

**PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA
ESCOLA POLITÉCNICA DA USP
DANILO AMARAL DANTAS**

**ESTUDO SOBRE A UTILIZAÇÃO DO PROGRAMA DE EFICIÊNCIA
ENERGÉTICA COMO FERRAMENTA DE DESENVOLVIMENTO DO
SETOR ELÉTRICO**

**SÃO PAULO - SP
2018**

DANILO AMARAL DANTAS

**ESTUDO SOBRE A UTILIZAÇÃO DO PROGRAMA DE EFICIÊNCIA
ENERGÉTICA COMO FERRAMENTA DE DESENVOLVIMENTO DO
SETOR ELÉTRICO**

Monografia apresentada ao PECE como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Eficiência Energética e Geração Distribuída.

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Roberto Castro

SÃO PAULO – SP

2018

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catalogação-na-publicação

Dantas, Danilo Amaral

Estudo sobre a utilização do Programa de Eficiência Energética como ferramenta de desenvolvimento do Setor Elétrico / D. A. Dantas -- São Paulo, 2018.

70 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Eficiência Energética 2.Energias Renováveis 3.Geração Distribuída 4. Transmissão de Energia I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

Dedico este trabalho à Milena, minha esposa,
por ser luz nos dias difíceis.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por mostrar o caminho nas horas mais difíceis e dar força nos momentos necessários.

Agradeço a minha esposa, por sempre me incentivar, me apoiar e ser meu braço direito na luta de todos os dias.

Agradeço a minha família, por serem a base necessária para a minha formação.

Agradeço ao Prof. Roberto Castro pela orientação, parceria e ensinamentos concedidos ao longo de todo o curso.

Agradeço aos colegas de curso, por fazerem essa jornada ser mais fácil e divertida.

Ad Astra Per Aspera

Resumo

Os Programas de Eficiência Energética (PEE) foram criados em 1.999, por meio da lei Federal nº 9.991, que tornou obrigatório o investimento de parte da Receita Operacional Líquida (ROL) das distribuidoras em projetos de Eficiência Energética dentro de sua área de concessão.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o objetivo do programa é promover o uso eficiente da energia elétrica em todos os setores da economia por meio de projetos que demonstrem a importância e a viabilidade econômica de melhoria da eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia. Busca-se maximizar os benefícios públicos da energia economizada e da demanda evitada, promovendo a transformação do mercado de eficiência energética, estimulando o desenvolvimento de novas tecnologias e a criação de hábitos e práticas racionais de uso da energia elétrica.

Ainda segundo a Agência, desde sua criação até o final do ano de 2017, foram executados cerca de 4000 projetos, que resultaram em 2.3 GW de retirada de demanda da ponta 46 TWh de energia economizada e um investimento total de R\$ 5,7 bilhões.

Com base no fato de que as distribuidoras com maior receita, logo com maior recurso disponível no PEE, estão concentradas nas regiões Sul e Sudeste e que devido à seca dos últimos anos o nível dos reservatórios foi afetado, desbalanceando os submercados, este estudo busca avaliar o impacto do direcionamento do investimento obrigatório no PEE em regiões energeticamente desfavoráveis.

Palavras-chave: PEE, Transmissão, Eficiência Energética

Abstract

The Energy Efficiency Programs were created in 1999, by Federal Law No. 9,991, which made obligatory the investment in energy efficiency projects by the utilities within their concession area.

According to the Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), the objective of the program is promoting the efficient use of electricity in all sectors of the economy through projects that demonstrate the importance and economic feasibility of improving the energy efficiency of equipment, processes and end uses of energy. It seeks to maximize the public benefits of energy savings and avoided demand, promoting the transformation of the energy efficiency market, stimulating the development of new technologies and the creation of habits and rational practices of electric energy usage.

According to ANEEL, since its creation and until the end of 2015, 4,000 projects were executed, resulting in 2.3 GW of demand withdrawal, 46 TWh of energy saved and a total investment of R\$ 5.7 billions.

Based on the fact that the utilities with the highest revenue, with the greatest resource available in the PEE, are concentrated in the South and Southeast regions and that due to the drought of the last years the level of the reservoirs has been affected, unbalancing the submarkets, this study seeks to evaluate the impact of directing mandatory investment in PEE in energy-poor regions.

Keywords: PEE, Transmission, Energy Efficiency

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Organograma do Setor Elétrico	19
Figura 2 - Fluxo de Energia Elétrica - BEN 2018 Ano Base 2017	22
Figura 3 - Cadeia de Energia.....	23
Figura 4 - Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro	24
Figura 5 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional – SIN	28
Figura 6 - Divisão dos submercados de energia.....	28
Figura 7 - Esquema simplificado das interligações regionais	30
Figura 8 - Linha do Tempo do PEE	36
Figura 9 - Destinação dos recursos provenientes das empresas de energia	37
Figura 10 - Localização das usinas hidrelétricas.....	44
Figura 11 - Valores máximos e mínimos de intercâmbio verificados pelo ONS.....	46
Figura 12 - Empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia.....	48
Figura 13 - Perdas na transmissão de energia elétrica em longas distâncias	52
Figura 14 - Evolução do sistema de transmissão no horizonte 2026	57
Figura 15 - Mapa síntese da análise socioambiental integrada	59
Figura 16 - Fluxo proposto para aplicação do recurso do PEE.....	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - 10 maiores distribuidoras de energia do Brasil	26
Tabela 2 - Capacidade máxima de armazenamento MWmês.....	44
Tabela 4 – Quantidade de meses em que houve intercâmbio de energia (01/15 a 06/18).....	47
Tabela 5 - Evolução da população brasileira por região (2016 a 2026).	48
Tabela 6 - Leilões de Energia Solar Realizados	49
Tabela 7 - Investimento por habitante no PEE em 2016	53
Tabela 8 - Variação no faturamento das distribuidoras de energia desde 2007 a 2017	54
Tabela 9 - Aplicação do Recurso do PEE	56
Tabela 10 - Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN - Linhas de transmissão	58
Tabela 11 - Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – Transformação	58
Tabela 12 - Receita estimada com a venda de energia	60
Tabela 13 - Estimativa da TUST no SIN: valores médios	60
Tabela 14 - Lista de Distribuidoras de Energia do Brasil por ordem de faturamento (Ano base 2016).....	68
Tabela 15 - Intercâmbio de Energia Verificado (MWm)	69
Tabela 16 - Projeção para o PEE de 2016 a 2026 com base no crescimento das Distribuidoras de 2006 a 2017.....	70

LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEM	Balanço Energético Nacional
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
EOL	Central Geradora Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
MME	Ministério de Minas e Energia
N	Submercado Norte
NE	Submercado Nordeste
NOS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Centra Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão
PEE	Programa de Eficiência Energética
PLD	Preço de liquidação das diferenças
PROPEE	Procedimentos do Programa de Eficiência Energética
RCB	Relação Custo Benefício
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
ROL	Receita Operacional Liquida
S	Submercado Sul
SE/CO	Submercado Sudeste/Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos.....	14
1.2	Justificativa.....	14
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1	Histórico do Setor.....	16
2.2	Estrutura Atual.....	19
2.2.1	Principais Agentes	20
2.3	Sistema Elétrico Brasileiro	21
2.3.1	Geração	24
2.3.2	Comercialização.....	25
2.4	Transmissão	25
2.5	Distribuição	26
2.6	O Sistema Interligado Nacional (SIN) e os submercados de energia.....	27
2.6.1	Interligações Regionais	29
2.6.1.1	Interligação Norte–Sudeste/Centro-Oeste (Norte-Sul)	32
2.6.1.2	Interligação Norte-Nordeste.....	32
2.6.1.3	Interligação Sudeste/Centro Oeste - Nordeste	32
2.6.1.4	Interligação Sul e Sudeste/Centro-Oeste.....	33
2.6.2	Expansão proativa da rede interligada N-Ne-Se-Co	33
2.7	O PEE	35
2.7.1	Leis e resoluções aplicáveis ao PEE	37
2.7.1.1	Lei N° 9.991/2000.....	37
2.7.1.2	Resolução Normativa N° 556/2013	39
2.7.1.3	Consulta Pública N°7/2018.....	41
3	JUSTIFICATIVA	43
4	ANALISE	44
4.1	Aspectos Gerais	44
4.2	Investimento do PEE	52
4.3	Aplicação do Recurso.....	55
4.3.1	Mecanismos de remuneração das distribuidoras (não exaustivo).....	59

4.3.1.1	Venda de Energia	59
4.3.1.2	Desconto na TUST	60
4.4	Proposta de alteração regulatória.....	61
5	CONCLUSÃO.....	64
5.1	Objetivo original.....	64
5.2	Outras conclusões	65
5.3	Sugestão para trabalhos futuros	65
6	BIBLIOGRAFIA	66
ANEXO I.....		68
ANEXO II.....		69
ANEXO III		70

1 INTRODUÇÃO

1.1 Objetivos

O trabalho a seguir buscará avaliar o impacto da aplicação do recurso de Eficiência Energética, garantido às distribuidoras de energia, em dois frentes:

- i. Como uma alternativa para postergação de investimentos em Linhas de Transmissão, e;
- ii. Como uma alternativa de fomento à geração distribuída;

1.2 Justificativa

O setor elétrico brasileiro pode ser considerado único no mundo por suas características exclusivas. Nossa país possui dimensões continentais, grandes bacias hidrográficas, irradiação solar acima da média mundial e ainda conta com bons ventos em diversas regiões. Poderíamos ainda considerar como grandes diferenciais a quantidade de biomassa disponível ou então a grande costa marítima que nos permitiria aproveitar outras fontes de geração ainda não utilizadas, como a eólica off-shore ou a maremotriz. Nesse sentido, poderíamos dizer que energia não seria um problema para nós, mas não é bem assim.

De acordo com a EPE (BEN - 2018), a matriz energética brasileira é composta por cerca de 68% de sua energia proveniente de fontes hidráulicas, seguida por gás natural (9%), biomassa (8%) e eólica (5%). Esse alto domínio da fonte hídrica gera alguns pontos de atenção:

1. Nos últimos anos o Brasil passou por períodos de pouca chuva, o que fez com que o nível dos reservatórios diminuísse. Por consequência, houve o despacho de fontes mais caras para suprir a demanda de energia. Isso gera implicações tanto no quesito ambiental como no preço da energia;
2. A água é um bem com múltiplo uso [Agência Nacional de Águas - Lei nº 9.433]. Se temos menos água, a prioridade é o uso humano e não a geração de energia;
3. O setor é precificado de acordo com a energia transacionada entre os submercados. Considerando a localidade das bacias hidrográficas existe a necessidade de escoamento para outros submercados, como o Nordeste, o que acaba sendo impactado pelas restrições de infraestrutura que temos no setor de transmissão de energia;

4. A construção dos reservatórios que abastecem as grandes hidrelétricas e nos garantem a possibilidade de “armazenar energia” causam enormes impactos ambientais. Considerando isso, os projetos mais atuais que consideram a fonte hidráulica são feitos sob o conceito de “fio d’água”. Esse tipo de projeto não represa água – ou pelo menos represa uma quantidade mínima – e depende da vazão do rio para geração.

Dadas essas questões, nos últimos anos o Brasil evoluiu fortemente para outras fontes de energia renovável, principalmente a eólica, que passou de 663 GWh em 2007 para 42.373 GWh em 2017 (EPE – BEN 2018). A energia solar teve crescimento de 3836% de 2016 para 2017, no entanto, a capacidade instalada ainda é pouco relevante se comparada ao todo. Apesar disso, o setor elétrico brasileiro ainda carece de maior atenção e de mais investimentos em energias renováveis, principalmente a solar, que beneficia clientes dos mais variados tipos e também no segmento da transmissão, para que não corramos riscos de “apagões” devido a falhas no sistema.

Neste trabalho buscaremos uma alternativa à essas duas questões: utilizar o recurso obrigatório do Programa Eficiência Energética como fonte de investimento em geração solar e como ferramenta de postergação de investimentos em linhas de transmissão. É importante ressaltar que o PEE possui regras que não permitem que a verba seja utilizada de qualquer maneira. Nesse sentido, as principais que podemos destacar são:

1. As empresas concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, doravante denominadas distribuidoras, devem aplicar um percentual mínimo da receita operacional líquida (ROL) em Programas de Eficiência Energética (PEE), segundo regulamentos da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Atualmente esse percentual é de 0,5% (0,4% para o programa e 0,1% para o Procel);
2. O programa é composto por tipologias de projetos e deve ter investimento mínimo em algumas delas. Atualmente 60% do recurso anual aplicado deve ser direcionado para projetos de em comunidades de baixo poder aquisitivo (baixa renda), 20% para projetos nas duas maiores classes consumidoras da distribuidora e 20% para a gestão do programa e demais tipologias;
3. As iniciativas são avaliadas segundo os critérios definidos pela ANEEL no PROPEE e devem possuir uma relação custo benefício mínima¹ (RCB) de 0,8 para serem aprovadas.

¹ Em linhas gerais, o cálculo do RCB mede o benefício do projeto (energia economizada e retirada de demanda da ponta) pelo investimento feito.

Projetos realizados na modalidade de desempenho podem ter seu RCB de até 0,9 e, buscando fomentar as iniciativas com fontes incentivadas, para este tipo de projeto o RCB é flexibilizado para até 1. Ressalta-se, no entanto, que projetos com RCB entre 0,8 e 1 necessitarão de avaliação inicial simplificada pela ANEEL.

4. O investimento pelas empresas deve ocorrer dentro de sua área de concessão.

Considerando o ano de 2016, em valores disponibilizados pela ANEEL em uma chamada prioritária, o PEE teve disponível R\$ 582 milhões. Fazendo a análise da distribuição desse investimento, verificamos que 56% desse recurso ficou concentrado em 10 das 63 distribuidoras e destas, as 3 maiores, que concentram 24% dos recursos, estão localizadas no submercado Sudeste/Centro Oeste.

A pergunta que fica é: E se houve a possibilidade desse recurso ser aplicado, de forma coordenada em regiões fora da área de concessão da distribuidora. Qual seria o impacto para o sistema?

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Histórico do Setor

O setor elétrico brasileiro já passou por diversas alterações ao longo dos anos. Essas alterações podem ser justificadas por fatores diversos, como por exemplo, disponibilidade de recursos, política, tendências setoriais ou etc.

A mais recente tendência diz respeito a descentralização e quebra da cadeia (gerador-transmissor-distribuidor-consumidor) da maneira como conhecemos. Neste novo cenário, o consumidor final estaria posicionado no centro da cadeia e com maiores poderes de escolha, fato que anteriormente não era possível e/ou previsto.

Se considerarmos até o presente momento, algumas fontes dividem o setor elétrico em 5 períodos. De acordo com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, eles são:

1º Período: Proclamação da República, em 1889, ao início da década de 1930. Nesse primeiro período, a economia brasileira era caracterizada fortemente pela produção de produtos primários para exportação e tinha

o carvão vegetal como principal fonte energética. Com o seu natural desenvolvimento e aparecimento da indústria do café, iniciou-se um processo de urbanização, o que gerou aumento do consumo energético para Iluminação Pública.

2º Período: 1930 a 1945. Neste segundo momento do setor, houve um enfraquecimento do modelo anterior (agrário e exportador) e aceleração do processo de industrialização. Nesta época o Estado promoveu uma maior regulação promulgando o Código de Águas (em 1934), que transmitiu à União a propriedade das quedas d'água e a exclusividade de outorga das concessões para aproveitamento hidráulico. Houve ainda a criação de um sistema tarifário sob o regime de "custo do serviço".

3º Período: Iniciou-se no pós-guerra e se estendeu até o final da década de 1970. Neste período o Estado tinha presença forte e direta no setor, criando empresas estatais em todos os segmentos da indústria.

4º Período: Teve iniciado na década de 80 e foi marcado pela crise da dívida externa brasileira, que resultou em altos cortes de gastos e investimentos pelo governo. A estratégia adotada na época foi manter a tarifa de energia – que eram iguais no país todo – baixas, como medida de contenção da inflação. Isso gerou problema para as empresas do setor, que não tiverem remuneração adequada para encontrar o equilíbrio econômico. Ainda nesse período, vigorava a equalização tarifária entre todos os estados brasileiros, provocando subsídios cruzados entre empresas eficientes e ineficientes².

5º Período: O contexto insatisfatório presenciado no quarto período deu início ao período mais recente, que permanece até hoje, mas com vislumbres de alteração em decorrência da alteração da cadeia já mencionada anteriormente. No quinto período, em meados dos anos de 1990, houve um projeto de reestruturação do setor elétrico, denominado RESEB, em que o MME (Ministério de Minas e Energia) preparou algumas mudanças institucionais e operacionais. Essas alterações

² Outros setores de infraestrutura passaram por processos parecidos no Brasil, como por exemplo, o setor de telecomunicações.

basearam-se no consenso político-econômico do “estado regulador”, que deveria direcionar políticas de desenvolvimento, bem como regular o setor, sem postar-se como executor em última instância. Essas alterações deram início ao um processo de privatização de muitas empresas e também a criação de instituições de caráter público e independente, como a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

O RESEB, no entanto, não garantiu a expansão da oferta de energia, como era esperado, e o país passou por um grande racionamento em 2001. Podemos considerar como outros fatores para o evento a falta de planejamento e/ou monitoramento eficaz. Por esse motivo, em 2004, foram realizados novos ajustes para melhorar essas questões e os princípios que a nortearam foi a segurança energética, a modicidade tarifária e a universalização do atendimento.

Dentro do quinto período, outra ação tomada provocaria fortes alterações no modelo existente. A criação da Medida Provisória 579, de setembro de 2011, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, empresas geradoras e transmissoras puderam renovar antecipadamente seus contratos de concessão, contanto que seus preços fossem regulados pela ANEEL.

Considerando o modelo atual do setor, podemos dizer que ele é atualmente caracterizado por:

- Desverticalização da indústria de energia elétrica, com segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição;
- Coexistência de empresas públicas e privadas;
- Planejamento e operação centralizados;
- Regulação das atividades de transmissão e distribuição pelo regime de incentivos, ao invés do “custo do serviço”;
- Regulação da atividade de geração para empreendimentos antigos;
- Concorrência na atividade de geração para empreendimentos novos;
- Coexistência de consumidores cativos e livres;
- Livres negociações entre geradores, comercializadores e consumidores livres;
- Leilões regulados para contratação de energia para as distribuidoras, que fornecem energia aos consumidores cativos;

- Preços da energia elétrica separados dos preços do seu transporte (uso do fio);
- Preços distintos para cada área de concessão, em substituição à equalização tarifária;
- Mecanismos de regulação contratuais para compartilhamento de ganhos de produtividade nos setores de transmissão e distribuição.

2.2 Estrutura Atual

As diversas alterações pelas quais o setor elétrico passou resultaram na sua atual estrutura de funcionamento, concebida sob um ideal de equilíbrio institucional entre agentes de governo e agentes públicos e privados. O esquema da Figura 1 ilustra o mapeamento organizacional das instituições que dão corpo ao SEB e, logo em seguida são descritas as principais funções de algumas delas.

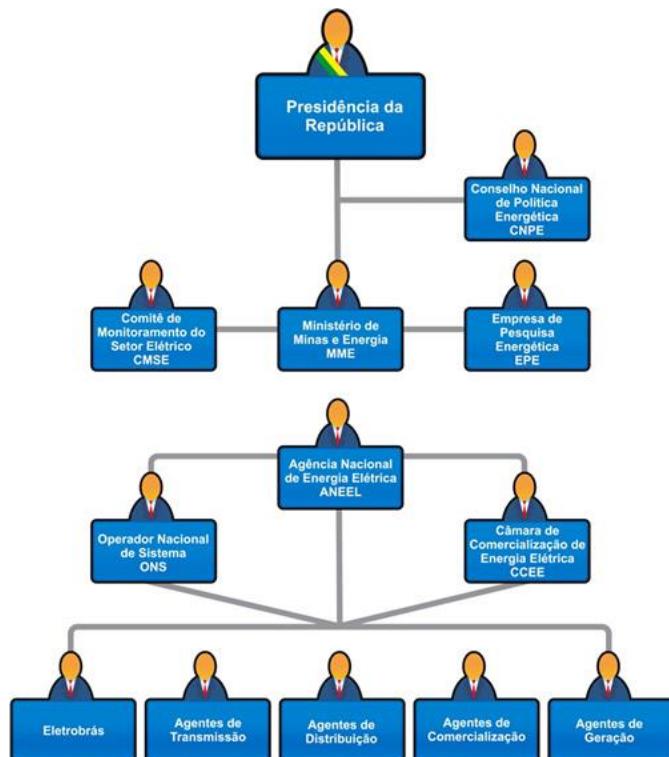


Figura 1 - Organograma do Setor Elétrico
Fonte: ABRADEE

2.2.1 Principais Agentes

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: Atua como operadora do mercado energia elétrica, voltada à viabilização de um ambiente de negociação competitivo, sustentável e seguro, promovendo discussões e propondo soluções para o desenvolvimento do setor por meio da interlocução entre os agentes e as instâncias de formulação de políticas e regulação. O foco de atuação da instituição é a evolução do segmento de comercialização, pautado pela neutralidade, liquidez e simetria de informações. No aspecto operacional, tem como principais atividades a contabilização das operações de compra e venda de energia. A CCEE também determina os débitos e créditos dos agentes com base nas diferenças apuradas, realizando a liquidação financeira das operações. Para valorar tais diferenças, a instituição calcula o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: Tem como atribuição regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria. As alterações promovidas em 2004 pelo atual modelo do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN. Desde então, a ANEEL tem delegado a operacionalização desses leilões à CCEE.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: Órgão sob coordenação direta do MME, criado com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Suas principais atribuições incluem: i. Acompanhamento do desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; ii. Avaliação das condições de abastecimento e de atendimento; realização periódica de análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; iii. Identificação de dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor; e elaboração de propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE: Instituição vinculada ao MME cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento

do setor energético. Entre suas principais atribuições estão a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira; a execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos; o desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos; a realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas; e a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

Ministério de Minas e Energia – MME: Órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. Também responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, por monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e por definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS: Instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional - SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. Tem como objetivos principais o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema, assim como a definição das condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

2.3 Sistema Elétrico Brasileiro

Partindo do ponto de que a energia elétrica é um insumo essencial para a sociedade e indispensável ao desenvolvimento socioeconômico da nação, nossa matriz energética pode ser considerada única no mundo, pois conta com a geração hidrelétrica (água corrente dos rios) como principal fonte, responsável por cerca de 68% do total, seguida das termelétricas (gás natural, carvão mineral, combustíveis fósseis, biomassa e nuclear). O restante da energia é proveniente das demais fontes de energia (eólica e solar, por exemplo) e da importação da energia de outros países.

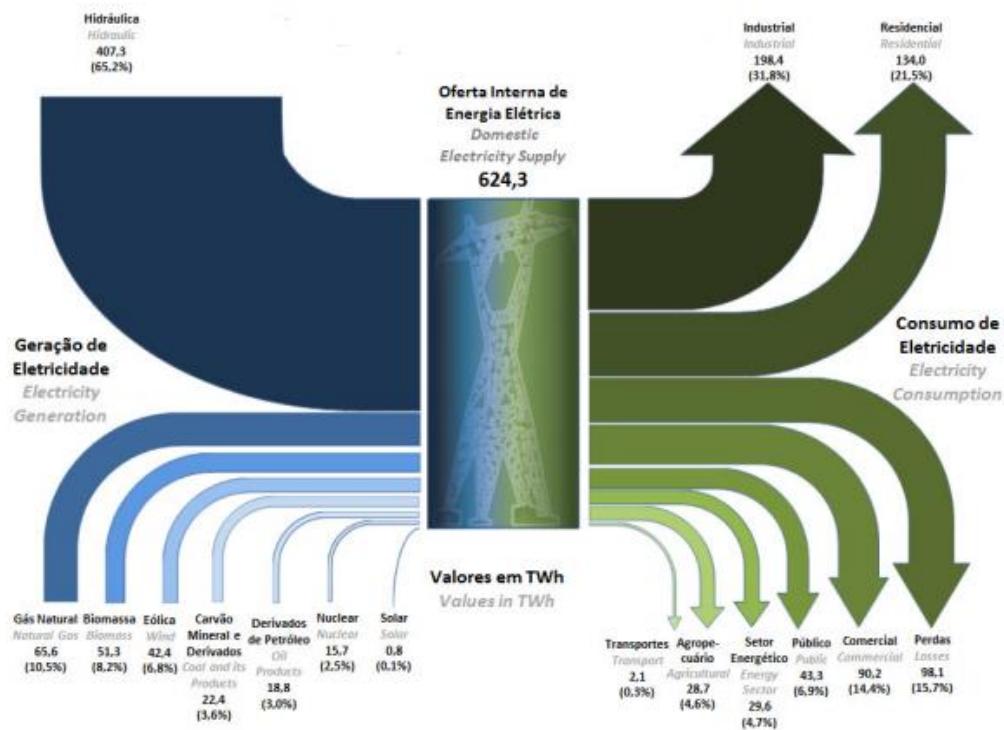


Figura 2 - Fluxo de Energia Elétrica - BEN 2018 | Ano Base 2017

Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Uma característica única sobre a geração de energia elétrica é que, diferentemente de outros sistemas de redes, como saneamento e gás, ela ainda não pode ser armazenada de forma economicamente viável³ e isso implica na necessidade de equilíbrio constante entre oferta e demanda, conforme mostrado na Figura 2. Em linhas gerais, temos que a energia gerada deve ser consumida instantaneamente, pois quando existem desequilíbrios, o sistema corre o risco de sofrer “apagões”, que são desligamentos em cascata. O mais recente, ocorrido em 21/03/2018, resultou na queda de energia em 14 estados do Norte e Nordeste devido a falha de um disjuntor na subestação de Xingu, conforme justificado pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, em nota. Além deste, outros 6 grandes eventos já foram registrados.

Por essa razão, as diversas transformações pelas quais o SEB passou, resultaram na distribuição das responsabilidades entre as diversas instituições. Essa operacionalização partiu do *mindset* de que a livre concorrência deveria existir, deixando ao estado o papel de regular onde fosse necessário.

³ O armazenamento de energia por meio de baterias ou outras tecnologias já é uma realidade no mundo. Segundo o DOE (U.S. Department Of Energy) existem cerca de 1600 projetos no mundo, que totalizam aproximadamente 200 GW de capacidade. No Brasil, no entanto, apesar de algumas iniciativas serem estudadas, a tecnologia ainda não é viável economicamente.

Falando da cadeira de sua cadeia de valor, podemos dizer que o sistema é basicamente composto por 4 elementos (GTDC), conforme mostra a Figura 3: Geração (responsável pela produção de energia), Transmissão (responsável transporte até os centros consumidores), Distribuição (responsável pela entrega ao cliente final) e Consumo. Podemos ainda mencionar a existência das comercializadoras, que são empresas autorizadas a comprar e vender energia para os consumidores livres (clientes que precisam de maior quantidade de energia).



Figura 3 - Cadeia de Energia

Fonte: ABRADEE

A Figura 4 mostra, em linhas gerais, toda a cadeia do setor e os principais players que fazem parte dele. É importante destacar que todo fluxo de energia passa pelos sistemas de transmissão e que existem clientes (os chamados clientes livres) que podem optar pela compra de energia independentemente da distribuidora que atende a sua região.

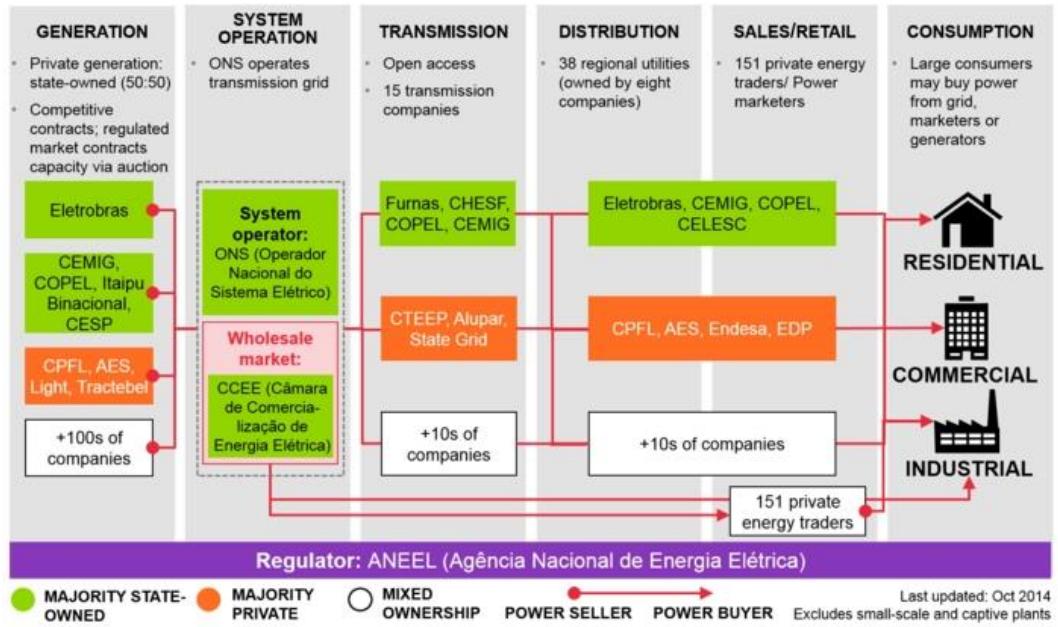


Figura 4 - Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro
Fonte: Bloomberg New Energy Finance – BNEF

Esse modelo “linear”, no entanto, tem sofrido pequenas alterações, visto que, com o crescimento da viabilidade econômica de pequenos geradores elétricos um novo paradigma de operação vem surgindo: a geração distribuída (GD). A partir da descentralização crescente da geração, fato que tem ocorrido em diversos países no mundo, as redes de distribuição passam a ter papel protagonista na operação do sistema, contrabalançando os efeitos intermitentes desses pequenos geradores e aumentando a qualidade do fornecimento de energia.

2.3.1 Geração

A geração é o segmento da indústria de eletricidade responsável por produzir energia elétrica e injetá-la no sistema. No Brasil, é um segmento pulverizado e conta atualmente, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL 2018), com capacidade de 167 GW e projeção de incremento de 18,6 GW, conforme mostra o Gráfico 1. Nessa nova configuração da matriz, destaco a energia solar fotovoltaica, que terá um aumento de 138% na sua capacidade.

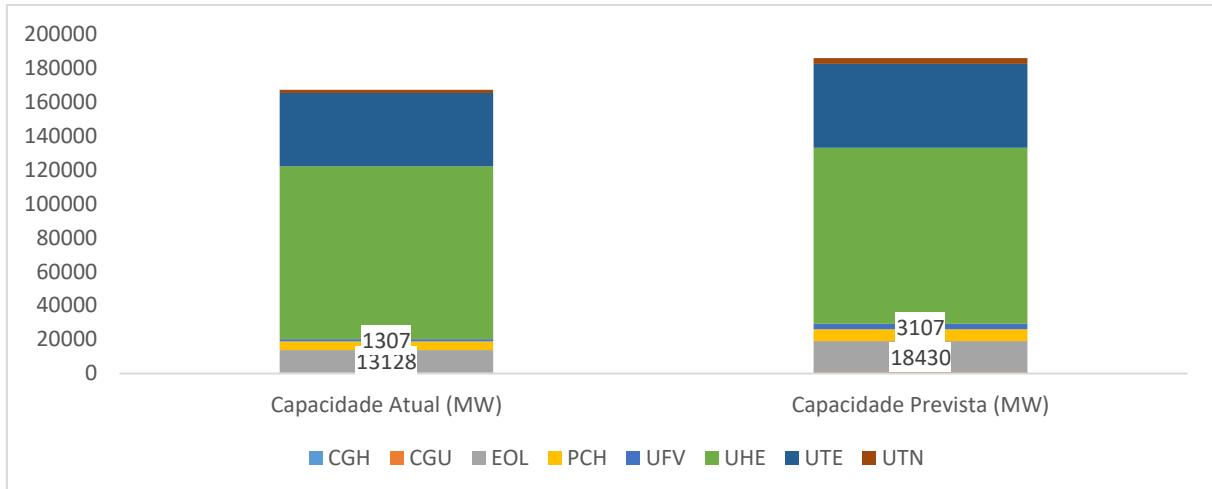


Gráfico 1 - Capacidade instalada e prevista
Fonte: BIG – Banco de Informações de Geração – ANEEL/2018

Pode-se dizer que o elo da geração era considerado competitivo até 2012, pois a maioria absoluta dos geradores eram livres para negociar seus preços, seja diretamente com consumidores livres, seja por meio de leilões regulados. Desde 2013, muitas usinas hidroelétricas passaram a ter seus preços controlados pela ANEEL, pois essa foi a condição para a renovação antecipada de seus contratos de concessão.

2.3.2 Comercialização

O segmento de comercialização de energia é relativamente novo, tanto no Brasil quanto no mundo. Seu surgimento está relacionado com a reestruturação do SEB, ocorrida na década de 1990, e seu papel está muito mais relacionado ao contexto econômico e institucional do que propriamente ao processo físico de produção e transporte da energia.

2.4 Transmissão

O segmento de transmissão é aquele que se encarrega de transportar grandes quantidades de energia provenientes das usinas geradoras. A interrupção de uma linha de transmissão pode afetar cidades inteiras ou até mesmo estados.

No Brasil, esse segmento conta com diversas concessionárias, responsáveis pela administração e operação de mais de cem mil quilômetros de linhas de transmissão espalhadas

pelo país, conectando os geradores aos grandes consumidores ou, como é o caso mais comum, às empresas distribuidoras.

2.5 Distribuição

O segmento de distribuição, por sua vez, é aquele que recebe grande quantidade de energia do sistema de transmissão e a distribui de forma pulverizada para consumidores médios e pequenos. Existem também unidades geradoras de menor porte, normalmente menores do que 30 MW, que injetam sua produção nas redes do sistema de distribuição. No Brasil, atualmente, esse segmento é composto por 63 concessionárias de distribuição de energia, as quais são responsáveis pela administração e operação de linhas de transmissão de menor tensão (abaixo de 230 mil Volts), mas principalmente das redes de média e baixa tensão, como aquelas instaladas nas ruas e avenidas das grandes cidades. É a empresa distribuidora quem faz com que a energia elétrica chegue às residências e pequenos comércios e indústrias.

Ressalta-se, no entanto, que apesar de existirem 63 concessionárias de energia no Brasil, as 10 maiores concentram 56,1% de todo o recurso disponível no Programa de Eficiência Energética e, deste montante, 44,2% está concentrado nos submercados sudeste/centro-oeste e sul, conforme mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - 10 maiores distribuidoras de energia do Brasil

Empresa	Região	ROL (MM R\$)	PEE (MM R\$)	%
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo	SE/CO	10.570.533	52.853	9,08
CEMIG Distribuição	SE/CO	9.397.936	46.990	8,07
Light Serviços de Eletricidade	SE/CO	7.667.854	38.339	6,58
Copel Distribuição	S	7.228.626	36.143	6,21
Companhia Paulista de Força e Luz	SE/CO	6.810.002	34.050	5,85
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	NE	5.908.650	29.543	5,07
Celesc Distribuição	S	5.566.108	27.831	4,78
Elektro Eletricidade e Serviços	SE/CO	4.236.244	21.181	3,64
Centrais Elétricas do Pará	N	4.061.388	20.307	3,49
Companhia Energética de Pernambuco	NE	3.883.879	19.419	3,33

Fonte: ANEEL e Sigel (<http://sigel.aneel.gov.br>)

Diferentemente do segmento de geração, a transmissão e a distribuição de energia, no Brasil, tem seus preços regulados pela ANEEL, que é a agência reguladora do setor. Desse modo, essas empresas não são livres para praticar os preços que desejam, inserindo-se no

contexto dos contratos de concessão, que usualmente contam com mecanismos de revisões e reajustes tarifários periódicos, operacionalizados pela própria agência reguladora.

2.6 O Sistema Interligado Nacional (SIN) e os submercados de energia

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de geração e transmissão de energia elétrica, com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial. Com múltiplos proprietários, cujas instalações são operadas por empresas de natureza privada, pública e de sociedade mista, regulado e fiscalizado pela ANEEL, cabendo ao ONS sua coordenação e controle, de acordo com as disposições dos Procedimentos de Rede⁴.

Os ativos de transmissão que integram a Rede Básica do SIN, possuem mais de cem mil km de linhas de transmissão, e compreendem subestações e linhas de transmissão. O acesso ao sistema é livre e garantido por lei, havendo o dever legal de compartilhar a infraestrutura existente com os acessantes habilitados.

Ele ainda permite que a geração de energia seja otimizada por meio da transferência de energia entre regiões e de uma operação com sinergia e confiabilidade, otimizando custos por meio da exploração da complementariedade hidrológica das bacias. A Figura 5 ilustra o mapa do SIN de 2017 (Fonte: ONS) e nos permite observar a interligação das diferentes regiões, destacando a malha muito mais ramificada na região sudeste/centro-oeste onde, justamente, estão concentradas a maior quantidade de usinas, conforme veremos mais à frente.

⁴ Os Procedimentos de Rede são documentos de caráter normativo, elaborados pelo ONS, com participação dos agentes e aprovados pela ANEEL, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN.

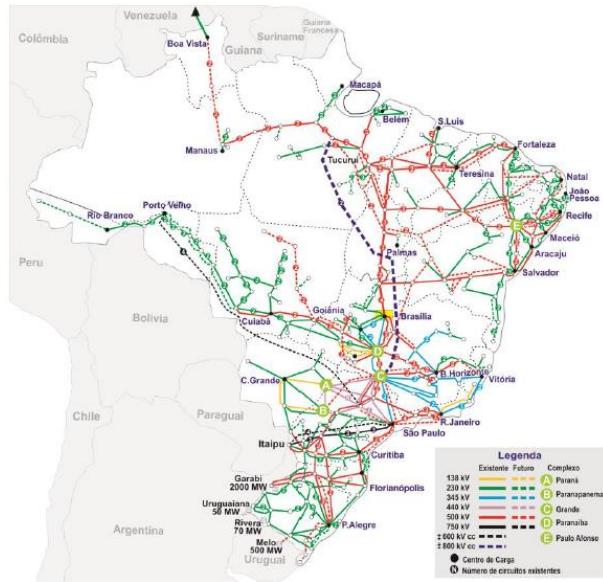


Figura 5 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional – SIN
Fonte: ONS

Além disso, o SIN é constituído por quatro subsistemas que estão interligados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Além deles, possuímos o que é chamado de Sistema Isolado, que é o conjunto dos estados do Amazonas, de Roraima e Amapá, que não estão conectados a malha de transmissão. Essa configuração está demonstrada na Figura 6.



Figura 6 - Divisão dos submercados de energia
Fonte: Elaboração própria

- 1 Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) - abrange as regiões Sudeste e Centro-Oeste do país, além dos estados de Rondônia e Acre;
- 2 Sul (S) - abrange a região Sul do país;

- 3 Nordeste (NE) - abrange a região Nordeste do país, com a exceção do estado do Maranhão;
- 4 Norte (N) - abrange parte dos estados do Amapá, Pará, Tocantins, Maranhão e Amazonas;
- 5 Sistemas isolados

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas para assegurar o atendimento futuro. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor.

2.6.1 Interligações Regionais

A interligação entre os submercados é um sistema físico de transmissão caracterizado por um conjunto de instalações formado, em geral, por um tronco principal de transmissão, composto por circuitos em série, que transportam grande parte do intercâmbio, podendo ser complementados por outros circuitos que fazem parte da interligação, e que podem impactar de forma significativa em seu desempenho.

A Figura 7 mostra, de forma simplificada, a integração entre os sistemas e o sentido natural do intercâmbio de energia. Em outras palavras, valores positivos no Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Sul indicam exportação de energia, pois estão no mesmo sentido das setas. Já no Nordeste, valores positivos indicam importação de energia

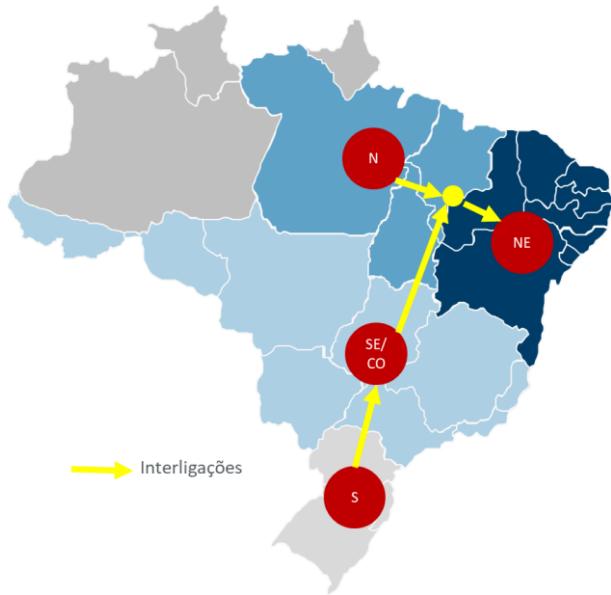


Figura 7 - Esquema simplificado das interligações regionais

Fonte: Elaboração própria

Os limites de intercâmbios de energia entre subsistemas e entre submercados são determinantes para o cálculo dos Custos Marginais de Operação – CMOs, que orientam a política operativa definida pelo ONS e para o cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, utilizado pela CCEE para a contabilização/liquidação de energia no mercado de curto prazo.

Esses valores são definidos pelo ONS buscando a máxima transferência possível de potência entre os submercados por meio da elevação da geração no submercado exportador e redução no importador e verificando o desempenho do sistema quando submetido à contingência simples ou dupla. Outro critério de confiabilidade de operação específico de caráter definitivo, estrutural e distinto do padrão definido nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico poderá ser adotado pela operação e assim será considerado no cálculo dos limites. O desempenho é avaliado pelo atendimento ou não aos critérios de segurança e qualidade definidos nos Procedimentos de Rede (níveis de tensão, carregamento dos circuitos, perda de estabilidade, etc.). Em caso de serem observadas violações, os valores de transferência de potência entre os submercados devem ser reduzidos até que os critérios sejam atendidos. Esse ponto de operação caracteriza o limite de intercâmbio entre os submercados em análise.

Os cálculos consideram todas as restrições elétricas ao intercâmbio de energia entre submercados, sejam elas localizadas nas fronteiras ou internas aos mesmos. Esses limites são necessários tanto aos estudos de médio prazo do Planejamento da Operação Energética, que

empregam o modelo NEWAVE⁵, quanto para os estudos de curto prazo da Programação da Operação Energética, que empregam o modelo DECOMP⁶. Os limites considerados nos dois modelos, embora coerentes, não são necessariamente idênticos. O NEWAVE, com horizonte de até 5 anos à frente, emprega os limites estruturais associados à rede, enquanto o DECOMP, voltado para a operação de curto prazo, emprega limites conjunturais, que podem ser afetados por intervenções nas instalações da rede elétrica e mesmo por decisões do CMSE. Essas decisões poderão ter por base situações nas quais, em função do desempenho da instalação e da severidade do impacto no SIN, é necessário adotar níveis de segurança acima dos padrões estabelecidos, até que medidas mitigadoras possam ser adotadas.

De acordo com as atuais Regras e Procedimentos de Comercialização, as restrições internas aos submercados, de natureza conjuntural, não devem ser consideradas no cálculo dos limites de intercâmbio utilizados na determinação do PLD. Assim, nas situações em que o intercâmbio entre submercados é limitado por uma restrição interna, conjuntural, os limites de intercâmbio utilizados pelo ONS e pela CCEE serão diferentes, podendo levar a diferenças entre o valor do CMO calculado pelo ONS e o valor do PLD calculado pela CCEE. Essas diferenças acarretam custos operativos adicionais, cobertos via Encargos de Serviços de Sistema – ESS.

Cabe ressaltar que também deverão ser considerados como parte da restrição elétrica de natureza estrutural, os elementos de transmissão que possuem critério de confiabilidade específico de caráter definitivo, estrutural e distinto do padrão definido nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

A consideração dessas limitações pela CCEE contribui não apenas para a aproximação entre os valores dos CMO e PLD, mas também para que o processo de contabilização/liquidação de energia no mercado de curto prazo reflita o mais fielmente possível os custos incorridos na operação real do SIN.

⁵ O modelo Newave estima o custo futuro da energia e traduz para o Decomp o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nas variáveis que influenciam a obtenção da função de custo futuro incluem-se o armazenamento inicial, a tendência hidrológica e o cronograma de expansão das usinas, entre outras.

⁶ O modelo Decomp é utilizado para determinar o despacho de geração que minimiza o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um de seus resultados é o Custo Marginal de Operação – CMO (custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda) que, limitado por um piso e um teto, origina o PLD

2.6.1.1 Interligação Norte–Sudeste/Centro-Oeste (Norte-Sul)

A interligação denominada Norte-Sul é composta basicamente por dois circuitos em 500 kV desde a SE Imperatriz até a SE Serra da Mesa e pelo terceiro circuito que contempla a LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas – Miracema – Gurupi – Peixe – Serra da Mesa 2.

Com a instalação do sistema de integração do AHE Belo Monte, essa interligação entre as regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste passará a ter uma nova configuração. Adicionalmente, é prevista uma expansão da capacidade de transmissão da interligação proporcionada pela recuperação dos bancos de capacitores série (BCS) desse tronco transmissor.

2.6.1.2 Interligação Norte-Nordeste

A interligação Norte-Nordeste atualmente é constituída pelas linhas de transmissão em 500 kV: Presidente Dutra – Boa Esperança; Presidente Dutra – Teresina C1 e C2; pela LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho; e pela LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Milagres.

Essa interligação tem expansões previstas para os próximos anos, no entanto, o projeto foi arrematado pela Abengoa, que atualmente encontra-se em processo de recuperação judicial. Esse fato que impacta significativamente a importação e exportação da região Nordeste.

2.6.1.3 Interligação Sudeste/Centro Oeste - Nordeste

A interligação Sudeste/Centro Oeste – Nordeste é constituída pela linha de transmissão em 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu – Camaçari.

Essa interligação passou por um processo de expansão, que entrou em operação no início de 2017, porém com sua efetividade comprometida devido ao atraso das obras sob responsabilidade da Abengoa.

Diante do crescimento acentuado de contratação de energia eólica no Brasil, com significativa predominância na região Nordeste, tornou-se necessário o adequado dimensionamento da capacidade de exportação dessa região, a fim de escoar a energia já contratada, bem como prover de folga o sistema elétrico de transmissão para a conexão de novos empreendimentos.

Assim, o significativo aumento da geração de energia na região Nordeste resultou na necessidade da expansão dos sistemas de interligação regionais, especialmente a interligação Nordeste – Sudeste, de forma que se possa escoar sem restrições elétricas a energia produzida nas novas usinas até os principais centros de carga do SIN, uma vez que haverá um excedente de oferta de energia elétrica na região.

2.6.1.4 Interligação Sul e Sudeste/Centro-Oeste

A interligação elétrica existente entre as regiões Sul e Sudeste possibilita a otimização energética entre estas regiões aproveitando a diversidade hidrológica existente entre esses dois sistemas. Essa interligação se caracteriza por múltiplos elementos, em diversos níveis de tensão, destacando-se a LT 500 kV Ibiúna – Bateias C1 e C2 (CD) e a LT 500 kV Londrina – Assis, bem como a LT 500 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste e a transformação 765/500 kV na SE Ivaiporã, visto que se considera a UHE Itaipu eletricamente pertencente ao sistema Sudeste.

2.6.2 Expansão proativa da rede interligada N-Ne-Se-Co

O sistema que interliga as regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Centro Oeste configura uma rede compatível com o escoamento das fontes de geração renovável, eólica e solar consideradas no PDE 2026. Por outro lado, dado o caráter indicativo da expansão da geração e os crescentes prazos de implantação das instalações de transmissão, torna-se necessária a estratégia de antecipar a recomendação dos reforços estruturantes do sistema interligado.

Assim, reconhece-se a importância do papel da rede de transmissão planejada de proporcionar uma flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação das fontes de geração contratadas nos leilões de energia, que pode, por exemplo, estabelecer a inserção de fontes térmicas utilizando a rede originalmente estudada para o escoamento dos futuros parques geradores eólicos e solares das regiões Norte e Nordeste.

Nesse sentido, foi proposto pela EPE ao Ministério de Minas e Energia como estratégia para uma próxima expansão de maior porte da rede interligada N-NE-SE-CO um novo elo em corrente contínua, eletricamente superposto à malha planejada em corrente alternada (CA), em sua maior parte já suficientemente reforçada.

Tal expansão, além de possibilitar uma maior concentração de potência em corredores de transmissão, se harmoniza com a da rede CA, por ter o suporte desta rede, necessário para a

confiabilidade e segurança operativa durante contingências nas instalações em CC. Os estudos recomendam, no horizonte do PDE, a implantação de um novo bipolo, com as seguintes características gerais:

- 1 Bipolo CC com capacidade de 4.000 MW interligando as novas subestações de 500 kV Graça Aranha (no estado do Maranhão, próxima da SE Presidente Dutra) e Silvânia (no estado de Goiás, próxima da SE Samambaia), com extensão de 1.460 km.

Entre os principais atributos que justificam a implantação do bipolo Graça Aranha - Silvânia podem ser citados os seguintes:

- Sob o enfoque de um planejamento proativo e prospectivo, esta expansão, juntamente com a rede planejada em corrente alternada 500 kV, libera espaço para inserção de novas renováveis nas regiões NE e CO, possibilitando flexibilidade para a decisão estratégica de expansão da geração hoje indicativa, inclusive da localização das fontes de reserva necessárias para a operação das renováveis no horizonte decenal.
- Sob o aspecto da operação, salienta-se que o este bipolo, que conecta eletricamente um ponto intermediário da rede N/NE com o sistema SE/CO, pode ter seu fluxo de potência ajustado em função da geração despachável nas fontes variáveis existentes na região N/NE, inclusive com possibilidade de reversão do sentido (do N/NE para o SE/CO ou vice-versa). Nessas condições, esta expansão possibilita ao operador do sistema flexibilizar a gestão adequada da reserva operativa do sistema do ponto de vista energético e elétrico.
- Fora do período de hidrologia crítica, em cenários de maior probabilidade de ocorrência, torna-se possível também maior segurança elétrica, com atendimento ao critério N-2 nos principais trechos da interligação entre as regiões N/NE e SE/CO ou, ainda atenuar o impacto de eventuais atrasos de implantação de obras na rede CA que compõem esta interligação.
- Em condições hidrológicas desfavoráveis, tais como as recentemente registradas nos anos de 2014 e 2015, possibilita a alocação dos excedentes exportáveis de energia das regiões Norte e Nordeste no Sudeste/Centro Oeste, reduzindo a necessidade do despacho térmico significativamente oneroso neste subsistema.

2.7 O PEE

Criada nos anos 2000, a Lei nº 9.991, de 24 de julho, diz que as empresas concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, doravante denominadas distribuidoras, devem aplicar um percentual mínimo da receita operacional líquida (ROL) em Programas de Eficiência Energética (PEE), segundo regulamentos da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

O objetivo do PEE, segundo a ANEEL é:

Promover o uso eficiente e racional de energia elétrica em todos os setores da economia por meio de projetos que demonstrem a importância e a viabilidade econômica de ações de combate ao desperdício e de melhoria da eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia. Para isso, busca-se maximizar os benefícios públicos da energia economizada e da demanda evitada no âmbito desses programas. Busca-se, enfim, a transformação do mercado de energia elétrica, estimulando o desenvolvimento de novas tecnologias e a criação de hábitos e práticas racionais de uso da energia elétrica.

O percentual mínimo da receita operacional líquida (ROL) das distribuidoras que deve ser aplicado no PEE, bem como sua regulamentação específica, tem sido alterado ao longo do tempo, como mostra a Figura 8. As alterações foram introduzidas por meio de legislação específica, as quais são amplamente divulgadas e disponíveis no portal da ANEEL (www.aneel.gov.br), na área relativa ao PEE.

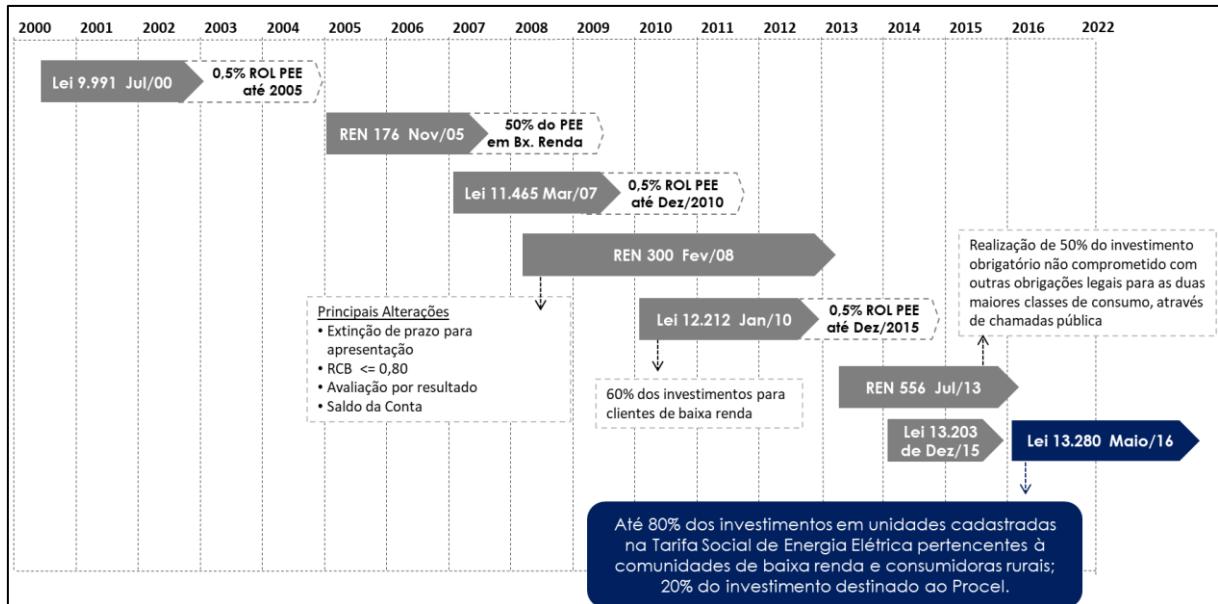


Figura 8 - Linha do Tempo do PEE
Fonte: ANEEL – Elaboração Própria

A aplicação dos recursos de Eficiência Energética é determinada nos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética - PROPEE e são baseados nas diversas tipologias de projetos. Atualmente as tipologias conhecidas são:

- i. Educacional;
- ii. Industrial;
- iii. Comércio e Serviço;
- iv. Rural;
- v. Residencial;
- vi. Residencial Baixa Renda;
- vii. Poder Público;
- viii. Serviços Públicos;
- ix. Iluminação Pública;
- x. Gestão Energética Municipal (GEM).

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, desde sua criação até o final do ano de 2017, foram executados cerca de 4000 projetos, que resultaram em 2.3 GW de retirada de demanda da ponta, 46 TWh de energia economizada e um investimento total de R\$ 5,7 bilhões.

2.7.1 Leis e resoluções aplicáveis ao PEE

2.7.1.1 Lei N° 9.991/2000

A lei que deu origem ao PEE foi a Lei n° 9.991, de 24 de julho de 2000, que trata da realização de investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e em Eficiência Energética (EE) por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, além de outras providências.

A Lei estabelece os montantes a serem destinados a cada uma das frentes, assim como os percentuais a serem repassados a terceiros, conforme demonstrado na Figura 9.

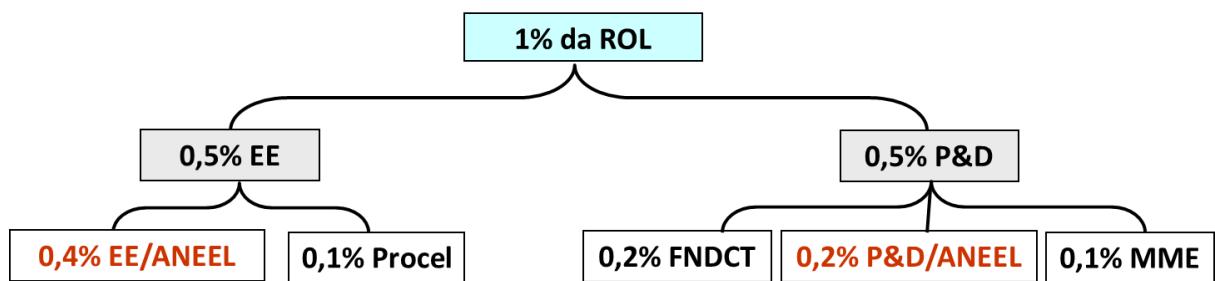


Figura 9 - Destinação dos recursos provenientes das empresas de energia
Fonte: ANEEL

Por meio da Lei supracitada, fica declarado, em seu Artigo 1°, que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente e até 31 de dezembro de 2022, o montante de, no mínimo, de 0,50% (cinquenta centésimos por cento) de sua receita operacional líquida, tanto em P&D, como em EE (*Redação dada pela Lei n° 13.203, de 2015*).

A Lei também estabelece, em seu Artigo 5°, que:

Os recursos de que trata esta Lei serão aplicados da seguinte forma:

I – no caso dos recursos para eficiência energética previstos no art. 1°:
(Redação dada pela Lei n° 13.280, de 2016)

a) 80% (oitenta por cento) serão aplicados pelas próprias concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, conforme regulamentos estabelecidos pela Aneel; e
(Incluído pela Lei n° 13.280, de 2016)

b) 20% (vinte por cento) serão destinados ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), instituído pela Portaria Interministerial nº 1.877, de 30 de dezembro de 1985, e ratificado pelo Decreto de 18 de julho de 1991; (Incluído pela Lei nº 13.280, de 2016)

Em outras palavras, do montante total disponibilizado ao PEE, 20% será destinado ao Procel e 80% ao Programa. Desses 80%, a divisão de recursos deverá obedecer às regras estabelecidas por regulamentações complementares, como é o caso da resolução normativa nº 556/2013.

Com relação ao repasse para o Procel, passa a valer a seguinte redação:

Art. 5º-A. Caberá à Aneel definir em ato específico o calendário de recolhimento, as multas incidentes, as punições cabíveis para os casos de inadimplência e a forma de pagamento do valor a que se refere a alínea “b” do inciso I do art. 5º, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias a contar da publicação desta Lei. (Incluído pela Lei nº 13.280, de 2016)

§ 1º O repasse anual dos recursos ao Procel e sua utilização estão condicionados à: (Incluído pela Lei nº 13.280, de 2016)

I – apresentação, pelo Grupo Coordenador de Conservação de Energia Elétrica (GCCE), de plano de aplicação dos recursos referidos na alínea “b” do inciso I do art. 5º desta Lei; (Incluído pela Lei nº 13.280, de 2016)

II – aprovação do plano de aplicação de recursos pelo Comitê Gestor de Eficiência Energética referido no art. 6º-A desta Lei, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias de sua apresentação pelo GCCE; (Incluído pela Lei nº 13.280, de 2016)

III – apresentação, pelo GCCE, da prestação de contas dos recursos utilizados no período anterior; (Incluído pela Lei nº 13.280, de 2016)
E,

3º O GCCE deve apresentar plano de aplicação de recursos em até 90 (noventa) dias da publicação desta Lei. (Incluído pela Lei nº 13.280, de 2016)

Por fim, a Lei estabelece que:

“Art. 6º-A. Será constituído, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, que lhe prestará apoio técnico, administrativo e financeiro,

Comitê Gestor de Eficiência Energética com a finalidade de aprovar plano anual de investimentos do Procel, acompanhar a execução das ações e avaliar, anualmente, os resultados alcançados na aplicação dos recursos de que trata a alínea “b” do inciso I do art. 5º desta Lei.

§ 1º O Comitê Gestor de Eficiência Energética será composto pelos seguintes membros:

I – 2 (dois) representantes do Ministério de Minas e Energia, um dos quais presidirá o Comitê;

II – 1 (um) representante do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação;

III – 1 (um) representante da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel);

IV – 1 (um) representante da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras);

V – 1 (um) representante da Confederação Nacional da Indústria (CNI);

VI – 1 (um) representante da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee);

VII – 1 (um) representante da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace).

§ 2º Os membros do Comitê Gestor de Eficiência Energética terão mandato de 2 (dois) anos, admitida 1 (uma) recondução, devendo a primeira investidura ocorrer no prazo máximo de 60 (sessenta) dias a contar da publicação desta Lei.

§ 3º A participação no Comitê Gestor de Eficiência Energética não será remunerada.”

2.7.1.2 Resolução Normativa N° 556/2013

A Resolução Normativa N° 556, de 18 de junho de 2013, atua complementarmente a Lei 9.991. Em resumo, ela estabelece a forma como o recurso do total do PEE deve ser aplicado, excluindo-se o eventual montante já comprometido por legislações superiores. Essas obrigações estão descritas no PROPEE.

Considerando os principais aspectos da resolução e as tratativas com relação a aplicação do recurso, cabe destacar que:

A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica que acumular, em 31 de dezembro de cada ano, na Conta Contábil de Eficiência Energética montante superior ao investimento obrigatório dos últimos 24 (vinte e quatro) meses, incluindo o mês de apuração, estará sujeita às penalidades previstas na Resolução Normativa no 63, de 12 de maio de 2004.

§ 1º Para as concessionárias ou permissionárias com mercado de energia elétrica inferior a 1.000 GWh por ano, o período a que se refere o caput deste artigo será de 36 (trinta e seis) meses.

§ 2º Para proceder à verificação descrita no “caput”, deve-se excluir do saldo da Conta Contábil de Eficiência Energética os rendimentos provenientes da remuneração pela taxa SELIC, os rendimentos provenientes dos contratos de desempenho e os lançamentos relacionados à execução dos projetos.

E,

Art. 9º - § 1º: A concessionária ou permissionária deverá aplicar pelo menos 50% do investimento obrigatório, incluindo os rendimentos da SELIC e os reembolsos provenientes de contratos de desempenho⁷ e excluindo valores comprometidos com outras obrigações legais, em unidades consumidoras das duas classes de consumo com maior participação em seu mercado de energia elétrica.

Por fim, uma importante contribuição que a resolução deu ao Programa foi a possibilidade de investimento em fontes incentivadas. Em seu Artigo 10º fica estabelecido que:

Poderão ser realizados investimentos em geração de energia a partir de fontes incentivadas com recursos do PEE, desde que as ações de eficiência energética economicamente viáveis e apuradas em diagnóstico energético nas instalações do consumidor beneficiado, sejam ou já tenham sido implementadas.

⁷ Os Contratos de Desempenhos são praticados na modalidade de performance, que são projetos em que o cliente beneficiado possui fins lucrativos (como indústrias, por exemplo) e que ficam com a obrigação de retornar o valor investido pela distribuidora com base na economia de energia obtida com o projeto.

Parágrafo único. Para efeito desta Resolução, consideram-se fontes incentivadas a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW, no caso de microgeração, ou com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW, para o caso de minigeração, que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

2.7.1.3 Consulta Pública N°7/2018

Em linha com o que propõe esse estudo, que trata da destinação de recursos provenientes do PEE para aplicações pontuais/fora dos padrões estabelecidos, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 7/2018 para debater com a sociedade a introdução de Leilões de Eficiência Energética no Brasil.

Essa iniciativa, que seria executada no âmbito do Programa de Eficiência Energética, propõe, a partir das alternativas consideradas, um “leilão de geração de energia às avessas”. Nesse modelo, a ANEEL define um montante anual cujo consumo se pretende reduzir e os empreendedores competiriam pelo menor preço para se comprometerem com a redução de um percentual desse montante. Os vencedores do leilão seriam uma nova espécie de agente regulado, o Agente Redutor de Consumo (ARC).

O leilão permitiria que diversos atores concorressem entre si pelo menor preço, por meio de diferentes carteiras de projetos de redução no consumo de energia (por exemplo, troca de lâmpadas, geladeiras ou condicionadores de ar, instalação de geração distribuída, modernização de iluminação pública). Para aferir com confiabilidade o desempenho do programa, o leilão predefiniria os métodos de medição e verificação segundo a tipologia das ações.

Para testar o conceito do leilão, foi proposto um projeto piloto em Roraima⁸, estado isolado do Sistema Interligado Nacional (SIN), dependente de importação de energia e de geração local, a diesel, de alto custo e poluente.

⁸ Roraima foi o estado escolhido por: i. * 85% da energia suprida pela Venezuela; ii. Suprimento instável (interrupções frequentes); iii. Custo Marginal de Geração: R\$ 1,208/MWh; iv. Subsídio marginal CCC: R\$ 995/MWh, e; v. Ausência de Reservas Girantes

No estudo, em cenário moderado, se estima um potencial de eficientização de 4 MW médios anuais a partir de ações nos segmentos residencial, comercial, poder público e instalação de geração solar distribuída. A proposta é que cada competidor tenha que ofertar pelo menos 0,5 MW médio e no máximo 1 MW médio, assegurado o mínimo de quatro ARCs vencedores.

O estudo ainda estima, no cenário-base e a valores presentes, o benefício do programa para o SIN de R\$ 206 milhões até a interligação em 10 anos.

Entre os benefícios listados pela ANEEL para o programa estão:

- Uso racional das fontes de energia
- Mesmo nível de conforto com menor gasto
- Redução das emissões de CO₂
- Melhoria da qualidade do serviço de distribuição
- Postergação da expansão da rede elétrica
- Redução das perdas de energia

No modelo do leilão, a ANEEL definiria o montante de consumo a ser evitado e a duração e o denominado ARC receberia uma remuneração mensal pelo serviço, pelo Gerenciamento do consumo das UCs eficientizadas, por ações adicionais de eficientização, em caso de subdesempenho e com a Arrecadação de possíveis receitas adicionais.

O estudo ainda traz uma importante constatação para o objetivo do presente trabalho: estima-se que exista cerca de R\$ 1,7 bilhões em valores represados para investimento no PEE. Isso por que as distribuidoras podem, fazendo a correta gestão do recurso, acumular no saldo da conta o equivalente as últimas 24 entradas, sem que corram o risco de penalidades.

3 JUSTIFICATIVA

Conforme foi mostrado no Capítulo 2, o SEB sofre com diversos problemas decorrentes de suas dimensões, sua estrutura, sua matriz energética – atualmente em risco em decorrência da capacidade de armazenamento do SIN – e com os gargalos de infraestrutura na transmissão, que além de possuir limite para o transporte de energia, representam uma tipologia de projeto complicada de implementação, uma vez que o Brasil é um país com muitas terras protegidas e isso faz com que essas obras tenham alto risco associado a sua viabilidade e tempo de implantação.

Nesse sentido, uma das possibilidades encontradas e que é objeto desse trabalho, é avaliar a aplicação do recurso de eficiência energética com uma alternativa para a resolução dessas problemáticas.

Importante destacar que as distribuidoras, ao aplicarem essa verba em sua área de concessão, adquirem benefícios diretos e que os desvio da verba para outras localidades poderiam causar ônus à empresa. Podemos destacar como algum dos benefícios:

- Dentro da tipologia de baixa renda: redução do índice de perdas não-técnicas - 60% do recurso disponível é aplicado em comunidades de baixo poder aquisitivo, que representam regiões complexas e com alto índice de perda;
- Dentro da tipologia das duas maiores classes de consumo: são projetos que tens fins lucrativos (industriais ou comerciais, na maioria dos casos), ou seja, nesse modelo o cliente retorna o investimento realizado por meio da economia de energia obtida. O ganho da distribuidora, além da recuperação do recurso, está no fato de que a redução de demanda obtida no projeto ajuda a postergar investimentos na rede de distribuição.

Este trabalho não tem como objetivo principal encontrar uma forma financeira para remuneração das distribuidoras em decorrência da alocação de recurso fora de sua área de concessão e sim avaliar se a utilização dessa verba poderia impactar positivamente nas problemáticas discutidas anteriormente.

4 ANALISE

4.1 Aspectos Gerais

Conforme discutido anteriormente, ao mesmo tempo que as linhas de transmissão apresentam gargalos estruturais, elas são uma enorme aliada na otimização dos recursos hídricos entre os submercados. Conforme podemos perceber na Figura 10, nossas usinas estão concentradas em sua grande maioria no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

Essa informação é confirmada ao observarmos a Tabela 2, que mostra capacidade de armazenamento por submercado. Podemos igualmente perceber que, em condições ideais, nossos reservatórios possuiriam capacidade suficiente para suprir o consumo interno de energia.

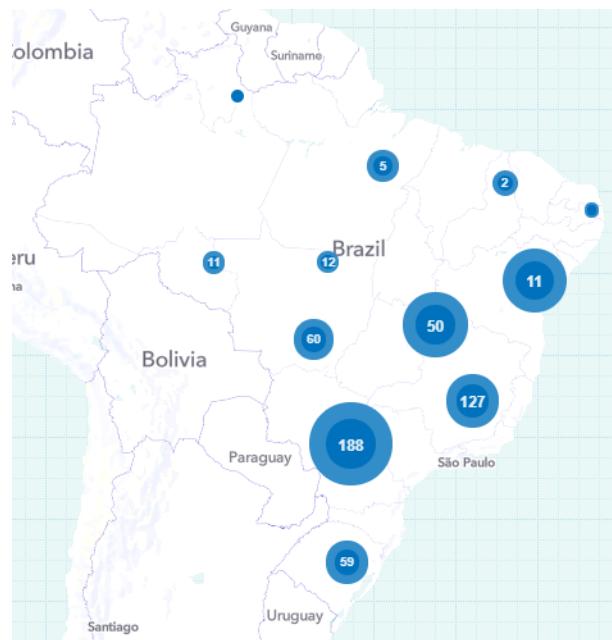


Figura 10 - Localização das usinas hidrelétricas
Fonte: BNEF

Tabela 2 - Capacidade máxima de armazenamento MWmês

Submercado	Capacidade
SUDESTE / CENTRO-OESTE	203.343
SUL	20.100
NORDESTE	51.809
NORTE	15.046

Fonte: ONS

No entanto, ao longo dos últimos anos o nível de água armazenada nas bacias vem reduzindo consideravelmente e colocando em risco o sistema. No Gráfico 2 podemos verificar a redução dessa capacidade, destacando principalmente o sudeste/centro-oeste, maior reservatório, que em abril/18 apresentava somente 86.083 MW de capacidade face aos 175.697 MW já registrados em abril/11. Ainda em abril/18, os valores encontrados para Sul, Nordeste e Norte são, respectivamente, 13.802 MW, 18.773 MW e 9.920 MW.

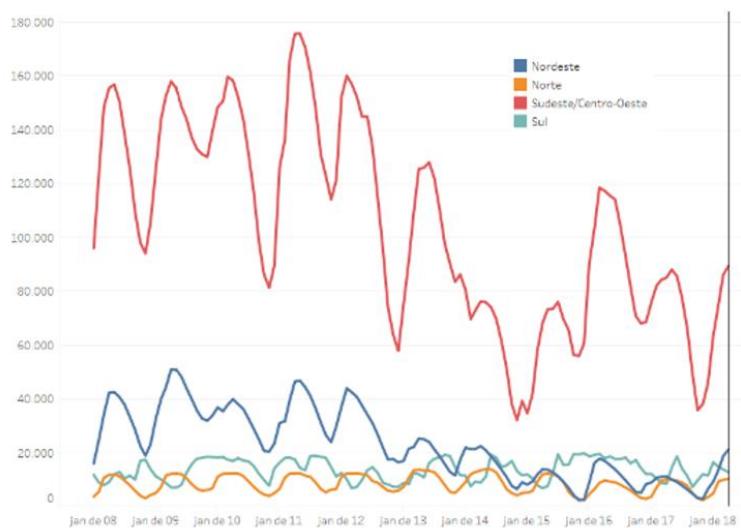


Gráfico 2 - Energia armazenada no SIN de janeiro de 2008 a março de 2018.

Fonte: ONS

A escassez de água nos nossos reservatórios e o consequente risco na capacidade de geração de energia criou um movimento que fez com que tivéssemos a entrada de fontes renováveis no sistema, o que é positivo pelo fato de causarem menor impacto ambiental, mas que apresentam o problema da intermitência. Fontes renováveis, como eólica ou solar, dependem de insumo para geração que não é possível ser controlado pelo homem da mesma forma como é feito o despacho de uma turbina hidráulica. Isso faz com que em alguns momentos tenhamos excesso de geração, o que gera desperdício, e em outros tenhamos déficit, o que gera a necessidade de importação de outros subsistemas. Como nota, vale destacar que o armazenamento de energia – principalmente o químico – é uma tendência mundial e a sua implantação junto aos empreendimentos com fontes intermitentes traria ganhos significativos na otimização do recurso.

A transferência de energia entre os submercados possuem restrições, como a capacidade de escoamento. Na Figura 11 é possível verificar os valores máximos e mínimos de intercambio verificados pelo ONS desde 2015. Esses valores nos ajudam a ter uma dimensão da capacidade

máxima possível de energia que pode ser transportada entre os submercados, sem que o sistema falhe.

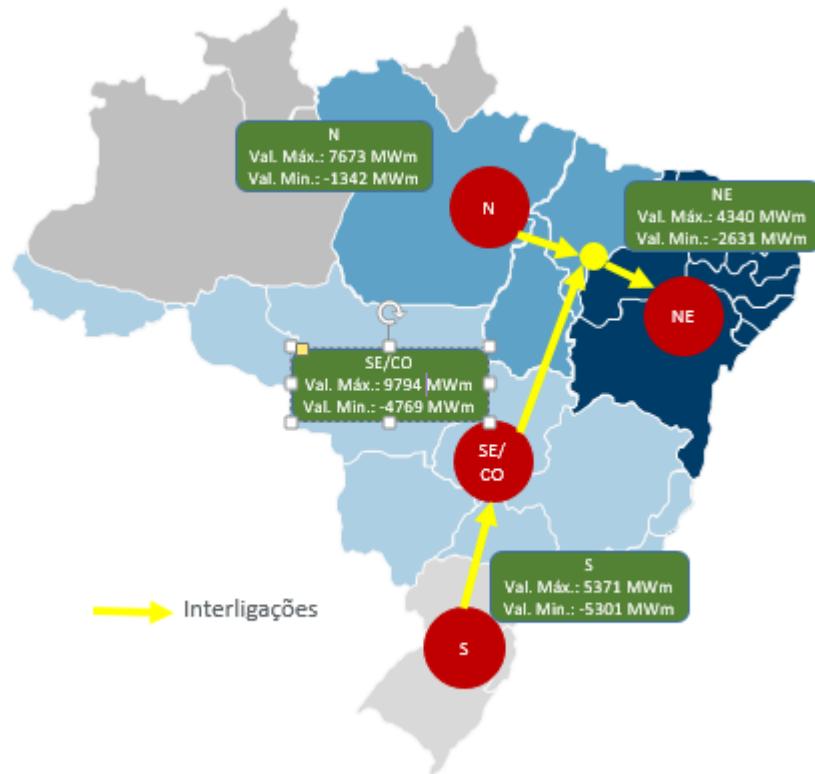


Figura 11 - Valores máximos e mínimos de intercâmbio verificados pelo ONS
Fonte: ONS

Na Tabela 3, temos uma visão consolidada do intercâmbio de energia entre os submercados desde 2015. É possível observar que nos 42 meses observados, o Nordeste precisou de energia em 39 (93%), seguido do Sudeste/Centro-Oeste em 22 meses (52%), Sul em 16 (38%) e Norte em 9 meses (21%). Da mesma forma podemos evidenciar que os mercados que mais exportaram energia no período foram, respectivamente, Norte em 33 ocasiões (79%), Sul em 26 ocasiões (62%), Sudeste/Centro-Oeste em 20 ocasiões (48%) e Nordeste em 3 ocasiões (7%). O ANEXO II mostra os resultados médio mês a mês no período.

Vale destacar que a região Nordeste é favorecida por bons ventos e nos últimos anos recebeu investimentos na área de energia renovável, principalmente a energia eólica. Nesse sentido, a exportação de energia verificada foi decorrente de uma geração acima do esperado para a época para esta fonte, o que fez com que o excedente fosse escoado para outros submercados, ajudando a poupar os reservatórios que ainda se recuperavam da crise hídrica vivenciada anteriormente.

Tabela 3 – Quantidade de meses em que houve intercâmbio de energia (01/15 a 06/18)

		2015	2016	2017	2018
Resumo de importação	Nordeste	12	12	9	6
	Norte	3	5	1	0
	Sudeste/centro-oeste	7	1	8	6
	Sul	1	1	8	6
Resumo de Exportação	Nordeste	0	0	3	0
	Norte	9	7	11	6
	Sudeste/centro-oeste	5	11	4	0
	Sul	11	11	4	0

Fonte: ONS

Outra importante consideração que temos que fazer é que, ao mesmo tempo que temos os reservatórios em nível crítico, é esperado que o consumo dessas regiões cresça ao longo dos anos, acompanhando o aumento da população. Com isso podemos concluir que, ao mesmo tempo que nossa capacidade de gerar energia segura diminui, a necessidade energética aumenta.

O Gráfico 3 traz a evolução da população Brasileira e do número de domicílios de 2006 a 2026, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia – 2026, da EPE. Adicionalmente, a Tabela 4 traz o crescimento da população por região. Podemos observar que o Centro-Oeste terá o maior aumento, com 12%, seguido do Norte, com 11%. Porém, se considerarmos a demanda agregada da região Centro-Oeste e da Sudeste, o a expansão chega a 18%, o que é considerável em termos de demanda de energia.

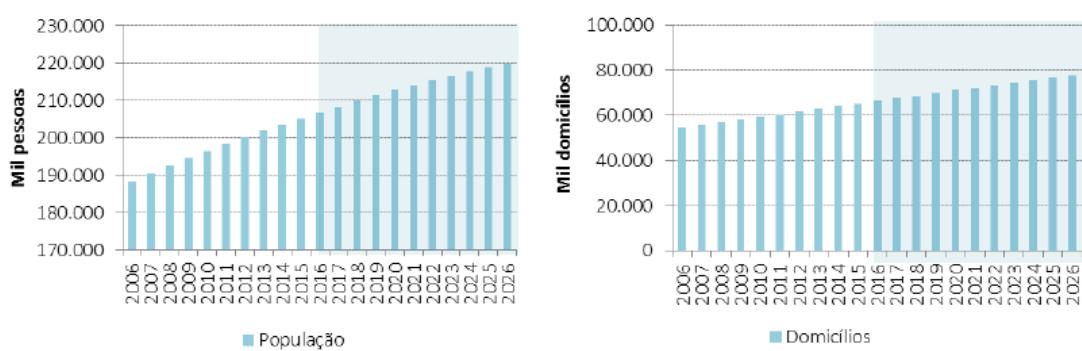


Gráfico 3 - Evolução da população e do número de domicílios no Brasil de 2016 a 2026
Fonte: EPE

Tabela 4 - Evolução da população brasileira por região (2016 a 2026).

(mil pessoas)	2016	2026	Aumento
Norte	17.822	19.799	11%
Nordeste	57.085	59.728	5%
Sudeste	86.653	91.457	6%
Sul	29.542	31.232	6%
Centro-Oeste	15.768	17.703	12%
Total	206.870	219.919	6%

Fonte: EPE

O crescimento da população, e consequentemente da demanda de energia, tem sido acompanhado pela EPE em seus estudos e, visando o atendimento a essa nova carga, nos últimos anos diversos leilões de energias renováveis tem acontecido. A Figura 12 mostra a localização dos empreendimentos eólicos advindos dos últimos leilões e, por ela, podemos observar que suas localizações se dão, predominantemente, na região nordeste.

Uma característica dessa fonte é que ela depende de critérios específicas para apresentar viabilidade, como ventos constantes, baixa rugosidade e etc. No Brasil, essas características são encontradas em regiões afastadas, longe de centros urbanos, e isso faz com que dependam de infraestrutura robusta, com longas distâncias de linhas de transmissão, para levar a energia do ponto de geração até o ponto consumo.

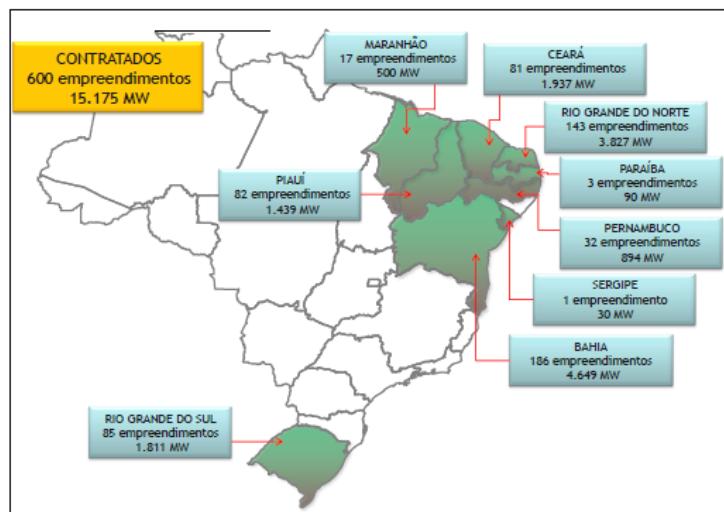


Figura 12 - Empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia
Fonte: EPE

Outra fonte que também tem recebido atenção especial nos últimos leilões é a energia solar. Se observamos a Tabela 5, que traz os resultados dos leilões realizados de 2014 até agora, é possível observar que essa fonte é aplicável em localizações dispersas, o que nos evidencia

uma grande vantagem da fonte: sua construção pode ser realizada muito mais próxima a carga e isso faz com que os custos de infraestrutura necessários sejam muito menores, além de refletirem em menores perdas de energia decorrente do seu transporte.

Tabela 5 - Leilões de Energia Solar Realizados

Data/Submercado/UF	Potência (MWp)	Investimento Estimado (R\$)	Custo (R\$/MWp)
Outubro/2014			
NE	460	R\$2.282.170.000	R\$4.964.909
BA	400	R\$2.016.748.000	R\$5.046.159
CE	30	R\$140.050.000	R\$4.668.333
PB	30	R\$125.372.000	R\$4.179.067
SE	370	R\$1.589.288.000	R\$4.295.373
GO	10	R\$52.910.000	R\$5.291.000
MG	90	R\$384.960.000	R\$4.277.333
SP	270	R\$1.151.418.000	R\$4.264.511
Agosto/2015			
NE	860	R\$3.700.538.310	R\$4.305.264
BA	406	R\$1.584.522.150	R\$3.904.110
PB	94	R\$385.558.000	R\$4.087.852
PI	354	R\$1.709.879.160	R\$4.835.795
TO	6	R\$20.579.000	R\$3.565.315
SE	184	R\$640.837.000	R\$3.480.162
MG	184	R\$640.837.000	R\$3.480.162
Novembro/2015			
NE	704	R\$2.909.359.710	R\$4.130.607
BA	197	R\$686.975.000	R\$3.481.069
CE	146	R\$480.000.010	R\$3.291.639
PB	37	R\$143.042.000	R\$3.891.876
PE	90	R\$450.585.000	R\$5.006.500
RN	135	R\$537.792.700	R\$3.994.716
TO	100	R\$610.965.000	R\$6.122.385
SE	337	R\$1.162.260.000	R\$3.444.713
MG	331	R\$1.142.080.000	R\$3.445.687
SP	6	R\$20.180.000	R\$3.390.457
Dezembro/2017			
NE	4878	R\$23.927.469.720	R\$4.905.174
BA	823	R\$4.330.256.000	R\$5.262.420
PE	1340	R\$5.951.200.920	R\$4.439.956
PI	2715	R\$13.646.012.800	R\$5.026.585
SE	656	R\$4.631.925.270	R\$7.058.624
SP	656	R\$4.631.925.270	R\$7.058.624
Abril/2018			
NE	13822	R\$58.855.774.800	R\$4.258.091

CE	8855	R\$35.799.207.750	R\$4.042.811
PE	1413	R\$5.728.297.050	R\$4.055.199
PI	3554	R\$17.328.270.000	R\$4.875.029
SE	3731	R\$13.968.111.540	R\$3.743.604
MG	3731	R\$13.968.111.540	R\$3.743.604

Fonte: CCEE/ANEEL

Em seu PDE – 2026, a EPE, com base nos valores de investimentos obtidos, estima um custo de USD 1.300/kW, dos quais US\$ 640 corresponderiam ao módulo fotovoltaico. Complementarmente, também projetam uma redução de 40% nesse valor, chegando ao patamar de USD 800/kW, em 2023.

Para fins de análise, consideramos que essa redução será proporcional ano a ano, conforme projetado no Gráfico 4 e utilizando a mesma estimativa, podemos perceber que os valores de investimento ficam coerentes aqueles obtidos nos leilões que vieram nos anos subsequentes. Os eventuais desvios podem ser considerados com resultado da variação do dólar decorrente da crise econômica vivenciada no Brasil no período [G1 Globo].

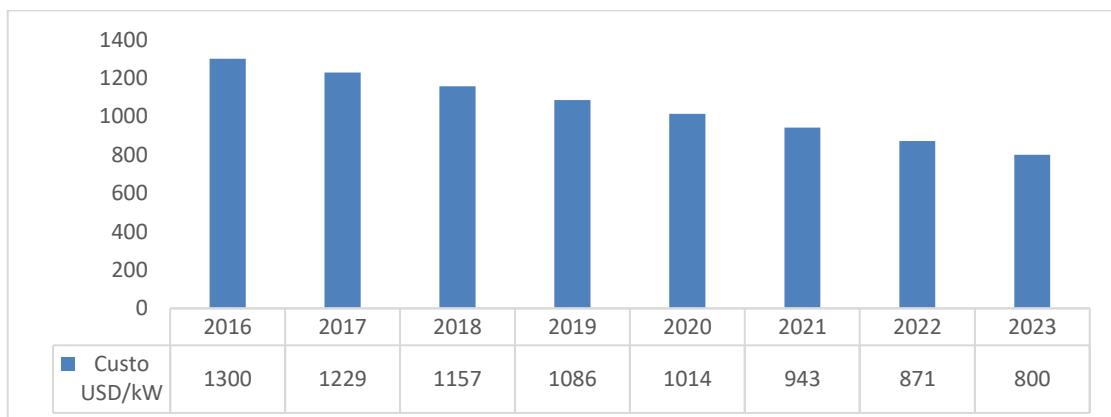


Gráfico 4 - Capex estimado para energia solar fotovoltaica

Fonte: EPE

Em energia solar fotovoltaica, ainda podemos ter duas classificações principais: Geração Distribuída (GD) e Geração Centralizada (GC). A GD pode ser definida como a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela GC por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região.

Adicionalmente, uma fonte de energia elétrica é considerada GD quando: i: está conectada diretamente à rede de distribuição; ii: está conectada do lado de um consumidor conectado a algum ponto do sistema elétrico; iii: supre cargas elétricas de uma instalação

eletricamente isolada, e; iv: está conectado diretamente à rede de transmissão, desde que, neste caso, ela não possa ser considerada caso pertencente à geração centralizada.

A GD ainda acrescenta diversos benefícios ao sistema elétrico. De acordo com Barja (2006), a GD proporciona:

1. Aumento da confiabilidade do suprimento aos consumidores próximos à geração local, por adicionar fonte não sujeita a falhas na transmissão e distribuição;
2. Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda (ou à demanda reprimida) por ter um tempo de implantação inferior ao de acréscimos à geração centralizada e reforços das respectivas redes de transmissão e distribuição;
3. Melhoria na estabilidade do sistema elétrico, pela existência de reservas de geração distribuídas, consequentemente, exigindo menores reservas centrais;
4. Redução dos custos, e adiamento e/ou prorrogação no investimento para reforçar o sistema de transmissão;
5. Redução de impactos ambientais da geração, pelo uso de combustíveis menos poluentes, pela melhor utilização dos combustíveis tradicionais e, em certos tipos de cogeração, com a eliminação de resíduos industriais poluidores.
6. Redução de perdas técnicas na linha de transmissão por Efeito *Joule*;

As perdas de energia na transmissão, apesar de parecerem pequenas, não podem ser ignoradas no planejamento. Segundo a ANEEL, em longas distâncias, os valores chegam a ordem de 17%, conforme mostra a Figura 13.

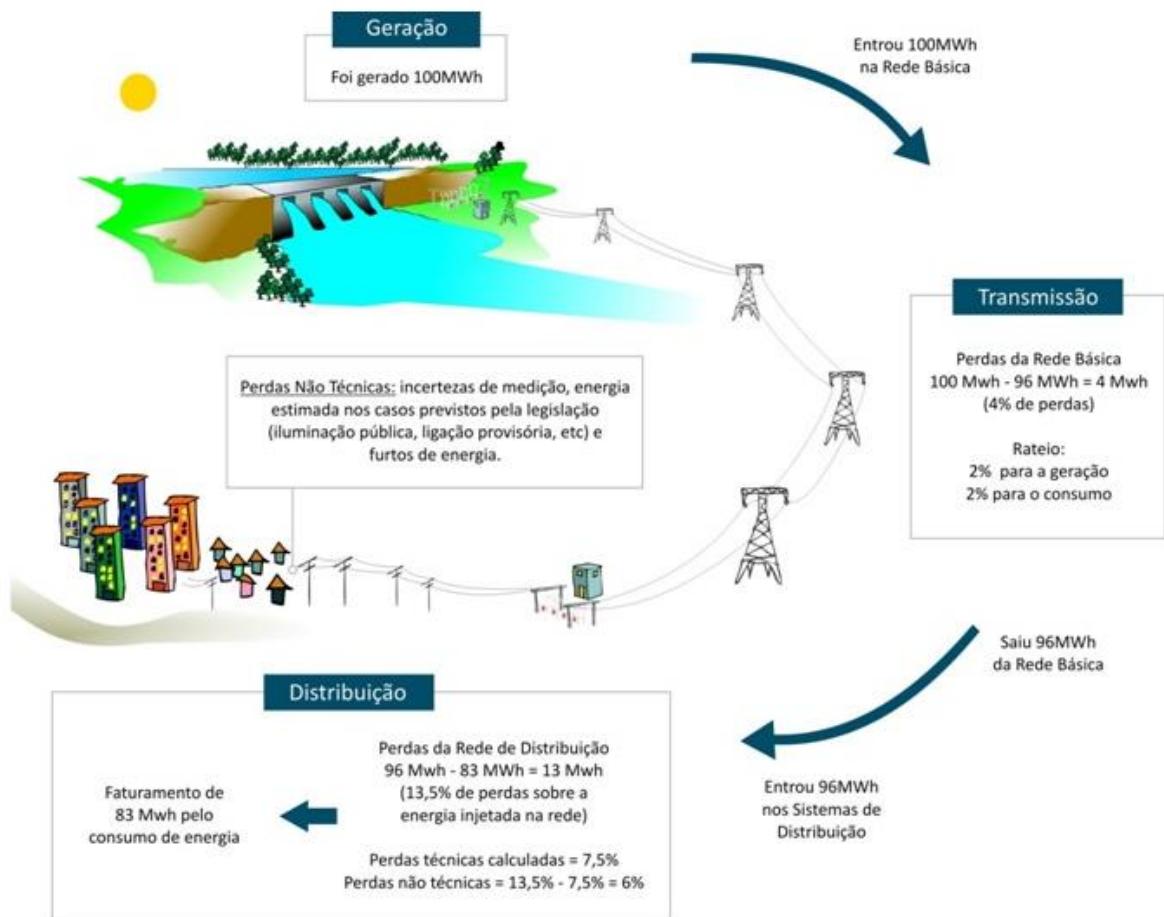


Figura 13 - Perdas na transmissão de energia elétrica em longas distâncias
Fonte: ANEEL

4.2 Investimento do PEE

Entrando no aspecto da utilização do recurso do PEE, vimos anteriormente que a maior parte do recurso do programa está aplicado no submercado Sudeste/Centro-Oeste onde, justamente, estão localizadas a maior parte das usinas hidrelétricas do País, conforme mostrou a Figura 10.

Considerando as informações disponíveis no ANEXO I deste trabalho, o Gráfico 5 mostra a distribuição de recurso do PEE por submercado de energia, corroborando a tese de que as regiões que estão mais próximas as grandes usinas, são consequentemente as que tem a maior verba disponível. Em termos percentuais, o sudeste/centro-oeste concentra 56% do recurso e, se somado ao sul (18%), atinge o patamar de 74% da verba. O Nordeste vem em terceiro lugar (17%), seguido do Norte (6%) e os estados isolados, 3%.

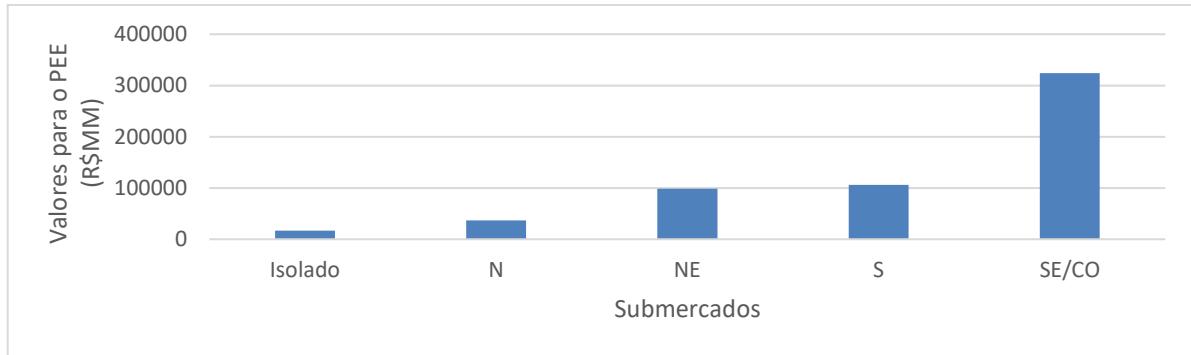


Gráfico 5 - Distribuição dos investimentos do PEE em 2016 por submercado

Fonte: ANEEL

É necessário considerar que o faturamento da distribuidora está diretamente relacionado ao público da sua área de concessão (indústrias, habitantes, comércios e etc.). Portanto, quanto mais desenvolvida é a região, maior será a receita. No entanto, se considerarmos, para fins de equalização, a receita de EE nessas regiões, pelo número de habitantes, teremos o resultado mostrado na Tabela 6. Apesar do Nordeste ser a segunda região mais populosa do Brasil, ela recebe o menor investimento por habitante (R\$ 1.723)

Tabela 6 - Investimento por habitante no PEE em 2016

Subsistema	PEE (milhões)	População (milhões)	(R\$/Habitante)
Isolado + N	R\$53.738	17.822	R\$3.015
NE	R\$98.386	57.085	R\$1.723
S	R\$106.077	29.542	R\$3.591
SE/CO	R\$324.101	102.421	R\$3.164
Total Geral	R\$582.301	206.870	R\$2.815

Fonte: ANEEL/EPE

Importante considerar que a relação entre o consumo de energia por setor entre os anos de 2016 e 2026, evidenciadas no Gráfico 6, crescerão proporcionalmente e sem grandes diferentes ao longo da década, logo, não usaremos essa diferenciação para fins da aplicação do recurso do PEE.

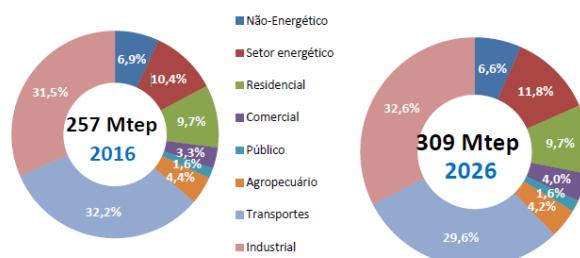


Gráfico 6 - Projeção do consumo final de energia por setor 2016-2026

Fonte: EPE

Uma outra importante consideração é que o recurso disponível para o PEE não é um dado direto divulgado. Ele está incluindo em relatórios específicos. No entanto, é um valor diretamente proporcional a receita destas empresas, portanto, para fazer a projeção para os próximos anos, utilizaremos o crescimento médio observado do faturamento das distribuidoras de energia nos últimos 10 anos (2007 a 2017), de acordo com os dados disponibilizados pela ANEEL, em seu site, na seção de Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição, conforme mostra a Tabela 7, onde percebemos um crescimento médio de 7,59% nos respectivos faturamentos.⁹

É importante destacar que os dados apresentados se referem ao faturamento bruto e o valor disponibilizado ao PEE tem como base a Receita Operacional Líquida. Nesse sentido, é muito possível e até provável que os valores disponíveis ao PEE sejam menores do que os apresentados. No entanto, para fins de modelagem, eles atendem ao objetivo do estudo.

Tabela 7 - Variação no faturamento das distribuidoras de energia desde 2007 a 2017

Ano	Receita (R\$ MM)	Variação
2007	R\$68.122.958.570	NA
2008	R\$68.838.701.970	1%
2009	R\$74.456.147.481	8%
2010	R\$79.998.138.956	7%
2011	R\$86.434.360.145	8%
2012	R\$93.674.926.325	8%
2013	R\$83.761.044.763	-11%
2014	R\$95.660.935.432	14%
2015	R\$135.097.850.678	41%
2016	R\$138.365.603.207	2%
2017	R\$132.160.957.393	-4%
Crescimento médio		7,59%

Fonte: ANEEL

Utilizando o percentual de crescimento observado anteriormente, aplicaremos ele ao recurso encontrado para o ano de 2016 e projetaremos até 2026, horizonte do PDE, conforme mostra o Gráfico 7. Vemos que ao final de 10 anos (2016-2026) teriam sido disponibilizados cerca de R\$ 9,4 bilhões em recursos para o Programa. Os quais, se aplicados de maneira coordenada, poderiam refletir em um aumento significativo de eficiência para o setor.

⁹ Para dados mais precisos, vamos considerar os anos completos e, por essa razão, os dados parciais de 2018 não estão sendo considerados, apesar de estarem disponíveis e somarem o montante de R\$ 45,9 bilhões até Abril.

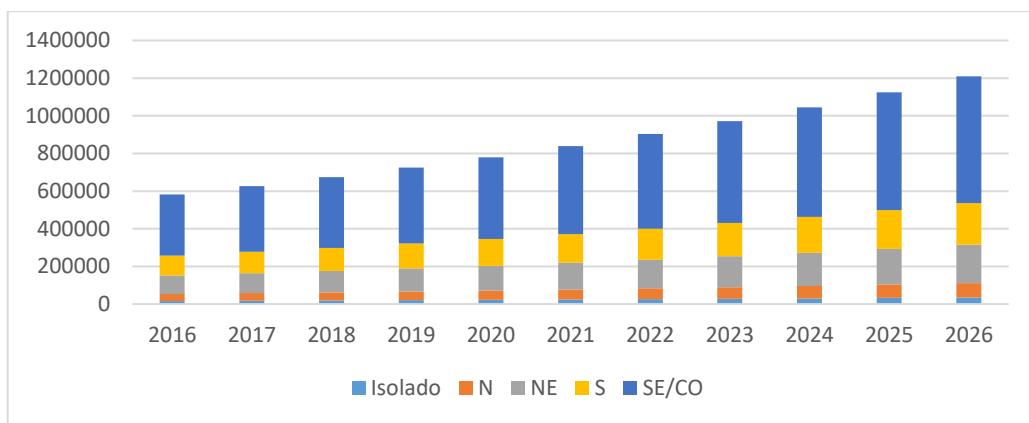


Gráfico 7 - Evolução do investimento no PEE até 2026

Fonte: Elaboração Própria

4.3 Aplicação do Recurso

Para avaliar a aplicação do recurso do PEE, consideraremos quatro cenários, os quais são desenhados na Tabela 8.

- Cenário Procel - Alocação de 20% do recurso, conforme está estabelecido na legislação atual, desconsiderando o montante dos estados que não estão conectados ao SIN.
- Cenário 1 – Alocação de 40% do recurso, desconsiderando o montante dos estados que não estão conectados ao SIN.
- Cenário 2 – Alocação de 60% do recurso, desconsiderando o montante dos estados que não estão conectados ao SIN.
- Cenário 3 – Alocação de 80% do recurso, desconsiderando o montante dos estados que não estão conectados ao SIN.

Podemos perceber por meio da Tabela 8 que no cenário mais conservador (20%), seria possível incluirmos 0,5 GW de capacidade instalada ao sistema em 10 anos e, no cenário mais arrojado, 2,2 GW, o que representaria metade da energia máxima importada pelo submercado Nordeste.

Tabela 8 - Aplicação do Recurso do PEE

Ano	Dólar ¹⁰	US\$/kW ¹¹	R\$/kW	PEE R\$ MM	C. Procel (MW)	C. 1 (MW)	C.2 (MW)	C.3 (MW)
2016	3,46	1300	4498	565.442.631	25,1	50,3	75,4	100,6
2017	3,42	1229	4202	608.337.469	29,0	57,9	86,9	115,8
2018	3,62	1157	4189	654.486.338	31,2	62,5	93,7	125
2019	3,68	1086	3995	704.136.089	35,3	70,5	105,7	141
2020	3,66	1014	3712	757.552.302	40,8	81,6	122,4	163,3
2021	3,7	943	3489	815.020.703	46,7	93,5	140,2	186,9
2022	3,77	871	3285	876.848.693	53,4	106,8	160,1	213,5
2023	3,77	800	3016	943.366.994	62,6	125,1	187,7	250,2
2024	3,77	800	3016	1.014.931.417	67,3	134,6	201,9	269,2
2025	3,77	800	3016	1.091.924.761	72,4	144,8	217,2	289,6
2026	3,77	800	3016	1.174.758.870	77,9	155,8	233,7	311,6
Acréscimo de capacidade no período (MW)					542	1083	1625	2166

Fonte: BACEN/EPE/ANEEL

Essa verificação nos mostra que para o cenário atual, no longo prazo, o PEE seria uma alternativa interessante para o SEB. No entanto, se observarmos a Figura 14, podemos observar que a expectativa é que o Sistema de Transmissão evolua com uma capacidade de escoamento muito superior ao volume de energia que seria acrescentado pela geração fotovoltaica advinda dos recursos de eficiência energética.

¹⁰ Projeção do Dólar, segundo o Sistema de Expectativas de Mercado do Banco Central do Brasil, limitado a 2022. Para os anos seguintes, foi mantida a última projeção.

¹¹ Custo do kW instalado, de acordo com estimativa da EPE, limitado a 2023. Para os anos seguintes, foi mantida a última projeção.

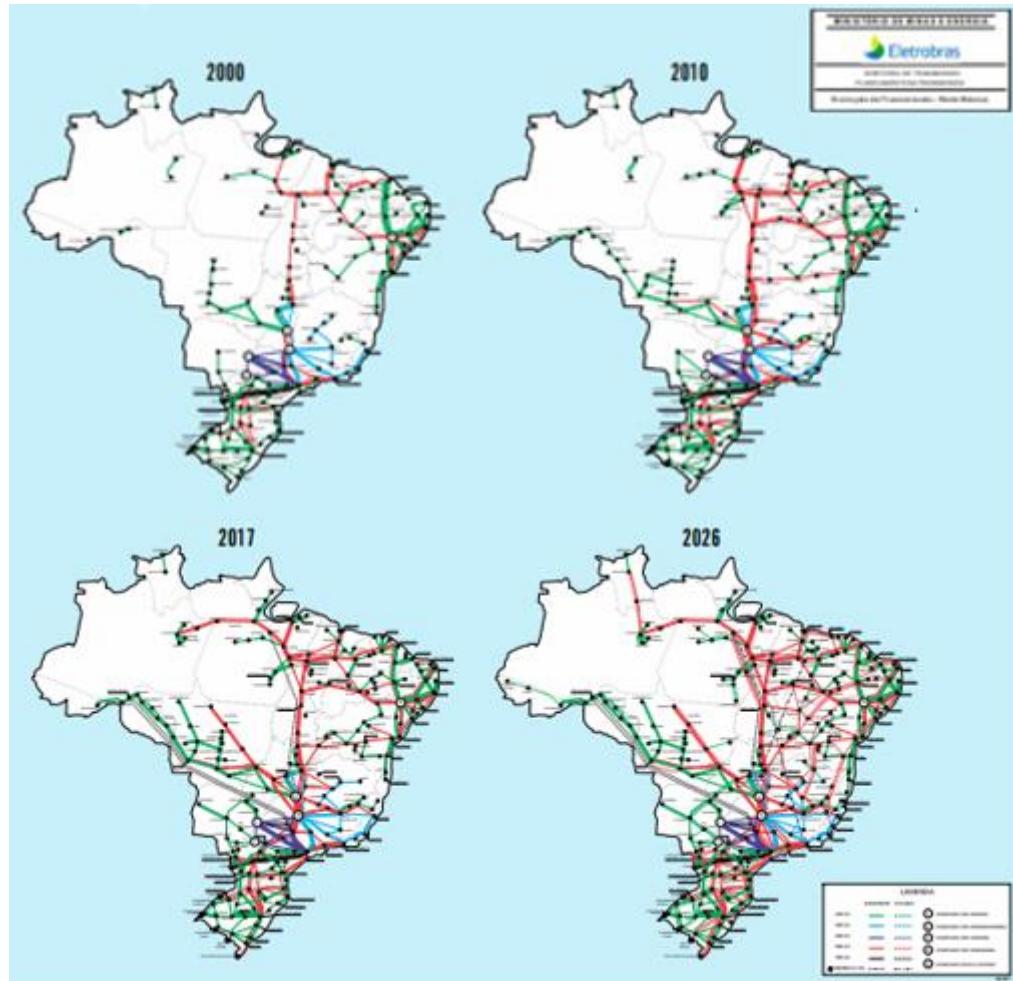


Figura 14 - Evolução do sistema de transmissão no horizonte 2026
 Fonte: Eletrobrás (2017)

Segundo a EPE, no capítulo 4.6 do PDE, as estimativas de investimentos para o setor de transmissão são da ordem de R\$ 119 bilhões (R\$ 78 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 41 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira). Desse valor, R\$ 64 bilhões ainda não foram licitados e, ainda que utilizemos a verba no montante não contratado, ela representaria somente 14% do necessário.

Demonstramos as evoluções previstas do Sistema de transmissão por meio das Tabelas Tabela 9 e Tabela 10, projetadas pela EPE, no horizonte 2026.

Tabela 9 - Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN - Linhas de transmissão

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
km								
Existente em 2016		2.683	12.816	46.569	6.748	10.320	55.820	134.956
Evolução 2017-2026	12.078	0	0	30.737	439	1.337	17.293	61.884
Evolução 2017-2021	9.158	0	0	14.778	316	802	7.222	32.276
Evolução 2022-2026	2.920	0	0	15.959	123	535	10.071	29.608
Estimativa 2026	12.078	2.683	12.816	77.306	7.187	11.656	73.113	196.839

Notas: (1) Nos casos de LTs em circuito duplo ou bipolos de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.

(2) Dados de 2016 do DMSE/MME.

Fonte: EPE

Tabela 10 - Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – Transformação

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
MVA						
Existente em 2016	23.247	142.808	26.352	51.195	89.665	333.267
Evolução 2017-2026	1.650	109.650	12.924	25.339	49.615	199.178
Evolução 2017-2021	1.650	51.752	6.749	13.315	21.808	95.274
Evolução 2022-2026	0	57.898	6.176	12.024	27.807	103.905
Estimativa 2026	24.897	252.458	39.277	76.534	139.280	532.445

Notas: (1) Inclui os transformadores de fronteira.

(2) Dados de 2016 do DMSE/MME.

Fonte: EPE

Por fim, é preciso considerar que a evolução da infraestrutura energética do Brasil em qualquer elo da cadeia depende de um planejamento assertivo para que as questões ambientais não impactem nos projetos.

Conforme é possível observar na Figura 15, as 5 regiões do Brasil possuem áreas protegidas e vegetações nativas. Adicionalmente é possível observar terras indígenas nas regiões Centro-Oeste e Norte, bem como comunidades quilombolas na região Nordeste.

Todas essas características são questões sensíveis na implantação de qualquer empreendimento de grande porte, como usinas e/ou linhas de transmissão. Dessa forma, encontrar formas de suprir a necessidade energética nacional com menor impacto, faz muito sentido e a energia fotovoltaica, pelos diversos motivos listados anteriormente, apresenta grande potencial.

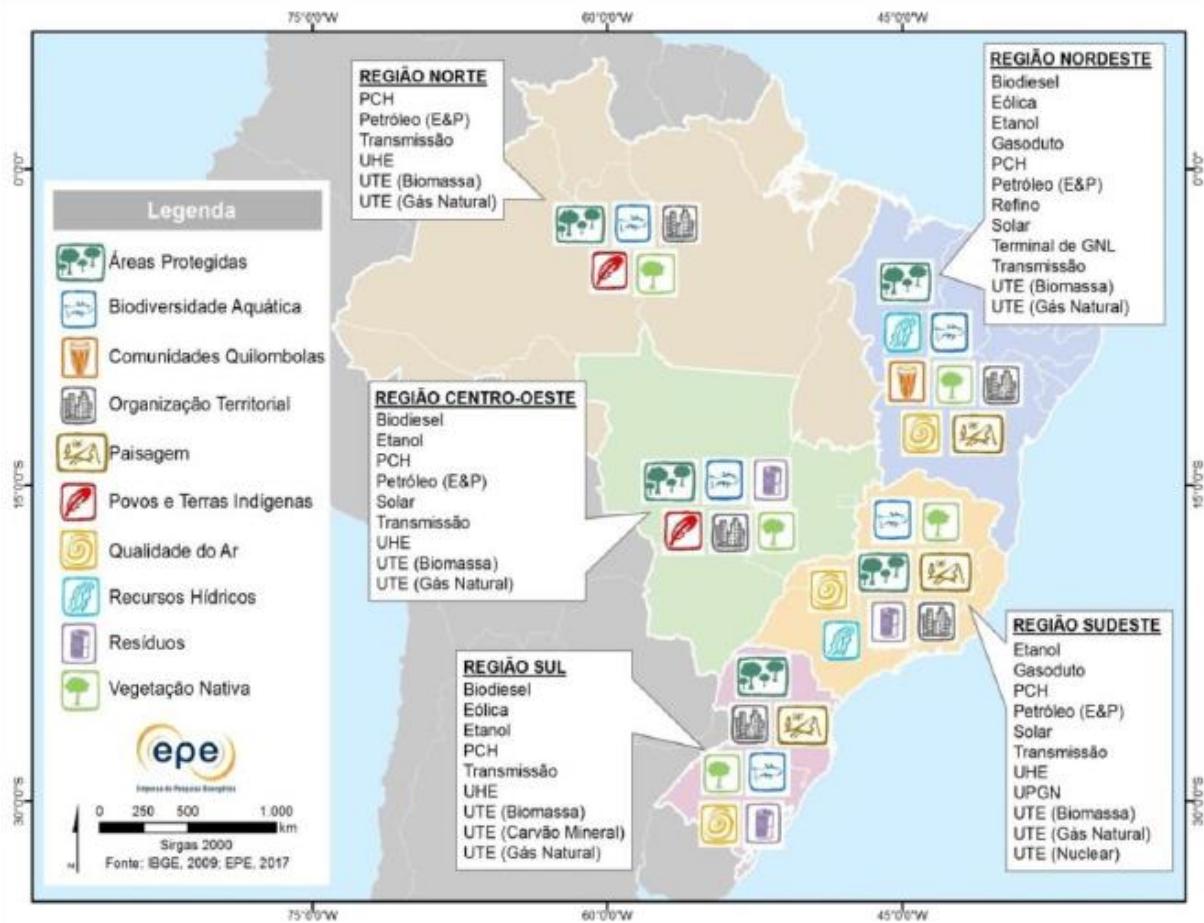


Figura 15 - Mapa síntese da análise socioambiental integrada

Fonte: EPE

4.3.1 Mecanismos de remuneração das distribuidoras (não exaustivo)

Conforme dito anteriormente, o objetivo desse estudo não era necessariamente abordar o que as distribuidoras ganhariam ao ceder parte de seu recurso de eficiência energética para aplicação fora da sua área de concessão. No entanto, vamos elencar algumas opções de contrapartida que poderiam eventualmente serem consideradas para que o processo seja mais vantajoso para os stakeholders.

4.3.1.1 Venda de Energia

Nos leilões de energia solar, os players que estão pleiteando o empreendimento fazem ofertas baseadas no valor de venda da energia gerada. Considerando os números mostrados na Tabela 11, com os valores médios ofertados para a venda da energia, os empreendimentos

podem gerar receitas consideráveis que além de cobrirem o valor disponibilizado com o recurso, poderiam gerar receita adicional para reaplicação dentro de sua área de concessão, em novos empreendimentos de GD ou então no momento da revisão tarifária. O contra ponto da equação é que a receita estimada considera o horizonte de concessão do empreendimento, que nos casos listados, é de 20 anos.

Tabela 11 - Receita estimada com a venda de energia

Data do leilão	Potência Instalada (MWp)	Preço de venda (R\$/MWh)	Receita Estimada
Outubro/2014	830	R\$272	R\$8.906.899.054
Agosto/2015	1.044	R\$350	R\$14.215.212.891
Novembro/2015	1.042	R\$337	R\$13.785.440.139
Dezembro/2017	5.534	R\$149	R\$4.460.311.151
Abri/2018	17.553	R\$120	R\$4.823.463.096
Total Geral	25.173	R\$151	R\$46.191.326.330

Fonte: CCEE/ANEEL

4.3.1.2 Desconto na TUST

Outra opção para aplicação do recurso, é a possibilidade de a distribuidora obter benefícios relacionados aos encargos setoriais, por exemplo, com a TUST. A Tabela 12 mostra os valores a serem aplicados na TUST nos anos de 2020 e 2026. Nesse modelo, poderia existir uma compensação entre a energia gerada localmente e a energia que seria necessária para atendimento a carga local.

Tabela 12 - Estimativa da TUST no SIN: valores médios

Submercado	TUST de Geração (R\$/kW.mês)		TUST de Carga (R\$/kW.mês)	
	Ano 2020	Ano 2026	Ano 2020	Ano 2026
Sul	5.311	9.297	8.331	14.478
SE/CO	6.222	10.644	7.723	13.444
Nordeste	5.205	8.812	8.437	14.963
Norte	4.804	8.485	8.838	15.290

Apesar de serem sugeridos separadamente, é possível que a compensação nos encargos setoriais e a receita obtida coexistam em um único modelo, fazendo com que a disponibilização do recurso seja ainda mais atrativa para a distribuidora.

4.4 Proposta de alteração regulatória

Conforme mencionado neste trabalho, hoje existem basicamente 2 regulamentações acerca do Programa de Eficiência Energética: a Lei nº 9.991/2000 (e suas alterações subsequentes) e a Resolução Normativa nº 556/2013.

Estes dois mecanismos deixam claro a forma como o recurso deve ser investido e em quais proporções. Portanto, para que a proposta aqui descrita seja aplicável, faremos a proposição de algumas alterações no âmbito desses dois mecanismos, visando a flexibilidade do investimento.

Na Lei 9.991, em sua alteração mais recente, por meio da Lei nº 13.280/2016, é criada a figura do Comitê Gestor de Eficiência Energética (CGEE), que tem como obrigação construir um plano anual de investimentos para os recursos repassados ao Procel, que totalizam 20% da verba total. Além disso, em sua redação original, a Lei estabelece que o recurso seja aplicado pela empresa em sua área de concessão.

Para viabilizar a aplicação proposta nesse trabalho, temos como sugestão que a verba a ser aplicada com recursos destinados ao Procel seja direcionada para investimentos em Geração Distribuída em localidade com maior risco energético, definidas pela EPE em seu Plano de Expansão e com metas de redução de demanda e economia de energia definidas pela ANEEL. O fluxo proposto para aplicação desse modelo está definido na Figura 16, considerando o processo desde a identificação da necessidade até a remuneração das distribuidoras.

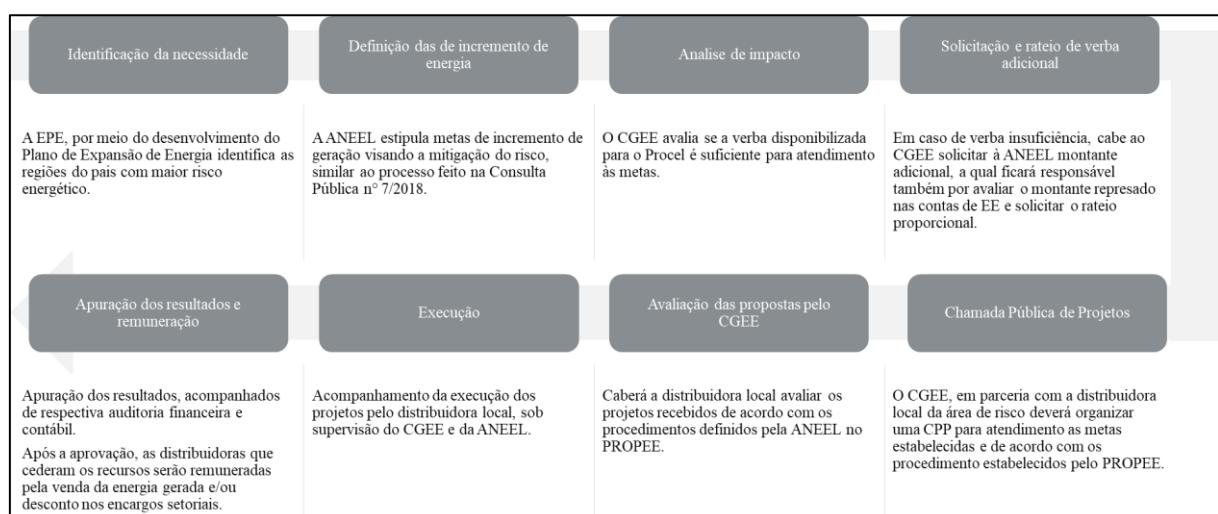


Figura 16 - Fluxo proposto para aplicação do recurso do PEE
Fonte: Elaboração Própria

Como o montante a ser aplicado seria pequeno, caberia ao CGEE solicitar, embasado pelos estudos da EPE e as metas da ANEEL, recurso adicional, o qual seria disponibilizado pelas distribuidoras proporcionalmente ao valor represado nas contas de eficiência energética. Dessa forma o benefício gerado seria duplo: ou garantimos que a distribuidora invista o máximo possível da verba disponibilizada, promovendo ações de eficientização em sua área de concessão, ou geraríamos desenvolvimento energético em áreas com maior risco, promovendo diversos outros benefícios ao Setor Elétrico Brasileiro, como mencionado anteriormente.

Nesse sentido, a proposta de alteração na redação da Lei 9.991 (e posteriores alterações), no Artigo 5º, que trata da forma de aplicação do recurso, seria a seguinte:

I – no caso dos recursos para eficiência energética previstos no art. 1º:
(Redação dada pela Lei nº 13.280, de 2016)

a) 80% (oitenta por cento) serão aplicados pelas próprias concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, conforme regulamentos estabelecidos pela Aneel; e
(Incluído pela Lei nº 13.280, de 2016)

b) 20% (vinte por cento) serão destinados ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), instituído pela Portaria Interministerial nº 1.877, de 30 de dezembro de 1985, e ratificado pelo Decreto de 18 de julho de 1991; (Incluído pela Lei nº 13.280, de 2016)

c) **O montante disponibilizado no item b será destinado a ações de fomento à geração de fontes incentivadas, prioritariamente a energia solar, em área com risco energético definidas pela Empresa de Pesquisas Energéticas.**

d) **Em caso de necessidade de verba adicional necessária ao atendimento das metas estabelecidas pela ANEEL, esta deverá ser solicitada pelo CGEE à ANEEL, a qual ficará responsável por avaliar o montante de recurso represado nas contas das distribuidoras e solicitar o rateio proporcional para atendimento à solicitação do Comitê Gestor de Eficiência Energética.**

Paragrafo único: No caso da solicitação de verba adicional, esta deverá ser aplicada seguindo as definições de tipologia estabelecidas pela resolução normativa nº556/2013 e o PROPEE. Neste caso, a aplicação de recurso deverá ser contabilizada para a

distribuidora cedente do recurso, sem ônus as suas obrigações legais pré-estabelecidas.

No âmbito da Resolução Normativa N° 556, de 18 de junho de 2013, a proposta de alteração está em linha com o acompanhamento ao que está previsto na Resolução Normativa n° 687, de 24 de Novembro de 2015, em alteração a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012.

Poderão ser realizados investimentos em geração de energia a partir de fontes incentivadas com recursos do PEE, desde que as ações de eficiência energética economicamente viáveis e apuradas em diagnóstico energético nas instalações do consumidor beneficiado, sejam ou já tenham sido implementadas.

Parágrafo único. Para efeito desta Resolução, consideram-se fontes incentivadas a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, no caso de microgeração, ou com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

Importante destacar que a aplicação de recursos para fontes incentivadas depende de uma eficientização prévia na unidade consumidora, no entanto, neste trabalho estamos considerando instalações com maior capacidade (até 5 MW) e, por essa razão, não são projeto na modalidade “rooftop”.

Isso implica no fato de que a não é possível “conectar” a energia gerada a um consumidor específico, logo estariamos descumprindo a regulamentação. No entanto, como os projetos executados no âmbito deste trabalho acontecem em paralelo com outras tipologias, como a Baixa Renda, caberia a distribuidora local comprovar a eficientização do número de unidades consumidoras equivalentes a energia gerada adicional, utilizando como base o consumo médio mensal de sua área de concessão em kWh.

5 CONCLUSÃO

5.1 Objetivo original

Conclusão 1:

O trabalho desenvolvido tinha como objetivo avaliar se o recurso de eficiência seria uma alternativa para postergar investimentos no setor, principalmente com relação as Linhas de Transmissão.

Como resultado, verificamos que os valores de expansão planejado com as LTs, acrescentam uma capacidade de escoamento muito maior do que a que poderia ser adicionada e um investimento previsto muito superior ao que seria possível com o PEE, ainda que no cenário mais agressivo de 80%. Considerando apenas o montante de R\$ 64 bilhões ainda não licitados para LTs, isso representaria um investimento quase 700% maior do que o possível com o PEE.

No entanto, acelerar a inserção de energias renováveis na matriz, principalmente a energia solar fotovoltaica, traria outros benefícios para o setor, por exemplo:

- Redução das perdas nas linhas de transmissão (estimadas em 18%), dada a proximidade com os grandes centros de consumo;
- Mitigação dos riscos de implantação do empreendimento, uma vez que, como foi mostrado anteriormente, temos uma série de riscos ambientais associados em decorrência de terras indígenas, áreas protegidas e etc.
- Preservação e manutenção dos reservatórios.

Ainda é necessário considerar que, mesmo que as capacidades instaladas considerando os 3 cenários não sejam suficientes para postergar os investimentos em Linhas de Transmissão, eles acrescentariam, respectivamente, 0,5 GW, 1GW, 1.6GW ou 2.2GW de capacidade instalada. No melhor dos cenários, isso representaria um aumento de 166% na capacidade atual (1307 MW).

Conclusão 2:

Ainda que o investimento aplicado seja pouco perto do necessário para impactar nos projetos de Linhas de Transmissão, o acréscimo de capacidade possível de inclusão seria o suficiente para suprir 50% do intercâmbio máximo já verificado no Nordeste, conforme foi demonstrado anteriormente.

5.2 Outras conclusões

A criação do CGEE resulta em um importante avanço para o mecanismo proposto neste trabalho, uma vez que cria a possibilidade de uma gestão compartilhada de recursos que visaria o desenvolvimento do setor em uma ótica mais ampla. Esse grupo, em parceria com a ANEEL e a EPE teria a capacidade de coordenar investimento que estão sendo aplicados de maneira ineficiente pelas distribuidoras e trazer impactos positivos para o SEB.

Neste trabalho escolhemos um submercado específico para direcionamento do recurso, no entanto, é importante destacar que a lógica é aplicável para quaisquer localidades, de submercados a municípios. Ela é replicável, escalável e vantajosa para o SEB.

5.3 Sugestão para trabalhos futuros

Apesar de não ter sido o foco deste trabalho, a remuneração das distribuidoras é um ponto importante quando falamos da disponibilização do recurso. Portanto, considerando que seria necessário o retorno desse investimento, consideramos duas hipóteses principais que poderiam ser consideradas como alternativas:

1. A receita gerada com a venda da energia proveniente dos parques seria retornada para a distribuidora devidamente corrigida até o momento de breakeven do investimento. O valor excedente seria destinado à conta do Procel para reaplicação em novos projetos, fomentando ainda mais a cadeia. Esse mecanismo seria similar ao praticado nos contratos de performance pelas distribuidoras.
2. Considerando que o investimento é realizado com dinheiro que vem do consumidor, seria retornado para a distribuidora o valor equivalente ao breakeven do investimento, similar à alternativa 1, no entanto, o valor excedente seria utilizado como forma de no valor da tarifa do consumidor final, no momento de sua revisão tarifária. Essa alternativa geraria benefícios diretos para quem, de fato, é dono do recurso.

Ambas as hipóteses são aplicáveis, mas, no entanto, não são tão simplistas e precisariam de análises mais profundas sobre seus impactos financeiros, regulatórios e setoriais.

6 BIBLIOGRAFIA

ELETROBRÁS. Mapa da Evolução da Transmissão – Rede Básica – Horizonte 2026. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/Transmiss%C3%A3o/Mapa-da-Evolucao-da-Transmissao-Rede-Basica-Horizonte-2026.pdf>>

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS – ANA . Usos Múltiplos e Eventos Críticos. Disponível em: <<http://www2.ana.gov.br/Paginas/institucional/SobreAAna/UsosMultiplos.aspx>>

BARJA, G.J.A. (2006). A cogeração e sua inserção no sistema elétrico. Dissertação de Mestrado, Publicação ENM.DM 100ª/06, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 157p.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS – EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>>

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS – EPE. Balanço Energético Nacional 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2017>>

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS – EPE. Plano Nacional de Energia - 2030. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2017>>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Programa de Eficiência Energética. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica>>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Informações Gerenciais – 4º Trimestre de 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informa%C3%A7%C3%A3o%C2%BA+trimestre+2017/44ee3035-27e5-0398-e7e3-c612ec4dc994>>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Relatórios de Consumo e Receita. Disponível em: <

<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informa%C3%A7%C3%A3oB5es+Gerenciais+-+4%C2%BA+trimestre+2017/44ee3035-27e5-0398-e7e3-c612ec4dc994>

G1. Crise Brasileira. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/noticia/brasil-enfrenta-pior-crise-ja-registrada-poucos-anos-apos-um-boom-economico.ghtml>>

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. **Capacidade instalada.** Disponível em:
<http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx>

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA – ABRADEE. **Visão Geral do Setor.** Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-elettrico/visao-geral-do-setor>>

PLANALTO. Lei 9.991, de 24 de julho De 2000. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9991.htm>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa Nº 556, de 18 de junho de 2013.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656831/14930433/REN+556-2013+EE/39785d52-b65b-4615-bfa8-de9b0c87eef>>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Consulta Pública n° 7/2018.**
Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/id/16539499>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>

ANEXO I

Tabela 13 - Lista de Distribuidoras de Energia do Brasil por ordem de faturamento (Ano base 2016)

Empresa	Região	ROL (mi)	PEE (mi)	%
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo	SE/CO	10.570.533	52.853	9,08
CEMIG Distribuição	SE/CO	9.397.936	46.990	8,07
Ligh Serviços de Eletricidade	SE/CO	7.667.854	38.339	6,58
Copel Distribuição	S	7.228.626	36.143	6,21
Companhia Paulista de Força e Luz	SE/CO	6.810.002	34.050	5,85
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	NE	5.908.650	29.543	5,07
Celg Distribuição	S	5.566.108	27.831	4,78
Elektro Eletricidade e Serviços	SE/CO	4.236.244	21.181	3,64
Centrais Elétricas do Pará	N	4.061.388	20.307	3,49
Companhia Energética de Pernambuco	NE	3.883.879	19.419	3,33
Celg Distribuição	SE/CO	3.783.384	18.917	3,25
Ampla Energia e Serviços	SE/CO	3.551.107	17.756	3,05
Companhia Energética do Ceará	NE	3.531.157	17.656	3,03
Companhia Piratininga de Força e Luz	SE/CO	2.924.674	14.623	2,51
São Paulo Distribuição de Energia	SE/CO	2.816.118	14.081	2,42
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	SE/CO	2.690.125	13.451	2,31
Rio Grande Energia	S	2.570.886	12.854	2,21
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	S	2.495.162	12.476	2,14
RGE S Distribuidora de Energia	S	2.471.898	12.359	2,12
Amazonas Distribuidora de Energia	Isolado	2.391.876	11.959	2,05
Companhia Energética do Maranhão	N	2.385.263	11.926	2,05
Espírito Santo Distribuição de Energia	SE/CO	2.344.086	11.720	2,01
CEB Distribuição	SE/CO	1.969.066	9.845	1,69
Energisa Mato Grosso do S - Distribuidora de Energia	SE/CO	1.724.540	8.623	1,48
Companhia Energética do Rio Grande do N	NE	1.546.777	7.734	1,33
Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia	NE	1.418.903	7.095	1,22
Centrais Elétricas de Rondônia	SE/CO	1.292.609	6.463	1,11
Companhia Energética do Piauí	NE	1.207.509	6.038	1,04
Companhia Energética de Alagoas	NE	1.086.633	5.433	0,93
Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia	NE	966.662	4.833	0,83
Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia	N	929.265	4.646	0,80
Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia	SE/CO	512.818	2.564	0,44
Companhia de Eletricidade do Amapá	Isolado	372.058	1.860	0,32
Companhia Luz e Força Santa Cruz	SE/CO	342.867	1.714	0,29
Energisa S-Sudeste - Distribuidora de Energia	S	341.665	1.708	0,29
Companhia de Eletricidade do Acre	SE/CO	336.654	1.683	0,29
Boa Vista Energia	Isolado	325.071	1.625	0,28
Companhia Energética de Roraima	Isolado	282.662	1.413	0,24
Empresa de Distribuição de Energia Vale Parapanamema	SE/CO	279.682	1.398	0,24
Empresa Elétrica Bragantina	SE/CO	266.507	1.333	0,23
Empresa Luz e Força Santa Maria	SE/CO	209.102	1.046	0,18
Energisa Borborema - Distribuidora de Energia	SE/CO	208.356	1.042	0,18
Companhia Nacional de Energia Elétrica	SE/CO	179.593	898	0,15
Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia	SE/CO	142.262	711	0,12
Companhia S Paulista de Energia	SE/CO	131.596	658	0,11
Companhia Jaguari de Energia	SE/CO	127.637	638	0,11
Companhia Sergipana de Eletricidade	NE	126.952	635	0,11
Companhia Leste Paulista de Energia	SE/CO	98.546	493	0,08
Companhia Força e Luz do Oeste	S	97.359	487	0,08
Companhia Campolarguense de Energia	S	86.919	435	0,07
DME Distribuição	SE/CO	84.699	423	0,07
Companhia Luz e Força de Mococa	SE/CO	73.502	368	0,06
Cooperativa Aliança	S	66.252	331	0,06
Centrais Elétricas de Carazinho	S	64.073	320	0,06
Iguáçu Distribuidora de Energia Elétrica	S	59.083	295	0,05
Companhia Hidroelétrica São Patrício	SE/CO	48.034	240	0,04
Departamento Municipal de Energia de Ijuí	S	44.161	221	0,04
Hidropan Distribuição de Energia	S	33.231	166	0,03
Usina Hidroelétrica Nova Palma	S	28.180	141	0,02
Muxfeldt Marin & Cia.	S	18.801	94	0,02
Força e Luz Coronel Vivida	S	18.567	93	0,02
Empresa Força e Luz Urussanga	S	17.400	87	0,01
Empresa Força e Luz João Cesa	S	6.988	35	0,01

Fonte: ANEEL e Sigel (<http://sigel.aneel.gov.br>)

ANEXO II

Tabela 14 - Intercâmbio de Energia Verificado (MWm)

Mês	Submercado	2015	2016	2017	2018
Janeiro	Nordeste	879	2241	2554	2542
	Norte	2417	-258	1398	3824
	Sudeste/centro-oeste	-230	2570	1156	-1282
	Sul	2623	1854	556	-1636
Fevereiro	Nordeste	972	2364	3025	3084
	Norte	3361	2749	4105	4506
	Sudeste/centro-oeste	-41	7	-1080	-1422
	Sul	2351	1440	-1407	-1756
Março	Nordeste	1255	3058	3464	3134
	Norte	4297	2647	4710	4789
	Sudeste/centro-oeste	-3	446	-1246	-1655
	Sul	548	2478	-2656	-2696
Abril	Nordeste	2228	1923	2797	3043
	Norte	5130	3512	3919	6154
	Sudeste/centro-oeste	-3	-54	-1122	-3111
	Sul	104	1330	-3354	-3314
Maio	Nordeste	1993	3051	2699	2377
	Norte	4879	1112	3512	5725
	Sudeste/centro-oeste	-3	1939	-813	-3348
	Sul	-80	1442	-2944	-3364
Junho	Nordeste	1580	2321	2127	735
	Norte	2914	158	2190	3945
	Sudeste/centro-oeste	-77	2163	-63	-3210
	Sul	497	790	1563	-3655
Julho	Nordeste	1477	1675	1133	
	Norte	521	-141	889	
	Sudeste/centro-oeste	955	2100	244	
	Sul	2926	1295	-103	
Agosto	Nordeste	787	1658	-348	
	Norte	702	-596	-50	
	Sudeste/centro-oeste	167	2323	-299	
	Sul	3275	1826	-633	
Setembro	Nordeste	995	1017	-1079	
	Norte	1247	-158	1138	
	Sudeste/centro-oeste	-57	2297	-2217	
	Sul	3193	2453	-1971	
Outubro	Nordeste	1340	1169	-129	
	Norte	-333	-498	245	
	Sudeste/centro-oeste	1827	1990	-374	
	Sul	4036	2125	118	
Novembro	Nordeste	2118	1442	1296	
	Norte	-526	375	34	
	Sudeste/centro-oeste	3069	1179	1261	
	Sul	3630	876	683	
Dezembro	Nordeste	1942	2422	2106	
	Norte	-399	960	1766	
	Sudeste/centro-oeste	3006	1462	340	
	Sul	4126	-96	-2532	

Fonte: ONS

ANEXO III

Tabela 15 - Projeção para o PEE de 2016 a 2026 com base no crescimento das Distribuidoras de 2006 a 2017

R\$MM	Isolado	N	NE	S	SE/CO	Total
2016	R\$16.858	R\$36.880	R\$98.386	R\$106.077	R\$324.101	R\$582.301
2017	R\$18.137	R\$39.677	R\$105.849	R\$114.124	R\$348.687	R\$626.475
2018	R\$19.513	R\$42.687	R\$113.879	R\$122.781	R\$375.139	R\$673.999
2019	R\$20.993	R\$45.926	R\$122.518	R\$132.096	R\$403.597	R\$725.129
2020	R\$22.586	R\$49.409	R\$131.812	R\$142.116	R\$434.214	R\$780.138
2021	R\$24.299	R\$53.158	R\$141.812	R\$152.898	R\$467.154	R\$839.320
2022	R\$26.143	R\$57.190	R\$152.569	R\$164.496	R\$502.593	R\$902.991
2023	R\$28.126	R\$61.529	R\$164.144	R\$176.975	R\$540.720	R\$971.493
2024	R\$30.260	R\$66.196	R\$176.596	R\$190.401	R\$581.739	R\$1.045.191
2025	R\$32.555	R\$71.218	R\$189.992	R\$204.845	R\$625.870	R\$1.124.480
2026	R\$35.025	R\$76.621	R\$204.405	R\$220.384	R\$673.349	R\$1.209.784
Total	R\$274.495	R\$600.491	R\$1.601.961	R\$1.727.193	R\$5.277.161	R\$9.481.302
Participação	3%	6%	17%	18%	56%	100%

Fonte: Elaboração Própria