 11%	0.49%	0.24%	0.49%
5% a 8%	0.33%	0.17%	0.33%
-5% a 5%	0.00%	0.00%	0.00%
-8% a -5%	-0.33%	-0.33%	-0.17%
-11% a -8%	-0.49%	-0.49%	-0.24%
-14% a -11%	-0.64%	-0.64%	-0.32%
-17% a -14%	-0.79%	-0.79%	-0.40%

Fonte: ANEEL.

4.4. Componentes financeiros externos

Os componentes Financeiros são formados por três grupos de custos, são eles: *Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA; Neutralidade; e Outros Custos.*

A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA, foi criada pela Portaria Interministerial MF/MME 296, de 25 de outubro de 2001, posteriormente substituída pela Portaria Interministerial MF/MME 025, de 24 de janeiro de 2002. Sua finalidade é registrar as variações, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, de custo dos itens discriminados anteriormente. O saldo é definido pelo somatório das diferenças, positivas ou negativas, entre o valor do item na data do último reajuste tarifário e o valor do item na data de pagamento, acrescido da taxa de juros SELIC.

O saldo da CVA deverá ser compensado nas tarifas de fornecimento de energia elétrica da concessionária nos 12 (doze) meses subsequentes à data de reajuste tarifário anual, sendo eventual diferença considerada no cálculo do reajuste tarifário seguinte (CVA a Compensar). Durante os 12 (doze) meses subsequentes à data de reajuste tarifário anual, o saldo da CVA não compensado será remunerado com base na taxa de juros SELIC para o período, até a data de sua efetiva compensação.

Para efeito de cálculo de tarifa, os saldos da CVA a serem compensados serão calculados utilizando-se uma taxa de juros projetada para o período de 12 (doze) meses subsequentes à data do reajuste tarifário anual.

A taxa de juros projetada será dada pela menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais, divulgada pelo Banco Central do Brasil, referente aos trinta dias anteriores à data de reajuste tarifário anual, e a projeção de variação indicada no mercado futuro, trinta dias antes da data de reajuste tarifário anual, da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para prazo de doze meses.

No final do período de 12 (doze) meses subsequentes, verificar-se-á se o saldo da CVA foi efetivamente compensado, levando-se em consideração as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição do reajuste tarifário da concessionária e o mercado verificado nos 12 (doze) meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada, sendo eventual diferença na

compensação do saldo da CVA considerada no reajuste tarifário anual subsequente (CVA a Compensar).

As disposições estabelecidas pela Portaria também aplicam-se quando da realização de revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica.

Enquanto a CVA enxerga os custos, a *Neutralidade dos Encargos Setoriais* observa a variação de mercado, ela corresponde ao cálculo das diferenças mensais apuradas a partir do último reajuste tarifário entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste anterior. Essas diferenças são frutos das variações entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição do reajuste tarifário da concessionária e o mercado verificado durante o processo tarifário.

Os “*Outros Custos Financeiros*” são custos que não podem ser previstos pelo processo tarifário, porém que precisam ser considerados no momento da revisão ou reajuste tarifário. São custos como: repasse de sobrecontratação de energia; passivo da Eletronuclear; e penalidades entre outros.

Anteriormente a Lei 12.783/2013, existia o componente financeiro relacionado aos subsídios ou descontos incidentes sobre as tarifas de aplicação, porém a partir do Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013, este passou a compor os dispêndios da conta CDE, e não mais são considerados componentes financeiros. Esses descontos são aplicáveis sobre:

- Subclasse residencial baixa renda;
- Geradores e consumidores de fonte incentivada;
- Serviço de irrigação e aquicultura em horário especial;
- Serviço público de água esgoto e saneamento;
- Distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano;
- Classe rural;
- Subclasse cooperativa de eletrificação rural; e
- Serviço público de irrigação.

Os valores dos Subsídios contemplam o ajuste entre os valores previstos e os realizados no período de referência.

4.5. Estrutura tarifária

Estrutura tarifária segundo a Resolução Normativa ANEEL 479, de 03 de abril de 2012, “é um conjunto de tarifas, aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários”.

4.5.1. Grupos de consumidores

Grupo A

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, e caracterizado pela tarifa binômia (Redação dada pela Resolução Normativa ANEEL 418/2010). Esse grupo é subdividido nos seguintes subgrupos:

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

Grupo B

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia (Redação dada pela REN ANEEL 418/2010). Esse grupo é subdividido nos seguintes subgrupos:

- Subgrupo B1 – classe residencial;
- Subgrupo B2 – classe rural;
- Subgrupo B3 – classe demais classes; e
- Subgrupo B4 – classe Iluminação Pública.
 - Segundo Resolução Normativa ANEEL 479, de 03 de abril de 2012, a elaboração de projeto, a implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública são de responsabilidade do ente municipal ou de quem tenha recebido deste a delegação para prestar tais serviços.

➤ Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE

Segundo Resolução Normativa ANEEL 414, de 09 de setembro de 2010, a TSEE aplicada aos consumidores enquadrados nas Subclasses Residencial Baixa Renda, é caracterizada por descontos incidentes sobre a tarifa aplicável à classe residencial, excluídos os valores dos componentes tarifários correspondentes aos encargos setoriais da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA e da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE. Os descontos são descritos a seguir:

- Baixa Renda 1 - para a parcela do consumo mensal de energia elétrica inferior ou igual a 30 kWh, o desconto será de 65%;
- Baixa Renda 2 - para a parcela do consumo mensal superior a 30 kWh e inferior ou igual a 100 kWh, o desconto será de 40%;
- Baixa Renda 3- para a parcela do consumo mensal superior a 100 kWh e inferior ou igual a 200 kWh, o desconto será de 10%; e
- Baixa Renda 4 - para a parcela do consumo mensal superior a 220 kWh, não incide desconto.

As unidades consumidoras serão classificadas nas Subclasses Residencial Baixa Renda, desde que sejam utilizadas por:

- I – família inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal, possuindo renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário mínimo nacional;
- II – quem receba o Benefício de Prestação Continuada da Assistência Social – BPC, nos termos dos arts. 20 e 21 da Lei 8.742, de 07 de dezembro de 1993;
- III - família inscrita no Cadastro Único com renda mensal de até 3 (três) salários mínimos, que tenha portador de doença ou deficiência cujo tratamento, procedimento médico ou terapêutico requeira o uso continuado de aparelhos, equipamentos ou instrumentos que, para o seu funcionamento, demandem consumo de energia elétrica.

4.5.2. Modalidades tarifárias

As Modalidades tarifárias são “um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas”. (REN ANEEL 479/2012)

Modalidade Tarifária Convencional:

- Modalidade tarifária CONVENCIONAL MONÔMIA é aplicada às unidades consumidoras do grupo B, baixa tensão, caracterizada por tarifa única aplicável para o consumo de energia (R\$/MWh), independentemente das horas de utilização do dia;
- Modalidade tarifária CONVENCIONAL BINÔMIA é aplicada às unidades consumidoras do grupo A, alta tensão, caracterizada por tarifa única para a demanda de potência (R\$/kW) e tarifa única para o consumo de energia (R\$/MWh), independentemente das horas de utilização do dia.

Modalidades Tarifárias Horárias:

- Modalidade tarifária horária BRANCA possui uma tarifa monômnia (R\$/MWh) com três postos tarifários: Ponta, Intermediário e Fora Ponta. Modalidade opcional aplicada ao grupo B, exceto para o subgrupo B4 – Iluminação Pública, e para as subclasses Baixa Renda (tarifa convencional continua disponível);
- Modalidade tarifária horária VERDE é aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (Hora Ponta e Hora Fora Ponta), assim como de uma única tarifa de demanda de potência ativas;
- Modalidade tarifária horária AZUL é aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia.

O enquadramento das unidades consumidoras nas modalidades tarifárias se dá, segundo a Resolução Normativa ANEEL 479 de 2012, da seguinte maneira:

Para as unidades consumidoras do grupo A:

- Na modalidade tarifária horária azul, aquelas com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV (Subgrupo A3);
- Na modalidade tarifária horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW;
- Na modalidade tarifária convencional binômnia, ou horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW.

Para as unidades consumidoras do grupo B:

- Na modalidade tarifária convencional monômnia, de forma automática e obrigatória para todas as unidades consumidora até que seja permitido optar pela tarifa branca;
- Na modalidade tarifária horária branca, de acordo com a opção do consumidor, quando disponível esta opção.

4.5.3. Posto tarifário

Posto tarifário é o “período de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia”. (REN ANEEL 479/2012)

Posto tarifário PONTA:

Posto tarifário ponta é um período composto por 03 (três) horas diárias consecutivas definidas pela concessionária de distribuição de energia elétrica considerando o perfil de carga médio de sua área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e os feriados exibidos na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Feriados Nacionais em que a cobrança tarifária horária não é permitida.

Dia e mês	Feriados nacionais	Leis federais
01 de janeiro	Confraternização Universal	10.607, de 19/12/2002
21 de abril	Tiradentes	10.607, de 19/12/2002
01 de maio	Dia do Trabalho	10.607, de 19/12/2002
07 de setembro	Independência	10.607, de 19/12/2002
12 de outubro	Nossa Senhora Aparecida	6.802, de 30/06/1980
02 de novembro	Finados	10.607, de 19/12/2002
15 de novembro	Proclamação da República	10.607, de 19/12/2002
25 de dezembro	Natal	10.607, de 19/12/2002

Fonte: ANEEL.

Posto tarifário INTERMEDIÁRIO:

Posto tarifário intermediário é um período de horas conjugado ao posto tarifário ponta, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior, aplicado para o Grupo B (apenas para consumidores que podem ser faturados pela tarifa Branca). A utilização desse posto tarifário é opcional a concessionária de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão.

Posto tarifário FORA PONTA:

Posto tarifário fora ponta é o período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no posto ponta e, para o grupo B que optar pela tarifa Branca, no posto intermediário.

Nas tarifas horosazonais, calculadas até o 2º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas, era definida uma tarifa para o período úmido (entre dezembro a abril) e outra para o período seco (entre maio a novembro).

Conforme o 8º artigo da Resolução Normativa ANEEL 166, de 10 de outubro de 2005, a tarifa de energia (TE) para o período seco era 12% maior que a tarifa de energia do período úmido. Essa classificação do posto tarifário deixou de existir a partir da aplicação da metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária onde as bandeiras tarifárias serão utilizadas para sinalizar economicamente a variação sazonal do custo da energia elétrica.

4.5.4. Tarifas de Referência

As Tarifas de referência correspondem àquelas que determinam a relatividade ou peso de cada componente tarifária entre as diversas modalidades e subgrupos tarifários. Essa relatividade é determinada pela ANEEL com base em estudos da área de concessão da distribuidora, buscando relacionar cada nível de tensão com os investimentos feitos pela concessionária de distribuição.

Essas tarifas levam em consideração os critérios de rateio dos custos da Parcela A e B. Cada elemento de custo possui um critério próprio de rateio, que procura representar como o custo é formado e qual tarifa deve ser responsável pela geração de receita vinculada ao esse custo.

As componentes tarifárias consideradas “Fio A”, por exemplo, possui seus custos regulatórios cobrados no posto tarifário de potência ativa (kW), exceto para o grupo B e para a modalidade tarifária verde, onde os custos são convertidos e cobrado no posto tarifário de energia consumida.

As componentes tarifárias relacionadas aos custos com encargos setoriais, aquisição de energia para repasse aos consumidores finais, custos com transporte associados à energia de Itaipu, e as perdas cobradas na tarifa de energia – TE, e associadas ao mercado cativo, são todas cobradas na proporção da energia consumida por cada modalidade de consumo, dividindo o custo regulatório total de cada componente tarifária pelo mercado pagante total.

As perdas de energia cobradas na tarifa de uso dos sistemas de distribuição – TUSD, são calculadas de acordo com o mercado consumidor de cada nível de tensão, a receita proveniente desse mercado em relação a receita total da distribuidora, e o custo específico da componente tarifária de perdas, ou seja, determinamos quanto do custo com perdas estaria associado a cada nível de tensão, fazendo uma relação de receitas de fornecimento, e dividimos esse custo pelo mercado de fornecimento do nível de tensão em análise.

O “Fio B”, que são os custos associados a “Parcela B”, possui o critério de Custo Marginal de Capacidade – CMC. Esse critério associa o custo médio de expansão de cada nível de tensão, o fluxo de potência baseado nos diagramas unifilares, o perfil da rede de distribuição e o perfil de carga de cada nível.

Segundo Nota Técnica ANEEL 126, de 25 de novembro de 2010, os Custos Marginais de Expansão Padrão, calculados em 2002, que eram utilizados até 2010 pela ANEEL, baseados na metodologia dos Custos Incrementais Médios de Longo Prazo (CIMLP), são mostrados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Custo Marginal de Expansão Padrão até 2010.

Subgrupo/Grupo	CIMLP (R\$/kW)
A2	29,13
A3	35,56
A3a	36,63
A4	41,15
B	57,10

Fonte: ANEEL.

Após 2010, cada distribuidora apresenta seu próprio Custo Marginal de Capacidade, determinado através de critérios estipulados pela ANEEL.

A Figura 4.2 resume os critérios de rateio de cada componente tarifária, e relaciona as componentes com a natureza de seu custo.

NOVA	TUSD			TE				
	Transporte		Perdas	Encargos	Energia	Transporte	Perdas	Encargos
Elemento de Custo	FIO A	FIO B						
1 - TUST RB	KW							
2 - TUST FR	KW							
3 - CONEXÃO	KW							
4 - CUSD	KW							
5 - Perdas RB/ Perdas na D			Perdas T					
6 - Distribuição		CMC						
7 - RGR				selo MWh				
8 - P&D				selo MWh				
9 - TFSEE				selo MWh				
10 - ONS				selo MWh				
11 - P. Técnicas			Perdas T					
16 - P. Não Técnicas				% TUSD				
12 - CCC ISOL.				selo MWh				
13 - CDE				selo MWh				
14 - PROINFA				selo MWh				
15 - ENERGIA					selo MWh			
16 - GP					selo MWh			
17 - ITAIPU					selo MWh			
18 - TR. ITAIPU						selo MWh		
19 - RB (C)						selo MWh		
20 - ESS								selo MWh
21 - Perdas RB							selo MWh	
22 - P&D								selo MWh
23 - CFURH								selo MWh

Figura 4.2 – Critérios de Rateio dos Elementos de Custo.

Obtendo as tarifas de referência e sabendo os custos a serem recuperados durante o processo tarifário, determinam-se as tarifas econômicas – e com a incidência dos custos financeiros, as tarifas de aplicação.

As tarifas, de forma agregada, se dividem em TUSD e TE, como descrito no item 4.6 deste capítulo.

4.6. Tarifas de energia e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição

Tarifa segundo a Resolução Normativa ANEEL 479, de 03 de abril de 2012, é o “valor monetário estabelecido pela ANEEL, fixado em R\$ (Reais) por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa”, sendo:

- Tarifa de energia – TE: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia; e
- Tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema.

A tarifa de Base Econômica corresponde à TUSD e TE, sem incidência de qualquer benefício tarifário, a ser utilizada para obtenção da Receita Requerida para cobrir os custos do processo em análise da concessionária. Já a tarifa de Base Financeira corresponde à TUSD e TE de Base Econômica adicionada dos componentes tarifários financeiros para aplicação aos consumidores finais do sistema de distribuição, denominada tarifas financeiras ou de aplicação.

As tarifas TUSD e TE de base econômica correspondem ao produto das Tarifas de Referência por um fator multiplicativo, considerando as diversas componentes tarifárias com seus custos regulatórios associados. O fator multiplicativo é obtido pela razão entre o custo regulatório e a receita de referência, que corresponde ao produto das Tarifas de Referência pelo Mercado de Referência.

Sabendo as tarifas de base econômicas, e os custos financeiros associados a cada componente tarifária, repete-se o procedimento acima citado para o cálculo das tarifas de base financeira – ou de aplicação, porém ao invés de utilizar as tarifas de referência, utiliza-se as tarifas de base econômica.

As tarifas de energia – TE, a partir de 2015, terão um mecanismo de sinalização econômica denominado “Bandeiras Tarifárias”. Os objetivos desse mecanismo são:

- Substituir o sinal sazonal (seco/úmido) da Tarifa de Energia;
- Possibilitar ao consumidor perceber a variação do CMO e ESS_SE, ou seja, do custo presente de geração de energia elétrica, durante o processo tarifário vigente;
- Estabelecer um sinal econômico de curto prazo para os consumidores do mercado cativo.

As características do sistema de Bandeiras Tarifárias segundo a Resolução Homologatória ANEEL 1.388, de 04 de dezembro de 2012, a princípio seriam:

- *Bandeira Verde*: será acionada nos meses em que a soma dos valores de Custo Marginal de Operação - CMO e Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética - ESS_SE for inferior ao valor de 100,00 R\$/MWh;
- *Bandeira Amarela*: será acionada nos meses em que a soma dos valores de Custo Marginal de Operação - CMO e Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética - ESS_SE for igual ou superior a 100,00 R\$/MWh e inferior a 200,00 R\$/MWh. Adicional de 15,00 R\$/MWh sobre a TE vigente aplicada na bandeira tarifária verde;
- *Bandeira Vermelha*: será acionada nos meses em que a soma dos valores de Custo Marginal de Operação - CMO e Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética - ESS_SE for igual ou superior a 200,00 R\$/MWh. Adicional de 30,00 R\$/MWh sobre a TE vigente aplicada na bandeira tarifária verde.

O sistema de bandeiras voltou a ser discutido na segunda fase da Audiência Pública 104, de 07 de dezembro de 2012, e Nota Técnica ANEEL 448, de 11 de outubro de 2013. Foi aprovado a alteração das faixas de acionamento das bandeiras visto a nova metodologia de despacho das termelétricas – CVaR, proposto pela Resolução nº 03 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), e mantidos os valores adicionais a serem cobrados na tarifa de energia – TE.

- *Bandeira Verde*: será acionada nos meses em que o CMO + ESS_SE for inferior a 200,00 R\$/MWh;
- *Bandeira Amarela*: será acionada nos meses em que o CMO + ESS_SE for igual ou superior a R\$ 200,00/MWh e inferior a R\$ 350,00/MWh;
- *Bandeira Vermelha*: será acionada nos meses em que o CMO +ESS_SE for igual ou superior a R\$ 350,00/MWh.

O CMO equivale ao preço de unidade de energia produzida para atender ao acréscimo de demanda de carga no sistema, quanto maior o consumo, maior a necessidade de geração no SIN, principalmente através de usinas térmicas, o que eleva o custo da energia no portfólio de contratos das distribuidoras e no ambiente de contratação livre.

Já o ESS_SE surge através da determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, solicitando ao ONS o despacho de usinas fora da ordem de mérito de custo, buscando garantir o suprimento futuro de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN.

O sistema de bandeiras tarifárias será empregado pelas distribuidoras somente a partir de janeiro de 2015. Os anos de 2013 e 2014 foram reservados para testes da metodologia descrita na Audiência Pública 120, de 17 de dezembro de 2010, Audiência Pública 95, de 08 de novembro de 2012, e Audiência Pública 126, de 12 de dezembro de 2013, para assim avaliar os benefícios e os custos associados ao sistema.

4.7. Ponto de Equilíbrio Tarifário (Método *Break Even*)

O “*Break Even*” é um método de análise, que aplicado às tarifas de energia elétrica, permite saber qual a tarifa máxima que poderia ser cobrada de determinado consumidor, para que a opção de aquisição de energia do mesmo seja neutra em ambos os mercados de energia. Ou seja, ele pode escolher entre comprar energia no ambiente regulado ou no ambiente livre, e ao fazer essa escolha não teria nenhum diferencial do ponto de vista econômico.

Para aplicação desse método de análise é necessário conhecer a composição da tarifa de energia elétrica do mercado regulado. Esta composição tarifária é mostrada na Figura 4.3, onde observa-se a tarifa de forma mais agregada, TUSD e TE, sendo decomposta em parcelas, como transporte, perdas, encargos e energia, assim como mostrado nas faturas de energia elétrica, e ainda mais decomposta entre os diversos componentes de custo de uma tarifa regulada de energia elétrica, com os diversos custos relacionados ao transporte, diversos encargos setoriais, e custos relacionados a energia.

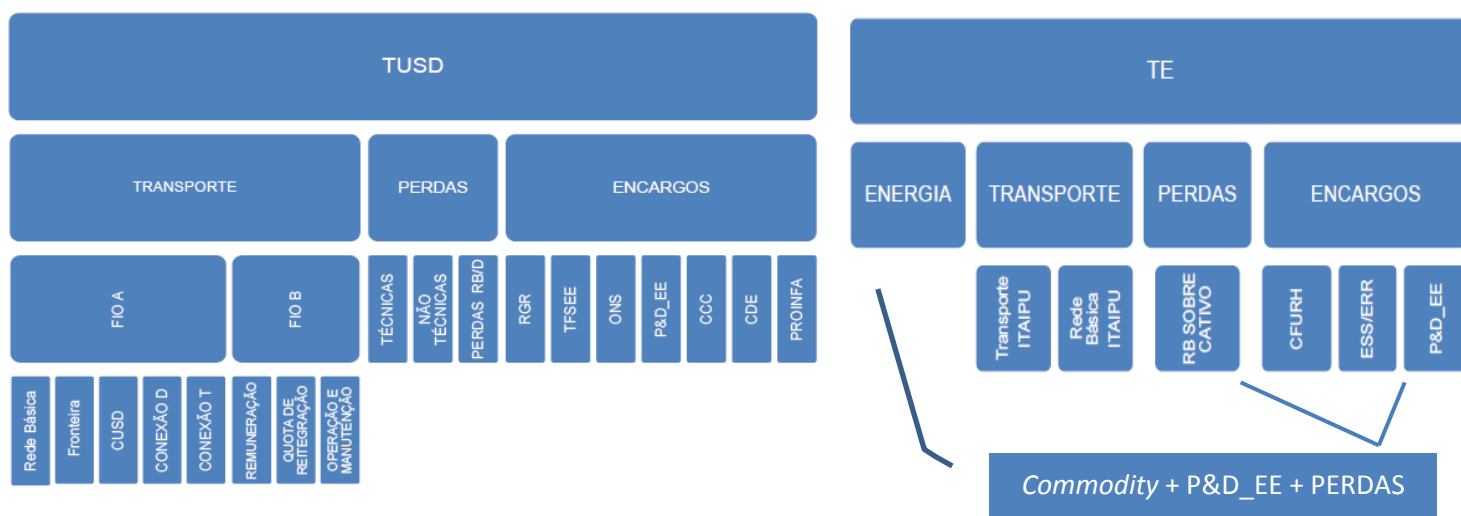


Figura 4.3 – Composição da tarifa regulada de energia elétrica.

O consumidor ao adquirir energia no ambiente de contratação livre deixa de pagar a tarifa regulada em sua área de concessão, e passa a pagar apenas a tarifa de TUSD a distribuidora, cobrança efetuada por disponibilizar o acesso e utilização dos sistemas de distribuição, permitindo o comércio entre um gerador independente e uma carga no SIN.

Além da TUSD, o consumidor passa a pagar um valor fechado pelo preço da energia, onde o gerador ou comercializador irá inserir seus custos com geração da *commodity* energia, assim como os custos regulatórios do encargo de Pesquisa e Desenvolvimento cobrado a

concessionária de geração. Somado a isso, e por fim, o consumidor também pagará os custos com perdas de energia na rede básica, e o Encargo de Serviços do Sistema, que possui finalidade de ressarcir as usinas térmicas geradas fora da ordem de mérito de custo, por determinação do ONS.

Segundo a CCEE, os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) consistem basicamente num valor em R\$/MWh correspondente à média dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada Submercado. O ESS é pago por todos os Agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção do consumo sujeito ao pagamento desse encargo.

Analisando a tarifa de TE, percebe-se que apenas os custos com ITAIPU não estão cobertos quando o consumidor passa a adquirir energia no mercado livre, pois a energia de Itaipu é destinada exclusivamente ao mercado regulado.

Existe também a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH, porém esse encargo já está inserido no custo da *commodity* energia, sendo considerado um custo de produção. A CFURH corresponde a 6,75% do valor total de energia mensal produzida por usina (em MWh), multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência – TAR, que representa o custo de venda da energia às distribuidoras, deduzindo os encargos setoriais relativos à geração, os tributos e o custo da transmissão. Do total arrecadado com a compensação financeira, 45% são destinados aos municípios onde os reservatórios das usinas se situam, 45% são distribuídos entre os estados, e 10% são repassados à União.

Os consumidores livres ainda podem obter uma vantagem em relação à tarifa de TUSD, se essa for adquirida de uma fonte especial incentivada, como descrita no Capítulo 3 desse estudo, eles recebem um desconto, parcial ou total, nos custos relacionados a transporte e distribuição. Esses descontos incidem apenas nas componentes do TRANSPORTE (FIO A e FIO B) da TUSD.

4.8. Considerações finais

Conhecer o regime tarifário das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica é de extrema importância, pois os custos da energia no mercado livre possuem forte relação com as tarifas de energia do mercado regulado.

Entender como são formados os custos que compõe as tarifas reguladas de energia elétrica possibilita prever suas variações, da mesma forma e importância, é necessário conhecer a metodologia de revisão ou reajuste dos mesmos, assim como os critérios de rateio para formação das tarifas, permitindo assim sua projeção em um horizonte relativamente longo.

Também é de extrema importância avaliar o impacto das novas regulamentações setoriais, podendo assim obter uma correta leitura da direção na qual os custos regulatórios evoluirão, e assim um melhor embasamento para comercialização de energia de forma a beneficiar todo o sistema elétrico, além de possibilitar a análise das vantagens e desvantagens, em termos de custos, em optar entre o mercado regulado e o livre.

O método de análise da tarifa do ponto de equilíbrio tarifário, “*Break Even*”, é um excelente indicativo do custo da energia elétrica e de suas margens de comercialização, também possibilita analisar a competitividade das fontes alternativas de energia elétrica, visto a possibilidade de aplicações de descontos incidentes sobre as tarifas de Fio A e Fio B da TUSD.

Para compreender melhor os custos atuais das concessionárias de distribuição, é necessário compreender a Medida Provisória 579 de 2012, e seus desdobramentos futuros. Assim sendo, o Capítulo 5 traz uma análise abrangente do que se propôs nessa regulamentação, da dimensão da variação de custos, momentâneos e futuros, e as consequências decorrentes da publicação dessa medida.

5. MEDIDA PROVISÓRIA 579/2012

Este capítulo é destinado a descrever a Medida Provisória 579/2012, seus objetivos, aspectos legais, impactos na redução de custos do setor elétrico e nas tarifas reguladas de energia elétrica, assim como os desdobramentos posteriores a medida, como aumento conjuntural de custos de aquisição de energia proveniente do risco hidrológico e exposição involuntária das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

5.1. Considerações iniciais

A Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, teve como principal objetivo uma redução significativa das tarifas nacionais de energia elétrica, assegurando a continuidade, eficiência, e a modicidade tarifária na prestação dos serviços de energia elétrica.

Para cumprir tal objetivo foi proposto antecipar o vencimento de concessões de geração e renová-las de modo que o custo dessa energia refletisse apenas os custos operacionais das usinas, também era preciso antecipar vencimentos de concessões de transmissão, reduzindo no momento da renovação a Receita Anual Permitida – RAP, e por fim a redução de encargos setoriais.

Inicialmente, o alcance da publicação da Lei 12.783/2013, foi as usinas hidrelétricas com prazo de concessão se encerrando em até 60 meses a partir da data de publicação da MP579/2012. Também foram atingidas as concessões de transmissão que estavam se encerrando nesse mesmo período.

Como determina a Lei 12.783/2013, a possibilidade de prorrogação, segundo decisão do poder concedente, é por uma única vez, por até 30 anos, no caso das concessões de geração hidrelétricas, concessões de transmissão e concessões de distribuição, e por até 20 anos no caso de concessões de geração termelétricas.

Desta forma, de acordo com a Lei 12.783/2013, as condições gerais para a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição foram:

- Requerer a prorrogação com antecedência mínima de 60 meses da data de encerramento contratual, exceto para as concessões que já possuíam prazos inferiores a este no momento da publicação da Medida Provisória 579/2012. Para concessões de geração termelétricas a antecedência mínima é de 24 meses da data de encerramento contratual;
- Renuncia a eventuais direitos preexistentes que contrariem o disposto na Lei 12.783/2013, antes da assinatura dos contratos ou aditivos da renovação.

As condições específicas para a prorrogação das concessões de geração hidrelétrica foram:

- Remuneração por tarifa calculada pela ANEEL para cada usina;
- Alocação de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência para o mercado de energia regulado; e
- Submeter-se aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

A condição específica para a prorrogação das concessões de geração termelétricas foi:

- A critério do poder concedente, ser contratadas como energia de reserva.

As condições específicas para a prorrogação das concessões de transmissão foram:

- Receita fixada pela ANEEL, conforme critérios estabelecidos; e
- Submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

A condição específica para a prorrogação das concessões de distribuição é:

- Aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo.

Ainda não foram renovadas as concessões de distribuição vincendas, pois os critérios ainda estão sendo discutidos, visto que o setor de distribuição já possui mecanismos que favorecem a modicidade tarifária, como o Fator X, que compartilha ganhos de produtividade com os consumidores, e sendo assim, não existem muitas medidas a serem implantadas para redução de custos deste setor especificamente.

Com o recebimento de Cotas as concessões de distribuição ficam obrigadas a:

- Cessão compulsória de contratos de comercialização de energia elétrica se houver excedentes de energia devido ao recebimento de Cotas;
- Assumir o risco hidrológico, podendo repassar custos as tarifas de distribuição.

O risco hidrológico existe quando a geração das usinas hidrelétricas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) não atende a energia assegurada, assim passa a existir a necessidade de repor essa energia através de fontes de energia normalmente mais caras, ocasionando perdas financeiras.

Segundo a Lei 12.783/2013, o poder concedente pode antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga. Se assim

ocorrer, a ANEEL procederá à revisão tarifária extraordinária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, sem prejuízo do reajuste tarifário anual previsto nos contratos de concessão.

A tarifa ou receita de que trata a Lei 12.783/2013 deverá considerar, quando houver, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, porém, a critério do mesmo, e para fins de licitação ou prorrogação, a Reserva Global de Reversão - RGR pode ser utilizada para indenização, total ou parcial, dessas parcelas.

As tarifas das concessões de geração de energia hidrelétrica e as receitas das concessões de transmissão de energia elétrica, prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei 12.783/2013, levam em consideração, dentre outros, os custos de operação e manutenção, encargos, tributos e, quando couber, pagamento pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Os contratos provenientes de leilões de energia existente tiveram o prazo de suprimento alterado, de 3 a 15 anos, para 1 a 15 anos de duração.

Aos consumidores livres e livres especiais surge a possibilidade de ceder excedentes de energia elétrica e potência contratados, a preços livremente negociados, sem alteração nos direitos e obrigações entre vendedores e compradores dos contratos originais de comercialização de energia elétrica.

Consumidores especiais passam a ter os mesmos prazos de carência, para migração para o mercado livre e retorno ao mercado cativo, já aplicamos aos consumidores livres. Esses prazos estão descritos nos arts. 15 e 16 da Lei 9.074/95.

Com respaldo da Lei 12.783/2013, conversão da MP579/2012, regulamentadas respectivamente pelo Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013 e Decreto 7.805, de 14 de setembro de 2012, as tarifas das distribuidoras foram redefinidas para refletir os efeitos da renovação das concessões de transmissão e geração, além da redução de encargos setoriais e da retirada de subsídios da estrutura tarifária. Todas passaram por uma Revisão Tarifária Extraordinária datada de 24 de janeiro de 2013.

Na transmissão eram nove contratos com prazos de vencimento em 2015 (ANEXO F), segundo Ministério de Minas e Energia, totalizando 85 mil quilômetros de linhas, sendo 69 mil quilômetros compondo a Rede Básica, representando assim aproximadamente 65% do Sistema Interligado Nacional, como mostrado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Concessões de Transmissão Vincendas.

Concessionárias	Linhas (km)
Federais	53.045
Estaduais	12.923
Outras	19.358
Total	85.326

Fonte: Ministério de Minas e Energia – MME.

Na geração, eram 123 concessões hidrelétricas que venceriam até o segundo semestre de 2017 (ANEXOS G e H), entre concessões em posse de grupos empresariais federais – como Eletrobras Chesf, Eletrobras Eletronorte e Eletrobras Furnas, estaduais – como CESP, CEMIG, EMAE, CEEE e COPEL, e privadas ou municipais, totalizando aproximadamente 25,5 mil megawatts de potência fiscalizada, como mostrado na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Concessões de Geração Hidrelétrica Vincendas.

Concessionárias	Potência Fiscalizada (MW)	Garantia Física (MWm)
Federais	13.906	7.880
Estaduais	11.129	6.066
Outras	448	240
Total	25.483	14.186

Fonte: Ministério de Minas e Energia – MME.

Na distribuição, segundo Ministério de Minas e Energia, são quarenta e quatro contratos, com prazos de vencimento entre 2015 e 2016, representando 24 milhões de unidades consumidoras, o equivalente a 35% do mercado no final de 2012. A Tabela 5.3 mostra a composição das concessões de distribuição vincendas.

Tabela 5.3 – Concessões de Distribuição Vincendas.

Concessionárias	Unidades Consumidoras
Federais	5.920.622
Estaduais	16.118.156
Outras	2.049.868
Total	24.088.646

Fonte: Ministério de Minas e Energia – MME.

5.2. Regulamentação das concessões renovadas em 24 de janeiro de 2013, segundo Lei 12.783/2013

Atualmente foram renovadas concessões de geração hidrelétrica e concessões de transmissão de energia elétrica. As regras para a renovação das concessões de distribuição de energia ainda estão sendo discutidas, devendo acontecer, as renovações, apenas em 2015.

5.2.1. Partes relevantes do termo aditivo, publicado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, aos contratos de concessão para geração de energia elétrica

Definições Importantes:

RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO (RAG) – Valor em Reais (R\$) a que a Concessionária terá direito pela disponibilização da garantia física de energia e de potência da Usina Hidrelétrica em regime de COTAS.

COTA – Percentual da garantia física de energia e de potência da Usina Hidrelétrica, alocada a determinada distribuidora.

Cláusulas do termo aditivo:

A concessão de que trata este Contrato fica prorrogada pelo prazo de 30 (trinta) anos, contados a partir do primeiro dia subsequente ao termo do prazo da concessão ou, no caso da antecipação de seus efeitos, a partir do primeiro dia do mês subsequente ao de sua assinatura, vedada a prorrogação.

Toda garantia física de energia e de potência será alocada, integralmente, em regime de COTAS destinadas às DISTRIBUIDORAS do Sistema Interligado Nacional – SIN, remuneradas por receita decorrente da aplicação da tarifa calculada pela ANEEL.

As COTAS de garantia física de energia e de potência da Usina Hidrelétrica serão rateadas entre as DISTRIBUIDORAS, conforme a regulamentação específica da ANEEL.

A Usina Hidrelétrica deverá participar do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, junto à CCEE.

A Concessionária de geração não arcará com os riscos hidrológicos nem com os resultados financeiros do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE – associados à Usina Hidrelétrica, que serão assumidos pelas DISTRIBUIDORAS cotistas.

Os valores de garantia física de energia e de potência da Usina Hidrelétrica são aqueles definidos em ato do Poder Concedente e poderão ser revisados na forma da legislação vigente.

A Concessionária receberá a RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO (RAG), homologada pela ANEEL, pela disponibilização da garantia física, em regime de COTAS, de energia e de potência da Usina Hidrelétrica, a ser paga em parcelas duodecimais e sujeita a ajustes por indisponibilidade ou desempenho de geração.

A RAG será composta dos custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da Usina Hidrelétrica, quando cabíveis, determinados pela ANEEL com base em parâmetros de eficiência, além dos encargos e tributos, inclusive os encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição de responsabilidade da Concessionária.

A RAG será reajustada anualmente, no dia 1º de julho de cada ano, a partir de 2014, exceto para os anos em que ocorra a revisão tarifária, conforme equação 5.1.

$$RAG_t = GAG_{t-1} \times (IVI_{GAG} \pm X) + EU_t + EC_t \pm Ajl_{t-1} \quad (5.1)$$

Onde:

- RAG_t : Receita Anual de Geração reajustada, a ser praticada no ano seguinte (R\$/ano);
- GAG_{t-1} : Custo da Gestão dos Ativos de Geração, incluídos os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da Usina Hidrelétrica (R\$/ano);
- IVI_{GAG} : Índice de Variação da Inflação que reajustará o Custo de Gestão de Ativos de Geração, definido a partir da variação anual acumulada do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA (%);
- X: Percentual a ser definido pela ANEEL no processo de revisão tarifária, destinado a estimular a eficiência e capturar ganhos de produtividade para o consumidor (%);
- EU_t : Encargo de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (R\$/ano);
- EC_t : Encargo de Conexão (R\$/ano);
- Ajl_{t-1} : Ajuste pela indisponibilidade apurada ou pelo desempenho apurado (R\$/ano).

O Custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG), utilizado para a definição da RAG inicial, corresponderá ao produto da tarifa e a respectiva potência de cada empreendimento,

publicadas pelo Poder Concedente por meio da Portaria 578, de 31 de outubro de 2012, do Ministério de Minas e Energia.

Os custos de Gestão dos Ativos de Geração da Concessionária terão seu primeiro reajuste no ano de 2014 considerando o IPCA, dos 12 meses anteriores.

A Concessionária deverá faturar a RAG observando as COTAS alocadas, de modo a cobrar de cada DISTRIBUIDORA o equivalente à sua respectiva participação na COTA de garantia física de energia e de potência.

A ANEEL procederá à revisão da RAG e do Fator X, a fim de reavaliar os custos eficientes para a prestação do serviço concedido, estimular ganhos de produtividade e considerar os investimentos prudentes, conforme regulamentação, observado o seguinte:

- I. A primeira revisão será procedida em 1º de julho de 2018;
- II. As revisões subsequentes serão realizadas a cada 5 (cinco) anos após a primeira revisão; e
- III. Para os reajustes anuais que antecederem à primeira revisão, o valor do Fator X será zero.

A Concessionária deverá, mediante ato autorizativo prévio expedido pelo Poder Concedente e com o correspondente estabelecimento de receita, executar as AMPLIAÇÕES nas INSTALAÇÕES DE GERAÇÃO, tendo em vista a prestação do serviço de que é titular.

A Concessionária deverá executar as MELHORIAS nas INSTALAÇÕES DE GERAÇÃO, visando manter a prestação adequada do serviço público de que é titular. Os investimentos serão avaliados e incorporados à RAG no processo de revisão tarifária subsequente.

No processo de revisão da receita, a ANEEL estabelecerá as regras de cálculo do Fator X, considerado nos reajustes anuais subsequentes.

A Concessionária fica obrigada a manter os padrões de qualidade do serviço de exploração da geração de energia elétrica.

5.2.2. Partes relevantes do termo aditivo, publicado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, aos contratos de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica

Definições Importantes:

CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (CUST) – Contrato a ser celebrado entre o ONS, as CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO e os USUÁRIOS, que estabelece os termos e condições para o uso da REDE BÁSICA por um USUÁRIO, mediante controle e supervisão do ONS.

ENCARGO DE CONEXÃO (EC) – Parcela da RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP) devida por USUÁRIOS da REDE BÁSICA que utilizem INSTALAÇÕES DE CONEXÃO sob responsabilidade de CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO.

INSTALAÇÕES DE CONEXÃO – INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO dedicadas ao atendimento de um ou mais USUÁRIOS com a finalidade de permitir o acesso à REDE BÁSICA.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO – Subestações, linhas de transmissão e seus terminais, transformadores e suas conexões e demais equipamentos, destinados a cumprir funções de regulação de tensão, controle de fluxo de potência ou conversão de frequência, integrantes da concessão do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO.

DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (DIT) – INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO não integrantes da REDE BÁSICA que atendem aos critérios estabelecidos pela ANEEL.

FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT) – Conjunto de instalações funcionalmente dependentes considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares.

RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP) – Valor em Reais (R\$) a que a TRANSMISSORA terá direito pela prestação de SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO aos USUÁRIOS, a partir da entrada em OPERAÇÃO COMERCIAL de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.

TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (TUST) – Tarifa estabelecida pela ANEEL, relativa ao uso das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO classificadas como REDE BÁSICA.

PRO RATA TEMPORE – Proporcional ao tempo, ou seja, calculado em função do tempo decorrido.

Cláusulas do termo aditivo:

A concessão de que trata este Contrato fica prorrogada pelo período de trinta anos contados a partir do primeiro dia do mês subsequente ao da assinatura deste Aditivo.

Em contrapartida à prestação do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, a TRANSMISSORA receberá a RECEITA ANUAL PERMITIDA constante da Portaria nº 579, de 31 de outubro de 2012, do Ministério de Minas e Energia.

A TRANSMISSORA, na prestação do serviço, compromete-se a empregar materiais, equipamentos de qualidade e a manter instalações e métodos operativos adequados, que garantam bons níveis de regularidade, eficiência, segurança, atualidade, cortesia, modicidade das tarifas, integração social e preservação do meio ambiente.

O valor da RECEITA ANUAL PERMITIDA será reajustado anualmente, no mês de julho de cada ano.

A RECEITA ANUAL PERMITIDA da TRANSMISSORA será calculada, para cada período anual da prestação do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, segundo equações a seguir:

$$RAP_i = RBSE_i + RBNI_i + RBNIA_i + RPC_i + RCDM_i + RCDMA_i \quad (5.2)$$

$$RBSE_i = RBSE_{i-1} \times (IVI_{i-1} \pm X) \quad (5.3)$$

$$RBNI_i = RBNI_{i-1} \times (IVI_{i-1} \pm X) \quad (5.4)$$

$$RBNIA_i = [RBNIA_{i-1} \times (IVI_{i-1} \pm X)] \textit{ pro rata tempore} \quad (5.5)$$

$$RPC_i = RPC_{i-1} \times (IVI_{i-1} \pm X) \quad (5.6)$$

$$RCDM_i = RCDM_{i-1} \times (IVI_{i-1} \pm X) \quad (5.7)$$

$$RCDMA_i = [(RCDMA_{i-1} \times (IVI_{i-1} \pm X))] \textit{ pro rata tempore} \quad (5.8)$$

Onde:

- RAP_i = RECEITA ANUAL PERMITIDA para o período anual i ;
- i = período entre 1º de julho de um ano e 30 de junho do ano subsequente;

- $RBSE_i$ = parcela da RAP, referente às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO classificadas como REDE BÁSICA;
- RBN_i = parcela da RAP, referente às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO classificadas como REDE BÁSICA, autorizadas (posteriormente ao termo aditivo) pela ANEEL, em OPERAÇÃO COMERCIAL até o final do período "i-1";
- $RBNIA_i$ = parcela da RAP, referente às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO classificadas como REDE BÁSICA autorizadas pela ANEEL, previstas para entrarem em OPERAÇÃO COMERCIAL até o final do período "i" Esta parcela é devida a partir da entrada em OPERAÇÃO COMERCIAL e calculada *pro rata tempore*;
- RPC_i = parcela da RAP, referente às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO classificadas como DIT;
- $RCDM_i$ = parcela da RAP, referente às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO classificados como DIT, autorizadas pela ANEEL, em OPERAÇÃO COMERCIAL até o final do período "i-1";
- $RCDMA_i$ = parcela da RAP, referente às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO classificadas como DIT autorizadas pela ANEEL, previstas para entrarem em OPERAÇÃO COMERCIAL até o final do período "i" Esta parcela é devida a partir da entrada em OPERAÇÃO COMERCIAL e calculada *pro rata tempore*;
- IVI_{i-1} = quociente do número índice do IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IBGE, do mês de maio do período "i-1" pelo IPCA do mês de maio do período "i-2";
- X = número índice definido pela ANEEL no processo de revisão periódica, destinado a estimular a eficiência e capturar ganhos de produtividade para o consumidor.

A RECEITA ANUAL PERMITIDA do período "i" será acrescida ou subtraída de uma Parcela de Ajuste (PA), correspondente à diferença entre a receita que a TRANSMISSORA foi autorizada a faturar no período "i-1", e a RECEITA ANUAL PERMITIDA homologada para o período "i-1". A diferença total obtida no período "i-1" será atualizada pelo IVI_{i-1} .

A RECEITA ANUAL PERMITIDA será faturada pela TRANSMISSORA em duodécimos, a cada mês civil.

A RECEITA ANUAL PERMITIDA será descontada, mediante redução em base mensal, devido à indisponibilidade e/ou redução de capacidade operativa das FUNÇÕES TRANSMISSÃO (FTs).

A ANEEL procederá, a cada 5 (cinco) anos, à REVISÃO PERIÓDICA da RECEITA ANUAL PERMITIDA, considerando os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária.

A primeira revisão periódica será realizada em 1º de julho de 2018.

No processo de revisão da receita, a ANEEL estabelecerá as regras de cálculo do X, cujo resultado deverá ser subtraído ou acrescido do IVI, nos reajustes anuais subsequentes. Para os reajustes anuais até a primeira revisão periódica, o valor de X será zero.

5.3. Não adesão a renovações das concessões do setor elétrico segundo Lei 12.783/2013

As concessões de geração, transmissão ou de distribuição, que não forem prorrogadas, por opção do concessionário ou por decisão do Poder Concedente, serão licitadas, por até 30 anos, na modalidade leilão ou concorrência. Essas licitações poderão ocorrer sem reversão prévia dos bens vinculados à prestação do serviço.

Após o vencimento do prazo, o titular poderá permanecer responsável por sua prestação até a assunção do novo concessionário. Caso não haja interesse do titular na continuidade da prestação do serviço nas condições estabelecidas na Lei 12.783/2013, o serviço será explorado temporariamente por órgão ou entidade da administração pública federal, até ser concluído o processo licitatório.

O valor da indenização de bens não amortizados ou depreciados é calculado pela metodologia de valor novo de reposição (VNR), que se estabeleceu e foi utilizada no cálculo das indenizações no caso das prorrogações antecipadas em 24 de janeiro de 2014. A metodologia do VNR refere-se ao cálculo do valor de um ativo como se fosse construído a preços atuais, considerando as características técnicas de cada empreendimento.

O regime de remuneração por tarifa e contratação por Cotas de Garantia Física de Energia e Potência, para os ativos de geração, será aplicado tanto no caso de prorrogação, como para os casos de término do prazo de concessão e consequente licitação.

5.4. Regime de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência

O Decreto 7.805/2012 dispõe que os empreendimentos de geração hidrelétrica, alcançados pela MP579/2012, terão alocada por meio de cotas, a totalidade de sua garantia física às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN, e receberão remuneração por tarifa regulada pela ANEEL. As despesas do PIS/PASEP e da COFINS, além do custo com o encargo CFURH, incorridas pelos geradores no Regime de Cotas serão adicionadas a Receita de Venda, paga pelas distribuidoras cotistas, porém não fazendo parte da Receita Anual de Geração - RAG.

A RAG calculada em 21 de dezembro de 2012, relativo ao primeiro semestre de 2013, é mostrada no ANEXO I. Já em 23 de julho de 2013, como descrito na regulamentação a RAG foi feito o cálculo do reajuste da RAG, vigente para o período de 01 de julho de 2013 até 30 de junho de 2014, como mostrado no ANEXO J.

A distribuição das cotas deverá buscar o equilíbrio na redução tarifária das concessionárias, sendo revisadas periodicamente e sua alocação formalizada mediante contratos entre as concessionárias de geração e as concessionárias de distribuição.

Nas prorrogações das concessões de geração, o risco hidrológico, conceito que remete a variação de geração hidroelétrica das usinas de acordo com os índices de precipitação e energia afluente, passa a ser atribuído ao comprador (distribuidoras cotistas). A distribuidora assume os resultados do mercado de curto prazo associado às usinas, além dos resultados do mecanismo de realocação de energia (MRE).

Caberá a ANEEL disciplinar a realização de investimentos que busquem manter a qualidade e continuidade da prestação do serviço de geração, sendo tais investimentos considerados nas tarifas reguladas.

O poder concedente poderá autorizar a ampliação de usinas hidrelétricas com concessões prorrogadas no regime de Cotas, sendo o investimento considerado nos processos tarifários e a energia adicional distribuída em cotas no mercado regulado.

Ocorrendo excedente no montante de energia contratada pelas concessionárias, em virtude de recebimento de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência, caberá a ANEEL instituir mecanismo para compensar tais variações, havendo cessão compulsória de CCEAR, cujo suprimento já se tenha iniciado ou venha a se iniciar até o ano para o qual a cota foi definida, para a concessionária que tenha redução em seu montante de energia contratada.

5.5. Reduções de encargos setoriais e novas finalidades

Os encargos setoriais que compõem as tarifas de energia elétrica e que foram reduzidos ou extintos segundo a Lei 12.783/2013, são:

5.5.1. Reserva Global de Reversão - RGR

Ficam desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, de recolhimento da quota anual da RGR:

- As concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;
- As concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei 12.783/2013.

As finalidades da RGR passam a serem supridas pela CDE.

5.5.2. Conta de Consumo de Combustíveis - CCC

Fica extinto o rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados. As finalidades da CCC passam a serem supridas pela CDE.

Parâmetros eficientes para perdas passam a ser considerados na determinação da quantidade de energia necessária para atendimento ao serviço de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

5.5.3. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE

Alíquota de arrecadação passou de 0,5% para 0,4% sobre a base de aplicação (benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado de geração, transmissão ou distribuição, incluída a produção independente de energia elétrica e a autoprodução de energia), obtendo maior aderência aos reais custos da ANEEL.

5.5.4. Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Com a publicação da MP579/2012 e Decreto 7.891/2013 as finalidades da CDE passaram a ser as seguintes:

- Promover a Universalização do Serviço de Energia Elétrica (PLPT);
- Subvenção da Tarifa Social aplicada ao consumidor Residencial Baixa Renda;
- Cobrir os gastos da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC nos sistemas isolados;
- Amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária;
- Promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis, gás natural, e carvão mineral nacional;
- Custear os seguintes descontos incidentes sobre as tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e tarifas de energia elétrica, aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica:
 - Redução na tarifa de uso do sistema de distribuição incidente na produção e no consumo da energia comercializada por empreendimento enquadrado no § 1o do art. 26 da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996 – Consumidores Especiais;
 - Redução na tarifa de energia incidente no consumo de energia da atividade de irrigação e aquicultura realizada em horário especial de unidade consumidora classificada como rural devido à aplicação do art. 25 da Lei 10.438, de 2002;
 - Redução na tarifa de uso do sistema de distribuição e na tarifa de energia incidentes no consumo de energia da atividade de irrigação e aquicultura realizada em horário especial de unidade consumidora classificada como rural devido à aplicação do art. 25 da Lei 10.438, de 2002 (Redação dada pelo Decreto 8.221, de 2014);
 - Redução na tarifa de uso do sistema de distribuição e na tarifa de energia concedida às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, devido à aplicação dos artigos 51 e 52 do Decreto 4.541, de 23 de dezembro de 2002;
 - Redução na tarifa de uso do sistema de distribuição e na tarifa de energia aplicável à unidade consumidora classificada como de serviço público de água, esgoto e saneamento, nos termos deste Decreto;
 - Redução na tarifa de uso do sistema de distribuição e na tarifa de energia aplicável à unidade consumidora classificada como rural, nos termos deste Decreto;

- Redução na tarifa de uso do sistema de distribuição e na tarifa de energia aplicável à unidade consumidora classificada como cooperativa de eletrificação rural, inclusive às cooperativas regularizadas como autorizadas, nos termos deste Decreto; e
- Redução na tarifa de uso do sistema de distribuição e na tarifa de energia aplicável à unidade consumidora da classificada como serviço público de irrigação, nos termos deste Decreto.

Os descontos atuais relativos às unidades consumidoras classificadas como de serviço público de água, esgoto e saneamento, como rural, como cooperativa de eletrificação rural, e como serviço público de irrigação serão mantidos em cada concessionária ou permissionária de distribuição até o reajuste ou revisão tarifária subsequente, onde ocorrerá uma convergência gradual dos descontos para os valores publicados no Decreto 7.891/2013.

Com a publicação da Medida Provisória 605, de 23 de janeiro de 2013, que alterou a Lei 10.438/2002, foram acrescentadas a CDE as seguintes finalidades:

- Prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica;
- Prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição, conforme disposto na Lei 12.783/13.

A MP 605/2013 vigorou até o dia 03 de junho de 2013, quando venceu seu prazo, porém a Lei 12.839, de 09 de julho de 2013, inseriu o mesmo efeito legal na Lei 10.438/2002.

A origem de recursos também foi ampliada com a Lei 12.783/13, as fontes são:

- Quotas anuais pagas pelos agentes que comercializam energia com consumidor final;
- Multas aplicadas pela ANEEL;
- Pagamentos anuais a título de Uso de Bem Público – UBP;
- Transferências de recursos da Reserva Global de Reversão - RGR;
- Transferência de recursos do Tesouro Nacional (destinação de créditos da União está vinculada à aquisição de créditos que a Centrais Elétricas Brasileiras S.A – ELETROBRAS detém junto a Itaipu Binacional).

Quanto ao valor das quotas anuais da CDE, elas deixam de estar atreladas à inflação (IPCA) e ao crescimento do mercado, passando a ser apuradas com base na diferença entre a

necessidade de recursos (previsão de despesas) e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes (previsão de receitas, excluídas as cotas).

Com relação ao rateio das quotas, a Lei 12.783/13 estabelece que deverão ser proporcionais às estipuladas em 2012 aos agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

Para promover a redução tarifária média de 20% frente a não adesão de algumas concessionárias à prorrogação condicionada das concessões de geração de que trata a Lei 12.783/13, o Tesouro Nacional se propôs a aportar 8,46 bilhões de reais, ficando assim assegurado que as quotas da CDE, para 2013, fossem de aproximadamente um bilhão de reais, conforme Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Projeção de Dispêndios relacionados à CDE após MP579/2012.

DESPESAS		SALDOS	
PLPT	R\$ 2.027.363.302,07	RGR	R\$ -
BAIXA RENDA	R\$ 2.200.000.000,00	CCC	R\$ 1.310.566.480,62
CCC	R\$ 4.042.786.917,52	CDE	R\$ 2.475.560.272,90
SUBVERSÃO SUBSÍDIOS	R\$ 4.461.007.854,68	SUBTOTAL	R\$ 3.786.126.753,52
SUBVERSÃO MODICIDADE	R\$ 386.350.085,28		
CARVÃO MINERAL	R\$ 1.003.799.951,32	RECEITAS	
		UBP	R\$ 673.965.202,10
		MULTAS	R\$ 177.213.399,75
		TESOURO	R\$ 8.460.000.000,00
		QUOTAS CDE	R\$ 1.024.002.755,50
		SUBTOTAL	R\$ 10.335.181.357,35
TOTAL	R\$ 14.121.308.110,87	TOTAL	R\$ 14.121.308.110,87

Fonte: ANEEL.

Com a MP579/12 a redução do encargo CDE para o ano de 2013 foi de aproximadamente 72,5% em relação ao ano de 2012, como mostra a Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Análise das quotas da CDE em 2012 e 2013.

QUOTAS CDE 2012	
Distribuidoras	R\$ 3.523.337.853,64
Transmissoras	R\$ 175.415.548,24
Permissionárias	R\$ 23.807.609,60
TOTAL	R\$ 3.722.561.011,48

QUOTAS CDE 2013	
Distribuidoras	R\$ 962.155.595,67
Transmissoras	R\$ 54.916.969,03
Permissionárias	R\$ 6.930.190,80
TOTAL	R\$ 1.024.002.755,50

Fonte: ANEEL.

De acordo com a Nota Técnica ANEEL 33, de 05 de fevereiro de 2014, os valores verificados para cobrir os custos da CDE em 2013 foram da ordem de 34,00 bilhões de reais – e não apenas de 14,12 bilhões como previstos inicialmente, sendo a União obrigada a aportar 9,80 bilhões de reais desse total. As despesas contabilizadas como “empréstimos” pela CDE, em 2013, somaram 9,54 bilhões de reais, sendo 5,65 bilhões de reais gastos para cobrir a Exposição Involuntária das distribuidoras, o Encargo de Serviço do Sistema por Segurança Energética (ESS-SE), e o Risco Hidrológico assumido pelas mesmas, como determina o inciso I do art.4º-A do Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013, e 3,89 bilhões de reais gastos para cobrir a CVA de Energia e de ESS, como determina o inciso II do art.4º-A do mesmo Decreto 7.891/2013.

Os incisos I e II do art.4º-A do Decreto 7.891/2013, foram incluídos pelo Decreto 7.945, de 07 de março de 2013, que foi publicado excepcionalmente em decorrência da hidrologia desfavorável no começo do ano de 2013, e adicionou mais algumas finalidades a CDE. São elas:

- Prover recursos para neutralizar a exposição das distribuidoras no mercado de curto prazo, decorrente da alocação das cotas de que trata a Lei 12.783/13;
- Prover recursos para a exposição das distribuidoras no mercado de curto prazo em função da não adesão à prorrogação de concessões de geração por parte de algumas concessionárias, em conjunto com a não realização do leilão denominado “Leilão A”, com entrega de energia quase imediata, para 1º de julho de 2013;
- Prover recursos para cobrir o custo adicional decorrente do despacho/acionamento de usinas termelétricas fora da ordem de mérito conforme decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (Encargo de Serviço do Sistema por Segurança Energética – ESS/SE);
- Prover recursos para cobrir, total ou parcialmente, o saldo positivo acumulado da Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, decorrentes do custo de aquisição de energia elétrica e relativo ao Encargo de Serviços do Sistema (CVA Energia e CVA ESS).

As quotas da CDE para 2014 foram discutidas na segunda fase da Audiência Pública 130, iniciada pela ANEEL no ano de 2013. O valor proposto inicialmente foi de 5,6 bilhões de reais, porém com o aporte maior da União, de acordo com a Nota Técnica ANEEL 103, de 04 de abril de 2014, as cotas aprovadas foram de 1,7 bilhões de reais, um aumento expressivo de 66% em relação às cotas de 2013, porém ainda assim 54% inferiores ao patamar apresentado em 2012. Em 2014, 1,62 bilhões de reais, referentes às cotas, foram destinados às distribuidoras de energia. Cabe à União um novo aporte no valor de 11,80 bilhões de reais, como mostra a Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Projeção de Dispêndios relacionados à CDE para o ano de 2014 (em Milhares).

DESPESAS		SALDOS	
PLPT	R\$ 875.000	RGR	R\$ -
BAIXA RENDA	R\$ 2.099.000	CCC	R\$ -
CCC	R\$ 4.657.985	CDE	R\$ -
SUBVERSÃO SUBSÍDIOS	R\$ 4.092.195	SUBTOTAL	R\$ -
SUBVERSÃO MODICIDADE	R\$ 389.432		
CARVÃO MINERAL	R\$ 1.123.275	RECEITAS	
Indenizações – RGR	R\$ 3.178.945	UBP	R\$ 558.312
Outros	R\$ 1.658.064	MULTAS	R\$ 218.485
		TESOURO	R\$ 11.804.676
		QUOTAS RGR	R\$ 1.024.574
		QUOTAS CDE	R\$ 1.699.692
		Outros	R\$ 2.768.159
		SUBTOTAL	R\$ 18.073.897
TOTAL	R\$ 18.073.897	TOTAL	R\$ 18.073.897

Fonte: ANEEL.

A evolução do encargo CDE é mostrada na Figura 5.1.

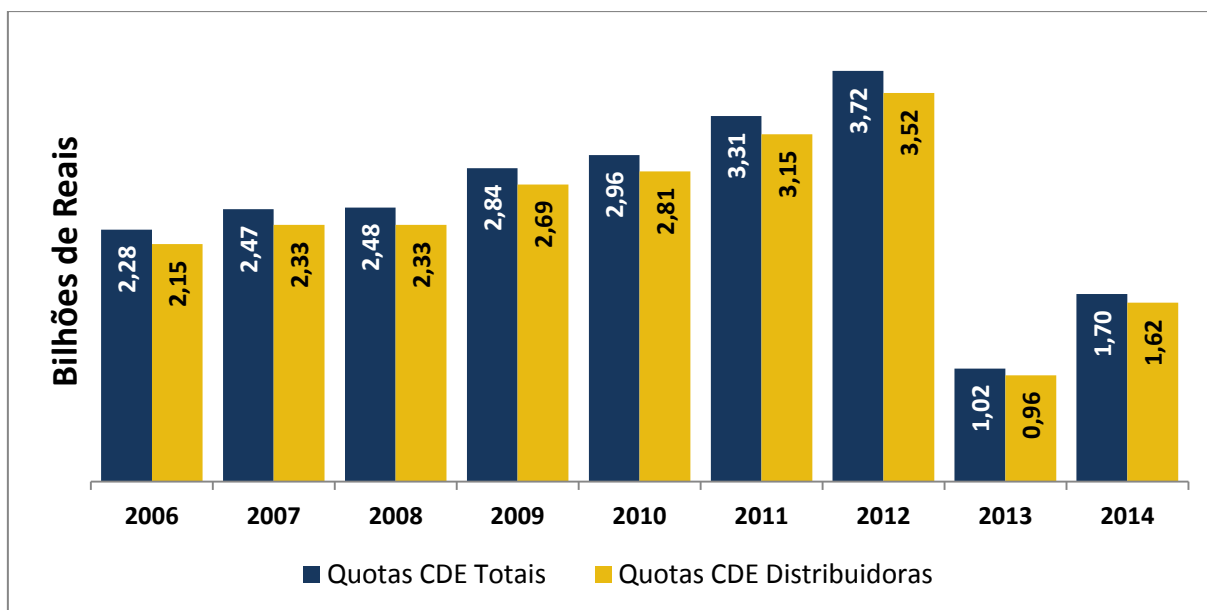


Figura 5.1 – Evolução das quotas CDE.

Fonte: ANEEL.

5.6. Considerações finais

A MP579/12, convertida na Lei 12.783/2013, não atingiu plenamente seus objetivos, visto que não obteve adesão de todas as concessões de geração, e com isso, para atingir o patamar de redução anunciado pelo governo em mídia nacional, houve a necessidade de contar com recursos provenientes da União.

A não adesão total das concessões de geração vincendas, somado ao fato de não ter ocorrido um leilão de energia existente no final do ano de 2012, gerou uma descontratação involuntária por parte das distribuidoras de energia elétrica, e essa descontratação acabou se tornando o maior problema decorrente da MP579/2012, visto a elevação, por diversos fatores, do custo da energia no mercado de curto prazo, que entre fevereiro e abril de 2014 chegou a atingir o limite superior de 822,83 R\$/MWh determinado pela ANEEL para o ano. As distribuidoras ficaram sem condições financeiras de honrar com os custos da energia adquirida no mercado de custo prazo, precisando assim de ajuda governamental para cobrir momentaneamente tais custos, para isso ocorreram empréstimos pela União via conta CDE, e foram criados mecanismos como a CONTA-ACR, buscando reduzir o problema existente.

Porém, analisando as mudanças estruturais decorrentes da MP579/2012, e deixando de lado os fatores conjunturais ocorridos entre 2013 e 2014, a medida pode ser vista como positiva, obtendo uma real redução dos custos com a *commodity* energia e dos custos de transmissão. A alocação de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência, a um preço que reflita apenas os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização das usinas com concessões renovadas, e a redução da receita das transmissoras com concessões renovadas, garantem um benefício real e permanente ao consumidor. A redução de encargos setoriais está vinculada a aportes anuais efetuados pela União, assim sendo, se os aportes não ocorrerem, os custos tenderão a subir. É necessário ressaltar que a redução dos custos com geração, a princípio, atingiu apenas consumidores cativos, porém a redução dos demais custos atinge todos os consumidores do país. A Figura 5.2 mostra a variação média obtida nas tarifas cativas de energia elétrica para o ano de 2013.

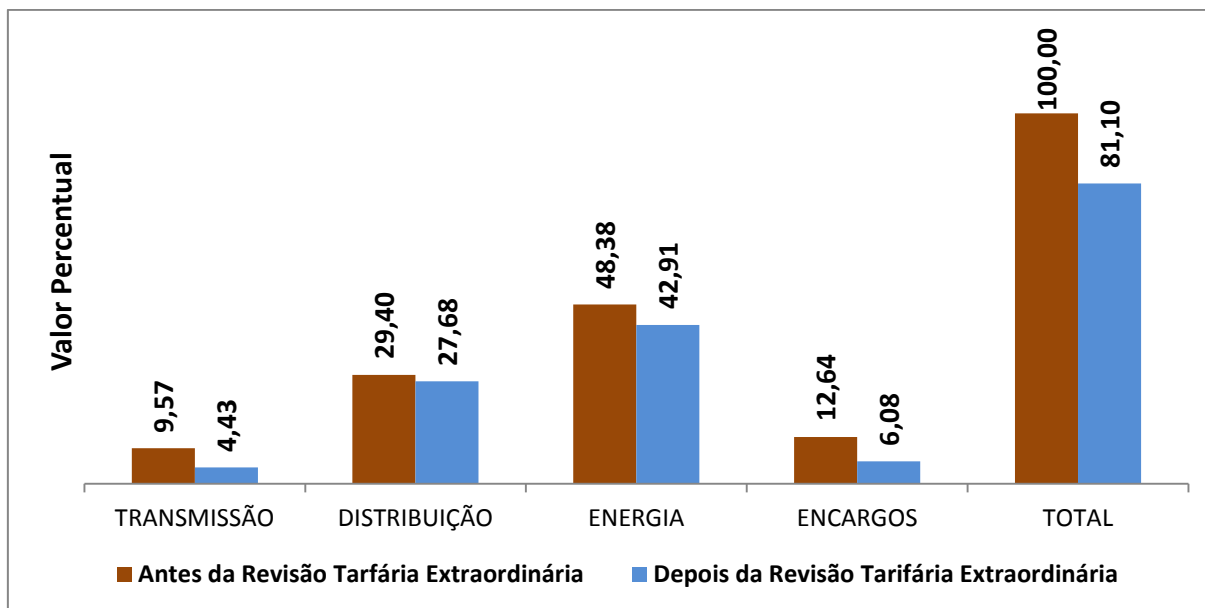


Figura 5.2 – Composição da tarifa de energia elétrica sem tributos pós MP579/2012.

A redução mostrada na Figura 5.2 é baseada nas tarifas econômicas de energia elétrica sem tributos, quando adicionado esses custos na análise, o percentual de redução cresce, pois reduziu a base de incidência do mesmo, reduzindo assim a tarifa de aplicação de energia elétrica também. As alíquotas aplicadas não foram alteradas, para isso é necessário uma mudança na política tributária do país, sendo esse o caminho para uma redução mais robusta do custo da energia no Brasil.

Aos consumidores livres, em sua maior parte indústrias conectadas em alta tensão, coube uma redução dos custos de transmissão, com a avaliação seguida de redução de custos com ativos já amortizados ou depreciados, e com a redução ou extinção de determinados encargos setoriais, como CDE, TFSEE, CCC e RGR. O benefício da extinção da CCC e redução da CDE só não atingem os autoprodutores de energia elétrica, pois esses já possuíam isenção de tais encargos. Parte do setor industrial, que adquire energia no mercado cativo, também obtiveram benefícios com a redução dos custos da energia.

As medidas propostas pela Lei 12.783/2013, de forma geral, produzem maior benefício aos consumidores cativos em relação aos livres, visto que a redução dos custos de geração de energia atinge exclusivamente o ACR, o que em tese poderia provocar uma migração entre consumidores do mercado livre para o cativo, porém tal efeito ainda não foi observado.

A Lei 12.783/2013 também propôs importantes ajustes regulatórios que beneficiaram milhões de consumidores de energia elétrica do país. Um dos impactos mais significativos foi à eliminação dos “subsídios cruzados” dentro da estrutura tarifária das distribuidoras. Os

“subsídios cruzados” são provenientes de descontos que alguns grupos específicos de consumidores e geradores recebem (geradores especiais incentivados, consumidores especiais incentivados, consumidores rurais, entre outros). Esses descontos, que eram compensados nas tarifas das outras modalidades de consumo dentro da própria distribuidora, com as mudanças na legislação, passam a ser custeados via encargo CDE, que é rateado em quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia com consumidor final, sendo assim, de maneira mais justa.

Os desdobramentos que a Lei 12.783/2013, juntamente com outras mudanças presentes na regulamentação do setor elétrico, e os fatores conjunturais ocorridos entre 2013 e 2014, são discutidos no Capítulo 6.

6. ANÁLISE DO IMPACTO REGULATÓRIO ATUAL NO SETOR ELÉTRICO NACIONAL E NO MERCADO DAS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo trata dos resultados desta dissertação, sendo analisados os impactos da Medida Provisória 579 de 2012 nas tarifas reguladas de energia elétrica, na competitividade das fontes alternativas de energia e no custo futuro da energia nos mercados cativo e livre.

6.1. Análise do Impacto da Medida Provisória 579 de 2012 nas Tarifas de Energia Elétrica do Mercado Regulado

6.1.1. Redução Tarifária por Nível de Tensão

Para analisar o impacto da Medida Provisória 579/2012 nas tarifas reguladas de energia elétrica foram selecionadas as trinta maiores concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil em relação a seus mercados de fornecimento, como mostra a Tabela 6.1. A energia mostrada na tabela se refere à energia consumida no ano de 2013 por todos os clientes das concessionárias, desconsiderando as perdas de energia na rede básica e de distribuição, e desconsiderando também os volumes de energia que passaram pelos sistemas de distribuição das concessionárias, porém foram destinados ao mercado livre ou a outras concessionárias.

Os dados são retirados do SAMP - Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica, da ANEEL, e representam 95,49% da energia consumida no mercado regulado, que totalizou em 2013, aproximadamente 327 milhões de megawatts-hora.

Tabela 6.1 – Mercado de Fornecimento das trinta maiores distribuidoras do SIN em 2013.

Concessionária de Distribuição	Mercado de Fornecimento em 2013 [MWh]	Ranking	Região	Última Revisão
ELETROPAULO	37.865.408,87	1ª	SE	04/07/2012*
CEMIG-D	25.777.387,53	2ª	SE	08/04/2013
CPFL-PAULISTA	21.782.976,77	4ª	SE	08/04/2013
LIGHT	20.390.950,47	5ª	SE	07/11/2013
ELEKTRO	12.482.141,70	8ª	SE	27/08/2012*
BANDEIRANTE	9.399.331,59	12ª	SE	23/10/2012*
AMPLA	9.210.693,53	13ª	SE	15/03/2014

CPFL- PIRATININGA	9.065.114,47	14 ^a	SE	23/10/2012*
ESCELSA	6.002.741,11	20 ^a	SE	07/08/2013
COPEL-DIS	22.926.212,01	3 ^a	S	24/06/2012
CELESC-DIS	15.221.630,02	7 ^a	S	07/08/2012
CEEE-D	7.930.588,19	15 ^a	S	25/10/2012
AES-SUL	7.416.196,46	16 ^a	S	19/04/2013
RGE	6.586.402,41	18 ^a	S	19/06/2013
COELBA	15.633.537,10	6 ^a	NE	22/04/2013
CELPE	10.670.395,89	10 ^a	NE	29/04/2013
COELCE	9.422.930,81	11 ^a	NE	22/04/2012*
CEMAR	5.205.381,47	23 ^a	NE	28/08/2013
COSERN	4.418.739,03	24 ^a	NE	22/04/2013
EPB	3.520.663,03	26 ^a	NE	28/08/2013
CEAL	3.194.663,05	27 ^a	NE	28/08/2013
CEPISA	2.802.924,58	29 ^a	NE	28/08/2013
ESSE	2.312.463,52	30 ^a	NE	22/04/2013
CELPA	6.941.552,09	17 ^a	N	07/08/2012*
AME	5.888.576,69	22 ^a	N	01/11/2013
CERON	2.821.857,09	28 ^a	N	30/11/2013
CELG-D	11.106.513,07	9 ^a	CO	12/09/2013
CEMAT	6.156.074,72	19 ^a	CO	08/04/2013
CEB-DIS	5.964.399,60	21 ^a	CO	26/08/2012
ENERSUL	4.089.455,96	25 ^a	CO	08/04/2013

Fonte: ANEEL.

* Revisão programada para 2011, porém prorrogada para 2012.

As tarifas utilizadas para análise da variação de custos foram às tarifas da modalidade tarifária horária AZUL, para o grupo A2 e A4, e a tarifa da modalidade tarifária CONVENCIONAL MONÔMIA aplicada às unidades consumidoras do grupo B.

As tarifas do grupo A escolhidas são caracterizadas por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia. Essas tarifas foram convertidas em uma única tarifa aplicável para o consumo de energia (R\$/MWh), independentemente das horas de utilização do dia, assim como são as tarifas do grupo B.

Essa conversão leva em consideração as horas do ano que pertencem a cada posto tarifário, sendo eles: Ponta e Fora Ponta; um fator de carga igual a 1, visto que a intensão é obter uma tarifa independente de modulação de carga; e transforma a demanda de potência em consumo mensal de energia, simulando uma fatura de energia, calculando a receita obtida e dividindo pela energia consumida, obtendo assim uma tarifa monômnia média mensal.

A escolha dos subgrupos A2 e A4 são devido à identificação da representatividade deles em relação aos consumidores industriais e comerciais, respectivamente, segundo levantamento mostrado na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Divisão de níveis de por classe de consumo, média Brasil.

Nível de Tensão	COMERCIAL	INDUSTRIAL	RESIDENCIAL	OUTROS*
A2	14%	84%	0%	2%
A4	53%	42%	0%	5%
BT	24%	2%	59%	14%

*Classes de consumo como Iluminação Pública e Consumidor Rural.

A análise ocorre em três épocas distintas em relação ao processo tarifário. Primeiro se analisa as tarifas que estavam vigorando anteriormente a publicação da Lei 12.783/2013, a data escolhida para simbolizar esse grupo de tarifas foi 31 de dezembro de 2012, pois nesse momento todas as concessionárias de distribuição do Brasil já haviam passado por processos de revisão ou reajuste tarifário no ano de 2012. A segunda época escolhida para análise é representada por uma data específica, 24 de janeiro de 2013, pois nessa data ocorreu uma revisão tarifária extraordinária, aplicada sobre todas as concessionárias de distribuição do país. E por fim, posteriormente a revisão extraordinária, ocorreram as revisões e reajustes periódicas das tarifas vigentes para o ano de 2013, se iniciando em 03 de fevereiro de 2013 com algumas distribuidoras do sudeste, como a CPLF Santa Cruz e a CPFL Leste Paulista, e terminando em 14 de dezembro de 2013, com a distribuidora Sulgipe.

As Figuras 6.1, 6.2, 6.3 e 6.4, nos mostram as variações que ocorreram durante a época em análise, as tarifas econômicas foram agregadas por região, e agrupadas por custos da mesma natureza, como encargos ou custo de transporte da energia cobrados na tarifa de uso do sistema de distribuição, e os custos relacionados à aquisição de energia elétrica. Não são considerados custos financeiros, e nem tributários nessa análise.

Na Figura 6.1 se observa a composição das tarifas econômicas médias, sem aplicação de tributos, para o período de 31 de dezembro de 2012, anterior a Lei 12.783/2013, e para o período imediatamente após as revisões extraordinárias, ocorridas em 24 de janeiro de 2013. Nota-se uma redução tarifária para todos os subgrupos, da ordem de 17 a 23%, entre o nível de tensão BT e o nível de tensão A2, respectivamente.

Para o grupo de Baixa Tensão, a redução proporcionada pelas Cotas de energia a um custo médio de aproximadamente 33 reais por megawatt-hora, foi de 5,6%, já para o subgrupo A4, essa redução foi de 8,2%, e em A2 de 10,77%. Em termos absolutos as reduções no custo da energia são idênticas, porém em termos relativos cada nível de tensão possui sua composição de custos. O subgrupo A2, por exemplo, pois um custo de TUSD bem menos

representativo se comparado com o BT, isso devido a sua menor demanda de investimentos nos sistemas de distribuição.

A redução dos encargos setoriais, para o grupo BT, reduziu as tarifas na média em 4,93%, para o subgrupo A4, reduziu em 6,41% e para o A2, redução de 7,78%.

Os custos com transmissão e distribuição da energia reduziram a tarifa, em média, 4,86% no grupo BT, 3,41% no subgrupo A4 e 3,80% no subgrupo A2.

Na Figura 6.2 se observa que para o período posterior ao fim das revisões tarifárias do terceiro ciclo de revisões periódicas (excesso para a concessionária Ampla, que sofreu revisão posteriormente), em 31 de dezembro de 2013, a componente de energia das tarifas já havia proporcionado, em média, uma elevação de 12,2% nas tarifas econômicas do subgrupo A2. Para o subgrupo A4 a elevação foi de 7,46%, e para o Baixa Tensão de 4,82%. Isso é devido à elevação do custo de aquisição de energia no curto prazo e ao reajuste natural do custo dos contratos de energia elétrica.

Os custos com encargos setoriais se mantiveram praticamente constante, com uma pequena elevação relacionada à inflação. Já os custos com transporte da energia continuaram reduzindo, 1,79% em A2, 2,17% em A4 e 5,45% em na Baixa Tensão, contribuindo para estabilidade de custos médios nesse nível de tensão específico. O motivo para a redução dos custos com transporte da energia está vinculado às revisões tarifárias de várias concessionárias para o ano de 2013, como mostrado na Tabela 6.1. Normalmente os custos com Fio B são revisados para baixo nesse momento em particular, visto a tendência de compartilhar ganhos de eficiência com o consumidor.

As Figuras 6.3 e 6.4 representam a evolução média das tarifas no Sudeste e Sul do Brasil. Para o Sudeste o efeito médio da MP 579/2012 foi de redução em 17,6% no grupo de Baixa Tensão, 19,4 na Média Tensão (A4) e 22% na Alta Tensão (A2). Já no Sul, para o grupo BT, o efeito médio foi de redução em 17,4%, no subgrupo A4 redução de 18,2% e no A2 redução de 20,12%, mostrando que o efeito médio em cada concessionária de distribuição, nesta análise sendo representadas agrupadas por região, são diferentes, visto as características de cada área de concessão, e o calendário de revisões que não convergem, entre todas as concessionárias, para mesmo ano.

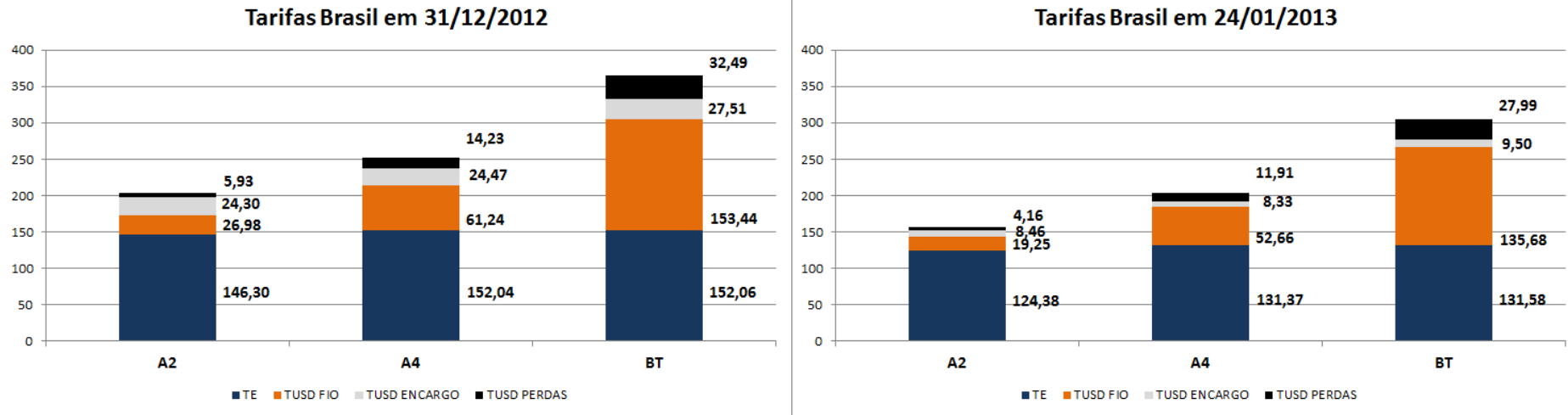


Figura 6.1 – Composição das tarifas econômicas médias nacionais de energia elétrica, sem tributos, antes e após Lei 12.783/2013, em R\$/MWh.

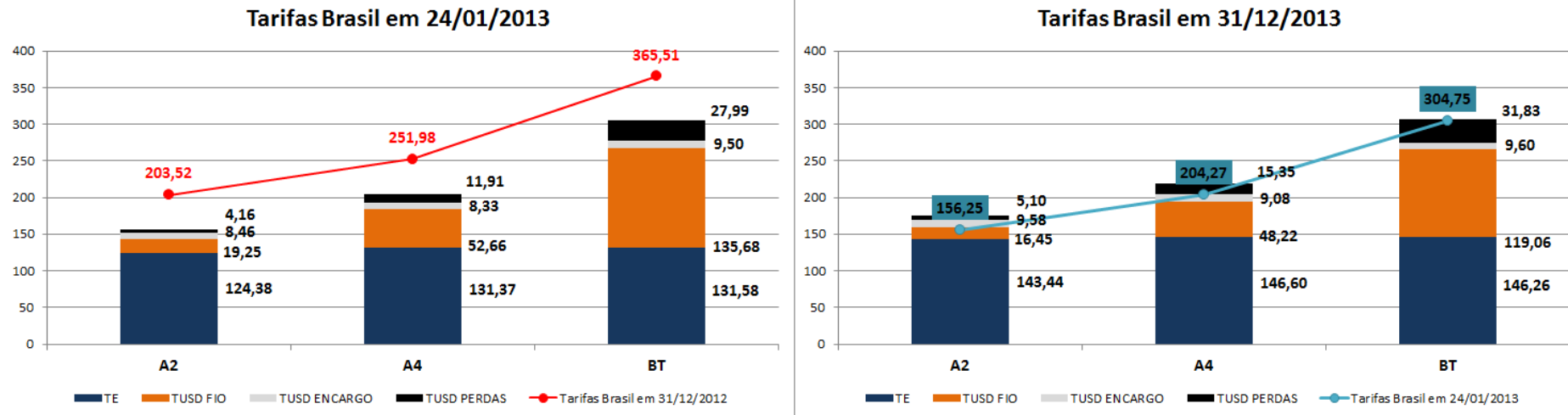


Figura 6.2 – Comparação das tarifas econômicas médias nacionais de energia elétrica, sem tributos, entre 31/12/2012 e 31/12/2013, em R\$/MWh.

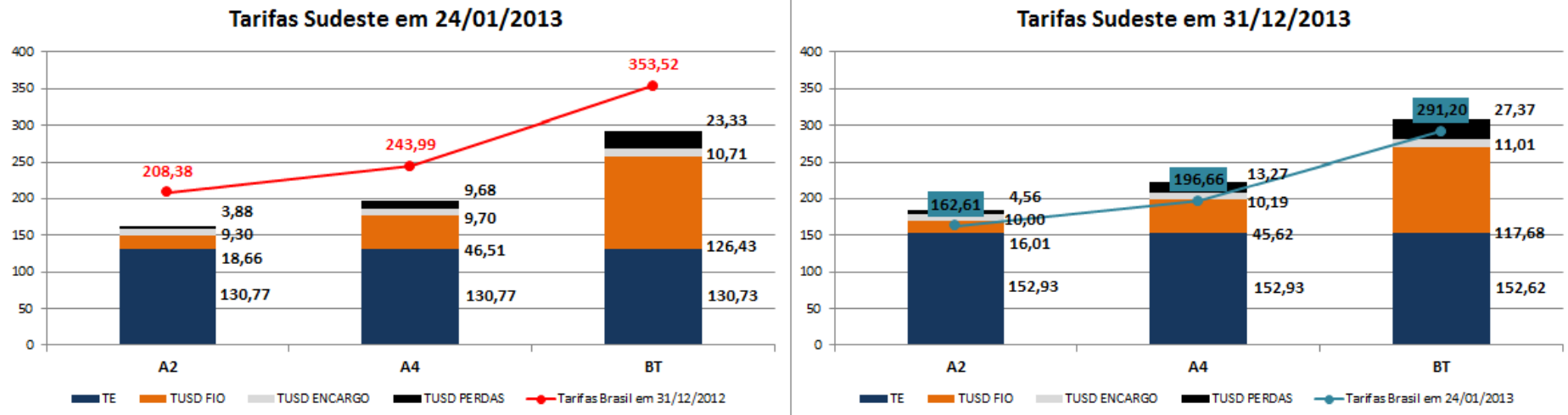


Figura 6.3 – Comparação das tarifas econômicas médias de energia elétrica, sem tributos, da região Sudeste, entre 31/12/2012 e 31/12/2013, em R\$/MWh.

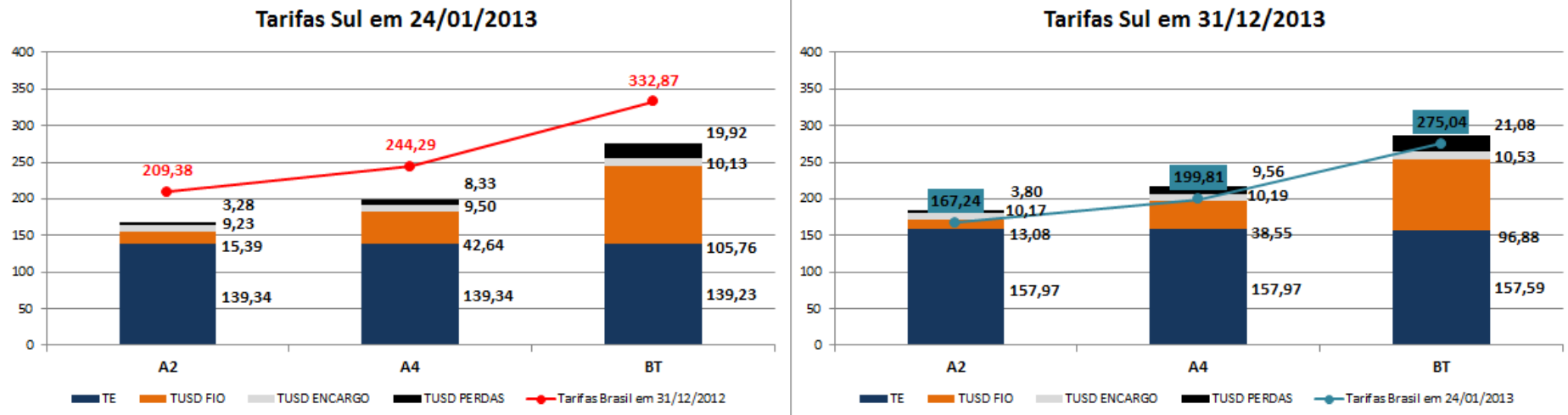


Figura 6.4 – Comparação das tarifas econômicas médias de energia elétrica, sem tributos, da região Sul, entre 31/12/2012 e 31/12/2013, em R\$/MWh.

6.1.2. Redução Tarifária por Classe de Consumo

Aos produtores independentes de energia e comercializadores, é importante saber quanto os consumidores industriais e comerciais, em média, estão pagando pela energia elétrica no ACR, assim podendo traçar estratégias comerciais buscando atrair tais consumidores para o mercado livre. É importante ressaltar que cada unidade consumidora possui suas características de demanda de potência e consumo de energia elétrica, sendo necessária uma análise específica para cada caso.

A tarifa média, aqui apresentada, representa a razão entre a receita financeira total da concessionária de distribuição, obtida com o faturamento sobre as tarifas de TUSD e TE, e a energia total de fornecimento (mercado de fornecimento, sem perdas de energia, e sem o consumo no ambiente livre), independente do nível de tensão onde se encontra determinado consumidor.

As Tabelas 6.3 e 6.4 exibem as tarifas médias de fornecimento agregadas, obtidas nos anos de 2012 e 2013, para as classes de consumo específicas, e levando em consideração hábitos de consumo específicos, implícitos na receita de fornecimento obtida por classe. Os dados são obtidos do SAMP - Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica, da ANEEL. As tarifas para o ano de 2013 são uma mescla do efeito da redução tarifária proposta pela MP 579/2012 e dos procedimentos de revisões e reajustes tarifários periódicos para o ano em questão.

Nota-se que a região Centro-Oeste foi a que apresentou em 2013 a menor tarifa média, sem tributos, para o setor industrial, sendo cobrados aproximadamente 200 reais por megawatt-hora. Já para o setor comercial e de serviços as menores tarifas médias no ano de 2013 estavam sendo cobradas nas regiões Sul e Sudeste, entre 254 e 266 reais por megawatt-hora sem tributos, respectivamente.

Entre 2012 e 2013 a tarifa residencial, sem incidência de impostos, foi a que obteve a maior redução, aproximadamente 15%, saindo de 333,44 reais por megawatt-hora na média, para 285 reais por megawatt-hora. As tarifas industriais, na média, reduziram 13,5% entre 2012 e 2013, e as comerciais 12,4%.

Em 2013, a região Centro-Oeste foi a que apresentou maior incidência de impostos, 40% das faturas de energia, em média, eram provenientes de cobranças de ICMS e PIS/COFINS, seguida pelo Sul com 38%, Nordeste com 35%, Sudeste com 34% e Norte com 30%. Porém cada classe de consumo possui sua própria alíquota de impostos, a CEMIG, por exemplo, aplica uma alíquota de 30% de ICMS e 4,3% de PIS/COFINS sobre a classe de

consumo residencial convencional (sendo aplicado por dentro representa 52,21% da fatura), isso para aliviar a carga tributária dos consumidores de baixa renda, isentos de ICMS no estado de Minas Gerais.

Tabela 6.3 – Tarifas Médias, para o ano de 2012, por Classe de Consumo e Região (R\$/MWh).

Classe de Consumo	Brasil	Centro-Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul
Comercial, Serviços e Outras	307,52	315,67	334,68	346,11	298,98	294,98
Industrial	257,34	225,32	258,08	273,78	258,82	257,96
Residencial	333,44	339,71	329,33	350,57	335,17	323,28
Outros*	233,13	234,90	239,02	287,44	230,76	213,58
Total por Região	292,85	290,41	297,09	321,17	294,78	277,23
Total por Região com Tributos	399,26	410,09	404,12	414,37	398,79	387,46

Fonte: ANEEL.

*Representado pelas classes: Consumo Próprio, Iluminação Pública, Poder Público, Rural e Serviço Público.

Tabela 6.4 – Tarifas Médias, para o ano de 2013, por Classe de Consumo e Região (R\$/MWh).

Classe de Consumo	Brasil	Centro-Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul
Comercial, Serviços e Outras	269,29	280,42	281,04	302,65	265,69	253,77
Industrial	222,88	199,91	215,53	226,81	232,33	215,66
Residencial	285,00	298,83	275,18	300,67	289,35	270,12
Outros*	204,53	210,64	201,91	251,53	206,62	184,05
Total por Região	254,17	257,81	250,26	276,68	259,76	235,15
Total por Região com Tributos	344,04	361,73	338,63	360,06	348,81	324,41

Fonte: ANEEL.

*Representado pelas classes: Consumo Próprio, Iluminação Pública, Poder Público, Rural e Serviço Público.

6.1.3. Efeitos Indesejados da MP 579/2012

No final do ano de 2012, em 31 de dezembro mais precisamente, um volume expressivo de energia negociado no 1º Leilão de Energia Existente teriam seus contratos encerrados. Foram 9.054 MW médios deixando de fazer parte do portfólio de contratos das distribuidoras.

Nesta mesma época, em setembro de 2012, foi anunciada a Medida Provisória 579. Isso gerou uma indefinição relacionada à metodologia de rateio da energia que seria comercializada em regime de Cotas, levando a não realização de um leilão de energia existente, que de costume ocorrem sempre no final de cada ano desde 2004, como mostra a Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Data de Realização de Leilões de Energia Existentes.

Leilão de Energia Existente	Data de Realização
1º Leilão	07/12/2004
2º Leilão	02/04/2005
3º Leilão	11/10/2005
4º Leilão	11/10/2005
5º Leilão	14/12/2006
6º Leilão*	16/12/2007
7º Leilão*	28/11/2008
8º Leilão	30/11/2009
9º Leilão	10/12/2010
10º Leilão	30/11/2011
11º Leilão*	24/06/2013
12º Leilão	17/12/2013
13º Leilão**	30/04/2014

Fonte: CCEE.

* Não ocorreu negociação.

** Leilão denominado A-0.

A expectativa do setor elétrico era que existissem aproximadamente 14.200 MW médios de energia em regime de Cotas no começo de 2013, volume suficiente para suprir as necessidades contratuais das concessionárias de distribuição. Porém, a adesão ao regime de Cotas era opcional, e não obteve aceitação por parte de algumas concessionárias de geração, de forma mais relevante a CESP, CEMIG e COPEL, deixando de renovar 5.600 MW médios de energia.

A não renovação, somada a não realização do leilão de energia existente no final de 2012, gerou uma descontração involuntária por parte das distribuidoras, que se viram

obrigadas a adquirir energia no mercado de curto prazo, ao Preço de Liquidação das Diferenças.

Para agravar esse quadro, somam-se dois fatores, o cenário hidrológico e de armazenamento de energia no começo de 2013 eram muito desfavoráveis. Segundo ONS, em setembro de 2012 os reservatórios do país estavam com 47,8 % da Energia Armazenável Máxima, um nível aceitável para época do ano. Porém, em outubro, novembro e dezembro, choveu respectivamente, 71%, 85% e 67% da Média de Longo Termo (MLT), reduzindo a Energia Armazenável para 28,9% da máxima no final de dezembro. Neste momento o PLD se deslocou de aproximadamente 183 reais por megawatt-hora em setembro de 2012, para 414 reais por megawatt-hora em janeiro de 2013. As chuvas continuaram abaixo da média histórica para os meses subsequentes, e com recordes de demanda no SIN para o início de 2013, devido às altas temperaturas decorrentes da falta de chuvas, o custo da energia no curto prazo se manteve alto.

Com esse cenário de preços altos no curto prazo, os custos de aquisição da energia pelas concessionárias de distribuição aumentaram de duas formas: primeiro porque toda energia descontratada teve que ser adquirida a altos preços, sem a devida cobertura tarifária para isso; e segundo porque os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade (CCEAR-D) são diretamente impactados pelo PLD, visto que parte desses contratos estão vinculado a usinas térmicas, que podem ser despachadas por mérito de custos, aumentando o preço da energia.

A Figura 6.5 mostra a evolução do PLD nos submercados, entre os anos de 2012 e 2014. É importante ressaltar que após o surgimento do regime de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência vinculadas às concessões renovadas antecipadamente segundo MP579/2012 – em janeiro de 2013, o PLD se manteve em uma média bem superior a média do ano anterior.

No ponto 01 da Figura 6.5, a queda do PLD exibida nos meses de junho e agosto coincide com a maior produção de energia proveniente de biomassa, entre julho a novembro, e conseqüente redução da produção de energia de térmicas convencionais a óleo e bi combustíveis, mais caras que a anterior. Também se observou uma redução do consumo de energia no SIN, para os meses de junho e julho de 2013, evitando despacho de térmicas mais onerosas ao sistema.

A partir de setembro de 2013, com a aplicação dos novos critérios de despacho pelo ONS as usinas do SIN (metodologia CVaR), o patamar médio do PLD foi elevado.

Já no ponto 02 da Figura 6.5, o PLD para alguns submercados atingiu a máxima para o ano de 2014, de 822,83 R\$/MWh, segundo Resolução Homologatória ANEEL 1.667, de 10 de dezembro de 2013, tendo como motivos principais o recorde de consumo no mês de janeiro de 2014, associado a queda de geração hidrelétrica, devido a conjuntura hidrológica ruim, e a queda de geração térmica a biomassa, devido ao fim da safra de cana-de-açúcar.

O desacoplamento do PLD nos diversos submercados, observado ao longo do ano de 2014, decorreu de restrições de operação associadas ao intercâmbio energético entre eles. Quando os limites de intercâmbio de energia não são atingidos, observando as restrições físicas das linhas de transmissão, os preços da energia nos submercados equalizam-se.

Já as variações do PLD nos diversos submercados são decorrentes de uma soma de fatores, os mais comuns são: mudanças no perfil de geração durante o ano, ou seja, a sazonalidade das fontes de geração; variações da previsão de afluências para determinado período e região; variações de temperaturas em cada região, pois temperaturas mais altas demandam uma carga maior, assim como uma queda de temperaturas reduz a carga do SIN; variações nos custos de combustíveis, com impacto no custo variável das usinas térmicas; previsão de entrada em operação de novas unidades geradoras em determinado submercado, entre outras coisas.

Segundo a CCEE, em 2014, as variações de PLD observadas devem-se ao aumento da previsão de afluências para a primeira semana de fevereiro na região Norte, possibilitando maior envio de energia para a região Nordeste, entretanto, os limites de exportação para todos os submercados foram atingidos em todos os patamares de carga, obtendo diferentes preços entre os submercados. As variações entre março e maio são decorrentes de mudanças no perfil de carga da região nordeste, e consequente extrapolação ou não dos limites de intercâmbio com a região Norte. Em junho os limites de intercâmbio não foram atingidos, exceto da região Sul, que tinha uma expectativa de afluência elevada, o que fez com que o PLD desse submercado ficasse inferior ao resto do país, voltando a subir posteriormente devido as previsões hidrológicas reduzidas somadas ao baixo volume de água armazenado nos reservatórios.

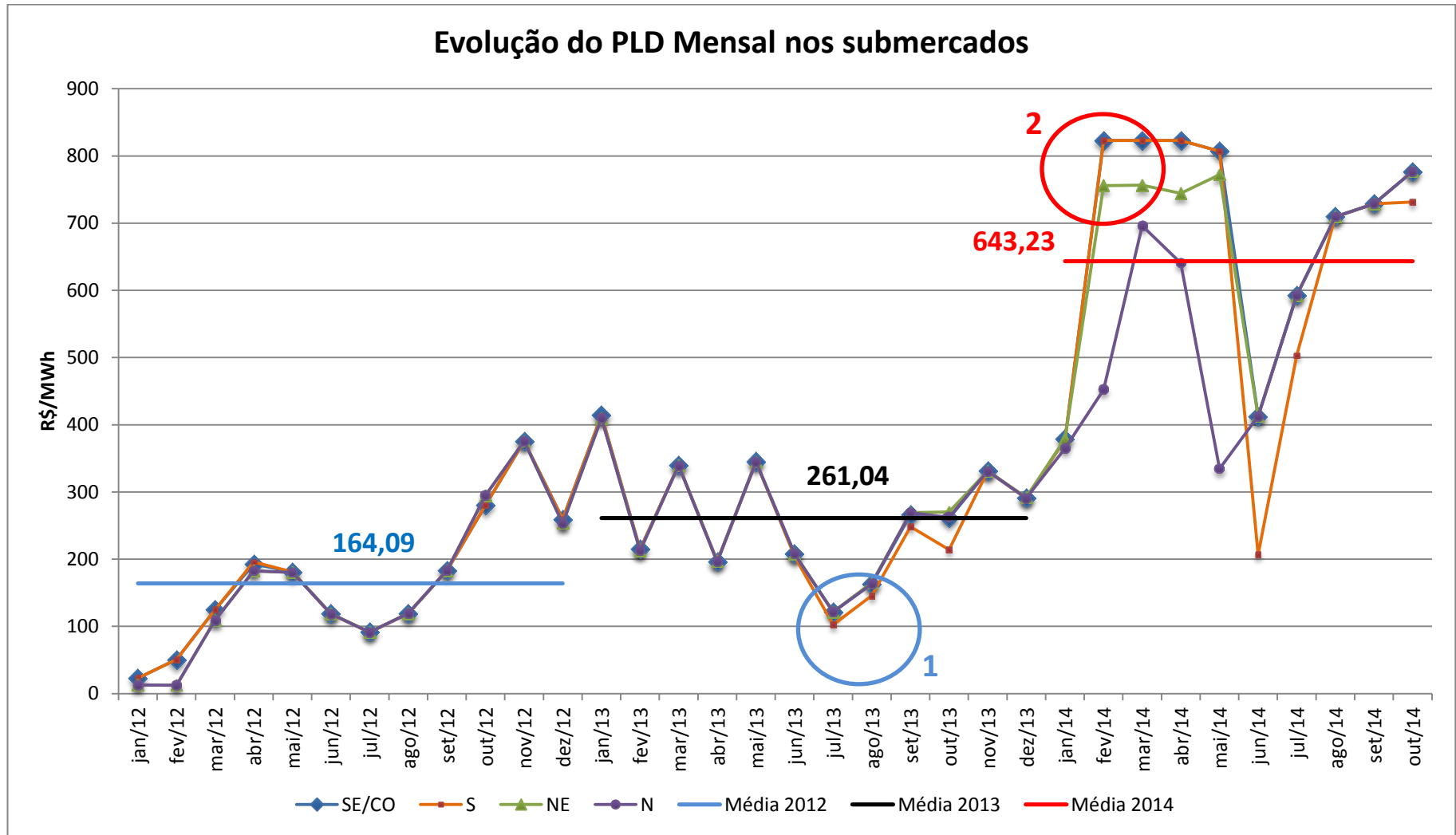


Figura 6.5 – Evolução recente do PLD nos submercados.

Fonte de Dados: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

É válido ressaltar que as descontrações involuntárias não seriam um problema tão grande se o PLD não estivesse em patamares elevados, como pode-se observar na Figura 6.5, apenas no final do ano de 2012 o PLD se elevou, estando, em média, próximo de 164 reais por megawatt-hora para o ano em questão.

Outro fato importante a ser discutido, seria em relação à vontade das concessionárias de geração em ofertar suas energias no leilão de energia existente no final de 2012. Como visto, em novembro o PLD já estava próximo de 400 reais por megawatt-hora, o que poderia vir a dificultar o sucesso de um possível leilão de energia existente no final de 2012. Nessa ótica, pode-se dizer que a MP 579/2012 evitou maiores custos ao setor elétrico, pois uma parte considerável da energia que passou a compor o regime de Cotas poderia estar sendo liquidada no curto prazo.

Com altos custos na aquisição da energia, as concessionárias de distribuição se viram em dificuldades financeiras de honrar com a liquidação do mercado de curto prazo e com os CCEAR-D. Para conter o problema de fluxo de caixa das distribuidoras, o Governo Federal optou por fazer volumosos aportes de capital na Conta CDE, com intuito de cobrir tais custos.

Tais aportes foram regulamentados pelo Decreto 7.945, de 07 de março de 2013, que incluiu os incisos I e II do art.4º-A do Decreto 7.891/2013, adicionando assim novas finalidades a CDE, como prover recursos para neutralizar a exposição das distribuidoras no mercado de curto prazo, e prover recursos para cobrir, total ou parcialmente, o saldo positivo acumulado da CVA Energia, que está relacionada aos custos dos CCEAR por Disponibilidade.

O Decreto 7.945/13 também estabelece que o recolhimento do saldo remanescente das quotas da CDE terá o prazo de até cinco anos, de forma individualizada por distribuidora e com atualização monetária pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA. Também determinou que os recursos para cobrir as novas finalidades da CDE seriam repassados às concessionárias de distribuição somente no ano de 2013.

O problema não foi totalmente solucionado, visto que a Conta CDE, segundo Decreto 7.945/2013, estava permitida a repassar recursos apenas no ano de 2013, porém no início de 2014, com as concessionárias de distribuição sem dinheiro em caixa para honrar seus compromissos na CCEE, a ANEEL, através do Despacho 515, de 07 de março de 2014, autorizou o repasse, pela Eletrobras, de recursos da conta CDE no valor de R\$1.195.323.697,02 às distribuidoras. O montante foi aportado pela União para cobrir a liquidação de curto prazo referente ao mês de janeiro de 2014.

As distribuidoras receberam 9,54 bilhões de reais na contabilização de 2013 da conta CDE, a União aportou mais 1,2 bilhões de reais para ajudar as empresas a liquidarem em março seus compromissos referentes às operações realizadas em janeiro na CCEE, assim a conta a ser paga a título de empréstimos feitos pela União e pela conta CDE, a ser atualizada pelo IPCA e paga em cinco anos, como descrito no Decreto 7.945/2013 e posteriormente no Decreto 8.221/14, é da ordem de 10,74 bilhões de reais.

Em 01 de abril de 2014, foi publicado o Decreto 8.221, que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada (CONTA-ACR), destinada a cobrir, total ou parcialmente, as despesas das concessionárias decorrentes de:

- Exposição involuntária no mercado de curto prazo; e
- Despacho de usinas termelétricas vinculadas a CCEAR-D.

A ANEEL, através do Despacho 1.256, de 22 de abril de 2014, autorizou a CONTA-ACR o repasse de R\$4.750.746.817,73 às distribuidoras. Montante captado pela CCEE junto a bancos para cobrir a liquidação de curto prazo referente ao mês de fevereiro de 2014.

O Despacho 1.280, de 24 de abril de 2014, aprovou a captação de crédito por parte da CCEE no valor de 11,2 bilhões de reais, destinados a cobrir os custos acima descritos.

Também através de Despachos, a ANEEL autorizou a CONTA-ACR o repasse de R\$4.045.444.224,34 e R\$2.273.354.298,19 referentes à liquidação de curto prazo dos meses de março e abril de 2014, respectivamente.

Em 15 de agosto de 2014, através o Despacho 3.150, a CCEE foi autorizada à captação de mais 6,6 bilhões de reais, pois o valor do 1º empréstimo já tinha sido utilizado.

Até o momento os empréstimos captados pela CCEE junto a bancos somam 11,2 bilhões de reais que foram repassados às distribuidoras para cobrir a liquidação no mercado de curto prazo entre fevereiro e abril de 2014, do 1º Financiamento, e 6,6 bilhões de reais do 2º financiamento, que esperasse ser suficiente para cobrir os custos até o final de 2014. Sendo que a liquidação de maio e junho já resultaram em um aporte de R\$2.242.926.495,32.

O montante total capitado pela CCEE e destinado a CONTA-ACR será acrescido de juros baseados na CDI mais 1,9% ao ano para o 1º Financiamento e CDI mais 2,35% ao ano para o 2º Financiamento.

Os recursos captados pela CCEE – montante principal e os acessórios da operação de crédito, bem como os custos operacionais, administrativos e encargos tributários incorridos, serão recuperados pelas concessionárias de distribuição nos processos tarifários subsequentes, através de quotas do encargo CDE, proporcional ao mercado cativo das concessionárias de distribuição, incluído nas tarifas de energia elétrica e paga na componente TE das tarifas.

6.1.4. Impactos Esperados para o Futuro

Atualmente existem 42 usinas hidrelétricas participando do regime de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência, totalizando 8.334 MW médios de energia. Usinas estas que possuem custos de geração muito reduzidos, como mostra a Tabela 6.6, e que somados a outros custos como custos de transmissão e alguns encargos setoriais, chega a uma média de aproximadamente 32,89 reais por megawatt-hora. Porém é esperado que até 2018 o volume de energia alcance 14.134 MW médios, quase 70% mais energia do que o volume atual.

Tabela 6.6 – Custos de Geração das principais usinas renovadas segundo Lei 12.783/2013.

Usina Hidrelétrica	Energia (R\$/MWh)	Garantia Física (MW médio)
Xingó	6,01	2.139,00
Complexo Paulo Afonso*	6,57	2.225,00
Luiz Gonzaga (Itaparica)	7,52	959,00
Marimbondo	8,88	726,00
Furnas	9,42	598,00
Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	10,05	495,00
Corumbá I	11,81	209,00
Porto Colômbia	12,00	185,00

*Representado por cinco usinas: Apolônio Sales, Paulo Afonso I, II, III e IV.

A Tabela 6.7 mostra a evolução esperada do volume de energia em regime de Cotas para os próximos anos.

Tabela 6.7 – Perspectiva de Expansão do Volume de Energia em Regime de Cotas.

Período	Garantia Física (MW médio)	95% da GF (MW médio)
2º Semestre de 2013	8334,42	7917,70
2º Semestre de 2014	8334,42	7917,70
2º Semestre de 2015	13505,81	12830,52
2º Semestre de 2016	13640,54	12958,52
2º Semestre de 2017	14131,41	13424,84
2º Semestre de 2018	14134,53	13427,80

O aumento da energia em regime de Cotas, para 2015 é o mais expressivo, e se dá em função principalmente do término de três concessões da concessionária Cemig Geração e Transmissão S.A., e mais duas concessões da Companhia Energética de São Paulo – CESP.

São elas: Jaguará com concessão encerrada em 28/08/2013 e volume de energia de 336 MW médios; São Simão, encerrando a concessão em 11/01/2015 e volume de energia de 1.281 MW médios; Três Marias, encerrando a concessão em 08/07/2015 e volume de energia de 239 MW médios; Engenheiro Souza Dias (antiga Jupia), encerrando a concessão em

07/07/2015 e volume de energia de 886 MW médios; e Ilha Solteira, encerrando a concessão em 07/07/2015 e volume de energia de 1.946 MW médios.

Em 2016 o aumento mais expressivo é por conta da usina Alecrim, de titularidade da Companhia Brasileira de Alumínio – CBA, e em 2017 das usinas Miranda e Volta Grande, ambas da Cemig Geração e Transmissão S.A., entre outras.

A usina de Jaguará, São Simão e Miranda, esta última com concessão vencendo em 23 de dezembro de 2016, estão em disputa judicial, onde a Cemig alega ter o direito de renovação segundo critérios anteriores a MP579/2012, visto precedente de renovações ocorridas anteriormente, o julgamento está marcado para ocorrer no segundo semestre de 2014, e por este motivo a usina de Jaguará ainda não foi relicitada.

Vale ressaltar que as Cotas de Garantia Física de Energia e Potência foram distribuídas de maneira isonômica entre as concessionárias de distribuição de energia, de forma a se obter a mesma redução proporcional entre as tarifas dos consumidores de baixa tensão do país, sendo assim, é de se esperar que para os novos incrementos de energia em regime de Cotas se mantenha o mesmo critério de rateio entre as distribuidoras.

As contas não beneficiaram os consumidores livres de energia, o que gerou disputas judiciais e políticas ainda sem definição, aumentando a competitividade das tarifas reguladas em comparação aos preços praticados no ambiente de comercialização livre.

É notório que a MP579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, promoveu uma redução estrutural dos custos das tarifas reguladas de energia elétrica, porém para se manter a redução de encargos obtida com a medida, será necessário constantes aportes de recurso da União na conta CDE, a fim de suprir dispêndios como o Programa Luz pra Todos e a subvenção – ou ajuda governamental, da tarifa social – TSEE, aplicada aos consumidores enquadrados nas Subclasses Residencial Baixa Renda.

A redução no custo médio de aquisição de energia dos portfólios de contratos das distribuidoras, obtida com adição de Cotas de energia ao preço de 32,89 R\$/MWh, com o passar de vários anos, tendem a se diluir, com o crescimento de mercado das distribuidoras e assim maior participação de contratos de energia nova em seus portfólios, porém, para o horizonte em estudo, o aumento do volume de Cotas de energia fará com que o custo de aquisição de energia se reduza ainda mais, provocando um viés de redução nas tarifas de energia. Obviamente, é necessário analisar a tarifa como um todo, não apenas seus custos com a *commodity* energia.

6.2. Perspectivas das Fontes Alternativas de Energia

6.2.1. Mapeamento Geoeconômico para a Comercialização de Energia Proveniente de um Empreendimento de Geração Alternativa de Energia

Para obter o preço teórico máximo que um empreendimento de geração alternativa pode comercializar sua energia no mercado livre, a fim de atrair consumidores regulados para esse mercado, é empregado o método de cálculo denominado “*Break Even*”. Esse método foi descrito no capítulo 4, e consiste basicamente em desagregar a tarifa regulada de energia elétrica, agrupando os componentes de custo de forma que reflita o custo real quando o consumidor faz a opção por migrar do mercado regulado para o livre.

As análises foram baseadas nas tarifas médias regionais vigentes na data de 31 de dezembro de 2013, data posterior às revisões extraordinárias e revisões/reajustes tarifários periódicos para o ano em questão. Foram feitas análises baseando na atratividade das fontes alternativas sendo comercializadas com consumidores livres convencionais, sem obter descontos na TUSD, e com consumidores livres especiais, aplicando um desconto de 50% na TUSD, para os níveis de tensão A2 e A4. As Tabelas 6.8 e 6.9 exibem os resultados obtidos.

Tabela 6.8 – Preço máximo, em R\$/MWh, para comercialização da energia para consumidores em A2.

Regiões do Brasil	Consumidor Convencional		Consumidor Especial Incentivado	
	TUSD Total	Preço Teto pela energia	TUSD Total	Preço Teto pela energia
SUL	27,05	146,78	20,51	153,32
SUDESTE	30,57	143,04	22,57	151,05
CENTRO-OESTE	32,40	140,04	24,11	148,34
NORDESTE	31,16	126,68	21,95	135,89
NORTE	34,48	112,93	25,40	122,01

Tabela 6.9 – Preço máximo, em R\$/MWh, para comercialização da energia para consumidores em A4.

Regiões do Brasil	Consumidor Convencional		Consumidor Especial Incentivado	
	TUSD Total	Preço Teto pela energia	TUSD Total	Preço Teto pela energia
NORTE	87,15	140,59	60,42	167,32
SUL	58,30	146,78	39,03	166,06
SUDESTE	69,09	143,04	46,28	165,85
CENTRO-OESTE	69,75	140,04	46,41	163,38
NORDESTE	78,97	118,67	50,57	147,08

Como é de se esperar, as margens de comercialização obtidas no subgrupo A4 são maiores se comparadas ao subgrupo A2, isto porque o subgrupo A4 requer maiores investimentos dos sistemas de distribuição que o subgrupo A2, obtendo assim uma maior

tarifa de TUSD. Com uma maior tarifa de TUSD, gera-se um maior benefício quando aplicado o desconto sobre essa parcela.

A maior atratividade das fontes de energia alternativas, segundo o cálculo “*Break Even*”, é obtida quando da comercialização da energia proveniente dessas fontes com consumidores situados nas áreas de concessão onde as tarifas reguladas são elevadas. Porém se a instalação do empreendimento estiver próxima do mercado consumidor, espera-se que a tarifa de transmissão de energia seja reduzida, gerando um benefício adicional neste caso.

Das Tabelas 6.8 e 6.9 observa-se que as regiões Sul e Sudeste possuem as melhores margens de comercialização do país, principalmente em A2. Em A4 a região Norte aparece com uma boa margem para comercialização, isso devido às tarifas da concessionária CELPA.

Analisando as concessionárias da região Norte, apenas a distribuidora CELPA possui consumidor no nível de tensão A2, e por possuir uma tarifa TE menor que as distribuidoras AME e CERON, esse nível apresenta uma tarifa reduzida em relação ao nível de tensão A4, onde existe mercado na área de concessão da AME e CERON. Em A4, nessa região, ainda ocorre outro fator que faz com que as tarifas se elevem, a TUSD da distribuidora CELPA nesse nível de tensão é quase 360% da TUSD para o nível de tensão A2, isso devido às características da área de concessão, o que torna a região bastante favorável à comercialização de energia incentivada em A4.

Para todas as regiões é notável a grande diferença entre a TUSD em A2 e A4, isso se deve principalmente aos custos relacionados ao Fio B, que são determinados de acordo com a característica das redes de distribuição, sendo o nível de tensão A4 mais dispendioso em relação a custos de investimento, manutenção e operação dos sistemas de distribuição, em comparação ao nível de tensão A2.

A Tabela 6.10 exhibe o preço médio ponderado pelo volume de energia negociado em todos os leilões, posteriores ao ano de 2009, onde as fontes alternativas de energia comercializaram sua energia.

Tabela 6.10 – Preço médio atualizado dos contratos nos leilões mais recentes do ACR.

Preço Médio Recente (R\$/MWh)	
BIOMASSA	138,62
EÓLICA	128,44
PCH	154,90

Fonte de Dados: CCEE.

A Tabela 6.11 compara os preços médios praticados nos leilões de energia regulados, que ocorreram posteriormente ao ano de 2009, para as três principais fontes alternativas de energia utilizadas no Brasil, com os preços teóricos máximos obtidos pela aplicação do método “*Break Even*” para um consumidor especial incentivado.

Tabela 6.11 – Comparação de Custos de Geração e Margens de Comercialização de Energia através de Fontes Alternativas.

Regiões do Brasil	Preço Médio Recente (R\$/MWh)			Consumidor Especial Incentivado	
	EÓLICA	BIOMASSA	PCH	Preço Teto pela energia em A2 (R\$/MWh)	Preço Teto pela energia em A4 (R\$/MWh)
NORTE	128,44	138,62	154,90	153,32	167,32
SUL				151,05	166,06
SUDESTE				148,34	165,85
CENTRO-OESTE				135,89	163,38
NORDESTE				122,01	147,08

Nota-se que as fontes Eólica e Biomassa em raras exceções não possuem margem para comercialização, de acordo com os preços médios praticados nos últimos anos. Já a geração por meio de PCHs precisam receber descontos na TUSD para se tornarem competitivas no mercado livre, indicando a necessidade de se associarem a outras fontes energéticas com intuito de redução de custos médios, e ganho de competitividade.

6.2.2. Importância Estratégica das Fontes Alternativas de Energia

Atualmente no Brasil existe uma grande dificuldade em construir usinas hidrelétricas com regularização plurianual. Por motivos socioambientais os grandes reservatórios de acumulação de água, ou metaforicamente, de energia, estão reduzindo sua participação dentro da matriz energética nacional, porém sua importância estratégica continua a mesma.

Estudos do ONS indicam que, entre 2013 e 2017, a capacidade de armazenamento no SIN irá se ampliar em apenas 1.300 MWmês, devido as UHEs São Roque e Baixo Iguaçu, e com o aumento de carga, a capacidade de regularização do SIN vem se reduzindo de forma constante nos últimos anos, como mostrado da Figura 6.6.

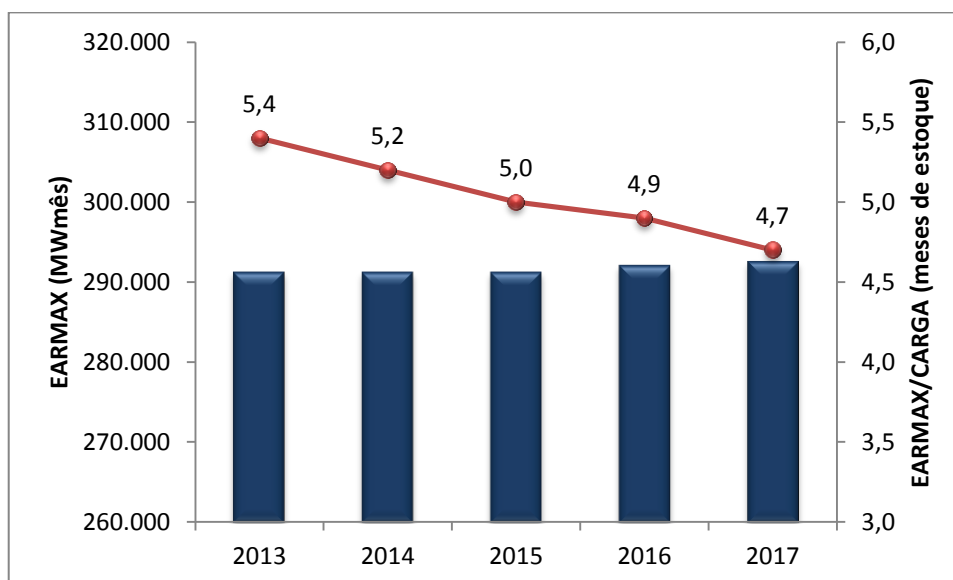


Figura 6.6 – Evolução esperada para a Energia Armazenada Máxima e Regularização do SIN.

FONTE: Plano da operação energética 2013/2017, ONS 2013.

Somado a isso, a tendência de oferta energética das usinas hidrelétricas da Amazônia, que ocorre em grandes volumes apenas nos períodos úmidos, colocam as fontes alternativas como uma opção estratégica importante, pois elas apresentam maior disponibilidade de energia nas estações secas do ano, funcionando como reservatórios virtuais, podendo aliviar a demanda de energia das grandes usinas, a custos competitivos.

Para corroborar com este cenário de importância da oferta de fontes alternativas de energia, a EPE estima que serão necessários aproximadamente 200 bilhões de reais, entre 2013 e 2022, para expandir o sistema de geração nacional, sendo 45% deste montante investido em fontes alternativas de energia (PCHs, Biomassa e Eólica). A Tabela 6.12 mostra

a expectativa de investimentos para o período entre 2013 e 2022, sendo que do total mencionado acima, 122 bilhões ainda não foram contratados ou autorizados.

Tabela 6.12 – Estimativa dos Investimentos Necessários à Expansão do Sistema Elétrico.

Tipo de Fontes	Usinas contratadas e autorizadas	Percentual	Usinas planejadas	Percentual
	R\$ Bilhões	%	R\$ Bilhões	%
Hidráulica	33,90	43,49	74,79	61,29
PCH + Biomassa + Eólica	35,22	45,19	45,88	37,60
Termelétrica	8,82	11,32	1,36	1,11
- Nuclear	3,52	4,52	0,00	0,00
- Gás Natural	3,54	4,54	1,36	1,11
- Carvão	0,92	1,18	0,00	0,00
- Óleo combustível/diesel	0,86	1,10	0,00	0,00
TOTAL	77,94		122,03	

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2022, EPE 2013.

Além da visão de planejamento, mostrada acima, estrategicamente, observando o lado do consumidor livre, as fontes alternativas ganharam grande destaque, pois parte do volume de energia barata nesse mercado, representada pelas hidrelétricas com investimentos já amortizados, com a Lei 12.783/2013, passam a serem comercializadas em regime de Cotas destinadas ao mercado regulado. Ao consumidor livre resta comprar energia de outras fontes, sendo as fontes alternativas, após as grandes hidrelétricas, as mais competitivas em termos de custo.

Segundo o estudo “Comportamento do Consumidor Livre de Energia Elétrica” (Silva e Fernando, 2010), os principais atributos apontados pelos consumidores livres para o fornecimento de energia elétrica são: energia sem interrupções (46%), sem oscilação de tensão (22%) e preço (22%). Isso indica uma maior preocupação com a qualidade do fornecimento, dependente da área de concessão onde o consumidor está instalado, porém o preço é a segunda característica mais prezada pelos consumidores, mostrando a necessidade das fontes alternativas se associarem entre si, ou com térmicas convencionais de baixo custo, de forma a oferecer maior segurança na oferta energética e melhores preços.

No ano de 2010, segundo o estudo, 60,5% da amostra disse ter interesse de retorno ao ambiente de contratação regulado. Os motivos mais relevantes são: o preço com baixa atratividade, a possibilidade de ficar descontratado, o descontentamento com o fornecedor e a maior segurança no mercado cativo. O restante da amostra que disse não ter interesse em retornar ao ambiente de contratação regulado apontou como principais motivos: a

previsibilidade e o controle sobre os preços de energia, flexibilidade de negociação das quantidades de energia, e critérios de reajustes negociáveis. Sendo esses os pontos fortes e fracos a serem trabalhados pelos agentes ofertantes de energia alternativa, para obterem melhores resultados em suas negociações no ACL.

O estudo ainda aponta que 22,2% dos consumidores pagariam até 9% a mais pela energia no ACL em comparação aos preços no ACR, e 16,7% pagariam até 6% a mais pela energia no ACL, mostrando que existe uma correlação entre os preços no ACL e ACR, sendo os primeiros de certa forma atrelados aos segundos. Em relação à disposição em pagar mais caro por uma energia limpa, o estudo aponta para uma adesão de 43%. Mostrando assim a relevância das fontes alternativas de energia em relação a impactos ambientais e indicando que parte dos consumidores enxergam vantagens competitivas em comercializar energia no ACL, aceitando pagar além do que é cobrado no ACR – benefício estes que poderão ser capturados pelas fontes alternativas de energia.

6.2.3. Mercado Livre em Potencial

O mercado das fontes alternativas de energia abrange consumidores livre e cativos, porém no mercado cativo, como já dito anteriormente, a concorrência ocorre em forma de leilões de energia, sendo declarado vencedor aqueles que ofertarem sua energia pelos menores preços.

No mercado livre as condições de comercialização são livremente negociadas, e essa característica é muito importante, pois em uma negociação existem outros parâmetros a serem analisados além do preço, como flexibilidade de fornecimento e reajuste de preços, o que pode representar vantagens comerciais para determinadas fonte específicas, como as fontes alternativas de energia.

Para realização de bons negócios se faz necessário conhecer melhor o mercado livre, que tipo de consumidor se estabelece nesse mercado e qual a margem de crescimento que existe no país atualmente. As Figuras 6.7 e 6.8 mostram quais tipos de consumidores adquirem energia no mercado livre através de fontes convencionais e especiais, respectivamente.

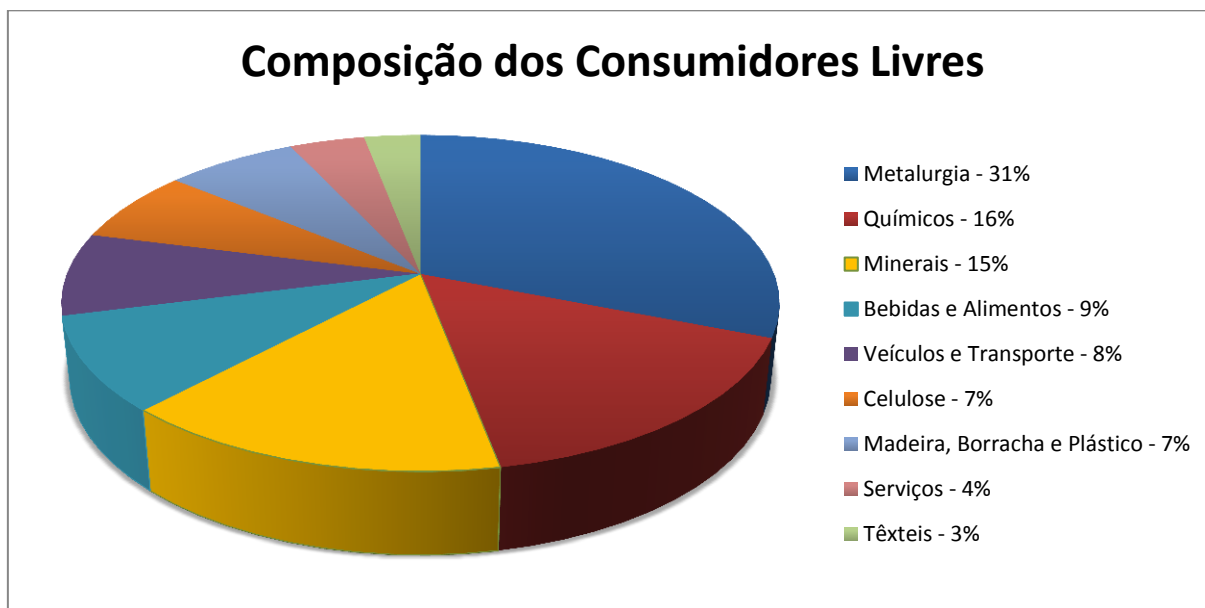


Figura 6.7 – Composição dos consumidores Livres Convencionais.

Fonte de Dados: ABRACEEL, 2013.



Figura 6.8 – Composição dos consumidores Especiais.

Fonte de Dados: ABRACEEL, 2013.

A Figura 6.9 apresenta o volume de energia que consumidores livres adquirem no mercado regulado, tais consumidores são declarados parcialmente livres.

São volumes expressivos, entre 800 e 900 MWm por mês. Para atender a tais volumes seriam necessários entre 54 a 60 PCHs com 30 MW de potência instalada cada e um fator de capacidade próximo de 50%, porém a média de potência instalada das PCHs brasileiras é de 10MW, o que poderia triplicar o volume de usinas, caso toda a demanda fosse atendida por essa fonte específica, aumentando assim em 40% o número desses empreendimentos no país.

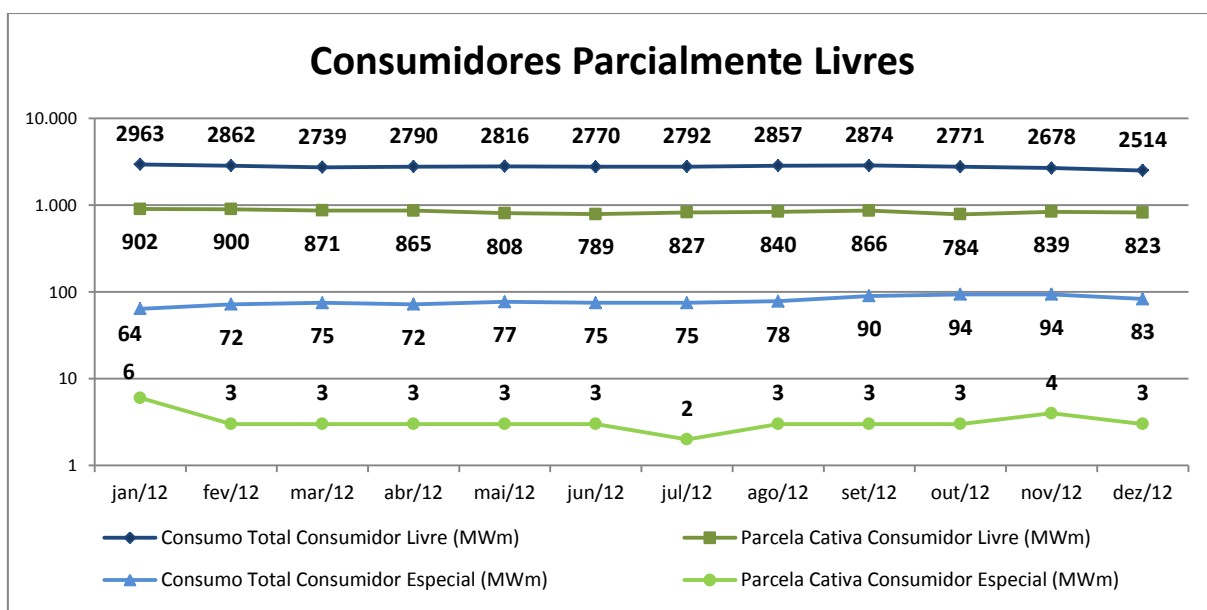


Figura 6.9 – Parcela de consumo no ACR entre consumidores parcialmente livres.

Fonte de Dados: CCEE – Relatório INFOmercado, 2013.

Analisando em conjunto a Figura 3.15, do capítulo 3, e a Figura 6.9 deste capítulo, pode-se presumir que entre 25 e 30% do mercado livre que adquire energia de fontes convencionais são classificados como parcialmente livres. Já em relação aos consumidores livres que adquirirem energia de fontes especiais, esta classificação é aplicada a apenas aproximadamente 5%.

Outro mercado a ser estudado, é o mercado potencialmente livre. Segundo estudo apresentado no evento L.E.T.S – Planejamento Integrado da Infraestrutura 2014, realizado pela FIESP, existe um potencial hoje de 9.400 MW médios de energia se considerados os consumidores acima de 500 kW, limite esse para migrar de mercado. A Figura 6.10 mostra que os consumidores livres, que hoje representam 27% do mercado nacional, podem chegar a representar 47% de todo o mercado, sendo que existe um potencial de 7% para consumidores livres convencionais e 13% para consumidores livres especiais. Segundo mesmo estudo, se somado todos os consumidores que são ou podem se tornar consumidores especial, esse número se aproxima de 14 mil pontos de medição, com um consumo médio de 0,7 MW médios por unidade consumidora.

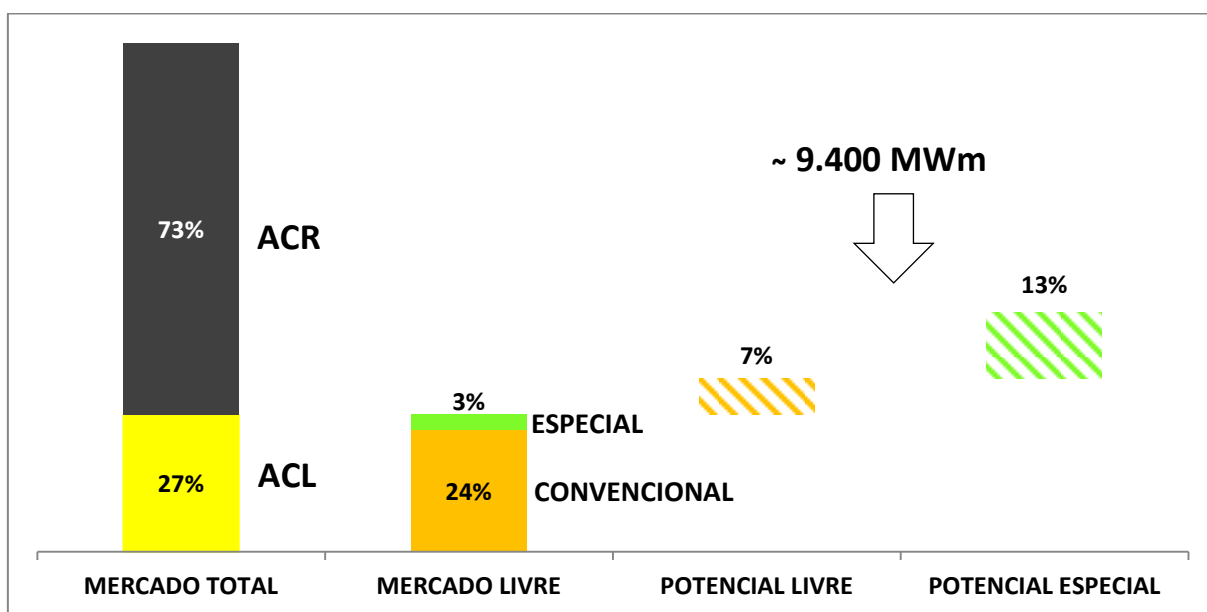


Figura 6.10 – Estimativa do percentual do mercado potencialmente livre.

Fonte: L.E.T.S., 2014.

6.3. Cenários de Preços da Energia no ACL e ACR

Os cenários de preços nos ambientes de contratação livre e regulado podem ser divididos em curto, médio e longo prazos.

As mudanças que vêm ocorrendo na matriz energética nacional, como maior participação de fontes intermitentes como a geração eólica, e projetos hidrelétricos na região amazônica, que possuem grande geração no período úmido, porém baixa geração no período seco, além das mudanças metodológicas no cálculo do CMO, já acarretam em um maior despacho térmico ao longo do ano para atendimento da sazonalidade da carga, elevando o preço médio de curto prazo, PLD, tanto no curto, médio e longo prazos. Isso já é observado no planejamento energético da EPE, como mostrado na Tabela 6.12 do item 6.2.2 deste capítulo, onde estão previstos uma grande expansão das térmicas a gás natural no sistema elétrico.

No curto prazo, o preço no ACL é atrelado ao PLD (um ou dois anos). Por sua vez o PLD sofre forte influência de fatores hidrológicos, da energia armazenada em reservatórios, e do balanço entre oferta e demanda de curto prazo, levando em conta projeções de carga e de expansão do sistema elétrico.

Um PLD alto pode reduzir a liquidez do mercado no curto prazo, pois os ofertantes que possuem lastro de energia descontratado podem optar por liquidar toda a energia no mercado “spot”, elevando o preço da energia no mercado livre.

No ACR, a elevação do PLD impacta diretamente no CCEAR por Disponibilidade, elevando o custo da energia repassado as tarifas reguladas. Outro aspecto a analisar é a possível falta de ofertantes interessados em comercializar sua energia em leilões destinados à reposição contratual, como leilão de energia existente e leilões de ajuste, causando uma descontração involuntária das concessionárias de distribuição, e levando a liquidação de curto prazo ao PLD sobre o volume descontratado, sendo esse custo repassado às tarifas de energia elétrica.

Nesse cenário de PLD alto, o preço teto dos leilões de energia existente tende a se elevar também, e havendo oferta de energia em leilões de reposição contratual, ocorre o aumento do custo médio do portfólio de contratos das distribuidoras.

Para estimar o PLD é utilizado o modelo Newave. Através dele é possível obter valores mensais de CMO projetados para um horizonte de cinco anos. O CMO é o custo da fonte de geração mais cara pertencente ao SIN, para manter o sistema operando, em determinado momento, de forma segura. O CMO também considera o Custo do Déficit de

energia elétrica, que segundo Resolução Homologatória ANEEL 1.667, de 10 de dezembro de 2013, pode chegar a valores máximo de 6.989,90 R\$/MWh em 2014, referente a uma necessidade de redução de carga acima de 20%, ou seja, um cenário hidrológico e de operação que apresenta déficit maior que 20% da oferta de energia no Sistema Nacional Interligado.

Para obter o PLD, a partir do CMO, é necessário aplicar os limites preestabelecidos pela REH ANEEL 1.667/2013, sendo 822,83 R\$/MWh o preço máximo do mercado de curto prazo para o ano de 2014, e 15,62 R\$/MWh o preço mínimo para o mesmo ano.

Como mostrado na Figura 6.11, a partir de junho de 2014 o custo da energia no curto prazo começa a cair e chega, em junho de 2015, a valores próximos da média para 2015 no Brasil. Os valores obtidos na simulação são de 361 R\$/MWh no Sudeste/Centro-Oeste e Sul, e no Norte e Nordeste próximo de 283 R\$/MWh, ainda bastante altos, porém mantendo uma tendência de queda durante todo horizonte de projeção.

As variações do PLD estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de aflúncias no país – estimativa do volume de água que deve chegar, futuramente, aos reservatórios; ao armazenamento inicial dos mesmos; e no cronograma de expansão das usinas no SIN.

A partir dessa análise, percebe-se que a tendência de altos preços pela energia, no curto prazo, irá se manter. O ACR, mesmo com a entrada de novos volumes de energia no regime de Cotas a partir de 2015, considerando que a regulamentação se mantenha como descrita pela Lei 12.783 em 11 de janeiro de 2013, e toda energia no regime de Cotas seja alocada nesse ambiente de contratação, o que indica um viés de baixa nos custos com aquisição média de energia, terá que começar a arcar com os custos dos empréstimos feitos em 2013 e 2014, relacionados à Conta CDE e a Conta ACR.

Esses volumes de capital, como já mencionados, são da ordem de 9,54 bilhões de reais em 2013, desconsiderando a prevista atualização ao IPCA, mais 1,2 bilhões de reais da liquidação de curto prazo de janeiro de 2014, ambos com o mesmo critério de atualização e devolução em 05 anos a partir de 2015, vinculados a Conta CDE, e mais 11,2 bilhões de reais vinculados a Conta-ACR, utilizados para liquidação de curto prazo de fevereiro, março e abril de 2014, atualizados pelo CDI mais 1,9% de juros ao ano, pagos em 2015 e 2016, além do novo empréstimo em fase final de negociação, em torno de 6,6 bilhões para cobrir a liquidação de curto prazo no restante do ano de 2014.

No ACL, com a oferta de energia barata sendo reduzida, por entrar em regime de Cotas, e com o PLD médio esperado de 361 reais por megawatt-hora em 2015 e 200 reais por megawatt-hora em 2016, o custo da energia ofertada deve se manter alto.

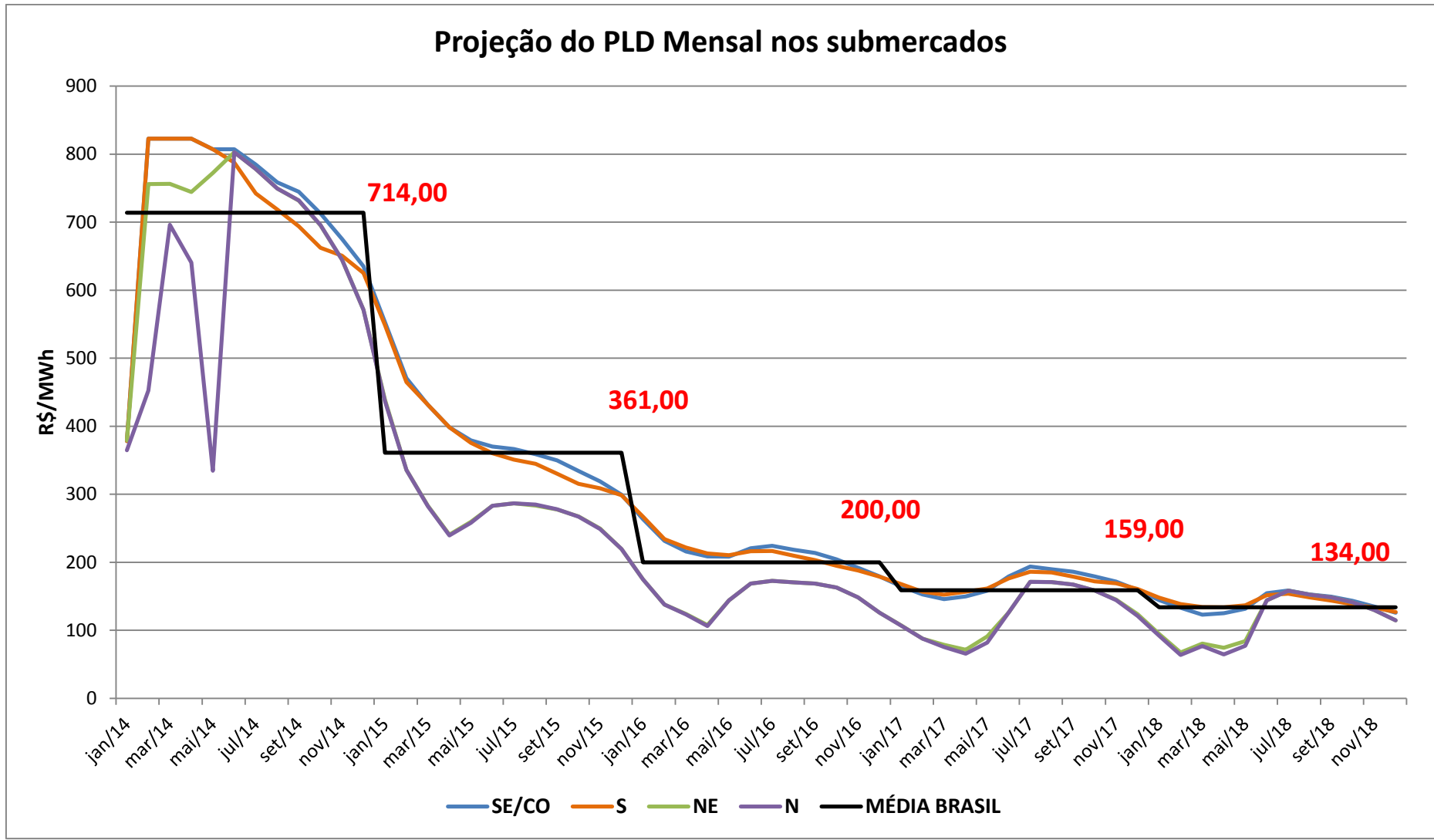


Figura 6.11 – Projeção do PLD nos submercados.
Fonte de Dados: ONS.

No médio prazo, entre 2016 e 2018, a lei da oferta e demanda se estabelece, se a oferta estimada é maior que a demanda, então o preço se reduz, se a demanda é maior que a oferta, o preço se eleva. O balanço oferta e demanda é muito dependente do sucesso dos leilões de energia destinados à expansão do sistema, da estabilidade regulatória, e das linhas de crédito para investidores do setor.

A oferta no ACL, no médio prazo, estará reduzida, visto a entrada de novas concessões vincendas no regime de Cotas entre 2015 e 2017. Os atrasos de cronograma de projetos de grande importância para o país, como projetos estruturantes, também impactam na oferta energética no curto e médio prazos. Ainda existem situações onde usinas são contratadas em leilões, porém possuem sua outorga revogada devido a descumprimento de cronograma, o que amplia as necessidades de contratos no ACR, reduzindo a oferta no curto e médio prazos do ACL. Porém, mesmo com a oferta se reduzindo, o preço pode se manter em patamares normais, visto que existe a possibilidade de que a demanda se reduza, devido à perda de competitividade do ACL em relação ao ACR, causando migrações entre os mercados.

No ACR, entre 2017 e 2018, se o regime hidrológico se normalizar como previsto, é esperada uma redução significativa das tarifas reguladas de energia, pois o PLD ficará em patamares aceitáveis, mantendo o custo dos CCEAR por Disponibilidade reduzidos. Além disso, com os pagamentos referentes à Conta-ACR repassados as tarifas entre os anos de 2015 e 2016, com o reflexo nas tarifas de 2017 se encerrando no momento da revisão/reajuste das concessionárias, o custo financeiro associado a esses empréstimos é encerrado.

No longo prazo, entre 2019 e 2023, se o planejamento do MME, juntamente com os demais órgãos do setor elétrico, for executado, a tendência é que ocorra uma redução das tarifas reguladas de energia, com o PLD se estabilizando em patamares baixos, como projetado pelo Newave, mantendo os custos com energia controlados nesse ambiente. Também se encerram os pagamentos referentes à Conta CDE, em 2019, aproximando as tarifa financeira da econômica.

Com essa redução das tarifas reguladas, surge uma pressão com viés de queda do preço da energia no ACL, visto que o consumidor desse ambiente, com antecedência de 05 anos, poderá decidir pelo retorno ao ACR.

Além das tarifas reguladas, outro indicador importante para determinar o preço de longo prazo, é o Custo Marginal de Expansão (CME). Esse indicador é calculado no mínimo anualmente pela EPE e leva em conta as particularidades de cada projeto com possibilidades de compor a expansão do sistema, a evolução tecnológica dessas fontes de energia, aspectos

socioambientais, e a evolução dos custos apresentados nos leilões de expansão do sistema elétrico.

O PDE 2023 é a base para o estudo de expansão da oferta de geração do último relatório de CME publicado pela EPE. Nele é estimada a quantidade de energia nova que será ofertada nos próximos anos, detalhando o ano de entrada e a fonte. O período utilizado para estimativa do CME se limita ao segundo quinquênio do PDE, entre 2019 e 2023, visto que a oferta para os primeiros cinco anos já está bem definida, determinada em leilões A-3 e A-5. A Tabela 6.13 mostra a previsão de expansão da oferta no sistema elétrico.

Tabela 6.13 – Oferta de energia por fonte.

Garantia Física Adicionada (MW médio)						
Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
HIDRELÉTRICA	192	1.193	2.476	2.294	1.528	7.683
PCH	86	104	104	69	221	584
BIOMASSA	438	408	233	158	152	1.388
EÓLICA	433	433	432	432	432	2.161
GÁS NATURAL	193	578	577	578	962	2.888
SOLAR	100	100	100	100	100	500

Fonte: Relatório CME, EPE 2014.

Outra etapa do cálculo do CME consiste em determinar os custos médios de cada fonte considerada na expansão. Esse custo é baseado no histórico de preços praticados em leilões regulados de energia desde 2005, e atualizados pelo IPCA até janeiro 2014. A metodologia aplica um peso para cada ano de realização do leilão, sendo definido peso 1 para o primeiro ano do histórico, 2005, e para cada ano subsequente um peso 25% maior ao anterior, assim dando maior relevância aos custos praticados atualmente.

Os custos médios utilizados pela EPE estão mostrados na Tabela 6.14.

Tabela 6.14 – Custo médio das fontes para expansão do sistema elétrico.

Custo (R\$/MWh)	
HIDRELÉTRICA	128,4
PCH	150,1
BIOMASSA	134,9
EÓLICA	128,3
GÁS NATURAL	146,2
SOLAR	300,0

Fonte: Relatório CME, EPE 2014.

O Custo Marginal de Expansão, segundo EPE, obtido através dos custos médios por fonte ponderados pela expectativa de expansão de cada fonte, para o quinquênio 2019 a 2023, é de 139 reais por megawatt-hora, indicando que os preços futuros estarão em patamares aceitáveis, se o planejamento da expansão foi executado como descrito.

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

7.1. Conclusões

Em meados de 2014, por diversos motivos, entre eles a publicação da MP 579/2012, a situação do setor elétrico é bastante preocupante. Atualmente existem grandes volumes de capital a serem pagos por parte de consumidores e agentes setoriais, o que mantém uma forte pressão sobre as tarifas de energia elétrica no mercado regulado, sem perspectivas de reduções significativas para os próximos anos, porém a situação é conjuntural, espera-se que o regime de chuvas se normalize e assim como o custo futuro da energia, que deve se estabilizar pouco acima da média histórica, visto a mudança recente de metodologia para determinar o preço “spot” da mesma.

A Lei 12.783/2013, conversão da MP 579/2012, estabeleceu uma redução estrutural, ou seja, permanente, no custo da energia elétrica no Brasil. Atualmente, no país, existem concessões de geração que foram renovadas seguindo proposição da MP 579/2012, que estão apresentando custo de geração muito abaixo da média nacional. Excluindo da Receita Anual de Geração (RAG) os custos vinculados ao transporte da energia, encargos setoriais e tributos, o que resta são os Custos de Gestão dos Ativos de Geração (GAGs), e sobre essa ótica, Xingó, o Complexo Paulo Afonso e Itaparica, por exemplo, estão produzindo energia ao custo de 6,01 R\$/MWh, 6,57 R\$/MWh e 7,52 R\$/MWh respectivamente. Estão incluídos nos valores das tarifas de formação dos GAGs, os custos regulatórios de operação, manutenção e administração das concessões, entre outros, constantes na PORTARIA 578, de 31 de outubro de 2012. Vale ressaltar que essas concessões renovadas segundo os critérios da Lei 12.783/2013, são usinas antigas, em grande parte já amortizadas, e por isso apresentam custos tão reduzidos, porém essas tarifas de formação dos GAGs não contemplam eventuais necessidades de investimentos futuros, como troca de uma máquina hidráulica ou uma ampliação da usina, buscando um aproveitamento ótimo do potencial hidráulico.

Contudo, a soma de fatores conjunturais, ocorridos entre 2012 e 2013, e parcialmente gerenciáveis, levaram a uma forte pressão tarifária, visto a grande dificuldade enfrentada pelo setor de geração elétrica na busca por atender toda a demanda energética requerida pelo sistema. Recordes de demandas de energia diária e instantânea no SIN, e a escassez de chuvas, culminaram com o acionamento da totalidade do parque gerador termoeletrico, que possuem custos variáveis que podem superar 1.100,00 R\$/MWh, como os custos da usina térmica a óleo diesel Termomanaus, onerando assim todo o sistema.

É necessário ressaltar que, uma parte do acionamento das térmicas por ordem do CMSE, foi devido à segurança energética do SIN. Gerando uma elevada conta, no primeiro semestre de 2013, vinculada ao Encargo de Serviço do Sistema por Segurança Energética (ESS-SE), sendo cobrada pela CCEE junto aos agentes devedores de acordo com determinação da Resolução CNPE 03/2013, proporcionalmente à energia comercializada. A Resolução CNPE 03 citada teve a finalidade de incluir, nos programas computacionais de formação do PLD, mecanismos de aversão ao risco hidrológico. O efeito disso foi uma elevação no PLD médio, com consequente redução do ESS-SE, a partir de setembro de 2013, quando foi implementado tais mecanismos denominados CVaR (*Conditional Value at Risk*).

O estímulo do CMSE para manter o acionamento prolongado das térmicas, fora da ordem de mérito, mesmo após o encerramento do POCP, teve forte cunho econômico, visto que o efeito do déficit de energia no SIN é muito grave. Foi estimado para 2014, segundo Resolução Homologatória ANEEL 1.667, que o custo de déficit pode chegar a 6.989,90 R\$/MWh dependendo de sua gravidade, causando um enorme prejuízo ao país. Porém, mesmo com as térmicas despachadas de maneira contínua, para alguns cenários hidrológicos entre as duas mil séries sintéticas do NEWAVE, o CMO se aproximou de 2.000 R\$/MWh no início de 2014, e de acordo com a lógica econômica, o governo deveria ter decretado racionamento de até 5% da carga, o que não ocorreu.

Somado a isso, o impasse gerado no final de 2012, com a publicação da MP 579, e a indefinição da metodologia de rateio das Cotas de energia proveniente da renovação das concessões, levou a uma tomada de decisão por parte do setor elétrico de não promover o leilão de energia existente para o ano de 2012, que de costume ocorre sempre no final de cada ano desde 2004.

A expectativa do setor elétrico era de que as Cotas de energia das concessões renovadas – que somadas atingiam o valor aproximado de 14.200 MW médios, fossem suficientes para suprir as necessidades contratuais das concessionárias de distribuição, porém a não adesão, por questões político-econômicas, a MP 579 por parte de algumas concessionárias – mais significativamente a CESP, CEMIG e COPEL, que deixaram de renovar aproximadamente 5.600 MW médios de concessões vincendas, levou a uma descontratação involuntária por parte das distribuidoras. Sem contratos para suprir o atendimento total e elevado de energia demandada em suas áreas de concessão, e com o cenário hidrológico desfavorável, as concessionárias tiveram que adquirir energia a preços muito elevados, liquidadas no mercado de curto prazo ao PLD, sem cobertura tarifária para

tal. Para atenuar esse cenário crítico, o governo tomou diversas medidas, que não extinguiram o problema, e ainda não são suficientes para estabilizar o setor elétrico.

A princípio, com a não adesão total a renovação das concessões vincendas, a CDE passou a ter novas finalidades, propostas pela MP 605 e Decreto 7.945, ambos de 2013, houve a necessidade de aporte de recursos do Tesouro Nacional na conta CDE para manter o nível de redução tarifária média de 20% anunciado pelo Governo Federal. O aporte foi da ordem de 9,86 bilhões de reais, sendo 3,73 bilhões de reais para cobrir despesas ordinárias da conta CDE e 6,13 bilhões de reais para despesas determinadas pelo Decreto 7.945/2013, como calculado na Nota Técnica ANEEL 103/2014.

As despesas vinculadas ao Decreto 7.945/2013 somaram 9,54 bilhões de reais no ano de 2013, parte suprida pelo Tesouro Nacional e parte por recursos da RGR – a título de empréstimos feitos as concessões de distribuição, que serão corrigidos pelo IPCA e pagos durante os próximos cinco anos a partir de 2015, juntamente com o aporte de 1,2 bilhões de reais autorizado pelo Despacho 515/2014, para cobrir a liquidação de curto prazo referente aos compromissos de janeiro de 2014 que as distribuidoras possuem na CCEE.

Ainda em 2013, em 24 de junho mais precisamente, ocorreu à tentativa de um leilão – 11º Leilão de Energia Existente, que entregaria energia em 01 de julho, quase que imediatamente. O intuito era reduzir a exposição involuntária das distribuidoras, porém, o certame que tinha preço teto de 171,80 R\$/MWh, não despertou o interesse dos investidores, visto a tendência de alta do PLD no mercado de curto prazo e a possibilidade de ganhos maiores com a liquidação mensal de sua produção energética na CCEE.

No final de 2013, em 17 de dezembro, ocorreu um segundo leilão de energia existente – 12º leilão do tipo. O Ministério de Minas e Energia, juntamente com outros tomadores de decisão, resolveu criar um leilão com três produtos distintos, o primeiro com preço teto de 192 R\$/MWh e suprimento com duração de apenas um ano, outro com preço teto de 166 R\$/MWh e suprimento de um ano e meio, e um terceiro com preço teto de 150 R\$/MWh e suprimento de 3 anos, assim esperou atrair mais investidores para o certame, o que teve certo êxito. Furnas, CESP e Votener se destacaram na oferta de energia com duração de um ano, a CESP foi a única a ofertar no segundo produto, e a Eletronorte e Tradener vendendo no terceiro produto. O preço da energia, em relação ao teto, não sofreu quase nenhum deságio, porém foram negociados 2.571 MW médios para o primeiro ano de suprimento que teve início em janeiro deste ano, ajudando a solucionar o problema das distribuidoras. Destaca-se a CESP, que não quis renovar as concessões de Ilha Solteira, Jupia e Três Irmãos, no total de 3.050 MW médios, porém acabou vendendo aproximadamente 500 MW médios nesse leilão.

Contudo, segundo informações noticiadas no setor elétrico, era necessário 6.200 MW médios para suprir as descontrações do final de 2013, ou seja, o leilão teve demanda frustrada.

A saída encontrada pelo governo foi continuar emprestando dinheiro às concessionárias, e para isso surgiu a Conta-ACR. Seu objetivo primário é cobrir os custos, de fevereiro a dezembro de 2014, com exposição involuntária e com despacho de usinas termelétricas vinculadas a CCEAR na modalidade Disponibilidade. Já foram emprestados, até agosto de 2014, 17,80 bilhões de reais, que serão acrescidos de outros custos vinculados a essa operação, além de juros, e cobrados nos processos tarifários de 2015 e 2016. Este volume de recursos é considerado suficiente pelo setor elétrico para cobrir as necessidades das concessionárias de distribuição até dezembro de 2014.

Juntamente com a Conta-ACR, o governo articulou o 13º leilão de energia existente, que foi denominado A-0 por ter entrega imediata, possível graças ao Decreto 8.213, de 21 de março de 2014, que alterou o prazo de entrega da energia vendida nesse tipo de leilão. O leilão ocorreu dia 30 de abril de 2014, com início de suprimento em 01 de maio do mesmo ano. O objetivo foi reduzir a descontração das distribuidoras, reduzindo assim a necessidade de empréstimos via Conta-ACR, e reduzindo principalmente o aumento tarifário posterior. O leilão teve preço teto de 271 R\$/MWh para modalidade Quantidade, e 262 R\$/MWh para modalidade Disponibilidade, sendo que foi limitado em 300,00 R\$/MWh o Custo Variável Unitário (CVU) das usinas, afim de restringir a participação no certame a usinas térmicas de médio a baixo custo de combustível, como usinas com base em carvão, gás natural e biomassa, e evitar que usinas com base em óleo combustível, de altíssimo custo, fossem negociadas. A estratégia de elevar o preço teto surtiu efeito, e foram negociados 1.471 MW médios de energia na modalidade Quantidade e 575 MW médios na modalidade Disponibilidade, ambas com duração de suprimento de cinco anos e oito meses, a um preço médio de 268,33 R\$/MWh. As concessionárias CESP, CEMIG e COPEL, não ofertaram energia no leilão, mesmo a elevados preços, contribuindo significativamente para que ainda exista descontração por parte das distribuidoras – da ordem de 600 MW médios.

Uma parte da solução do fluxo de caixa das distribuidoras poderia ter sido atribuída às bandeiras tarifárias. Porém com reajustes tarifários elevados para o ano de 2013 e 2014, o governo decidiu prorrogar para 2015 a entrada desse mecanismo que busca sinalizar economicamente, ao consumidor, o custo momentâneo da geração elétrica.

Porém, é de se esperar que um parque tipicamente hidrotérmico, em algum momento, tenha a necessidade de operar suas usinas térmicas, pois o regime de chuvas e a necessidade de geração elétrica muitas vezes são parâmetros que possuem grandes incertezas. Assim, para

minimizar o risco presente, se faz necessário uma maior reserva de energética de baixo custo, que tipicamente provem de grandes usinas com reservatórios de acumulação – impopulares devido à falta de conhecimento técnico sobre o assunto, de usinas térmicas a gás natural, carvão ou nuclear, que possuem alguns obstáculos como o déficit de suprimento de gás, poluição ambiental e risco tecnológico, respectivamente, ou dos chamados reservatórios virtuais, que são usinas intermitentes como centrais eólicas e térmicas a biomassa, por exemplo.

Nota-se em estudos apresentados pelo ONS, que o grau de regularização do SIN possui uma tendência de queda durante os próximos anos, saindo de 5,4 meses de estoque em 2013 para 4,7 meses em 2017. É necessária, para amenizar esse quadro, a inserção de novas usinas termoelétricas de baixo custo, que operem na base do sistema, e que possuem alta inflexibilidade de operação, ou optar por incentivos a expansão das fontes intermitentes de energia, comumente conhecidas como fontes alternativas.

Visto o cenário atual de altos preços pagos pela energia, vinculada as térmicas a óleo combustível, e a falta de incremento de hidrelétricas com reservatórios de regularização plurianuais na matriz energética nacional, as fontes alternativas de energia se apresentam como uma opção com diversas vantagens estratégicas, como: incentivos ao biocombustível, reduzindo a forte dependência energética da indústria do petróleo; são fontes menos poluentes e com menores impactos ambientais, se comparadas às térmicas convencionais e as hidrelétricas de grande porte; baixo custo energético, ficando atrás apenas das grandes hidrelétricas nesse item; e facilidade de instalação, facilitando a expansão do sistema elétrico.

A expansão das fontes alternativas, principalmente energia Eólica, é uma realidade hoje. Seus custos, se comparados às tarifas reguladas de energia elétrica, são altamente competitivos. As fontes de geração térmica a Biomassa e parques Eólicos são competitivas em qualquer região do país, mesmo sem serem comercializadas com consumidores especiais incentivados. Com descontos na TUSD, essas fontes podem obter margens de lucro de até 40 reais por megawatt-hora em certas regiões. Já a fonte PCH precisa receber descontos na TUSD para alcançarem melhores margens de lucro na comercialização de sua energia no ambiente livre.

O mercado para essas fontes ainda é bastante amplo. Apenas em termos que consumidores parcialmente livres, seriam aproximadamente 900 MW médios a explorar. Além disso, estima-se que exista uma enorme quantidade de consumidores potencialmente livre, da ordem de 9.400 MW médios em termos de demanda de energia, que podem vir a migrar de mercado, aumentando a competitividade deste ambiente de contratação.

Os consumidores especiais, situados na faixa de demanda entre 500 kW e 3 MW, e que adquirem energia de fontes alternativas, possuem uma participação ainda modesta no mercado livre de energia, da ordem de 16,5% da energia comercializada nesse ambiente, porém seu crescimento pode chegar a 34% do mercado livre, representando 16% do consumo total do país. Estão presentes nesse grupo empresas do setor de comércio e serviços como shoppings, hospitais, supermercados, hotéis e prédios comerciais, e do setor industrial com indústrias têxteis, de alimentos e bebidas, entre outras.

Em relação aos leilões de energia no mercado regulado, as fontes alternativas possuem grande destaque, além das grandes hidrelétricas, elas competem apenas com as térmicas a gás natural, que apresentam custos reduzidos e similares as PCHs e térmicas a Biomassa, acima do custo dos parques eólicos.

Já em relação aos cenários de preços da energia no ACL e ACR, nota-se que no curto prazo, a tendência é de tarifas e preços elevados. Os motivos são uma expectativa de PLD alto, entre 361 reais por megawatt-hora para 2015, juntamente com custos financeiros associados ao mercado regulado, como os empréstimos da Conta CDE e Conta-ACR, sendo parcialmente repassados as tarifas reguladas.

No médio prazo, se o regime hidrológico se estabilizar como esperado, a tendência é de custos reduzidos, pois o PLD estaria em patamares aceitáveis. O custo financeiro referente à Conta-ACR também estará se encerrando, e com isso as tarifas de energia elétrica se reduzem, pressionando o custo no Ambiente de Contratação Livre para baixo.

No longo prazo, considerando que o planejamento de expansão do sistema de geração nacional seja cumprido, o custo da energia deve estar em torno de 139 reais por megawatt-hora, sem correções monetárias. As tarifas reguladas estarão reduzidas também, pois o custo financeiro relativo aos empréstimos da Conta CDE estarão quitados até 2020.

7.2. **Recomendações**

Para continuação deste trabalho faz-se as seguintes recomendações:

Criar diferentes cenários de alocação de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência entre o ACR e o ACL.

- As Cotas foram destinadas exclusivamente ao ACR, porém existem divergências entre agentes setoriais sobre esta decisão governamental. Os consumidores livres, em grande parte indústrias, alegam que deveriam receber parte do benefício, visto que ajudaram, mantendo as devidas proporções, a amortizar os investimentos feitos nas usinas em regime de Cotas.
- A análise de alocação de Cotas para o ACL é importante, pois iria elevar o custo médio dos portfólios de contratos das concessões de distribuição, elevando assim as tarifas reguladas cobradas dos consumidores cativos.

Calcular o impacto das migrações de consumidores do mercado livre para o mercado cativo devido à redução das tarifas no ACR.

- Com migrações de consumidores do mercado livre para o cativo, pode ocorrer um desequilíbrio entre oferta e demanda no mercado livre, levando a uma diminuição dos preços praticados na oferta de energia e com isso um menor retorno sobre o capital investido.
- Essas possíveis migrações também tendem a reduzir as tarifas de energia reguladas, pois as concessionárias ganham em produtividade atendendo a consumidores de grande porte, e esse ganho é compartilhado, na forma de tarifas menores, no momento da revisão tarifária. Além disso, até que ocorra uma revisão tarifária, a concessionária de distribuição se beneficia dessa elevação da variável densidade de consumo em sua área de concessão, pois consegue otimizar a utilização de suas instalações de distribuição, o que gera um resultado financeiro positivo a empresa.

Analisar os ganhos relacionados à localidade onde o empreendimento de fontes alternativas se situa.

- A TUST locacional é mais um fator a se explorar na busca por melhores possibilidades de investimento na área de geração alternativa, visto as diferentes tarifas de transmissão cobradas dos agentes que utilizam os sistemas de transmissão. Na teoria, quando mais distante a geração estiver do consumidor, maior é o custo de transmissão. Porém existem limitações associadas aos insumos energéticos, que não estão presentes, em qualidade ou quantidade adequada, em qualquer área do território nacional.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEólica. Boletim Mensal de Dados do Setor Eólico, janeiro de 2014.

ABRACEEL. <<http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/home.asp>>. Acesso em: 20 de junho de 2014.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de energia Elétrica do Brasil, 3ª edição, 2008.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Audiência Pública nº 120, de 17 de dezembro de 2010. Proposta para colher subsídios quanto à alteração metodológica da Estrutura Tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, que compõe o Módulo 07 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Audiência Pública nº 95, de 08 de novembro de 2012. Proposta para obter subsídios à proposta de resolução normativa que "estabelece os procedimentos comerciais para a aplicação das bandeiras tarifárias".

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Audiência Pública nº 104, de 07 de dezembro de 2012. Proposta para obter subsídios para o aprimoramento da regulamentação referente à aplicação do sistema de Bandeiras Tarifárias.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Audiência Pública nº 86, de 31 de julho de 2013. Proposta para obter subsídios para homologação dos programas computacionais de planejamento e formação de preço com internalização de mecanismos de aversão a risco de que trata o art. 1º da Resolução do Conselho Nacional de Políticas Energéticas - CNPE nº 03/2013 e para a revogação dos regulamentos que tratam das Curvas de Aversão a Risco de Racionamento - CAR, instituída pela Resolução 109/2002, e dos Procedimentos Operativos de Curto-Prazo - POCP.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Audiência Pública nº 126, de 12 de dezembro de 2013. Obter subsídios à proposta de aprimoramento da Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, a qual estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Audiência Pública nº 130, de 23 de dezembro de 2013. Proposta para obter subsídios adicionais à definição do Orçamento da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC para 2014.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração – BIG. <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 30 de maio de 2014.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 126, de 25 de novembro de 2010. Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 448, de 11 de outubro de 2013. Aspectos regulatórios referentes à aplicação do sistema de Bandeiras Tarifárias, em função da publicação da Resolução CNPE nº 03, de 6 de março de 2013.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 33, de 05 de fevereiro de 2014. Definição das quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para 2014.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 103, de 04 de abril de 2014. Definição das quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para 2014.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Relatório Informações Gerenciais, dezembro de 2013.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 652, de 09 de dezembro de 2003. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH).

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória nº 1.388, de 04 de dezembro de 2012. Estabelece os valores das bandeiras tarifárias de que trata o módulo 7 do PRORET.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004. Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005. Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE).

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006. Estabelece os critérios para definição das cotas-parte anuais referentes à compra de energia e potência de Itaipu pelas distribuidoras de energia elétrica.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 367, de 02 de junho de 2009. Aprova o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE e dá outras providências.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 418, de 23 de novembro de 2010. Retifica a Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 2010.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 479, de 03 de abril de 2012. Altera a Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

ANEEL. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração. <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>>. Acesso em: 24 de março de 2014.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Regulação Econômica – SRE. Despacho nº 515, de 07 de março de 2014.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Regulação Econômica – SRE. Despacho nº 1.256, de 22 de abril de 2014.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/FAQ_482_18-12-2012.pdf>. Acesso em: 31 de maio de 2014.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1695>. Acesso em: 05 de abril de 2014.

BNDES. Banco Nacional de Desenvolvimento. Estruturação de uma Concessão/PPP: Regulação Econômica de Infraestruturas. 1º Simpósio Nacional de Auditoria de PPPs, 15 de maio de 2013.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. MME/EPE, 2013.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 3, de 06 de março de 2013. Estabelece diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, e dá outras providências. Brasília. DF: MME, 2013.

BRASIL. Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Portaria Interministerial MF/MME nº 296, de 25 de outubro de 2001. Disciplina o mecanismo de compensação das variações de valores de itens da "Parcela A", previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, ocorridas entre reajustes tarifários anuais. Brasília. DF: MF/MME, 2001.

BRASIL. Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002. Cria, para efeito de cálculo do reajuste da tarifa de fornecimento de energia elétrica, a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA. Brasília. DF: MF/MME, 2002.

Resolução nº 3, de 06 de março de 2013. Estabelece diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, e dá outras providências. Brasília. DF: MME, 2013.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta os serviços de energia elétrica. Brasília. DF: Casa Civil, 1957.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 73.102, de 07 de novembro de 1973. Regulamenta os artigos 12 e 13 da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, que dispõem sobre a coordenação operacional dos sistemas elétricos interligados das Regiões Sudeste e Sul. Brasília. DF: Casa Civil, 1973.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004. Regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2004.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2004.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 5.175, de 09 de agosto de 2004. Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Brasília. DF: Casa Civil, 2004.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Brasília. DF: Casa Civil, 2004.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007. Altera os arts. 11, 19, 27, 34 e 36 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Brasília. DF: Casa Civil, 2007.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008. Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2º do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2008.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012. Regulamenta a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2012.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Regulamenta a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária, e a Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, que altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2013.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 7.945, de 07 de março de 2013. Altera os Decretos nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Brasília. DF: Casa Civil, 2013.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 8.213, de 21 de março de 2014. Altera o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Brasília. DF: Casa Civil, 2014.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 8.221, de 01 de abril de 2014. Dispõe sobre a criação da Conta no Ambiente de Contratação Regulada e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2014.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961. Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRAS, e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 1961.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. (Art. 21, XIX da CF). Brasília. DF: Casa Civil, 1989.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 8.422, de 13 de maio de 1992. Dispõe sobre a organização de ministérios e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 1992.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 1993.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 8.742, de 07 de dezembro de 1993. Dispõe sobre a organização da Assistência Social e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 1993.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 1995.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 1995.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 1996.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 1997.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 07 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 1998.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2000.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2002.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2004.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2004.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009. Dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados; altera as Leis nºs 9.991, de 24 de julho de 2000, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivos das Leis nºs 8.631, de 4 de março de 1993, 9.648, de 27 de maio de 1998, e 10.833, de 29 de dezembro de 2003; e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2009.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 09 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2013.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 12.839, de 09 de julho de 2013. Reduz a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep, da Cofins, da Contribuição para o PIS/Pasep-Importação e da Cofins-Importação incidentes sobre a receita decorrente da venda no mercado interno e sobre a importação de produtos que compõem a cesta básica; altera as Leis nos 10.925, de 23 de julho de 2004, 10.147, de 21 de dezembro de 2000, 10.865, de 30 de abril de 2004, 12.058, de 13 de outubro de 2009, 12.350, de 20 de dezembro de 2010, 12.599, de 23 de março de 2012, 10.485, de 3 de julho de 2002, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 12.783, de 11 de janeiro de 2013, 9.074, de 7 de julho de 1995, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; revoga dispositivo da Lei no 12.767, de 27 de dezembro de 2012; e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2013.

BRASIL. Presidência da República. Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2012.

BRASIL. Presidência da República. Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013. Altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, na parte em que cria a Conta de Desenvolvimento Energético e estabelece seus objetivos. Brasília. DF: Casa Civil, 2013.

CCEE. Relatório Infomercado, abril de 2014.

CCEE. Relatório Infoleilão, agosto de 2013.

CCEE. <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico?_afzLoop=303089466288000#%40%3F_afzLoop%3D303089466288000%26_adf.ctrl-state%3D15td0ptg1d_106>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2014.

CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Brasília, 2001.

CERPCH - Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas. <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/o-que-e.html>>. Acesso em: 31 de julho de 2014.

ELETRONBRAS. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Plano Anual do PROINFA – PAP.

ELETRONBRAS. <www.eletronbras.com/>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2014.

EPE. Eficiência Energética e Geração Distribuída. Abril de 2013.

EPE. Relatório CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO (CME) - No EPE-DEE-RE-052/2014-r1, 24 de junho de 2014.

ITAIPU BINACIONAL. <<http://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>>. Acesso em: 31 de julho de 2014.

ONS. Plano da operação energética 2013/2017 – PEN, 2013.

ONS. <http://www.ons.org.br/biblioteca_virtual/publicacoes_operacao_sin.aspx>. Acesso em: 21 de março de 2014.

ONS.<http://www.ons.org.br/institucional/membros_associados.aspx?area=1>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2014.

Portaria Interministerial MF/MME nº 296, de 25/10/2001, posteriormente substituída pela Portaria Interministerial MF/MME nº 025, de 24/01/2002, em função da Medida Provisória nº 2.227/2001.

PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária.
<<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=702>>. Acesso em: 08 de fevereiro de 2014.

SILVA, A. L. R.; ALMEIDA PRADO Jr.. Comportamento do Consumidor Livre de Energia Elétrica. Estratégica (FAAP), v. 10, p. 9-22, 2010.

SILVA, E.L. e MENEZES, E.M., Metodologia da Pesquisa e Elaboração de Dissertação, UFSC, 2005.

UFPE. Universidade Federal de Pernambuco. Atlas Solarimétrico do Brasil. Recife, 2000.

9. ANEXOS

ANEXO A – Concessionárias e Permissionárias de Distribuição do Brasil em 2013.

Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica
AES-SUL - AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S/A.
AME - AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
AMPLA - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A
BANDEIRANTE - BANDEIRANTE ENERGIA S/A.
BOA VISTA - BOA VISTA ENERGIA S/A
CAIUÁ-D - CAIUÁ DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A
CEA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ
CEAL - COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS
CEB-DIS - CEB DISTRIBUIÇÃO S/A
CEEE-D - COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CELESC-DIS - CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.
CELG-D - CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.
CELPA - CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S/A.
CELPE - COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO
CELTINS - COMPANHIA DE ENERGIA ELÉTRICA DO ESTADO DO TOCANTINS
CEMAR - COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO
CEMAT - CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSEENSES S/A.
CEMIG-D - CEMIG DISTRIBUIÇÃO S/A
CEPISA - COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ
CERON - CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S/A.
CERR - COMPANHIA ENERGÉTICA DE RORAIMA
CFLO - COMPANHIA FORÇA E LUZ DO OESTE
CHESP - COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO
CNEE - COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
COCEL - COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA
COELBA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA
COELCE - COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ
COOPERALIANÇA - COOPERATIVA ALIANÇA
COPEL-DIS - COPEL DISTRIBUIÇÃO S/A
COSERN - COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE

CPFL JAGUARI - COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA
CPFL LESTE PAULISTA - COMPANHIA LESTE PAULISTA DE ENERGIA
CPFL MOCOCA - COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCA
CPFL- PIRATININGA - COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
CPFL SANTA CRUZ - COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ
CPFL SUL PAULISTA - COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA
CPFL-PAULISTA - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ
DEMEI - DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ
DMED - DME DISTRIBUIÇÃO S.A
EBO - ENERGISA BORBOREMA – DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
EDEVP - EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA VALE PARANAPANEMA S/A
EEB - EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA S/A.
EFLJC - EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA
EFLUL - EMPRESA FORÇA E LUZ URUSSANGA LTDA
ELEKTRO - ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S/A.
ELETROACRE - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE
ELETROCAR - CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S/A.
ELETROPAULO - ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S/A
ELFSM - EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S/A.
EMG - ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
ENERSUL - EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S/A.
ENF - ENERGISA NOVA FRIBURGO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
EPB - ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA
ESCELSA - ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S/A.
ESE - ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
FORCEL - FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA
HIDROPAN - HIDROELÉTRICA PANAMBI S/A.
IENERGIA - IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA
LIGHT - LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A.
MUXENERGIA - MUXFELDT MARIN & CIA. LTDA
RGE - RIO GRANDE ENERGIA S/A.
SULGIPE - COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE
UHENPAL - USINA HIDROELÉTRICA NOVA PALMA LTDA.

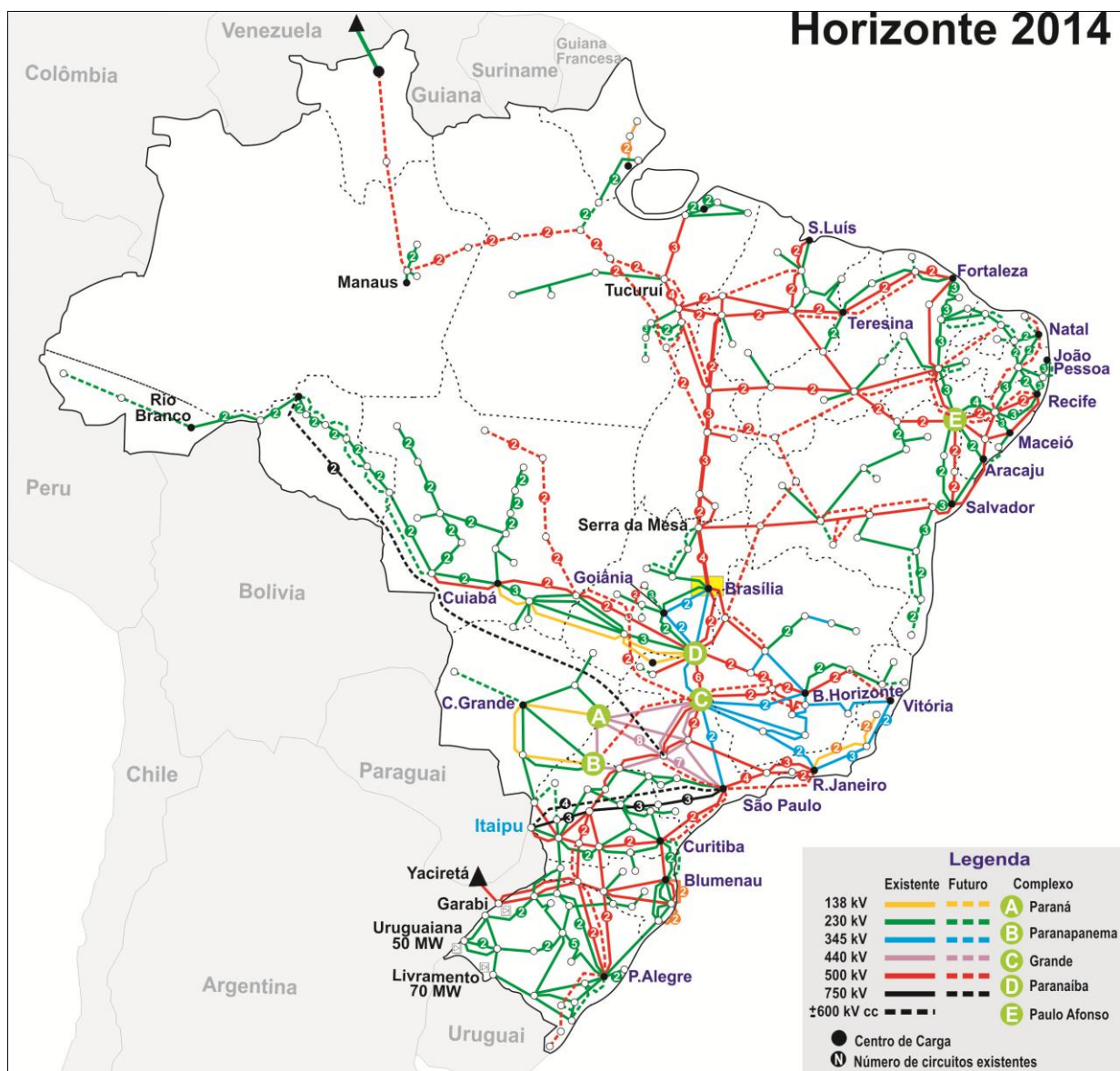
Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Permissionárias de Distribuição de Energia Elétrica
CEDRAP - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL DO ALTO PARAÍBA LTDA
CEDRI - COOPERATIVA DE ENERGIZAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL DO VALE DO ITARIRI
CEJAMA - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE JACINTO MACHADO
CEPRAG - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE PRAIA GRANDE
CERAÇÁ - COOPERATIVA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA VALE DO ARAÇÁ
CERAL ANITÁPOLIS - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE ANITÁPOLIS
CERAL DIS - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE ARAPOTI
CERBRANORTE - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO BRAÇO DO NORTE
CERCOS - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL CENTRO SUL DE SERGIPE LTDA
CEREJ - COOPERATIVA DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SENADOR ESTEVES JÚNIOR
CERES - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DE RESENDE LTDA
CERGAL - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO ANITA GARIBALDI LTDA
CERGAPA - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE GRÃO PARÁ
CERGRAL - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE GRAVATAL
CERILUZ - COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA E DESENVOLVIMENTO IJUÍ LTDA
CERIM - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL ITU-MAIRINQUE
CERIPA - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DE ITAÍ-PARANAPANEMA-AVARÉ
CERIS - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DA REGIÃO DE ITAPECERICA DA SERRA
CERMC - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE MOGI DAS CRUZES
CERMISSÕES - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO DE ENERGIA DAS MISSÕES LTDA.
CERMOFUL - COOPERATIVA FUMACENSE DE ELETRICIDADE
CERNHE - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL DA REGIÃO DE NOVO HORIZONTE
CERPALO - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PAULO LOPES
CERPRO - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DA REGIÃO DE PROMISSÃO LTDA
CERRP - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DA REGIÃO DE SÃO JOSÉ DO RIO PRETO LTDA
CERSUL - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
CERTAJA - COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA TAQUARI JACUI
CERTEL - ENERGIA COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA TEUTÔNIA
CERTREL - COOPERATIVA DE ENERGIA TREVISÓ
CETRIL - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E TELEFONIA RURAIS DE IBIÚNA LTDA

COOPERA - COOPERATIVA PIONEIRA DE ELETRIFICAÇÃO
COOPERCOCAL - COOPERATIVA ENERGÉTICA COCAL
COOPERLUZ - COOPERATIVA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA FRONTEIRA NOROESTE
COOPERMILA - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO LAURO MULLER
COORSEL - COOPERATIVA REGIONAL SUL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL
COPREL - COPREL COOPERATIVA DE ENERGIA
CRELUZ-D - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA CRELUZ-D
CRERAL - COOPERATIVA REGIONAL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DO ALTO URUGUAI

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

ANEXO B – Sistema de Transmissão Nacional.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

ANEXO C – Composição do parque gerador nacional em 30 de maio de 2014.

Empreendimentos em Operação no Brasil				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	% Em Operação
UHE	197	86.601.045	82.181.842	63,67
Outras Térmicas	1359	28.298.452	27.307.471	21,16
Térmicas a Biomassa	483	12.752.580	11.579.863	8,97
PCH	462	4.648.729	4.610.967	3,57
Eólicas	147	3.172.076	3.106.180	2,41
CGH	450	275.450	276.679	0,21
Fotovoltaica	108	13.355	9.355	0,01
Total	3206	135.761.687	129.072.357	100,00

Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Empreendimentos em Construção no Brasil			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	% Em Construção
UHE	7	14.060.800	70,19
Eólicas	126	3.299.435	16,47
Outras Térmicas	5	2.089.422	10,43
PCH	30	328.073	1,64
Térmicas a Biomassa	9	255.190	1,27
CGH	1	848	0,00
Total	178	20.033.768	100,00

Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Empreendimentos Outorgados no Brasil			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	% Outorgado
Eólicas	208	5.172.571	32,81
Outras Térmicas	80	3.871.133	24,56
UHE	14	2.835.442	17,99
PCH	148	2.038.457	12,93
Térmicas a Biomassa	52	1.817.566	11,53
CGH	44	29.524	0,19
Total	546	15.764.693	100,00

Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Composição das Térmicas a Biomassa no Brasil				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	% Em Operação
Bagaço de Cana	378	10.200.418	9.358.926	80,82
Licor Negro	17	1.984.357	1.657.582	14,31
Resíduos de Madeira	46	372.305	370.935	3,20
Biogás	24	88.017	84.937	0,73
Casca de Arroz	9	36.433	36.433	0,31
Carvão Vegetal	5	35.000	35.000	0,30
Capim Elefante	2	31.700	31.700	0,27
Óleo de Palmiste	2	4.350	4.350	0,04
Total	483	12.752.580	11.579.863	100,00

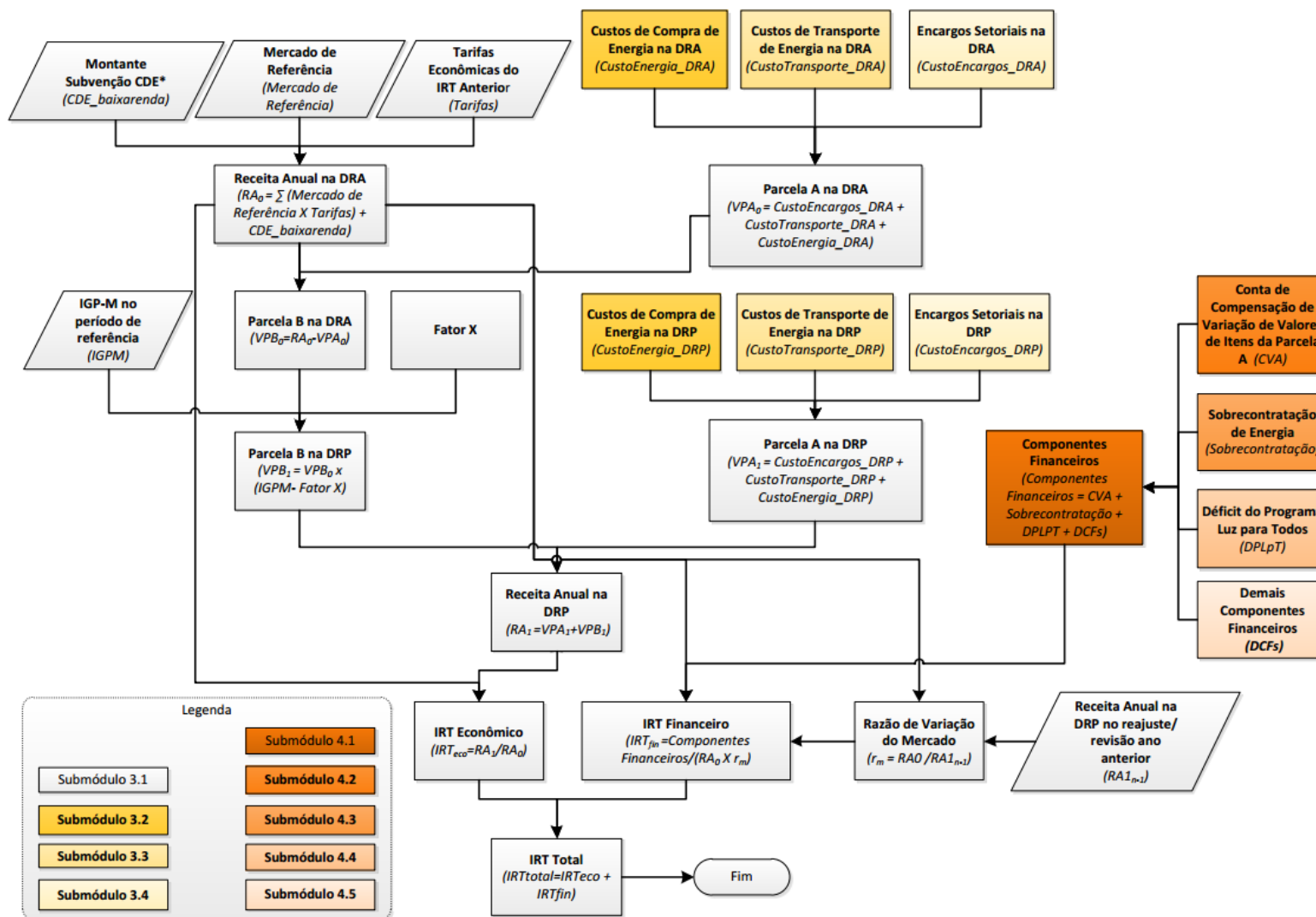
Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

ANEXO D – Calendário Anual de Revisões ou Reajustes Tarifários das concessões de distribuição.

Data	Distribuidoras
03/fev.	CPFL Jaguari (SP), CPFL Mococa (SP), CPFL Leste Paulista-CPEE (SP), CPFL Sul Paulista-CSPE (SP), CPFL Santa Cruz (SP)
04/fev.	Energisa Borborema (PB)
15/mar.	Ampla (RJ)
08/abr.	Enersul (MS), Cemat (MT), CPFL Paulista (SP), CEMIG-D (MG)
19/abr.	AES-SUL (RS), UHENPAL-Nova Palma (TO)
22/abr.	Coelba (BA), Cosern (RN), Coelce (CE), Energisa Sergipe (SE)
29/abr.	Celpe (PE)
10/mai.	Nacional (SP), Caiuá-D (SP), Vale Paranapanema (SP), Bragantina (SP)
18/jun.	Energisa Minas Gerais (MG), Energisa Nova Friburgo (RJ)
19/jun.	RGE (RS)
24/jun.	Copel-Dis (PR), Cocel (PR)
29/jun.	Eletrocar (RS), Muxfeldt (RS), Demei-Ijuí (RS), Hidropan-Panambi (RS), CFLO-Oeste (PR)
04/jul.	Celtins (TO), Eletropaulo (SP)
07/ago.	Jari Celulose (PA), Celesc-Dis (SC), Celpa (PA), Escelsa (ES), Ienergia-Iguaçu (SC)
14/ago.	João Cesa (SC), Cooperaliança (SC), Urussanga (SC)
15/ago.	Santa Maria (ES)
26/ago.	CEB-Dis (DF), Forcel (PR)
27/ago.	Elektro (SP)
28/ago.	Ceal (AL), Cemar (MA), Cepisa (PI), Energisa Paraíba (PB)
12/set.	CHESP (GO), CELG-D (GO)
23/out.	Bandeirante (SP), CPFL Piratininga (SP)
25/out.	CEEE-D (RS)
28/out.	DMED (MG)
01/nov.	Boa Vista (RR), CERR (RO), Amazonas (AM)
07/nov.	LIGHT (RJ)
30/nov.	Eletroacre (AC), Ceron (RO), CEA (AP)
14/dez.	Sulgipe (SE)

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

ANEXO E – Fluxograma de cálculo do Reajuste Tarifário Anual segundo módulo 03 do PRORET.



ANEXO F – Concessionárias de Transmissão que optaram pela renovação antecipada segundo a Medida Provisória 579 de 2012.

Contrato de Concessão	Concessionária	Término da Concessão
063/2001-ANEEL	CELG – GT	31/12/2042
058/2001-ANEEL	ELETRONORTE	31/12/2042
059/2001-ANEEL	CTEEP	31/12/2042
061/2001-ANEEL	CHESF	31/12/2042
055/2001-ANEEL	CEEE-GT	31/12/2042
057/2001-ANEEL	ELETROSUL	31/12/2042
062/2001-ANEEL	FURNAS	31/12/2042
06/1997-DNAEE	CEMIG	31/12/2042
060/2001-ANEEL	COPEL	31/12/2042

Fonte: Ministério de Minas e Energia – MME.

ANEXO G – Concessionárias de Geração que optaram pela renovação antecipada segundo a Medida Provisória 579 de 2012.

Concessionária	SIGLA	Vencimento	Término	Contrato	USINA HIDRELÉTRICA	Potência (MW)	Garantia Física (MW médios)
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	CEEE-GT	2015	31/12/2042	025/2000-ANEEL	Bugres	11,12	10,00
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	CEEE-GT	2015	31/12/2042	025/2000-ANEEL	Canastra	42,40	24,00
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	CEEE-GT	2015	31/12/2042	025/2000-ANEEL	Capigui	3,76	1,26
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	CEEE-GT	2015	31/12/2042	025/2000-ANEEL	Ernestina	4,80	3,24
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	CEEE-GT	2015	31/12/2042	025/2000-ANEEL	Forquilha	1,00	0,95
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	CEEE-GT	2015	31/12/2042	025/2000-ANEEL	Guarita	1,76	0,99
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	CEEE-GT	2015	31/12/2042	025/2000-ANEEL	Herval	1,44	0,33
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	CEEE-GT	2015	31/12/2042	025/2000-ANEEL	Ijuizinho	1,00	0,70
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	CEEE-GT	2015	31/12/2042	025/2000-ANEEL	Jacuí	180,00	123,00
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	CEEE-GT	2015	31/12/2042	025/2000-ANEEL	Passo do Inferno	1,33	0,52
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	CEEE-GT	2015	31/12/2042	025/2000-ANEEL	Passo Real	158,00	68,00
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	CEEE-GT	2015	31/12/2042	025/2000-ANEEL	Santa Rosa	1,40	0,88

Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf	CHESF	2015	31/12/2042	06/2004-ANEEL	Apolônio Sales (antiga Moxotó)	400,00	2225,00
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf	CHESF	2015	31/12/2042	06/2004-ANEEL	Paulo Afonso I	180,00	
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf	CHESF	2015	31/12/2042	06/2004-ANEEL	Paulo Afonso II	443,00	
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf	CHESF	2015	31/12/2042	06/2004-ANEEL	Paulo Afonso III	794,20	
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf	CHESF	2015	31/12/2042	06/2004-ANEEL	Paulo Afonso IV	2462,40	
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf	CHESF	2015	31/12/2042	06/2004-ANEEL	Boa Esperança (antiga Castelo Branco)	237,30	143,00
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf	CHESF	2015	31/12/2042	06/2004-ANEEL	Funil	30,00	13,95
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf	CHESF	2015	31/12/2042	06/2004-ANEEL	Luiz Gonzaga (Itaparica)	1479,60	959,00
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf	CHESF	2015	31/12/2042	06/2004-ANEEL	Pedra	20,01	3,74
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf	CHESF	2015	31/12/2042	06/2004-ANEEL	Xingó	3162,00	2139,00
Companhia Hidroelétrica São Patrício	CHESP	2011	17/03/2041	043/1999-ANEEL	Cachoeira do Lavrinha (São Patrício)	3,01	1,81
Companhia Jaguari de Energia - CJE	CJE	2015	31/12/2042	09/1999-ANEEL	Macaco Branco	2,36	1,66
Companhia Paulista de Energia Elétrica – CPEE	CPEE	2015	31/12/2042	010/1999-ANEEL	Rio do Peixe (Casa de Força I e II)	18,06	5,79
Departamento Municipal de Energia de Ijuí	DEMEI	2016	31/12/2042	107/2000-ANEEL	Passo do Ajuricaba	3,40	1,95

Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - DMEPC	DMED	2015	31/12/2042	048/1999-ANEEL	Pedro Affonso Junqueira (Antas I)	8,60	5,16
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletronorte	Eletronorte	2015	31/12/2042	02/2012-ANEEL	Coaracy Nunes	76,95	63,68
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A - EMAE	EMAE	2012	30/11/2042	02/2004-ANEEL	Henry Borden	889,00	127,70
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A - EMAE	EMAE	2012	30/11/2042	02/2004-ANEEL	Porto Góes	24,80	17,91
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A - EMAE	EMAE	2012	30/11/2042	02/2004-ANEEL	Rasgão	22,00	11,84
Furnas Centrais Elétricas S/A.	FURNAS S.A.	2014	31/12/2042	04/2004-ANEEL	Corumbá I	375,30	209,00
Furnas Centrais Elétricas S/A.	FURNAS S.A.	2015	31/12/2042	04/2004-ANEEL	Funil	216,00	121,00
Furnas Centrais Elétricas S/A.	FURNAS S.A.	2015	31/12/2042	04/2004-ANEEL	Furnas	1216,00	598,00
Furnas Centrais Elétricas S/A.	FURNAS S.A.	2015	31/12/2042	04/2004-ANEEL	Luiz Carlos Barreto de Carvalho (antiga Estreito)	1048,00	495,00
Furnas Centrais Elétricas S/A	FURNAS S.A.	2017	31/12/2042	04/2004-ANEEL	Marimbondo	1440,00	726,00
Furnas Centrais Elétricas S/A	FURNAS S.A.	2017	31/12/2042	04/2004-ANEEL	Porto Colômbia	319,20	185,00

Fonte: Ministério de Minas e Energia – MME.

ANEXO H – Concessionárias de Geração que não optaram pela renovação antecipada segundo a Medida Provisória 579 de 2012.

Concessionária	SIGLA	Vencimento	Término	Contrato	USINA HIDRELÉTRICA	Potência (MW)	Garantia Física (MW médios)
Celesc Geração S. A. - Celesc	Celesc Geração S.A	2015	31/12/2042	055/1999- ANEEL	Garcia	8,92	7,10
Celesc Geração S. A. - Celesc	Celesc Geração S.A	2015	31/12/2042	055/1999- ANEEL	Ivo Silveira	2,60	1,81
Celesc Geração S. A. - Celesc	Celesc Geração S.A	2016	31/12/2042	055/1999- ANEEL	Bracinho	15,00	8,00
Celesc Geração S. A. - Celesc	Celesc Geração S.A	2016	31/12/2042	055/1999- ANEEL	Cedros (Rio dos Cedros)	7,28	6,75
Celesc Geração S. A. - Celesc	Celesc Geração S.A	2016	31/12/2042	055/1999- ANEEL	Palmeiras	24,60	15,13
Celesc Geração S. A. - Celesc	Celesc Geração S.A	2016	31/12/2042	055/1999- ANEEL	Salto (antiga Salto Weissbach)	6,28	5,25
Celesc Geração S. A. - Celesc	Celesc Geração S.A	2017	31/12/2042	055/1999- ANEEL	Pery	4,40	4,00
Companhia Energética de Goiás - Celg	CELG - GT	2011	24/05/2041	062/2000- ANEEL	São Domingos	14,34	7,20
Companhia Energética de Goiás - Celg	CELG - GT	2015	31/12/2042	062/2000- ANEEL	Rochedo	4,00	2,85
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2008	18/04/2038	07/1997- DNAEE	Dona Rita	2,41	1,03
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997- DNAEE	Anil	2,08	1,10
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997- DNAEE	Cajurú	7,20	3,48

Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Camargos	46,00	21,00
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Gafanhoto	14,00	6,68
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Itutinga	52,00	28,00
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Joasal	8,40	5,20
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Marmelos	4,00	2,88
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Martins	7,70	2,52
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Paciência	4,08	2,36
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Peti	9,40	6,18
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Piau	18,01	13,53
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Poquim	1,41	0,84
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Salto Grande	102,00	75,00
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Sumidouro	2,12	0,34
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Três Marias	396,00	239,00
Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2015	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Tronqueiras	8,50	4,14

Cemig Geração e Transmissão S.A.	CEMIG	2017	31/12/2042	07/1997-DNAEE	Volta Grande	380,00	229,00
Companhia Energética de São Paulo - Cesp	CESP	2011	18/11/2041	03/2004-ANEEL	Três Irmãos	807,50	217,50
Companhia Energética de São Paulo - Cesp	CESP	2015	31/12/2042	03/2004-ANEEL	Eng° Souza Dias (antiga Jupia)	1551,20	886,00
Companhia Energética de São Paulo - Cesp	CESP	2015	18/11/2041	03/2004-ANEEL	Ilha Solteira	3444,00	1731,50
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	CHESF	2015	31/12/2042	06/2004-ANEEL	Araras	4,00	0,03
Copel Geração e Transmissão S. A.	COPEL	2014	31/12/2042	045/1999-ANEEL	Rio dos Patos	1,72	1,02
Copel Geração e Transmissão S. A.	COPEL	2015	31/12/2042	045/1999-ANEEL	Chopim I	1,98	1,48
Copel Geração e Transmissão S. A.	COPEL	2015	31/12/2042	045/1999-ANEEL	Governador Parigot de Souza	260,00	109,00
Copel Geração e Transmissão S. A.	COPEL	2015	31/12/2042	045/1999-ANEEL	Mourão I	8,20	5,30
Quatiara Energia S.A.	Quatiara Energia S.A.	2015	31/12/2042	08/1999-ANEEL	Pari	1,34	0,81
Quatiara Energia S.A.	Quatiara Energia S.A.	2015	31/12/2042	07/1999-ANEEL	Quatiara	2,60	1,56
Santa Cruz Geração de Energia S.A.	Santa Cruz Geração de Energia S.A.	2015	31/12/2042	011/1999-ANEEL	Paranapanema	29,84	17,90
Santa Cruz Geração de Energia S.A.	Santa Cruz Geração de Energia S.A.	2015	31/12/2042	011/1999-ANEEL	Rio Novo	1,26	0,76
Sociedade Energia S.A.	Socibe Energia S.A.	2017	31/12/2042	03/2006-ANEEL	Agro Trafo	14,68	6,80

Zona da Mata Geração S.A	Zona da Mata Geração S.A	2008	03/08/2038	039/1999-ANEEL	Neblina	6,47	4,66
Zona da Mata Geração S. A.	Zona da Mata Geração S.A	2008	03/08/2038	039/1999-ANEEL	Sinceridade	1,42	0,37
Zona da Mata Geração S.A.	Zona da Mata Geração S.A	2015	31/12/2042	039/1999-ANEEL	Coronel Domiciano	5,04	3,59
Zona da Mata Geração S.A.	Zona da Mata Geração S.A	2015	31/12/2042	039/1999-ANEEL	Ervália	6,97	3,03

Fonte: Ministério de Minas e Energia – MME.

ANEXO I – Cálculo da RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO – RAG, para o período de 01 de janeiro de 2013 até 30 de junho de 2013, referentes às concessionárias de geração que optaram pela renovação antecipada segundo a Medida Provisória 579 de 2012, de acordo com RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA ANEEL N° 1.408, de 21 de dezembro de 2012.

Usina Hidrelétrica	Potência para efeito de definição do GAG (MW)	Garantia Física (MW médios)	Tarifa (R\$/kW.ano)	GAG (R\$)	P&D / PEE (R\$)	TFSEE (R\$)	Uso sistema de distribuição ou transmissão (R\$)	Conexão (R\$)	RAG Inicial Semestral (R\$)
Complexo Paulo Afonso	4.279,60	2.225,00	29,92	128.031.410,85	2.512.783,53	2.931.923,11	180.260.738,48	1.557.202,50	251.278.353,05
Xingó	3.162,00	2.139,00	35,61	112.597.776,54	1.934.765,00	2.166.262,90	132.282.788,23	793.796,01	193.476.500,41
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	959,00	42,67	63.140.938,67	941.822,77	1.013.663,06	60.259.238,51	397.083,71	94.182.277,38
Marimbondo	1.440,00	726,00	39,22	56.473.588,80	651.157,12	855.710,30	34.663.860,00	708.190,44	65.115.712,27
Furnas	1.216,00	598,00	40,60	49.372.567,04	469.561,79	722.599,81	20.589.360,00	488.374,00	46.956.179,12
Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1.048,00	495,00	41,58	43.575.661,84	432.985,11	622.766,94	20.088.648,00	366.280,50	43.298.511,48
Corumbá I	375,30	209,00	57,59	21.614.183,78	214.951,02	223.019,50	10.250.040,00	-	21.495.102,41
Porto Colômbia	319,20	185,00	60,94	19.450.809,50	142.181,89	189.682,45	4.057.440,00	103.479,76	14.218.188,85
Boa Esperança	237,30	143,00	66,74	15.836.713,83	161.835,65	162.572,48	7.807.436,21	133.363,79	16.183.565,04
Henry Borden	889,00	127,70	102,16	90.818.933,17	478.200,35	294.031,85	1.638.336,00	-	47.820.034,78
Jacuí	180,00	123,00	75,04	13.507.889,40	103.214,73	65.758,16	3.175.200,00	223.355,82	10.321.473,41
Funil (RJ)	216,00	121,00	66,59	14.382.854,64	95.449,94	128.356,55	2.129.760,00	-	9.544.993,80
Passo Real	158,00	68,00	65,59	10.363.415,92	81.678,00	57.721,05	2.755.836,00	90.857,33	8.167.800,34
Coaracy Nunes	76,95	63,68	100,25	7.714.815,06	42.026,88	57.776,32	245.476,88	-	4.202.687,61
Canastra	42,50	24,00	101,72	4.323.099,58	25.702,90	15.526,23	337.920,00	29.591,06	2.570.289,98

Porto Góes	24,80	17,91	127,90	3.171.823,28	20.160,34	8.202,46	401.760,00		2.016.034,45
Funil (BA)	30,00	13,95	103,71	3.111.373,80	25.146,86	20.552,78	613.002,06	300.297,34	2.514.685,94
Rasgão	22,00	11,84	118,53	2.607.555,94	16.122,97	7.276,38	285.120,00	-	1.612.297,32
Bugres	11,12	10,00	170,49	1.895.879,82	12.062,55	4.062,39	242.190,00	-	1.206.254,85
Rio do Peixe	18,06	5,79	103,29	1.865.433,11	9.421,38	-	-	-	942.137,94
Pedro Affonso Junqueira (Antas I)	8,60	5,16	157,27	1.351.758,25	6.827,06	-	-	-	682.706,19
Pedra	20,01	3,74	82,65	1.653.546,74	14.254,67	13.706,65	570.732,00	-	1.425.466,68
Ernestina	4,80	3,24	190,88	916.233,74	5.666,25	1.753,55	101.088,00	-	566.624,67
Passo do Ajuricaba	3,40	1,95	196,68	668.712,88	3.377,34	-	-	-	337.733,78
Cachoeira do Lavrinha (São Patrício)	3,01	1,81	206,34	621.095,77	3.136,85	-	-	-	313.684,73
Macaco Branco	2,36	1,66	232,67	549.797,82	2.776,76	-	-	-	277.675,66
Capigui	3,76	1,26	157,56	592.439,17	3.805,85	1.373,61	79.185,60	-	380.584,65
Guarita	1,76	0,99	231,58	407.582,91	2.439,39	642,97	37.065,60	-	243.939,42
Forquilha	1,00	0,95	324,44	324.441,89	1.876,29	365,32	23.166,00	-	187.628,55
Santa Rosa	1,40	0,88	255,85	358.195,15	2.112,05	511,45	29.484,00	-	211.205,08
Ijuizinho	1,00	0,70	290,29	290.292,63	1.682,54	365,32	21.060,00	-	168.254,18
Passo do Inferno	1,33	0,52	217,90	290.240,40	1.704,78	486,61	23.166,00	-	170.477,59
Herval	1,44	0,33	175,89	253.278,56	1.284,50	526,07	-	-	128.449,84

Fonte: Ministério de Minas e Energia – MME.

ANEXO J – Cálculo da RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO – RAG, para o período de 01 de julho de 2013 até 30 de junho de 2014, referentes às concessionárias de geração que optaram pela renovação antecipada segundo a Medida Provisória 579 de 2012, de acordo com RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA ANEEL N° 1.572, de 23 de julho de 2013.

Usina Hidrelétrica	Potência para efeito de definição do GAG (MW)	Garantia Física (MW médios)	Tarifa (R\$/kW.ano)	GAG (R\$)	P&D / PEE (R\$)	TFSEE (R\$)	Uso sistema de distribuição ou transmissão (R\$)	Conexão (R\$)	RAG Anual (R\$)
Complexo Paulo Afonso	4.279,60	2.225,00	29,92	128.031.411,00	2.860.063,00	322.437.930,00	3.133.901,00	4.610.740,00	461.074.045,00
Xingó	3.162,00	2.139,00	35,61	112.597.777,00	2.113.168,00	235.669.988,00	1.597.530,00	3.555.338,00	355.533.802,00
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	959,00	42,67	63.140.939,00	988.818,00	107.840.429,00	826.715,00	1.745.423,00	174.542.324,00
Marimbondo	1.440,00	726,00	39,22	56.473.589,00	918.526,00	71.979.600,00	1.394.481,00	1.320.871,00	132.087.067,00
Furnas	1.216,00	598,00	40,60	49.372.567,00	775.644,00	44.997.480,00	961.646,00	970.781,00	97.078.118,00
Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1.048,00	495,00	41,58	43.575.662,00	668.483,00	43.572.384,00	721.234,00	894.321,00	89.432.084,00
Três Irmãos	807,50	217,50	36,25	29.274.717,00	1.613.647,00	40.139.294,00	49.511,00	717.951,00	71.795.121,00
Corumbá I	375,30	209,00	57,59	21.614.184,00	239.391,00	20.097.240,00		423.746,00	42.374.560,00
Porto Colômbia	319,20	185,00	60,94	19.450.810,00	203.607,00	11.755.200,00	203.760,00	319.327,00	31.932.703,00
Boa Esperança	237,30	143,00	66,74	15.836.714,00	158.588,00	13.803.101,00	268.397,00	303.705,00	30.370.505,00
Henry Borden	889,00	127,70	102,16	90.818.933,00	286.749,00	2.039.484,00		940.860,00	94.086.027,00
Jacuí	180,00	123,00	75,04	13.507.889,00	111.522,00	4.190.400,00	560.247,00	185.556,00	18.555.614,00
Funil RJ	216,00	121,00	66,59	14.382.855,00	137.779,00	5.214.240,00		199.342,00	19.934.216,00
Passo Real	158,00	68,00	65,59	10.363.416,00	97.892,00	6.271.968,00	187.202,00	170.914,00	17.091.391,00

Coaracy Nunes	76,95	63,68	100,25	7.714.815,00	94.035,00	2.945.723,00		108.632,00	10.863.204,00
Canastra	42,50	24,00	101,72	4.323.100,00	26.332,00	781.440,00	60.969,00	52.443,00	5.244.283,00
Porto Góes	24,80	17,91	127,90	3.171.823,00	7.999,00	884.160,00		41.050,00	4.105.033,00
Funil BA	30,00	13,95	103,71	3.111.374,00	20.049,00	801.756,00	604.813,00	45.838,00	4.583.831,00
Rasgão	22,00	11,84	118,53	2.607.556,00	7.096,00	271.920,00		29.157,00	2.915.709,00
Bugres	11,12	10,00	170,49	1.895.880,00	6.890,00	387.780,00		23.137,00	2.313.686,00
Sinceridade	14,34	7,20	18,35	263.128,00	4.609,00	156.836,00		4.289,00	428.862,00
Rio do Peixe	18,06	5,79	103,29	1.865.433,00				18.843,00	1.884.276,00
Pedro Affonso Junqueira (Antas I)	8,60	5,16	157,27	1.351.758,00				13.654,00	1.365.412,00
Neblina	6,47	4,66	180,95	1.170.727,00	21.053,00	742.092,00		19.534,00	1.953.406,00
Pedra	20,01	3,74	82,65	1.653.547,00	13.371,00	1.065.048,00		27.596,00	2.759.561,00
Ernestina	4,80	3,24	190,88	916.234,00	2.974,00	161.856,00		10.920,00	1.091.984,00
Passo do Ajuricaba	3,40	1,95	196,68	668.713,00				6.755,00	675.468,00
Cachoeira do Lavrinha (São Patrício)	3,01	1,81	206,34	621.096,00				6.274,00	627.369,00
Macaco Branco	2,36	1,66	232,67	549.798,00		57.732,00		6.137,00	613.667,00
Capigui	3,76	1,26	157,56	592.439,00	2.330,00	126.787,00		7.288,00	728.844,00
Dona Rita	2,41	1,03	193,26	465.764,00		139.104,00		6.110,00	610.978,00
Guarita	1,76	0,99	231,58	407.583,00	1.090,00	59.347,00		4.727,00	472.748,00
Forquilha	1,00	0,95	324,44	324.442,00	620,00	37.092,00		3.658,00	365.812,00

Santa Rosa	1,40	0,88	255,85	358.195,00	867,00	47.208,00		4.104,00	410.374,00
Ijuizinho	1,00	0,70	290,29	290.293,00	620,00	33.720,00		3.279,00	327.911,00
Passo do Inferno	1,33	0,52	217,90	290.240,00	825,00	37.092,00		3.315,00	331.472,00
São Domingos	1,42	0,37	1.304,00	1.851.674,00		342.720,00		22.166,00	2.216.560,00
Herval	1,44	0,33	175,89	253.279,00	892,00	56.143,00	810,00	3.143,00	314.267,00

Fonte: Ministério de Minas e Energia – MME.