

THIAGO LAVIERI FRANCISCO

ASPECTOS SÓCIOECONÔMICOS E REGULATÓRIOS DE FONTES INTERMITENTES NO BRASIL

Trabalho de conclusão do curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, apresentado à bancada formada pelos professores associados ao Programa de Educação Continuada – PECE da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo Sacchi

São Paulo

2020

RESUMO

O presente trabalho pretende avaliar os impactos socioeconômicos dessas fontes alternativas e intermitentes no atual planejamento e operação do sistema interligado, no mercado de energia e no país como um todo. Outro aspecto importante é o conjunto dos atuais instrumentos legais e regulatórios que impactam e influenciam o crescimento dessas fontes, explorando o que o GT de Modernização pretende mudar no atual desenho do mercado brasileiro e como isso pode impactar nos avanços do desenvolvimento dessas renováveis.

Serão levantados os principais pontos do histórico do setor que culminaram em um desenvolvimento hídrico da matriz elétrica, com isso levantar também os principais acontecimentos históricos que culminaram na alteração de regras do setor.

Para demonstrar os impactos socioeconômicos serão levados em consideração artigos publicados por diferentes associações que englobam diferentes visões, dentre elas, ABSOLAR, ABEEólica, ABRACEEL e ANACE, e também documentos e estudos aprovados ou feitos pelos órgãos EPE, ANEEL e ONS, assim como de organizações internacionais, como por exemplo a ONU e dos diferentes tratados e metas estabelecidos por eles. Pretende-se avaliar também estudos de EIA/RIMA (Estudo de Impacto Ambiental / Relatório de Impacto Ambiental) de projetos de instalações solares e eólicas.

Pretende-se explorar com as características físicas, de custos e benefícios energéticos das fontes alternativas impactam as atividades de planejamento da expansão de geração, operação do sistema e formação de preço do mercado “spot”.

No que tange os impactos regulatórios, serão abordados os principais temas conduzidos pelo Grupo de Trabalho de Modernização e pelo Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico, que impactam o desenvolvimento desse tipo de geração no setor. Serão analisadas também, as possíveis consequências dessas mudanças.

A conclusão levará em consideração os resultados que os diferentes subsídios e incentivos criados para a expansão dessas fontes tiveram. Outro ponto que será abordado serão as diversas iniciativas legais e regulatórias para incentivar uma expansão cada vez mais sólida e sustentável dessas fontes e como alguns

mecanismos de incentivos e subsídios implantados em diversos países poderiam servir de inspiração para o Setor Elétrico Brasileiro.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da capacidade instalada da fonte eólica.....	13
Figura 2 – Crescimento da capacidade instalada de energia solar.	14
Figura 3 – Gráfico de análise da curva de demanda e de oferta de energia.	18
Figura 4 - Gráfico de distribuição das aflúências conforme intensidade.	19
Figura 5 - Gráfico dos níveis de EAR nos reservatórios do Sudeste.....	20
Figura 6 – Matriz Elétrica Brasileira em Jan/2006	22
Figura 7 – Gráfico do número de micro e minigeradores por ano.	25
Figura 8 – Gráfico da potência instalada por tipo de fonte até 2017	25
Figura 9 – Quadro com a definição do tipo de energia por fonte e potência	27
Figura 10 - Gráfico do número de adesão de consumidores ao ACL.....	27
Figura 11 - Fluxo financeiro de pagamentos e créditos a energia de reserva	28
Figura 12 - Capacidade Instalada de Eólicas no mundo	34
Figura 13 - Capacidade Instalada de painéis fotovoltaicos no Mundo	35
Figura 14 - Emissão GEE no mundo por setor.....	37
Figura 15 - Participação de fontes renováveis na matriz elétrica	38
Figura 16 - Matriz Elétrica Brasileira 2019.....	39
Figura 17 - Matriz elétrica e expansão do PDE 2015	40
Figura 18 – Curva da geração solar sob boas e más condições de tempo	43
Figura 19 – Complementariedade Anual das Fontes de Geração.....	44
Figura 20 - EAR (%) da região Nordeste.....	44
Figura 21 - ENA Armazenável em relação à MLT	45
Figura 22 - Balanço Energético do Nordeste.....	46
Figura 23 - Efeito de Equilíbrio	46
Figura 24 - Efeito utilização	47
Figura 25 - Interferência do Potencial Hidrelétrico no Brasil.....	48
Figura 26 - Mapeamento da expansão de projetos eólicos	49
Figura 27 - Mapeamento da expansão de projetos solares.....	52
Figura 28 - Comparação entre os CMO's médios das simulações original e modificada	60
Figura 29 - Diferença entre os níveis dos reservatórios	60
Figura 30 - Custo Total da Operação e Geração Térmica Total.....	61

Figura 31 - Variação Média Diária do PLD Patamares para o PLD Horário	65
Figura 32 – Proposta de novos produtos para a separação de Lastro e Energia.....	69
Figura 33 - Alternativas para a revisão da REN 482/2012	72
Figura 34 - Custos por energia produzida para implantação de uma planta por fonte.	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potência contratada por fonte.....	23
Tabela 2 – Energia contratada por leilões de energia de reserva	29
Tabela 3 - Resultado dos Leilões de Fontes Alternativas.....	30
Tabela 4 – Porcentagem de participação das fontes na matriz elétrica	41
Tabela 5 - Indicadores Socioambientais da Expansão Solar no Brasil	53
Tabela 6 - Expansão proveniente de leilões e PROINFA.....	54
Tabela 7 - Cálculo do Fator de Capacidade Médio	55
Tabela 8 - Geração Estimada dos Leilões.....	55
Tabela 9 - Déficit energético da expansão por fonte	56
Tabela 10 - Expansão contratada até 2023.....	56
Tabela 11 - Nova expansão por fonte	57
Tabela 12 - CVU declarado das novas usinas em R\$/MWh.....	58
Tabela 13 - Reservatórios Equivalentes e Submercado	59
Tabela 14 – Critérios de Suprimento	67
Tabela 15 - Orçamento CDE 2018 e 2019	71

LISTA DE SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABRACEEL	Associação Brasileira de Comercialização de Energia
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANACE	Associação Brasileira dos Consumidores de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CGCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CVU	Custo Variável Unitário
EAR	Energia Armazenada
ENA	Energia Natural Afluente
ENS	Energia Não Suprida
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GEE	Gases de Efeito Estufa
GT	Grupo de Trabalho
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
IRENA	Estudos da Agência Internacional de Energia Renovável
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MLT	Média de Longo Termo
MME	Ministério de Minas e Energia

MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
REN	Resolução Normativa
OMM	Organização Meteorológica Mundial
ONS	Operador Nacional do Sistema
ONU	Organização das Nações Unidas
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIA	Produtor Independente Autônomo
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TQ	Terras Quilombolas
TI	Terras Indígenas
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade de Conservação

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivo	15
1.2	Motivação	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	O Arcabouço Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro	16
2.1.1	A crise do racionamento no setor elétrico	18
2.1.2	Propostas regulatórias para a expansão de fontes alternativas	21
2.1.2.1	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)	22
2.1.2.2	Geração Distribuída (GD)	23
2.1.2.3	Energia Incentivada	26
2.1.2.4	Energia de Reserva	28
2.1.2.5	Leilão de Fontes Alternativas	29
2.1.3	A Formação dos Preços de Energia no Brasil	30
2.2	Conceitos Básicos Referentes à Geração de Energia Elétrica	32
2.2.1	Combustíveis Fósseis para Geração de Energia Elétrica	32
2.2.2	Fontes Renováveis para Geração de Energia Elétrica	33
2.3	Mudanças Climáticas e as Fontes Renováveis	36
3	ASPECTOS DA EXPANSÃO DE FONTES INTERMITENTES NO BRASIL	39
3.1	Análise da Operação Eletroenergética no Brasil	39

3.2	Análise Socioambiental da Expansão da Matriz Elétrica Brasileira.....	47
3.2.1	Fontes Eólicas	49
3.2.2	Fontes Solares.....	51
4	SIMULAÇÃO DA EXPANSÃO ELETRO ENERGÉTICA DO PDE 2029	54
4.1	Dados de Entrada do Modelo NEWAVE	54
4.2	Comparação entre os resultados das simulações.....	59
5	MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	63
5.1	Formação de Preços – Preço de Liquidação das Diferenças.....	64
5.2	Critérios de Suprimento.....	66
5.3	Separação de Lastro e Energia.....	68
5.4	Racionalização dos Encargos e Subsídios	70
6	CONCLUSÃO	73
6.1	Recomendações para trabalhos futuros.....	75

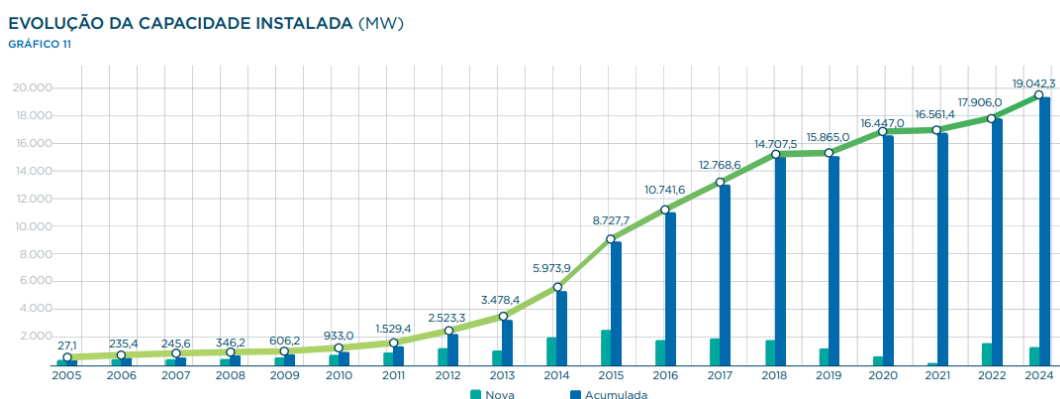
1 INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) iniciou no século XIX, mais precisamente na década de 30, com a promulgação do Código das Águas, que estabeleceu períodos de concessão por 30 anos ou mais para usinas hidrelétricas e deliberava ao governo poder total sobre o gerenciamento das usinas. Em meados da década de 90, o sistema elétrico brasileiro começou a sofrer um processo de desestatização, e passaram a mudar as leis que estavam dispostas desde o início do setor elétrico brasileiro, culminando em 1998 com o projeto de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) onde foram criados os órgãos ANEEL e MAE, atualmente conhecida como CCEE, e instituído oficialmente o início do mercado livre de energia.

Após 2001, na época do racionamento de energia, o SEB necessitou de alterações nas premissas de desenvolvimento e no seu gerenciamento eletroenergético. Com o racionamento de energia, o país se viu refém do potencial hídrico, que depende intensamente do regime de chuvas, e tendo em vista essa situação os órgãos responsáveis pelo desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro passaram a mudar suas diretrizes procurando diversificar a matriz elétrica brasileira, culminando na atualização das regras e eventual expansão do mercado livre.

Hoje a matriz elétrica brasileira continua predominantemente dependente de fontes hídricas para seu suprimento, com representatividade de 60% da geração elétrica total, porém atualmente enxergamos um crescimento vertiginoso de fontes eólicas e solares que nos últimos anos apareceram cada vez mais no SIN, como mostram os gráficos abaixo:

Figura 1 - Evolução da capacidade instalada da fonte eólica.



Fonte: ABEEólica, 2018.

Figura 2 – Crescimento da capacidade instalada de energia solar.



Fonte: ABSOLAR¹, 2020.

As fontes de energia intermitentes (definidas pela resolução normativa da ANEEL n.493, de 5 de junho de 2012), apesar de possuírem benefícios sociais e econômicos muito relevantes, possuem características impactantes para a implantação no SIN, por serem fontes energéticas não-armazenáveis. O sistema por segurança não pode depender unicamente desse tipo de fonte para o fornecimento de energia. Com isso associações, órgãos internacionais e nacionais, tem se posicionado constantemente na década em que estamos para uma expansão branda desse tipo geração, porem hoje os efeitos desse crescimento começaram a aparecer e muitos problemas de segurança e financeiros do sistema começaram a surgir, tendo em vista essas mazelas, as regras que agora vigoram tendem a se alterar para manter a expansão de uma matriz renovável sem impactar o gerenciamento do sistema.

No ano de 2019 foi instituído o GT de Modernização, pela portaria nº 187/2019 do MME, esse grupo pretende por meio de consultas públicas criar soluções que prezam pelo desenvolvimento do SEB no quesito segurança financeira e de fornecimento.

¹ Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>>.

1.1 Objetivo

Analisar as diferentes diretrizes que a expansão da matriz elétrica brasileira pode tomar com a expansão de fontes solares e eólicas, verificando o posicionamento de diversos órgãos e associações para uma expansão mais saudável. O presente trabalho também visa analisar os aspectos dessas fontes e identificá-los nas diferentes propostas dos agentes para modernização do SEB.

1.2 Motivação

As fontes renováveis, por mais que apresentem benefícios inegáveis, possuem características que atrapalham o atual gerenciamento do fornecimento de energia, com isso elas sofrem uma grande repressão por parte de algumas organizações que buscam criar regras que limitam ou diminuem a sua expansão. O atual trabalho pretende levantar essas opiniões e mostrar os verdadeiros impactos dessas gerações com o atual desenho de mercado, com o fornecimento de energia, e com a sociedade e meio-ambiente, visto que em países desenvolvidos (como por exemplo Alemanha e Dinamarca) enxergamos uma vasta expansão da matriz elétrica renovável, então a motivação principal desse trabalho é entender o que realmente essas gerações causam ao sistema elétrico brasileiro e como os órgãos e associações pretendem e podem sanar essas dificuldades.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O Arcabouço Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro

O SEB, até meados da década de 90, era controlado pelo governo, tendo a União definido e criado as empresas que fariam a gestão dos serviços públicos por meio de concessões.

A empresa Furnas Centrais Elétricas, criada em 1957, foi a integração das empresas CPFL, CEMIG, Light Rio e Light São Paulo. A partir dela, permitiu-se a criação da holding Eletrobras em 1962. Em seguida, foram fundadas a Eletrosul e Eletronorte, em 1968 e 1973, respectivamente, que fariam parte do grupo Eletrobras. Este modelo atribui a cada uma das empresas abaixo da Eletrobras uma área de concessão para atuação, com metas desafiadoras de ampliação da capacidade instalada para a época, sendo a Eletrobras a responsável pela criação dos projetos de expansão da capacidade do setor.

Essas empresas gerenciavam as diferentes frentes do setor, que eram os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia. O gerenciamento centralizado foi chamado de “verticalização estatal do setor elétrico brasileiro” (LORENZO, 2002 [1]). A remuneração dessas empresas era feita a partir de uma tarifa, ajustada de acordo com o valor total do ativo disponível, definida pelo art.157 do Decreto nº 41.019/1957, com remuneração garantida até durante o período de construção.

A partir da década de 80, após as crises acarretadas pelos choques de preços do petróleo, em 1973 e 1979, e a elevada taxa de juros no mercado externo, o mercado brasileiro teve sua primeira crise da dívida, por não saber lidar da maneira correta com o cenário. A crise, ocorrida entre 1981 e 1982, culminou na redução da capacidade do Estado de angariar recursos para o desenvolvimento e manutenção do setor elétrico (DESTER, 2012 [2]).

Por má administração do modelo estatal, o setor apresentava um déficit de R\$ 26 bilhões que culminou no atraso de obras, levando a necessidade de estudar a primeira reestruturação do arcabouço regulatório brasileiro.

O processo de desestatização do SEB visava inicialmente exigir licitação para a outorga de concessões e permissões de serviços públicos, e assim regulamentar as

concessões, que antes eram assinadas por prazos de 30 anos ou mais, sendo a renovação dos contratos feita automaticamente. A reestruturação do setor visava também a abolição da equalização tarifária, descentralizando as diferentes frentes de serviço do SEB e criação de contratos de suprimento entre as distribuidoras e geradoras.

Segundo Ganim (2009) [3], o ponto de partida para sanar a dívida acumulada do setor e encorajar a reestruturação geral do modelo do SEB foi a Lei 8.631, de 04 de março de 1993, que apesar de manter as tarifas definidas pelo art.157 do Decreto nº 41.019/1957, extinguiu o regime de remuneração garantida e a Conta de Resultados a Compensar (CRC). Esta conta acumulou a insuficiência da remuneração garantida e foi quitada pela União Federal após conversão desse saldo em títulos de dívida pública.

Em seguida, foram instituídas leis que vigoram até hoje no Setor Elétrico Brasileiro. A Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dispõe o regime de concessão e permissão da prestação de serviço público; a Lei 9.074, de julho de 1995, estabelece as normas para outorga e prorrogação de concessões (nesta lei foi criada a figura do PIE); a Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1998, instituiu a ANEEL; e a Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Ainda em 1996, o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) foi desenvolvido, e apenas em 1998 começou a ser implantado. Suas principais metas eram estimular a competitividade nas diferentes frentes do setor, desverticalizando os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização; regular as áreas de transmissão e distribuição, que por serem monopólios naturais a intenção era alcançar a modicidade tarifária; e limitar o papel do governo ao de formular políticas energéticas de regulamentação e fiscalização das atividades por eles delegadas. O projeto culminou na edição da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, que promoveu a reestruturação da Eletrobras e suas subsidiárias, criando a figura do MAE e do ONS, com o intuito de fiscalizar e gerenciar as atividades do setor elétrico, regulamentadas pelo Decreto nº 2.655, de 02 de fevereiro de 1998.

A primeira reestruturação do setor levou uma entrega final dos serviços públicos ao consumidor com maior qualidade e segurança no fornecimento de energia elétrica, que vinha desgastado havia anos, e criou a oportunidade de competição entre

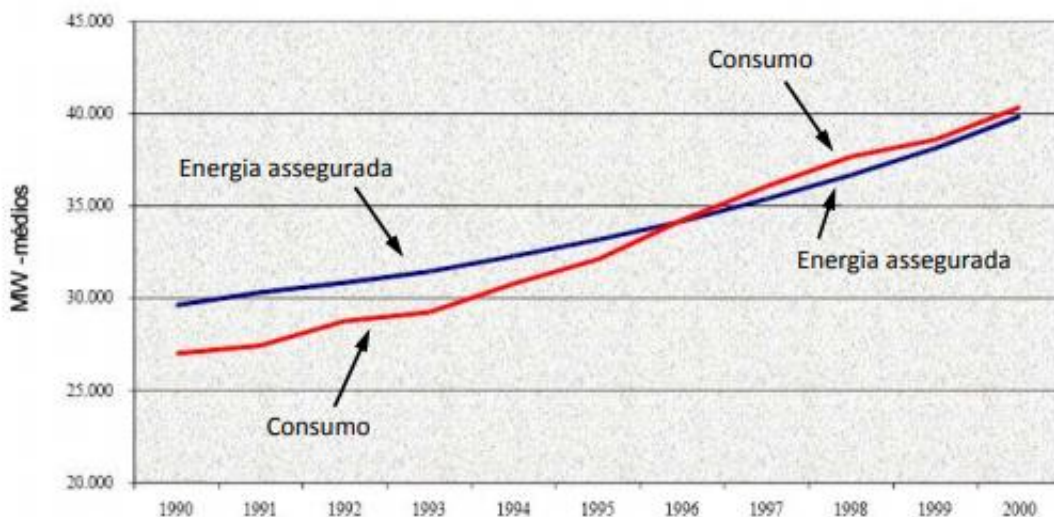
diferentes empresas especializadas que a partir de então passaram a cobrar tarifas condizentes aos serviços prestados.

Já em 2001, o Brasil enfrentou uma crise devido à falta de fornecimento de energia elétrica para os consumidores, que levou à assinatura do Decreto nº 3.818, de 15 de maio de 2001, determinando o racionamento de energia elétrica.

2.1.1 A crise do racionamento no setor elétrico

O setor ainda se acostumava com a nova direção, e pela má condução na área de expansão o sistema teve um déficit de investimentos em projetos elétricos comparados ao aumento da demanda energética. O gráfico abaixo, ilustrado pela figura 3, demonstra as curvas de capacidade e demanda ao decorrer da década de 90 e anos 2000. O crescimento da demanda ultrapassou a curva de expansão da energia assegurada a partir de 1996, que até o ano 2000 permaneceu maior que a expansão da energia assegurada do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Figura 3 – Gráfico de análise da curva de demanda e de oferta de energia.



Fonte: SAUER, et. al. 2002 [4].

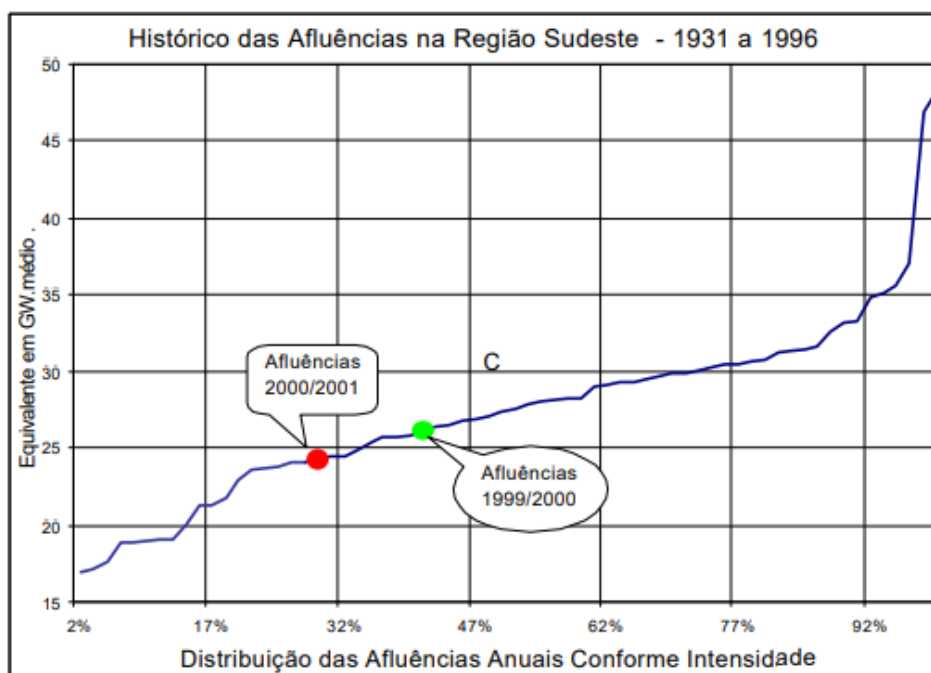
As condições hidrológicas da época, apesar de não terem apresentado índices acima da MLT, tiveram a intensidade dos valores de ENA (conversão do valor da vazão do rio em energia) próximos ao normal operativo (ilustrada pela figura 4), que se sincronizado a um despacho otimizado dos geradores, não figuraria a escassez

dos reservatórios, representada pelo gráfico da figura 5. Isso figurou a falha na programação do despacho do ONS, responsável pela operação das usinas, fora das metas estabelecidas pela Lei nº 9.074 de 1995, que determina o “uso racional dos bens coletivos, inclusive recursos naturais”.

A citação abaixo de Dester, Mauricio (2012, p. 24) [2], descreve o mau uso dos recursos no despacho das usinas e operação do SIN.

“Houve também um descaso com o setor de transmissão de energia elétrica. Os “blackouts” ocorridos em 1999 e 2002 poderiam ter sido evitados. A transferência de energia do Sul para o Sudeste não podia ser explorada ao máximo devido a falta do terceiro circuito entre Foz do Iguaçu e Tijuco Preto¹⁸ o que levou a usina de Itaipu a verter água, no final de 2000 e início de 2001. Este terceiro circuito poderia ter dado suporte ao SIN e ter evitado os “blackouts”, além do que, permitiria transmissão de maior quantidade de energia de Itaipu para o Sudeste, possibilitando, assim, gerar menos energia nas hidrelétricas desta região e, conseqüentemente, permitir uma menor degradação nos níveis de armazenamento dos reservatórios localizados nesta região. Haveria, também, a possibilidade de se importar energia da Argentina, mas ainda devido à ausência da linha citada anteriormente, também não foi possível adotar esta estratégia (SAUER, 2002)”.

Figura 4 - Gráfico de distribuição das afluições conforme intensidade.



Fonte: SAUER, et. al. 2002 [4].

Nível dos Reservatórios da Região Sudeste

Em %

"O Sudeste representa 68% da capacidade de armazenamento de água do Brasil"

Estudo sobre o Racionamento. 15/12/2001. 25/6

Associando o mau uso dos recursos à falta de expansão da oferta de energia menor que o crescimento da demanda, o setor teve sua primeira crise de fornecimento, culminando na assinatura do decreto de racionamento de energia elétrica pelo governo federal em 2001.

O comitê criou uma série de medidas, destacam-se entre elas o aperfeiçoamento do despacho de energia e operação do sistema; mudanças no processo de formação de preços de energia; desenvolvimento de regras mais arrojadas e detalhadas para mercado livre de energia; e o incentivo às fontes alternativas de energia.

20

contratação por contratos bilaterais, entre o consumidor e o fornecedor foi chamado de ambiente de contratação livre (ACL).

O ACL, que acabará de ser criado, ainda possuía uma restrição rigorosa à migração de empresas ao novo ambiente. Na época a migração era dada apenas a indústrias com potência maior ou igual a 3.000 kW de demanda contratada na distribuidora, sendo restrita aos consumidores de alta tensão. Segundo Cristopher Vlavianos, diretor da Comerc Energia, o mercado livre, apesar de criado em 1995, passou a se expandir logo após a crise do racionamento, pois a CGCE com o intuito de diminuir o consumo das indústrias dentro metas do decreto de racionamento de energia, permitiu aos consumidores livres vender os excedentes de energia, proporcionados pela diferença entre os contratos firmados entre o consumidor e o fornecedor no mês de fornecimento, assim as empresas enxergavam uma larga vantagem em racionar o consumo da fábrica para vender os excedentes de energia no mercado pelo preço, que na época, atingiu o valor próximo a R\$ 680/ MWh.

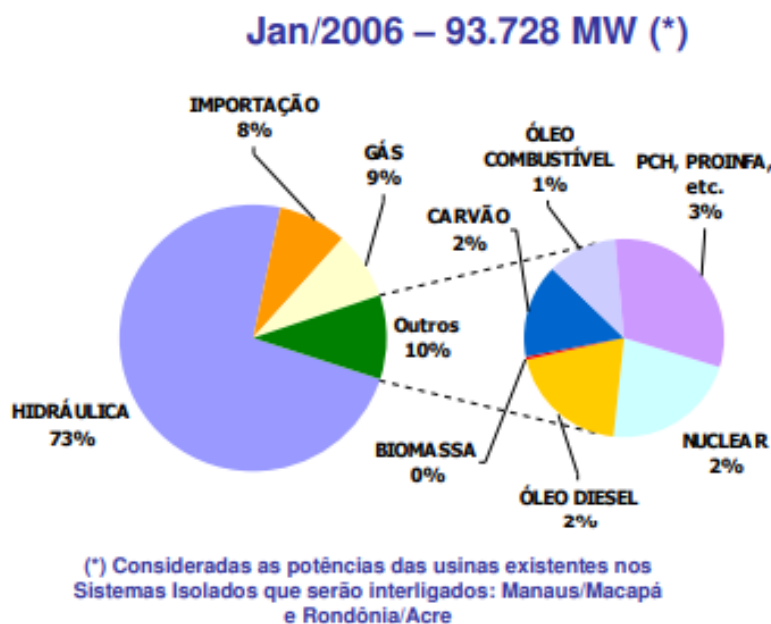
Em seguida, com o intuito de gerenciar e viabilizar os contratos de energia firmados no ACL foi instituída a CCEE, pela Lei 10.848, que veio a substituir a figura do MAE. Ainda pela mesma lei, foi instituída a EPE, tendo como principal responsabilidade a de desenvolver estudos no âmbito do planejamento à curto, médio e longo prazo do setor elétrico.

2.1.2 Propostas regulatórias para a expansão de fontes alternativas

Dentro das metas do comitê de gestão da crise do racionamento iniciaram-se discussões a respeito da necessidade de diversificação na expansão da matriz elétrica brasileira. Após a crise, o setor se viu dependente dos recursos hídricos, que por sua vez dependem do regime hidrológico de chuvas, que possuem uma incerteza muito alta de previsão, dificultando a operação no despacho das usinas e tornando o fornecimento de energia mais inseguro.

A matriz elétrica brasileira em janeiro de 2006 era predominantemente hídrica, como mostra a figura 6. Foi a partir da criação de leis que o SEB passou a inserir diferentes fonte renováveis em sua matriz elétrica.

Figura 6 – Matriz Elétrica Brasileira em Jan/2006



Fonte: PDE 2015 (EPE, 2006) [5].

2.1.2.1 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

A expansão de empreendimentos de geração por fontes renováveis de energia foi inicialmente possibilitada pela criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), disposto na Lei 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. Esse programa estimulava a expansão de empreendimentos de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, chamadas de fontes alternativas pelo programa.

Em sua primeira fase de contratação, o programa iria investir em 3.300 MW de potência instalada no SIN, sendo divididos igualmente entre projetos de cada fonte do programa. A primeira etapa, segundo a portaria nº 452/05, do Ministério das Minas Energia, teve como prazo a entrada dos projetos até 30 de dezembro de 2008 e a tabela 1 indica a proporção de capacidade instalada que foi contratada de cada fonte. O Proinfa teve a ajuda do BNDES que investia em até 70% do valor do empreendimento, e de outros bancos também. O programa consistia financeiramente da arrecadação monetária do montante calculado de energia contratada pelo preço de contrato no cálculo das tarifas de distribuição, a ser cobrado dos consumidores finais. A conta é verificada anualmente baseada na diferença da energia gerada pelo

preço de contrato menos o arrecadado e outras despesas, e o saldo final é rateado para todos os agentes do mercado no ano seguinte ao da cobrança, proporcional ao consumo de cada unidade no mercado livre e descontado na tarifa de energia do ano seguinte para o consumidores atrelados ao ambiente de contratação regulado. A regulamentação dessa conta é dada pelo Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004, e detalhada pela ANEEL na resolução normativa nº 127, de 6 de dezembro de 2004.

Tabela 1 – Potência contratada por fonte

Fonte	Expectativa	Contratação Final
Biomassa	1.100 MW	685 MW
PCH	1.100 MW	1.191 MW
Eólica	1.100 MW	1.422 MW
Total	3.300 MW	3.299 MW

Fonte: CEBOLO, 2005

A segunda fase de contratação, segundo a lei que criou o programa, iniciaria apenas após o término da contratação dos 3.300 MW de potência instalada da primeira fase. A segunda fase prevê a contratação de ao menos 10% do consumo anual de energia em 20 anos com projetos de fontes alternativas 60% nacionalizados. O início da implantação dessa etapa estava programado para 2009, porém ainda não foi regulamentado.

2.1.2.2 Geração Distribuída (GD)

Pelo decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004 a geração distribuída foi instituída. No mesmo instrumento a GD foi definida como **“...a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, ... conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador...”**. A via do decreto, empreendimentos hidrelétricos com potência maior que 30 MW e usinas termelétricas, e de cogeração, com eficiência energética menor que 75% (desconsiderando as que utilizem biomassa e resíduos de processo como combustível) não seriam consideradas geração distribuída, figurando assim basicamente as fontes alternativas e usinas solares. Pela lei, a contratação desse tipo de empreendimento pela distribuidora não pode ultrapassar a 10% do montante a ser

contratado pela concessionária, sendo geradores de empreendimentos próprios não contabilizados nesse limite.

Os modelos de comercialização da GD na época foram definidos pela REN nº167 de 2005, que contratava os projetos por meio de chamadas públicas para as concessionárias ou contratos de compra e venda de energia pela CCEE por meio do ACL.

Posteriormente a ANEEL regulamentou as regras que dizem respeito à solicitação do acesso à rede da concessionária local por geradores elétricos, pelo documento de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). A primeira edição saiu no final de 2008, após aprovação da REN nº 345.

Segundo dados da ANEEL, até 2012, foram registrados apenas 14 empreendimentos associados as regras do GD, totalizando 452 kW de potência até o momento. Após a divulgação da REN nº482 que a GD passou a ficar popularmente conhecida. Pelo documento foram definidas a micro e minigeração distribuída pelas potências de até 100kW e 1MW, respectivamente, separando esse tipo de geração dos demais até 30 MW. Porém o ponto marcante dessa resolução foi o sistema de compensação de créditos pela figura da micro e minigeração, onde as usinas associadas a essa definição e registradas na ANEEL teriam uma compensação de créditos pelos kWh gerados em e inseridos na rede da distribuição. Essa compensação é dada pelo abatimento da energia gerada pela consumida e engloba toda a cobrança da TE e da TUSD.

Conforme disposto no gráfico da figura 7, a expansão da GD começou a partir de 2012, porém o crescimento vertiginoso desses projetos se deu a partir de 2016, após a divulgação da REN nº687/2015, segundo dados da nota técnica nº0056/2017 da ANEEL. As principais mudanças na REN nº 687 em relação a REN nº482 foram, o aumento do limite de potência instalada máxima permitida de projetos de micro e minigeração distribuída para 75kW e 5MW, respectivamente; o acúmulo de créditos de geração no mês a mês que não foi abatido anteriormente; o aumento do prazo de validade desses créditos, que de 36 meses aumentou para 60 meses; a compensação de créditos de unidade consumidoras no mesmo CNPJ; e a criação da “geração compartilhada” de energia, possibilitando a união de diversos interessados no projeto por meio de um consórcio, uma cooperativa ou um condomínio, assim chamados.

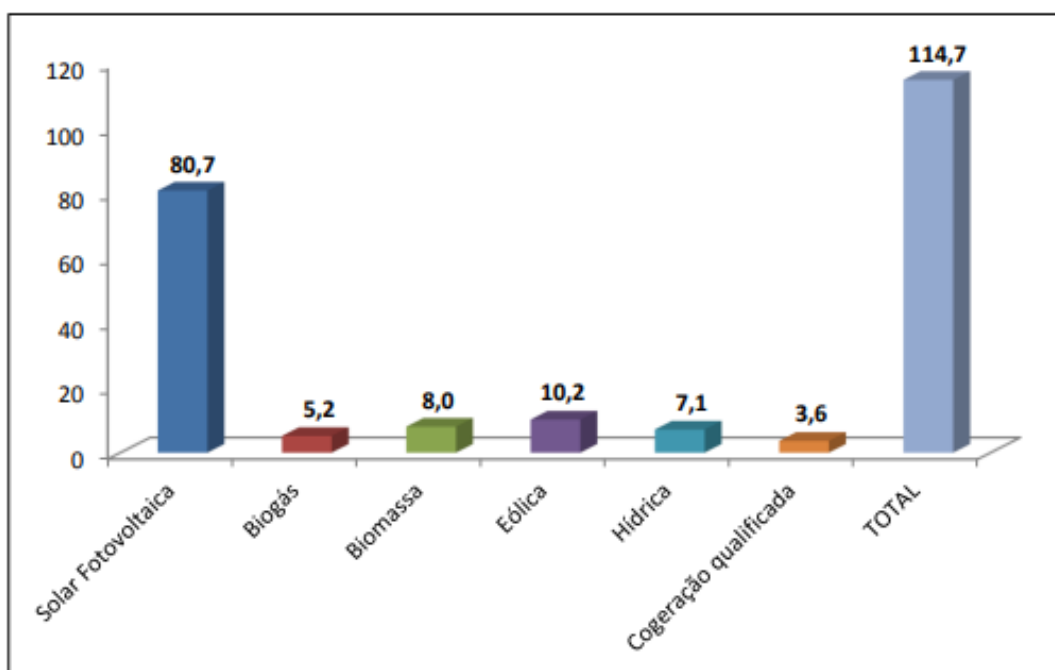
Figura 7 – Gráfico do número de micro e minigeradores por ano.



Fonte: ANEEL, 2017 [6].

Outro ponto interessante dos projetos de GD é a predominância de usinas solares, percebida pelo gráfico da figura 8, que mostra a proporção de cada fonte associadas aos empreendimentos dessa categoria.

Figura 8 – Gráfico da potência instalada por tipo de fonte até 2017



Fonte: ANEEL, 2017 [6].

2.1.2.3 *Energia Incentivada*

A energia incentivada foi outra ferramenta criada pelo governo para ajudar na expansão de fontes alternativas e fontes solares. A Lei nº 9.427/96, no art. 26 parágrafo 1º, em redação dada pela Lei nº 10.762 de 2003, estabeleceu que essas fontes vindas de PIE's e autoprodutores receberiam um benefício nas tarifas TUSD e TUST não inferior a 50%. Posteriormente a ANEEL pela REN nº77 de 2004, após contribuições da AP nº011 de 2004, definiu as regras para estabelecer como seriam cobrados e quais os incentivos as referidas fontes destacadas no art. 26 da lei, assim o desconto foi atribuído às usinas de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultaram de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016 ou que fossem a ser autorizadas a partir desta data, desde que a potência injetada por estas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapassem 300 MW e as usinas de mesma fonte que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por estas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapassassem 30 MW.

Associado a definição de energia incentivada existe a figura dos consumidores especiais, definidos pelo Decreto nº 5.163 art. 1 inciso X, como qualquer consumidor livre com potência contratada igual ou superior a 500 kW que adquira energia conforme estabelecida no parágrafo 5º do art. 26 da Lei nº 9.427. Para melhor interpretar as definições dos tipos de energia para os tipos de consumidores, eles foram divididos em 4 tipos de energia, a energia incentivada especial, a energia incentivada não especial, a energia convencional não especial e a energia convencional especial. Basicamente, os consumidores especiais adquirem de fontes especiais e os consumidores livres podem adquirir de qualquer fonte. A figura 9 mostra mais claramente o tipo de energia pela fonte e pela potência instalada da usina (definidas como MUSD e MUST no quadro, que são os valores de potência instalada no contrato do gerador com a distribuidora).

Figura 9 – Quadro com a definição do tipo de energia por fonte e potência

Fonte	Data de Autorização / Participação em Leilão**	Montante de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (MUSD/MUST)*			
		0	30	50	300
Solar	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Convencional Especial	Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Especial		Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial
Eólica	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Convencional Especial	Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Especial		Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial
Biomassa	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Incentivada Especial (parcial)	Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Especial		Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial
Hidráulica*	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Incentivada Especial (parcial)	Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Especial	Incentivada Especial (parcial)	Convencional Não Especial	
Cogeração Qualificada	Anterior a 2016	Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial		
	Após 2016	Incentivada Não Especial			Convencional Não Especial
Demais Fontes	-	Convencional Não Especial			

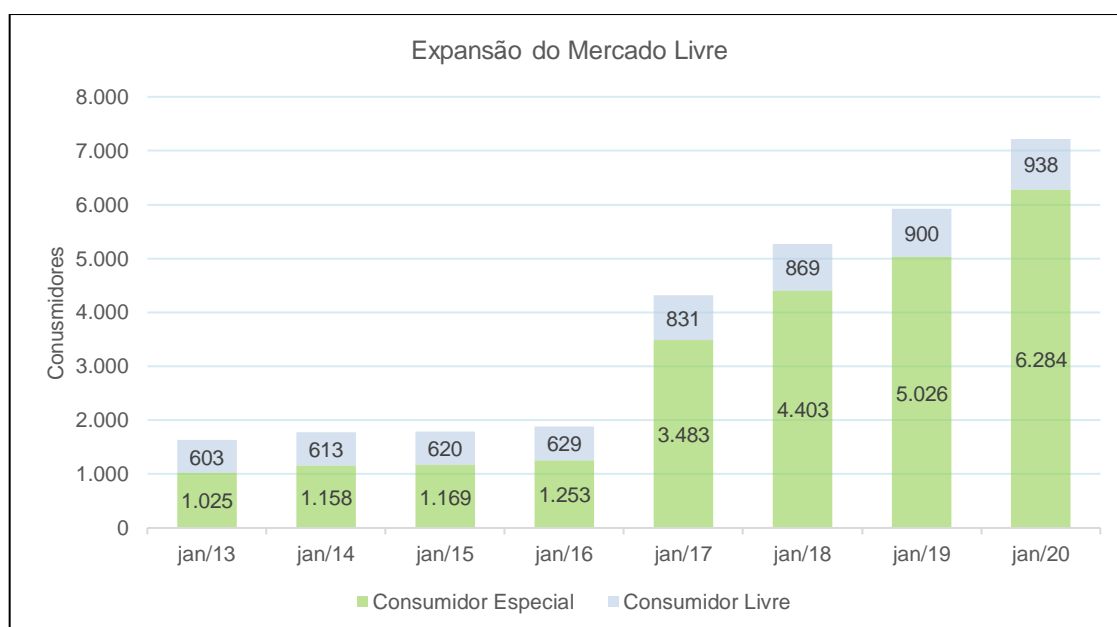
*Considerar a Capacidade Instalada para Usinas Hidráulicas.

**Comercialização em Leilão (aqueles destinados à expansão da oferta de energia, assim classificados, não restritivamente, os leilões: A-5, A-3, de energia de reserva (LER) e de fontes alternativas (LFA)), observada a condição de ampliação conforme atos emitidos pela ANEEL ou MME.

Fonte: Site Mercado Livre de Energia Elétrica.²

Percebesse pelo gráfico da figura 10 que o número de consumidores especiais aumentou potencialmente de janeiro de 2016 para janeiro 2017, tendo o benefício iniciado a partir de 2016 da energia incentivada nos descontos da TUSD e TUST, pode-se concluir que o incentivo teve um impacto no número de adesões ao ACL.

Figura 10 - Gráfico do número de adesão de consumidores ao ACL



Fonte: Elaborado pelo autor. Dados no site da CCEE, 2020.

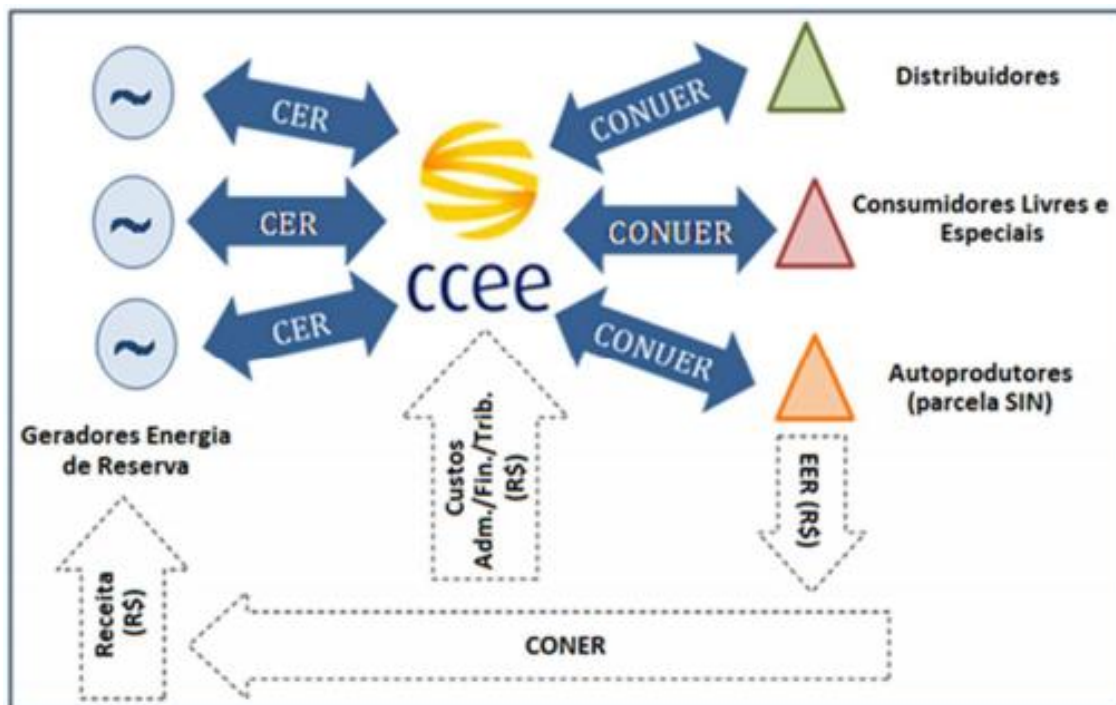
² Disponível em: <<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/consumidores-livres-e-especiais/energia-incentivada-especial/>>

2.1.2.4 Energia de Reserva

Pelo Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, foi regulamentada a contratação de Energia de Reserva, que por definição é a energia destinada a aumentar a segurança e a continuidade do fornecimento no SIN. Os custos provenientes da contratação dessa energia, definidos pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, são pagos por todos agentes integrantes do SIN que usufruem desse benefício, são eles, os agentes distribuidores, consumidores livres, consumidores especiais e autoprodutores.

Pelo decreto foram criadas as ferramentas, Contrato de Energia de Reserva (CER), Contrato do Uso da Energia de Reserva (CONUER), a Conta de Energia de Reserva (CONER) e o Encargo da energia de Reserva (EER), esses que viabilizam a tramitação de débitos e créditos aos consumidores e fornecedores pela CCEE. A figura 11 demonstra o fluxo financeiro da energia de reserva utilizando as ferramentas acima descritas.

Figura 11 - Fluxo financeiro de pagamentos e créditos a energia de reserva



Fonte: CCEE, 2020.

O tipo de fonte e a quantidade a ser contratada de energia de reserva são definidos pelo MME e a EPE, e o meio que se faz a contratação é pelo leilão de

reserva, promovido pela ANEEL. As fontes definidas pelos órgãos responsáveis até o momento foram solares, eólicas, PCH's³ e biomassa, resultando assim em outro benefício propiciado pelo governo para a diversificação da matriz elétrica com a contratação de fontes alternativas e solares.

Já foram aprovados até o momento 10 leilões de energia de reserva promovendo a contratação de 4.050 MW médios de energia e 11.868,20 MW de potência instalada, o que representa um montante financeiro de R\$ 143,5 bilhões, segundo dados da CCEE e conforme a tabela abaixo.

Tabela 2 – Energia contratada por leilões de energia de reserva

Leilão	Energia negociada (MWh)	Energia negociada (MWmédio)	Potência (MW)	Garantia Física (MWmédio)	Montante financeiro negociado atualizado (Reais em milhões)	Preço Médio (R\$/MWh)
01º LER	64.929.120,00	518,00	2.298,90	823,20	16.771,75	258,31
02º LER	132.015.960,00	753,00	1.805,70	783,10	30.750,78	232,93
03º LER	67.578.237,60	410,10	1.156,60	533,30	13.218,04	195,60
04º LER	73.406.484,00	418,70	1.131,70	547,60	10.373,96	141,32
05º LER	118.428.660,00	675,50	1.505,20	700,70	16.637,66	140,49
06º LER	93.848.796,00	535,30	1.658,76	535,70	18.834,76	200,69
07º LER	40.586.580,00	231,50	833,80	232,90	13.348,06	328,88
08º LER	89.045.028,00	507,90	1.477,54	530,80	23.598,19	265,01
10º LER	25.087.147,20	95,40	180,32	107,33	5.695,32	227,02
TOTAL	679.838.865,60	4.050,00	11.868,20	4.687,30	143.533,21	211,13

Fonte: Info Leilão – 10º leilão de energia de reserva (CCEE, 2016)

2.1.2.5 Leilão de Fontes Alternativas

Regulamentados pelo Decreto nº 6048, de 27 de fevereiro de 2007, e implantados pela primeira vez pela portaria nº 43 do MME, de 1 de março de 2007, o governo determinou que a ANEEL promovesse leilões para o incentivo à expansão das fontes alternativas com o intuito de cobrir cem por cento da demanda energética

³ PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas, são usinas hidrelétricas com potência instalada maior que 5.000 kW e menores que 30.000 kW, com uma restrição de até 13km² de área de reservatório, segundo dados da REN 875 de 10 de março de 2020.

dos agentes de distribuição com apenas projetos de usinas especificadas como alternativas.

Até o momento, a CCEE, órgão responsável por organizar esses leilões já promoveu três desses certames, totalizando 997 MW médios de geração contratada, sendo 695,9 MW médios provenientes de fontes eólicas que correspondem a aproximadamente 1674,6 MW de potência instalada injetada no sistema. Vale ressaltar que esses contratos possuem a vigência mínima de 10 anos e máxima de 30 anos, sendo assim uma ótima alternativa para o financiamento de novos projetos. A tabela abaixo destaca a contratação total desses leilões.

Tabela 3 - Resultado dos Leilões de Fontes Alternativas

Leilão de Fontes Alternativas (LFA)		176.941.421	997	33.765	190,82
1º LFA	18/06/2007	30.505.968	186,00	6.615,20	216,85
2º LFA	26/08/2010	129.446.945	714,30	23.752,18	183,49
3º LFA	27/04/2015	16.988.508	96,90	3.397,13	199,97

Fonte: CCEE, 2016 (InfoLeilao).

2.1.3 A Formação dos Preços de Energia no Brasil

Segundo os dados dos procedimentos e regras da CCEE para a formação de preços no Brasil [7], uma das obrigações da CCEE, segundo o Decreto 5.177/2004, é realizar a contabilização dos montantes de energia contratos no ACL assim como efetuar a liquidação das diferenças entre o consumo e os contratos firmados.

Antes da liquidação financeira dos montantes, a CCEE possui um cronograma de tarefas para os agentes se comprometerem com o registro de energia no mês seguinte ao fornecimento. Dentro desse prazo são apurados os valores de consumo e abatidos os valores firmados em contratos bilaterais de energia, entre o fornecedor e o cliente. Caso o cliente esteja inadimplente e precise recompor essa energia que o contrato que ele firmou não cobriu, ele terá até o final do sexto dia útil para comprar a energia com algum fornecedor. Esse meio de negociação para recompor os déficits ou vender as sobras dos contratos é chamado de Mercado de Curto Prazo (MCP). Após o MCP a câmara verifica os valores registrados dos contratos e o consumo apurado hora a hora, em seguida são calculadas as diferenças entre o contrato e o consumo e para cada diferença é multiplicado o valor do PLD do mês de referência.

O PLD, de acordo com os Decretos 5.163/2004 e 5.177/2004, é calculado semanalmente por submercado e por patamar de carga para valorar as diferenças entre os contratos e o consumo de cada unidade consumidora. A base de cálculo do preço é o CMO, resultado de modelos matemáticos utilizados pelo ONS para mensurar o valor da energia na semana seguinte à calculada. Pela REN 109 de 26 de outubro de 2004, o PLD foi regulamentado, levando à CCEE a responsabilidade de apurá-lo e divulgá-lo aos agentes do SEB.

Os modelos matemáticos utilizados para o cálculo do PLD são o NEWAVE e o DECOMP, cada um com seu horizonte de cálculo e resultados diferentes.

O NEWAVE foi implantado pelo MAE após a REN nº 290 de 03 de agosto de 2000. Esse modelo passa uma previsão do custo de operação do sistema para os próximos 5 anos e os seus resultados abrangem toda a operação hidrotérmica do sistema com vista a otimizar a operação do sistema no horizonte de atuação. Sua principal função é calcular a curva de preços futuros, que é a otimização do despacho de usinas visando armazenar água nos reservatórios para evitar escassez de recursos e otimizar o custo total da operação do sistema.

O DECOMP, segundo a ANEEL [8], foi instituído em meados de 2002, pelo MAE e o ONS. O modelo possui uma abrangência de 12 meses, passando o custo de operação semanal do sistema para o próximo mês. Em sua base de dados estão os resultados obtidos da função de custos futuros do NEWAVE, as projeções de vazões dos rios convertidas em energia (ENA), limites de transmissão das linhas, carga do país e disponibilidade das usinas. Seu objetivo é calcular o despacho otimizado das usinas térmicas e hidráulicas individualizadamente dentro do seu horizonte de tempo considerando a base de cálculos inserida no modelo.

Ambos os modelos calculam o CMO dentro do seu horizonte de projeção, a partir de equações estatísticas que dependem do histórico de vazões do sistema, da demanda energética, do custo unitário de cada usina, da disponibilidade de água nos reservatórios, entre outros.

Para otimizar o processo, o ONS divulga mensalmente o Programa Mensal da Operação Energética (PMO), esse documento divulga valores previstos pelo operador do sistema para o cálculo do CMO, levando maior transparência aos agentes na formação dos preços.

2.2 Conceitos Básicos Referentes à Geração de Energia Elétrica

A energia elétrica é um insumo básico na vida das pessoas e está associado a diversos serviços, como: iluminação, uso de eletrodomésticos, ar condicionado, acionamento industrial entre outros. Devido a necessidade dela para a sociedade, muitos processos de conversão de energia estão associados à sua obtenção.

Os processos mais comuns de conversão são a partir de combustíveis fósseis e outros a partir de fontes renováveis. A geração por cada uma dessas fontes possui diferentes características que precisam e são avaliadas antes da execução dos projetos.

2.2.1 Combustíveis Fósseis para Geração de Energia Elétrica

Os combustíveis fósseis são fontes primárias de energia. A partir do processo de combustão dessa fonte gera-se calor, que em seguida, por meio de um processo termodinâmico, gera-se energia elétrica. Os combustíveis mais utilizados nesse processo são o carvão mineral e os derivados do petróleo. Para a geração de energia elétrica pelos derivados do petróleo, os produtos mais comuns são o óleo diesel e o gás natural. [9]

O petróleo apareceu em 1859 com a descoberta na Pensilvânia. Em seguida sua extração passou a ser fundamental para a produção de seus derivados que passaram a ser utilizados como fonte primárias para processos de conversão de energia. Esse material se destacou principalmente na área de transportes, pelo uso da gasolina e do óleo diesel nos automóveis. [9]

O carvão mineral começou a ser utilizado como combustível para geração em 1882, na cidade de Nova York, e tinha por objetivo fornecer energia elétrica para iluminação das residências. Hoje a principal utilização do carvão é para a geração de energia elétrica. [9]

Dentre os processos químicos e termodinâmicos para a geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis destacasse o processo de combustão, onde o combustível reage com um oxidante por meio de reações químicas, exotérmicas e endotérmicas que geram energia e outros produtos, que em sua maioria são gasosos.

Dentre os principais produtos desse processo químico temos o dióxido de carbono (CO_2), dióxido de enxofre (SO_2) e a água (H_2O).

Os principais poluentes atmosféricos causadores da elevação da temperatura média global do planeta provem desse processo químico da combustão de combustíveis fósseis, pois os produtos gerados em sua maioria são liberados na atmosfera saturando-a e eles ao receberem a radiação do sol que foi refletida pela terra retornam parte desses raios solares ao solo, fazendo com que essa radiação permaneça no planeta e aumente a temperatura global. Além dos gases citados, outros produtos dessa reação química também são formados e os principais poluentes provem da reação incompleta da combustão, que em sua maioria é devida a falta de oxigênio nas ligações de carbono, formando compostos de carbono e oxigênio com ligações rígidas que demoram mais tempo para se dissolver na atmosfera, como por exemplo o monóxido de carbono (Matai, 2012 [10 e 11]).

2.2.2 Fontes Renováveis para Geração de Energia Elétrica

As fontes renováveis para geração de energia provêm de recursos naturais inesgotáveis na terra. As fontes mais comuns são as hidráulicas, eólicas, solares e biomassa.

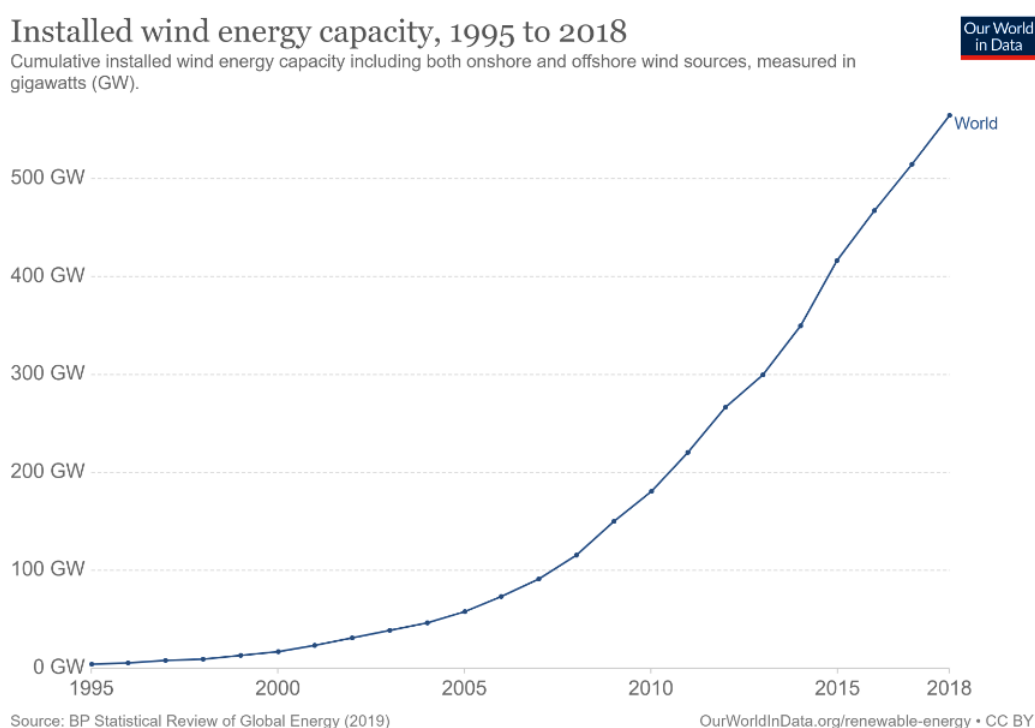
As fontes hidráulicas são utilizadas em usinas hidrelétricas para geração de energia pela ação gravitacional da queda das águas. As usinas transferem a força gerada pela queda d'água para as turbinas que geram energia mecânica e em seguida a transformam em energia elétrica, por meio de geradores.

Esse tipo de usina começou a ser visto no Brasil em 1889, com a construção da primeira usina em Juiz de Fora com 250 kW de capacidade instalada. Com o passar dos anos esse tipo de fonte começou a ser aprimorada e marcos regulatórios, como o Código das Águas em 1934, influenciaram na sua expansão. Hoje as fontes hídricas possuem a maior parcela de participação na matriz elétrica, dessa parcela a maior parte provem principalmente de projetos de UHE's⁴.

⁴ UHE – Usinas Hidrelétricas de potência instalada maior que 5000 kW, não enquadradas como PCH's e que estejam sujeitas à outorga de autorização, segundo dados da REN 875 de 10 de março de 2020.

A fontes eólicas utilizam do regime de ventos para geração de energia, que consiste na transformação da energia cinética do deslocamento das massas de ar com velocidades variáveis no tempo e espaço. As turbinas eólicas surgiram em 1881, na Dinamarca, onde um professor construiu um protótipo desse tipo de turbina atrelado a um gerador de corrente contínua. O comércio de turbinas eólicas para geração de energia elétrica existe desde a primeira guerra mundial, porém nos últimos 20 anos que conseguimos enxergar uma expansão mais acelerada desse tipo de fonte no mundo, conforme indica a figura 12 indicada abaixo.

Figura 12 - Capacidade Instalada de Eólicas no mundo



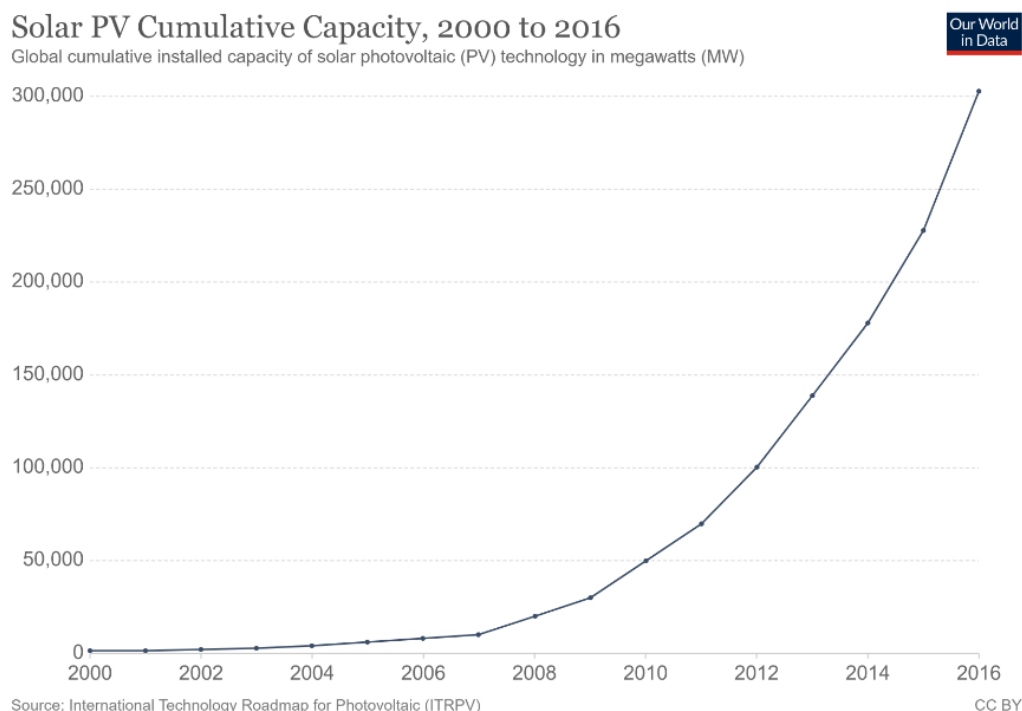
Fonte: Site *Our World in Data*⁵

No caso das fontes solares, são utilizadas placas fotovoltaicas para conversão da radiação solar emitida pelo sol em energia elétrica. Em 1883, em Nova York, Charles Fritts, originou a primeira célula fotovoltaica, essa que foi produzida por selênio e revestida de ouro e apenas em 1954, pelo químico Calvin Fuller, ainda nos Estados Unidos, que foi desenvolvida a célula fotovoltaica com a utilização do silício,

⁵ Disponível em: <https://ourworldindata.org/grapher/cumulative-installed-wind-energy-capacity-gigawatts?tab=chart&country=~OWID_WRL>

material que até hoje é utilizado na fabricação dos painéis fotovoltaicos [12]. Mesmo com a fabricação de painéis desde a década de 50, apenas nos últimos 20 anos que tivemos uma expansão branda desse tipo de fonte no mundo chegando a mais de 300 GW de capacidade instalada em 2016, conforme o gráfico da figura 13 indica.

Figura 13 - Capacidade Instalada de painéis fotovoltaicos no Mundo



Fonte: Site *Our World in Data*⁶

Com o amplo desenvolvimento das fontes renováveis mencionadas acima nos últimos 20 anos, o custo de geração desse tipo de fonte passou a cair gradativamente. Estimasse uma queda de aproximadamente 3 dólares no preço unitário do Watt de potência instalado de um painel fotovoltaico [13] e a queda de aproximadamente 80 centavos de dólares no custo médio por Watt de potência instalado na execução de um projeto de parque eólico *on-shore*⁷ [14].

Em uma reportagem do site *Época Negócios* [15] sobre a expansão das fontes renováveis no mundo destaca-se que por volta de 2030 o custo de implantação de um

⁶ Disponível em: <<https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-cumulative-capacity?time=2000..>>

⁷ *On-shore* é a denominação em inglês para parques eólicos construídos no continente.

projeto de fontes eólicas e solares será menor que custo de implantação de usinas à combustíveis fósseis.

2.3 Mudanças Climáticas e as Fontes Renováveis

Diversas ações antropogênicas, desde o início do desenvolvimento industrial e tecnológico vem causando danos ao meio ambiente. O homem que desde o princípio vem se utilizar de recursos naturais para geração de energia por conversão de fontes primárias desses recursos em energia secundária, se prejudica de suas próprias ações por causar danos ao meio em que vive, Simões et al. (2017, p.354) [9].

Em 1972 na cidade Estocolmo, foi feita a primeira reunião global que chamou a atenção do mundo para os problemas ambientais que esse vinha sofrendo. Realizada pela ONU, esse foi o primeiro passo para a discussão dos impactos causados pelo homem ao meio ambiente. Após essa conferência, foram feitas as seguintes: a Rio-92 em 1992 no Rio de Janeiro, que foi marcada pelo Protocolo de Quioto, feito cinco anos mais tarde; a Rio+10 em 2002 realizada na cidade de Johannesburgo; a COP 15 em 2009 na cidade de Copenhague, Dinamarca; a Rio+20 em 2012, novamente na cidade do Rio de Janeiro; e a COP 21 realizada em Paris em 2015 e marcada pelo Acordo de Paris.

Em 1988, foi criado o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC), pela ONU e a OMM, com o objetivo de analisar os impactos climáticos proporcionados pela emissão de gases de efeito estufa. A sua principal função é sintetizar e divulgar as informações científicas sobre mudanças climáticas.

A organização divulgou o quinto relatório de avaliação das mudanças climáticas em 2013, esse que alarmou a ONU sobre os impactos proporcionados ao clima pela emissão de poluentes na atmosfera. Nesse relatório foram apontados dados como o aumento do nível dos mares, registrando um aumento de 19 cm de 1901 a 2010, e o aumento da temperatura média global, registrando um aumento de 0,85°C de 1880 a 2012. [11]

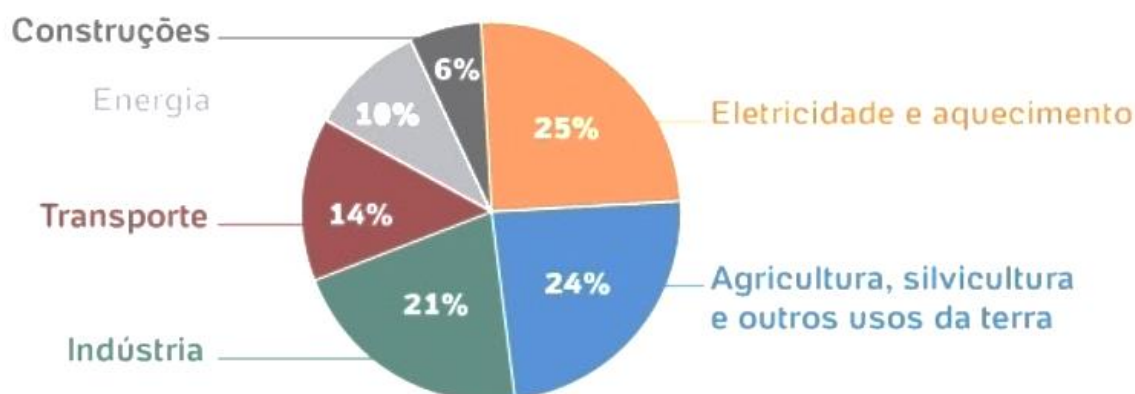
Na 21ª conferência das partes (COP 21) foram convidados representantes de 195 países com a intenção de apresentar-lhes os danos que as mudanças climáticas estão causando no mundo, de acordo com os dados obtidos do quinto relatório do IPCC. Ainda na COP 21, foi estipulado o Acordo de Paris que foi assinado pelos 195

países, nesse acordo a meta principal era manter o aumento médio da temperatura global em 2°C com a redução da emissão de GEE's. Após essa conferência, foi agendada uma outra em Nova Iorque, em 22 de abril de 2016, onde 175 países assinaram um acordo que consta como meta principal em buscar esforços para limitar esse aumento a 1,5°C. [11]

Em 2018, o IPCC publicou um novo relatório simulando os impactos proporcionados ao meio ambiente com um aumento médio da temperatura em 2°C e em 1,5°C no século. O relatório concluiu que atingir um aumento de até 1,5°C na temperatura média do século poderia garantir uma sociedade mais sustentável e equitativa, porém os esforços necessários para atingir essa meta devem exigir ações imediatas que propiciem uma redução de 45% da emissão dos gases de 2010 até 2030. [11]

A figura 14 indicada abaixo mostra a proporção da emissão de GEE por setor econômico no mundo. Percebe-se que o setor de eletricidade é o maior emissor desses gases que causam as mudanças climáticas.

Figura 14 - Emissão GEE no mundo por setor



Fonte: UOL, 2015⁸.

No setor elétrico o maior causador da emissão dos gases são os combustíveis fósseis. Dentre todos os participantes da COP 21, os três maiores emissores desses gases são: China, Estados Unidos e União Europeia que segundo base de dados do

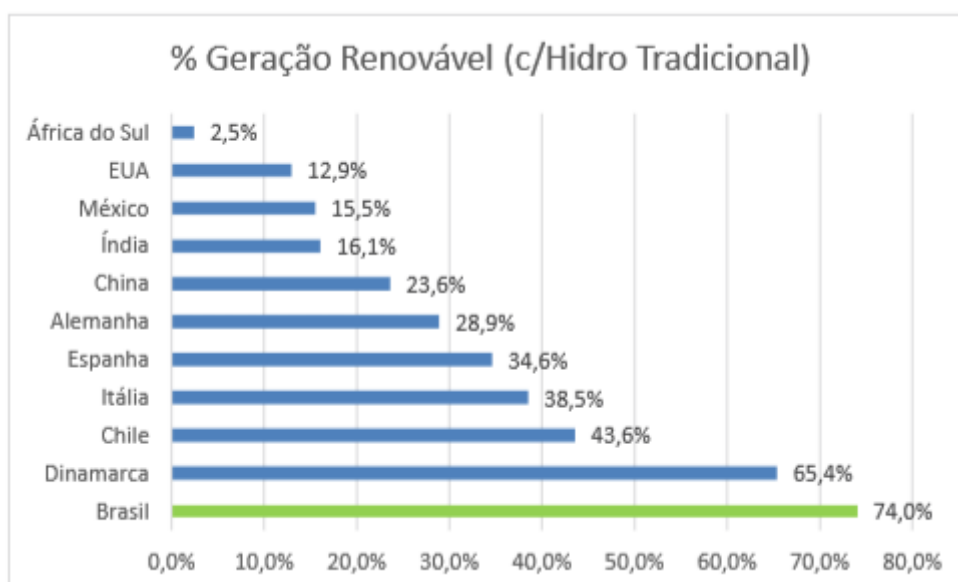
⁸ Disponível em: <<https://noticias.uol.com.br/meio-ambiente/ultimas-noticias/redacao/2015/12/07/eletricidade-e-o-setor-campeao-na-emissao-dos-gases-do-efeito-estufa.htm>>

IEA de 2017, 70%, 63% e 42%, da geração de elétrica total desses países, respectivamente, é proveniente de fontes fósseis. [16]

Como uma alternativa para a substituição dos combustíveis fósseis as fontes renováveis passaram a ter maior participação na matriz elétrica mundial, por serem uma solução ambiental e economicamente eficiente. Em destaque a esse crescimento de renováveis, segundo dados do portal de notícias Canal Energia [17], as fontes solares e eólicas se destacam frente as outras na expansão da matriz mundial, as usinas provenientes de fontes solares lideraram a expansão na matriz elétrica mundial em 2018, com um crescimento de 24% de 2017 para 2018, representando um aumento de 94 GW de capacidade instalada no mundo, e as fontes eólicas representaram um aumento 10% para o mesmo período, equivalendo a 49 GW de potência instalada a mais na matriz.

Em comparação ao restante do mundo, o Brasil se sobressai na participação de usinas renováveis na matriz. A figura 15 ilustra o percentual da participação de fontes renováveis no Brasil e em outros países no mundo.

Figura 15 - Participação de fontes renováveis na matriz elétrica



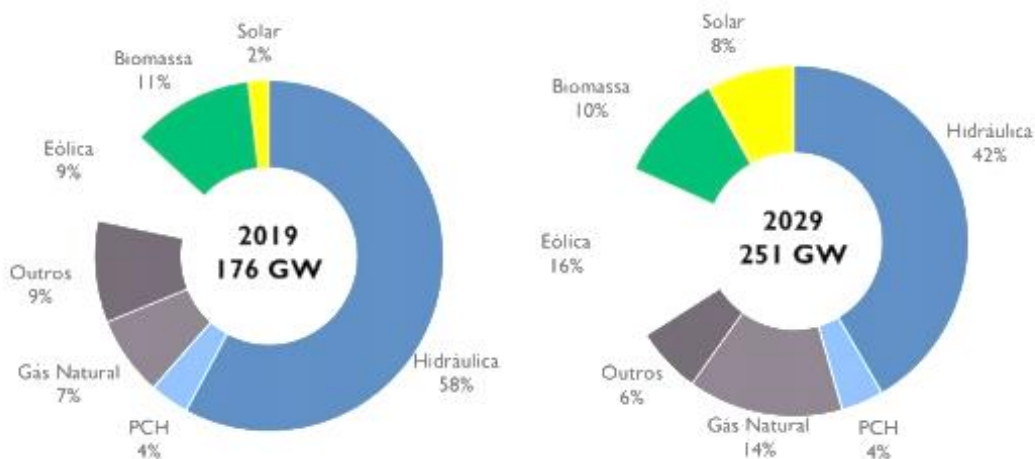
Fonte: Facto Energy (2018) [19].

3 ASPECTOS DA EXPANSÃO DE FONTES INTERMITENTES NO BRASIL

3.1 Análise da Operação Eletroenergética no Brasil

A matriz elétrica brasileira, conforme é indicada na figura 16, é composta majoritariamente por fontes renováveis, em sua composição temos em destaque as fontes hídricas que representam 62% da matriz elétrica, vale ressaltar que dessas fontes 58% representam UHE's e 4% representam PCH's. As usinas provenientes de fontes eólicas e solares representam 9% e 2%, respectivamente, essas que estão designadas em diferentes projetos do governo para incentivar uma expansão de fontes alternativas de geração.

Figura 16 - Matriz Elétrica Brasileira 2019



Fonte: EPE (PDE 2019) [18].

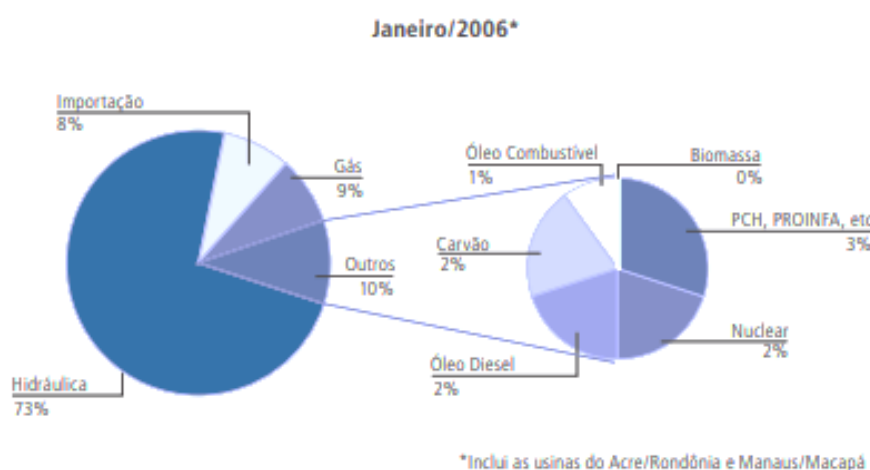
Vale destacar que o documento do plano decenal de expansão de energia prevê quadruplicar a representação das fontes solares e quase duplicar a representação de fontes eólicas em 10 anos, enquanto as hidrelétricas diminuem a porcentagem de participação em 16 pontos percentuais. A expansão de fontes alternativas e a diminuição da representatividade das fontes hídricas na matriz energética causa um impacto no despacho de energia, pois essas fontes possuem diferentes características para a operação do sistema.

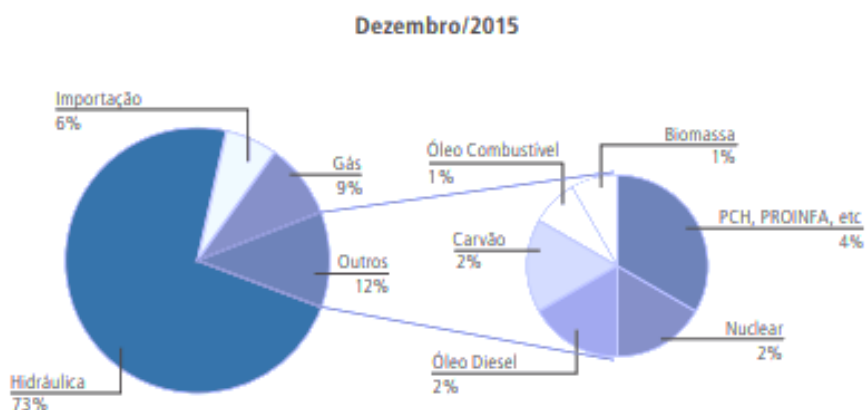
A energia gerada de fontes eólica e solar é injetada no SIN sem controle de despacho, devido as características físicas de cada uma delas. A ANEEL, pela REN 493 de 5 de junho de 2012, com o intuito de caracterizá-las para diferenciação na

operação denominou-as como *fontes de energia intermitentes*, ou seja, uma geração que não pode ser armazenada para fins de recurso energético disponível ao sistema.

Essas fontes, pela REN 843 de 2019, no cálculo do CMO devem ser levadas em consideração como usinas não individualizadas na operação, sendo a somatória da geração desse tipo de usina abatida da carga total do país. Para mensurá-la no cálculo é utilizada a média histórica mensal dos últimos 5 anos de geração líquida disponibilizada ao SIN. Vale ressaltar que nos anos em que os modelos NEWAVE e DECOMP foram definidos como as ferramentas de cálculo para formação dos preços, anos 2000 e 2002 respectivamente, a matriz elétrica da época não abrangia projetos de eólica e solar, nem apresentava uma boa expectativa de crescimento dessas fontes, conforme dados do PDE 2015 (EPE, 2006). Devido a predominância hidrotérmica na matriz e a expectativa dos estudos de expansão sempre convergirem à cenários sem grandes alterações, esses modelos quando criados tinham o objetivo de simular apenas os despachos de hidrelétricas e termelétricas sendo as outras usinas complementares ao fornecimento, por não representarem mais de 5% da matriz, assim elas entrariam como abatimentos na carga por terem baixa influência. Dados do PDE 2015, estimavam uma porcentagem de representatividade de 3% na matriz elétrica em janeiro de 2006 por fontes vinculadas ao PROINFA e a expansão em 10 anos dessas fontes atingiria, segundo dados do documento, apenas mais 1 ponto percentual de participação na expectativa de expansão da matriz em dezembro de 2015. Os dados da figura 17 indicada abaixo demonstram a matriz em janeiro de 2006 e a expectativa de expansão para dezembro de 2015.

Figura 17 - Matriz elétrica e expansão do PDE 2015





Fonte: PDE 2015 (EPE, 2006) [5].

Em relação ao documento do PDE 2029, a porcentagem da participação média anual de fontes intermitentes aumentará em aproximadamente 9 pontos percentuais de 2020 até 2029 (denominadas na tabela como fontes não controláveis), segundo dados da tabela 2.

Tabela 4 – Porcentagem de participação das fontes na matriz elétrica

Ano	Porcentagem da participação		
	Geração Hidráulica	Geração Térmica	Renováveis não controláveis
2020	70,7%	9,9%	19,4%
2021	72,2%	8,6%	19,3%
2022	72,4%	8,6%	19,0%
2023	70,4%	9,0%	20,6%
2024	67,7%	9,1%	23,2%
2025	67,0%	8,5%	24,5%
2026	64,8%	9,5%	25,7%
2027	62,9%	10,2%	26,9%
2028	62,1%	9,8%	28,1%
2029	62,0%	9,7%	28,3%

Fonte: PDE 2029 (EPE, 2019) [18].

A geração proveniente de fontes hídricas, segundo os dados apresentados na tabela 3, atingem aproximadamente 70% da participação na geração da matriz em 2019, essas possuem despacho controlado e são um tipo de fonte armazenável. O despacho desse tipo de usina é calculado individualmente, segundo a REN 843 de 2019, ou seja, os modelos projetam diversos cenários futuros de afluições de rios que abastecem a cabeceira dessas usinas, para dimensionar as possíveis variações na quantidade de recursos disponíveis, e o operador do sistema, com esses dados, possui maior flexibilidade durante a operação, otimizando-o à critérios de custo presente e futuro para o fornecimento de energia elétrica.

No caso das termelétricas, o principal motivo de sua utilização é otimizar a segurança para o fornecimento, por terem o fator de capacidade de geração igual a potência instalada total da planta. Esse tipo de fonte apesar de não ser renovável e apresentar impactos nocivos ao meio ambiente é um recurso em abundância no mundo e a sua utilização como fonte primária de energia na matriz serve para suprir o déficit de indisponibilidade dos recursos renováveis.

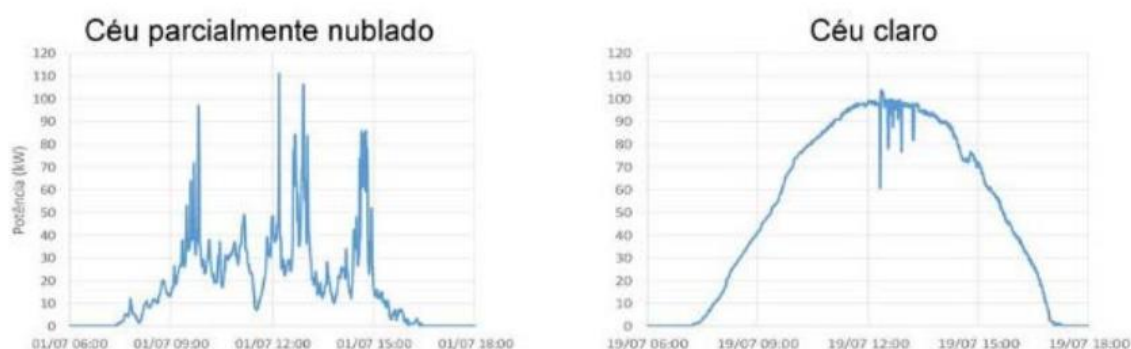
Analisando a operação de despacho, a demanda funciona basicamente com usinas operando para atender a base da carga, variações previstas e picos esporádicos. Com a implantação das fontes intermitentes a capacidade instalada do sistema passa a se tornar incontrolável e indisponível tornando a operação ainda mais complexa para não só o atendimento dos picos demanda, como para a capacidade de resposta do sistema às bruscas variações da geração dessas fontes (Facto Energy, 2018 [19]).

Dentro do PDE 2029, a análise feita para definir a expansão em termos de capacidade instalada e fornecimento de energia utiliza como métricas os parâmetros estabelecidos pela REN nº 1 do CNPE e pela REN nº9, também do CNPE, sendo esses, o risco máximo de déficit de oferta da energia média anual como 5% da carga total e o critério de igualdade entre o CME e o CMO. Esses parâmetros servem para limitar os resultados tirados nas simulações feitas pelo modelo NEWAVE para um período de 10 anos, assim a EPE consegue analisar, acrescentando a expansão necessária de cada tipo de fonte se as métricas foram atingidas, e caso não, ver as possíveis alterações. Recentemente essas métricas foram revisadas pela resolução nº 29 do CNPE e pela portaria nº 59 de 20 de fevereiro de 2020, pois o atual cenário da expansão do parque eletroenergético brasileiro leva em consideração o aumento

da participação de usinas intermitentes que não agregam ao sistema capacidade de potência, assim o risco de déficit que pela resolução nº 1 do CNPE considerava a falta de suprimento na média mensal dos cenários dos modelos matemáticos, hoje se torna questionável por ter uma análise rasa da real necessidade de segurança no fornecimento (Rego et. al., 2019). [19]

A figura 18 abaixo demonstra a variação da geração solar em decorrência das condições climáticas, justificando a questão de desvios imprevisíveis na geração e complexidade na operação.

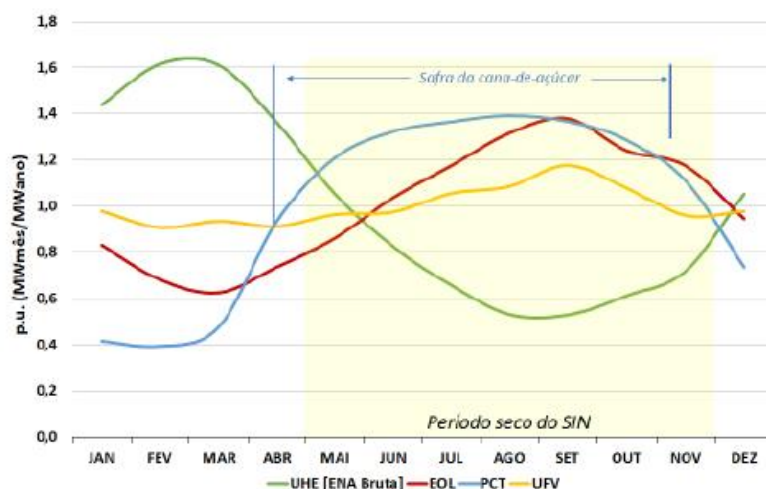
Figura 18 – Curva da geração solar sob boas e más condições de tempo



Fonte: (ISA CTEEP, 2017)

Porem apesar de apresentarem uma complexidade quanto a expectativa de geração, o documento do sumário do PEN 2019 [20] destaca a complementariedade da geração eólica com a geração hídrica como um dos principais benefícios para a operação do sistema, pois nos períodos de seca a geração eólica compensa o déficit hidrelétrico, aumentando assim a capacidade dos reservatórios. A figura 19 demonstra como é o comportamento da curva de geração eólica durante o período seco no SIN.

Figura 19 – Complementariedade Anual das Fontes de Geração



Fonte: PEN 2019 (ONS, 2019) [20].

Segundo dados do ONS de abril de 2020, a capacidade instalada total do país de eólicas é de 15.414 MW, desses 12.926 MW estão localizados no Nordeste. Essa região a partir de 2017 passou a ter um aumento progressivo no nível de armazenamento dos reservatórios. O gráfico da figura 20 mostra o comportamento da capacidade dos reservatórios de janeiro de 2016 a dezembro de 2019.

Figura 20 - EAR (%) da região Nordeste

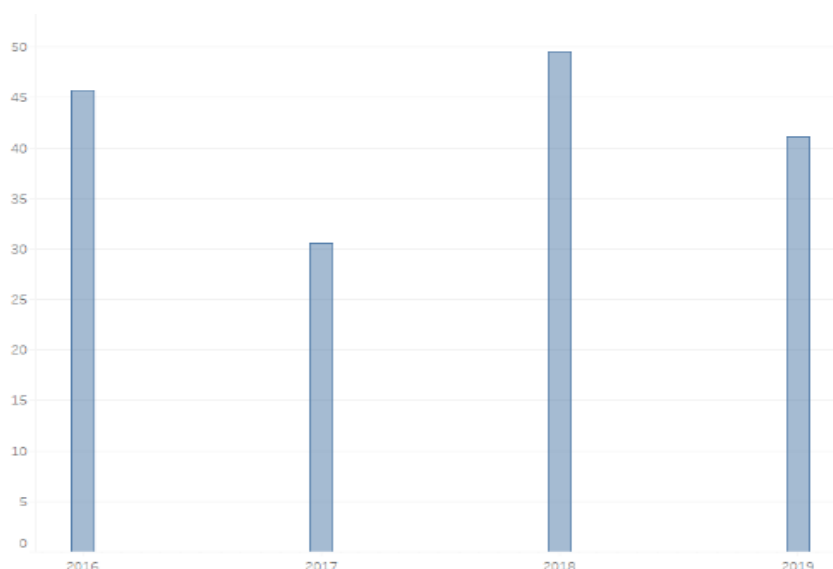


Fonte: ONS, 2020⁹.

⁹ Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>

Vale destacar que, segundo dados da figura 21, os anos de 2016 e 2018 tiveram valores de ENA armazenável em relação à MLT melhores que o ano de 2019. A partir disso, pode-se concluir que a possibilidade de se armazenar água nos reservatórios devido a disponibilidade hídrica dos anos de 2016 e 2018 eram maiores que a do ano de 2019. Porém, o ano de 2019 supera em mais de 20 pontos percentuais a energia armazenada do ano de 2016 e em mais de 15 pontos percentuais a energia armazenada de 2018.

Figura 21 - ENA Armazenável em relação à MLT

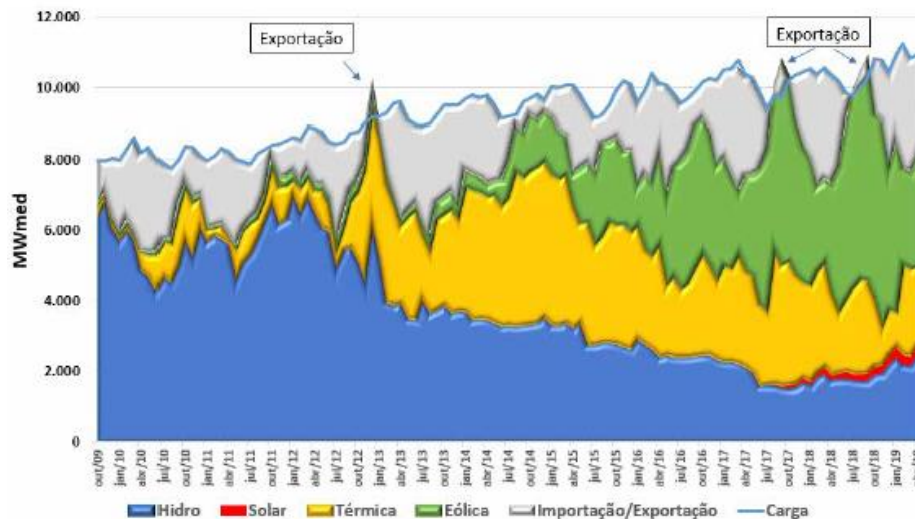


Fonte: ONS, 2020¹⁰

Concluindo a análise da complementariedade da geração eólica, a figura 22 demonstra o balanço energético da região Nordeste, destacando a forte influência dessa fonte no balanço total do subsistema. Percebesse que a geração hídrica passou a ter menos influência e, conforme dados da análise do sumário do PEN 2019, a geração eólica passou a ser fundamental para a manutenção dos estoques de energia armazenada nas UHE's.

¹⁰ Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>

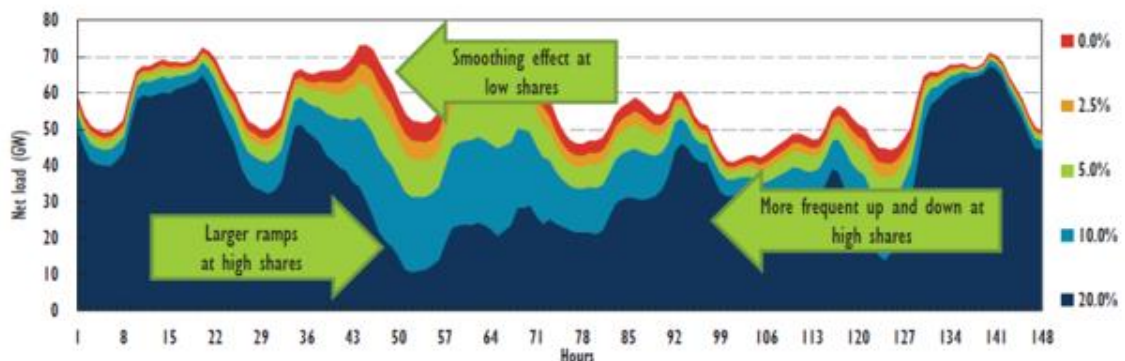
Figura 22 - Balanço Energético do Nordeste



Fonte: PEN 2019 (ONS, 2020). [20]

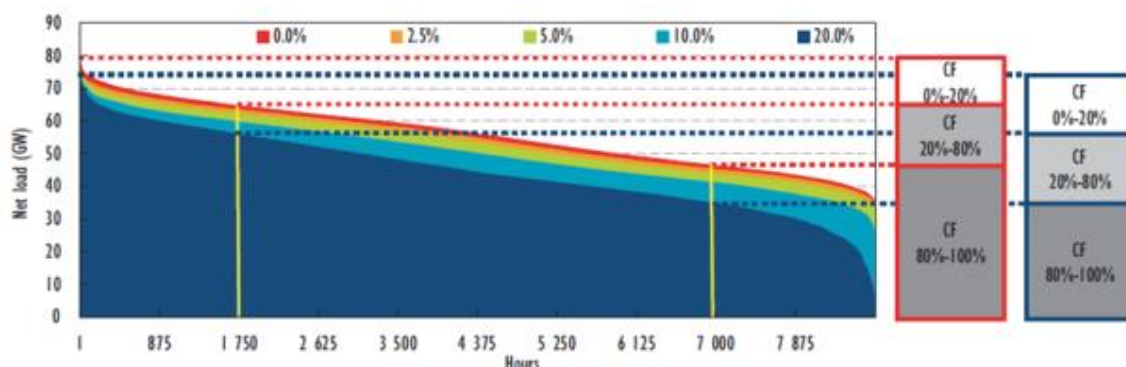
Segundo Romeiro (2016) [21], os possíveis cenários da expansão de fontes de energia renováveis intermitentes no país podem ser descritos de acordo com as figuras 23 e 24. A figura 23 diz respeito ao *efeito de equilíbrio* onde o despacho da geração controlável atende as variações de demanda de fontes intermitentes, requerendo maior flexibilidade na operação individual das usinas. Já na figura 24, o *efeito de equilíbrio* exige que o parque gerador residual se adeque as gerações intermitentes exigindo dele maior flexibilidade na introdução dessas usinas à capacidade total instalada do país.

Figura 23 - Efeito de Equilíbrio



Fonte: IEA (2014). [21]

Figura 24 - Efeito utilização



Fonte: IEA (2014). [21]

A ANACE, Associação Nacional dos Consumidores de Energia, em uma publicação de 28 de abril de 2017, destaca que a implantação de fontes intermitentes, apesar de benéficas ao meio ambiente podem acarretar em custo proporcionados pelo déficit de demanda instantânea maiores que o custo nulo proporcionado pela geração dessas fontes, por meio de compensação não programada de geração para atendimento da carga [22].

Em suma, os efeitos da utilização de fontes alternativas, eólicas e solares, na operação do sistema cria uma necessidade de atualização do modo operante atual do ONS para tratar dos aspectos proporcionados pela expansão dessas fontes. Atualmente o modelo de despacho considera uma simulação hidrotérmica, porém com a entrada dessas fontes, conforme a figura 16 demonstrou, a participação delas será quase o dobro da geração térmica, levando assim a necessidade imediata de atualização nas regras de operação para um fornecimento mais seguro ao consumidor.

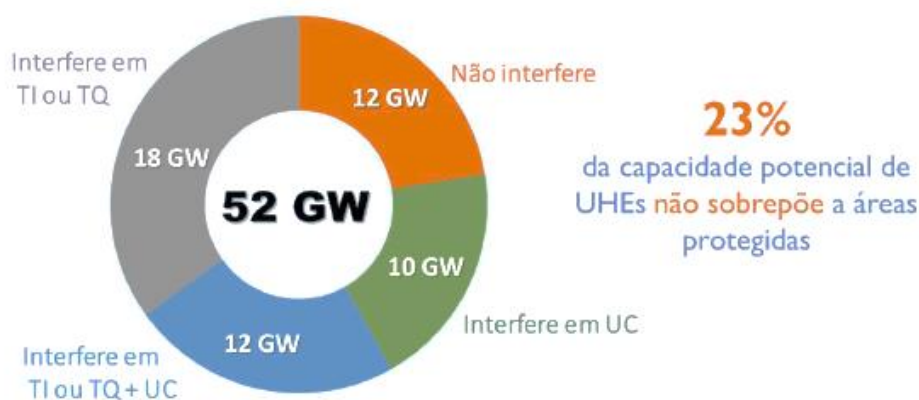
3.2 Análise Socioambiental da Expansão da Matriz Elétrica Brasileira

Segundo dados do PDE 2029, no capítulo referente a análise socioambiental da expansão [18], está descrito que o objetivo do país na expansão da matriz elétrica é sustentar a participação de fontes renováveis mantendo à proporção que temos, e expandir a matriz com fontes de energia menos nocivas ao meio ambiente e à possíveis impactos sociais na implantação de projetos.

Sobre as fontes hídricas, apesar de possuírem características renováveis e com potencial considerável para sua expansão disponível no país, nota-se que há uma redução gradual na expansão dessa fonte. Grande parte dessa redução é devido aos impactos socioambientais proporcionados pela execução de UHE's, essas que, segundo a figura 25 indicada abaixo, do capítulo de Análise Socio Ambiental do PDE 2029, apresenta 77% do seu potencial de expansão localizado em áreas protegidas, como UC's¹¹, Terras Indígenas (TI) e Comunidades Quilombolas (TQ).

Figura 25 - Interferência do Potencial Hidrelétrico no Brasil

Potencial hidrelétrico e interferência em áreas protegidas



Fonte: PDE 2029 (EPE, 2019)

Para mitigar os impactos ambientais proporcionados por fontes hídricas e ainda promover a expansão da matriz com fontes renováveis no país, o governo incentivou a expansão de fontes alternativas que por serem menos nocivas ao meio ambiente que as UHE's.

No capítulo da análise socioambiental da expansão do PDE 2029 foram destacados alguns itens importantes para análise durante a implantação de cada projeto por região do país, sendo esses: Fauna; Organização Territorial; Paisagem; Povos e terras indígenas; Comunidade Quilombolas; Recursos Hídricos; Qualidade do ar; Resíduos; Unidades de Conservação; e Vegetação Nativa.

Dos itens acima, para a expansão das fontes alternativas, destacam-se os impactos sobre a expansão das eólicas proporcionados à Fauna, Organização

¹¹ UC – Unidade de Conservação, são espaços territoriais com objetivos de conservação da natureza.

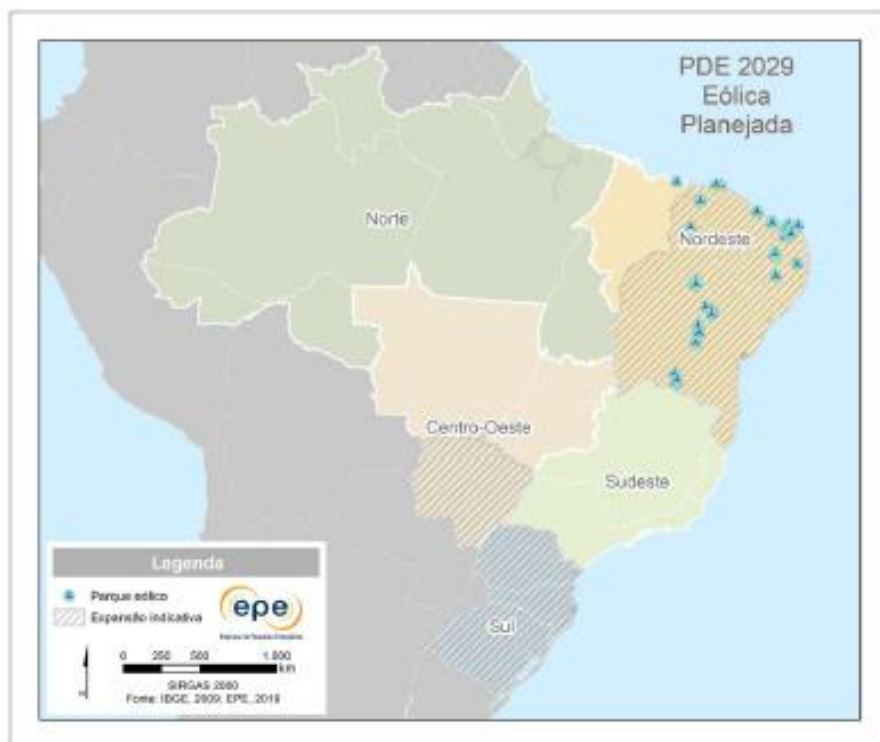
Territorial, Paisagem e Vegetação Nativa na região Nordeste do país e apenas à Fauna na região Sul. No caso das fontes solares, só a destaque aos impactos da expansão dessas fontes na região Nordeste sobre a Vegetação Nativa.

Utilizada como bibliografia na análise do PDE 2029, a EPE montou uma Nota Técnica [23] para melhor explicar a análise socioambiental da expansão de cada fonte, montando um resumo dos EIA/RIMA's da expansão desses projetos. Abaixo destacarei os principais pontos que a nota técnica faz referência a expansão das fontes eólicas e solares, com comentários das associações ABSOLAR e ABEEólica sobre esses impactos.

3.2.1 Fontes Eólicas

No horizonte de expansão do PDE as fontes eólicas representam uma inserção de 24.438 MW de potência instalada no sistema, sendo que desses 3.438 MW estão contratados e localizados no Nordeste. O restante representa uma expansão indicativa dessa fonte, localizada nas regiões Nordeste e Sul. A figura 26 exibe o mapeamento da expansão contratada dessa fonte.

Figura 26 - Mapeamento da expansão de projetos eólicos



Fonte: Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2029 (EPE, 2019).

Os principais impactos proporcionados por esse tipo de fonte durante a implantação e execução dos projetos estão normatizados pela Conama nº462/2014, conferindo maior previsibilidade ao licenciamento ambiental de empreendimentos.

Conforme mencionado, em relação à fauna a principal preocupação para a expansão das eólicas, conforme a nota técnica do PDE 2029, se concentra na região Nordeste devido a carência de dados de distribuição e ocorrência de morcegos e aves. No Rio Grande do Sul pela portaria FEPAM nº 118/2014, institucionalizou-se o uso do zoneamento para definir as áreas onde o licenciamento de projetos eólicos deve ser feito por meio de EIA/RIMA ou RAS. Como medidas para mitigação desse impacto estão associados à implantação desses projetos a instalação de radares para identificação de bandos de aves migratórias, a parada programada de aerogeradores e o uso de ultrassom para afastar morcegos.

Impactos relacionados à paisagem estão concentrados na região Nordeste devidos os projetos implantados próximos à região litorânea, pois essas áreas são destacadas pela notável beleza cênica das praias. As praias com maior impacto estão localizadas nos estados do Maranhão e Ceará. Em relação à supressão da vegetação nativa, a abertura de acessos entre os aerogeradores durante a fase de instalação ocasiona interferências diretas sobre os tipos vegetacionais da região, em predominância à vegetação xerófila da caatinga, mas também encontrados em locais com presenças de dunas e restingas, como as costeiras do estado do Maranhão, Ceará e Rio Grande do Norte, e também vale destacar a expansão em áreas de vegetação da Mata Atlântica. Para ambos os aspectos, convém destacar o surgimento de iniciativas governamentais relacionadas à gestão territorial limitando o tamanho dos projetos e restringindo áreas de impacto. À exemplo temos a Lei Municipal nº 255/2014, no município de São Miguel do Gostoso, que limita em 2 km a partir da linha preamar a distância para implantação aerogeradores e outras estruturas com altura superior à 50 metros.

Sobre os impactos sociais e econômicos desses projetos, alguns estudos apontam relatos de pescadores artesanais que tiveram as atividades prejudicadas em decorrência da restrição aos acessos tradicionais que os esses tinham para ir as praias. Outros estudos apontam que lagoas por terem sido parcialmente aterradas, deixaram de ser os locais de preferência dos pescadores nos meses de em que a pescaria em alto mar não pode ser realizada. O grande problema desses impactos é

a possível criação de conflitos com os moradores da região, esses que se tornam futuros desafios políticos para a implantação de parques eólicos. Por esses motivos que o tema organização territorial é um tema muito relevante e tratado nos assuntos de expansão dessas fontes.

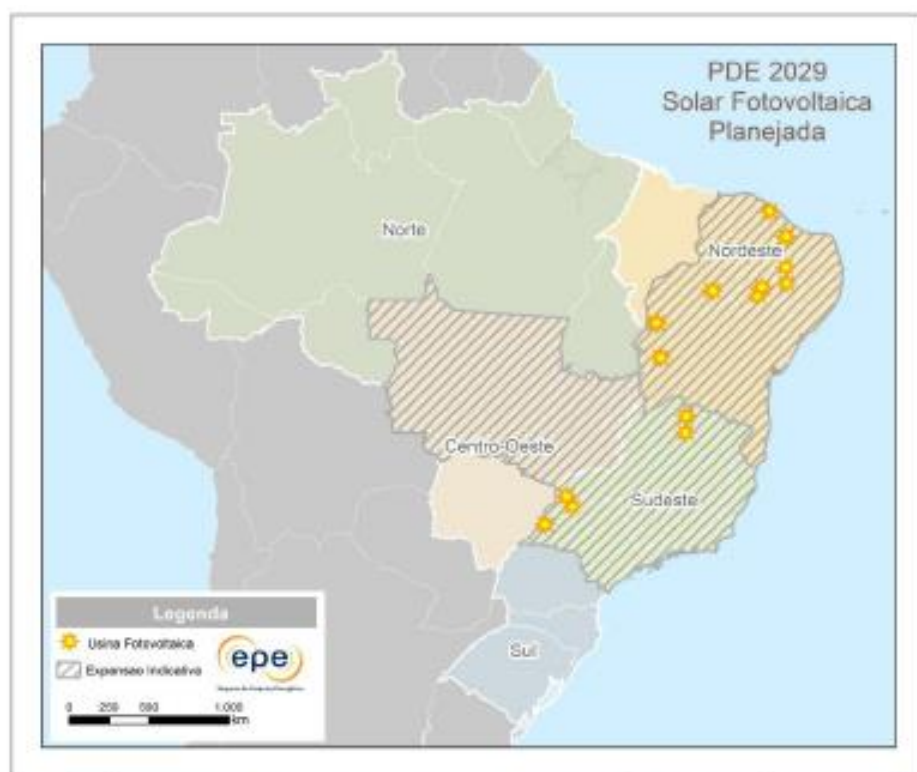
Empreendedores tem desenvolvido ações de responsabilidade social corporativa nessas áreas de implantação dos projetos levando benefícios às comunidades. O financiamento desses projetos pelo BNDES possibilita o acesso dos empreendedores à recursos de crédito utilizados por políticas públicas com o intuito de desenvolver projetos sustentáveis, gerar empregos, saúde e educação para as comunidades nas regiões de maior impacto.

Segundo a ABDI (Agencia Brasileira de Desenvolvimento Industrial) [24], estima-se que projetos de parques eólicos poderão gerar 200 mil empregos novos no Brasil até 2026 (dados de 22 de fevereiro de 2018), sendo que em 2016 o número de empregos diretos no setor já ultrapassava a marca de 150 mil, e conforme dados da ABEEólica, para cada megawatt instalado, 15 empregos diretos e indiretos são criados. O presidente da ABDI, Guto Ferreira também cita que cadeia produtiva na geração eólica é grande destacando que existem 5 fases principais e que para cada uma delas são necessários ao menos 11 tipos de profissionais.

3.2.2 Fontes Solares

As fontes solares irão liderar a expansão das fontes renováveis no mundo, com uma expansão aproximada de 580 GW (IEA, 2018 [23]). No PDE 2029 [18] está prevista a expansão de 8.442 MW de potência dessa fonte, sendo desses 80% no subsistema Nordeste e 20% no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. A figura 27 demonstra em mapa a localização da expansão dessas fontes.

Figura 27 - Mapeamento da expansão de projetos solares



Nota: Devido à escala do mapa, os pontos em cor amarela podem representar mais de um empreendimento fotovoltaico.

Fonte: Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2029 (EPE, 2019).

A implantação desses projetos atinge principalmente cidades de pequeno porte, afastadas de centros urbanos ou em meio rural. A média da população onde esses projetos serão instalados é de cerca de 36 mil habitantes (IBGE, 2019 [23]).

Alguns projetos relacionados a esse tipo de fonte estão associados à outras usinas, chamado de hibridização entre fontes, com o intuito de mesclar as curvas de geração a curva de geração de fontes eólicas, hídricas, térmicas e outras fontes. Esse tipo de projeto otimiza a geração da usina, pois a geração solar é complementar a quase todas as fontes, por ter a geração nos picos de consumo do sistema, além de ser um projeto logisticamente simples, compacto e adaptável.

Dentre os impactos proporcionados pela instalação dessa fonte, o PDE 2029, dá maior foco ao desmatamento da vegetação nativa, em destaque a sobreposição da de biomas na caatinga no Nordeste, por esses estarem 46% desmatados sendo um dos ecossistemas menos protegidos do país.

Outro ponto importante mencionado na nota técnica da Análise Socioambiental das Fontes (EPE, 2019 [23]), é o consumo de água nas plantas solares, que por estarem situadas em locais no semiárido nordestino, onde o acesso à água é restrito,



o consumo de água para a limpeza e preservação das placas é um aspecto muito importante sendo necessário o desenvolvimento de tecnologias e processos que possam minimizar ou zerar essa necessidade.

O descarte dos painéis e demais componentes das plantas desse tipo de fonte, é outro desafio para o Brasil, mesmo sendo esse um problema para daqui ao menos 30 anos. Por meio da Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) a responsabilidade compartilhada pelo descarte desse tipo de produto ao meio é ressaltada, porém o país ainda é carente de infraestrutura para enfrentar esse problema. Na Europa a empresa VEOLIA, da França, anuncia uma taxa de 95% de reciclagem dos painéis.

O enfrentamento da crise proporcionado pelo coronavírus tem deixado inúmeros desempregados no país tendo um grande impacto sobre o desenvolvimento econômico. A geração solar em meio a esse cenário se mostrou uma oportunidade muito interessante aos empreendedores, por oferecerem taxas de desconto muito atrativas frente as tarifas homologadas pela ANEEL, que com a crise tendem a aumentar em torno de 6% a 7% na revisão tarifária extraordinária que ocorrerá em julho de 2020 (Canal Energia, 2020) [25], e para os desempregados por ter um mercado em desenvolvimento impulsionado pela possibilidade de desconto frente a crise no país. Estudos do IRENA apontam que a cada MW instalado no país para esse segmento, entre 25 e 30 novos empregos são gerados (ABSOLAR, 2020 [26]).

A tabela abaixo mostra os indicadores socioambientais da expansão fotovoltaica de acordo com a Análise Socioambiental das fontes energéticas do PDE 2029.

Tabela 5 - Indicadores Socioambientais da Expansão Solar no Brasil

	INDICADORES AMBIENTAIS	
	Área das plantas fotovoltaicas por potência instalada (km ² /MW)	0,03 ¹
	Área das plantas fotovoltaicas (km ²)	251
	INDICADORES SOCIOECONÔMICOS	
	Empregos diretos gerados no pico das obras ²	23 mil

Nota: (1). Valor aproximado. (2). São considerados apenas os empregos diretos gerados no período de pico das obras.

Fonte: Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2029 (EPE, 2019).

4 SIMULAÇÃO DA EXPANSÃO ELETRO ENERGÉTICA DO PDE 2029

Este capítulo abordará uma comparação entre os resultados obtidos pela simulação do modelo matemático NEWAVE do deck original do PDE 2029 com outra simulação utilizando como base o mesmo deck, porém substituindo a geração das usinas intermitentes e provenientes de empreendimentos fora dos programas PROINFA, Energia de Reserva e Leilão de Fontes Alternativas proporcionalmente por outras usinas, consideradas na expansão contratada até 2023. O objetivo dessa análise é reavaliar a expansão energética do sistema desconsiderando as usinas provenientes de projetos privados, para obtermos uma amostra dos impactos causados pela inserção das fontes intermitentes no mercado brasileiro na operação e no custo do sistema.

4.1 Dados de Entrada do Modelo NEWAVE

Com os dados obtidos nos primeiros capítulos do trabalho, levaremos em consideração a expansão dos programas PROINFA, Energia de Reserva e Leilão de Fontes Alternativas conforme a tabela abaixo.

Tabela 6 - Expansão proveniente de leilões e PROINFA

Capacidade instalada contratada pelos leilões (MW)				
Fontes	PROINFA	LER	LFA	Total
Eólicas	1422	6017,6	1674,5	9114,1
Solares	0	2652,8	0	2652,8

Fonte: Elaborado pelo autor.

A expansão de empreendimentos conforme a tabela acima é dada em MW de potência, portanto para estimar a geração desses projetos serão utilizados os dados do ONS de geração e capacidade instalada da matriz elétrica em 2019, assim obteremos o valor do fator de capacidade de cada fonte. A tabela abaixo detalha a potência instalada, a geração e o fator de capacidade considerado para cada mês do ano de 2019 e ao final é calculado o fator de capacidade médio considerado para estimar a geração dos projetos provenientes da tabela 6.

Tabela 7 - Cálculo do Fator de Capacidade Médio

Solar				Eólica			
Período	Geração	Capacidade Instalada	Fator de capacidade	Período	Geração	Capacidade Instalada	Fator de capacidade
jan/19	540	1889	28,59%	jan/19	5842	14502	40,28%
fev/19	486	1968	24,70%	fev/19	3424	14678	23,33%
mar/19	488	2047	23,84%	mar/19	3562	14813	24,05%
abr/19	484	2057	23,53%	abr/19	3705	14986	24,72%
mai/19	487	2071	23,52%	mai/19	5325	14986	35,53%
jun/19	508	2082	24,40%	jun/19	7336	14986	48,95%
jul/19	534	2084	25,62%	jul/19	7069	14990	47,16%
ago/19	601	2234	26,90%	ago/19	8839	15022	58,84%
set/19	664	2244	29,59%	set/19	8493	15054	56,42%
out/19	683	2244	30,44%	out/19	8343	15126	55,16%
nov/19	669	2430	27,53%	nov/19	7386	15195	48,61%
dez/19	671	2445	27,44%	dez/19	7054	15273	46,19%
FC Médio			26,34%	FC Médio			42,44%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Após os cálculos, os valores do fator de capacidade assumidos para a nova simulação foram 42,44% e 26,34% para usinas eólicas e solares, respectivamente, conforme os dados da tabela 7. Multiplicando esse valor pela capacidade instalada obtemos a geração das fontes que será levada em consideração na simulação da nova expansão, vide a tabela 8.

Tabela 8 - Geração Estimada dos Leilões

Geração Estimada			
Fontes	Potência (MW)	Fator de Capacidade	Geração (MW médios)
Eolicas	9114,1	42,44%	3868,02
Solares	2652,8	26,34%	698,75

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a simulação o valor da geração tem de ser considerado até 2033 (último ano do horizonte de cálculo do modelo), conforme o arquivo *sistema.dat*, para tal considerou-se que os valores obtidos na tabela 8 serão os valores máximos para a média de cada ano da expansão dessas fontes, e o déficit de geração, conforme a tabela 9, será substituído proporcionalmente conforme a expansão contratada até 2023. Vale destacar que a sazonalidade da geração de cada fonte será respeitada conforme os dados originais do arquivo *sistema.dat*.

Tabela 9 - Déficit energético da expansão por fonte

Geração de Usinas Fotovoltaicas					Geração de Usinas Eólicas				
	SE/CO	S	NE	N		SE/CO	S	NE	N
2019	0	0	0	0	2019	0	276	2283	67
2020	0	0	0	0	2020	0	288	2461	71
2021	12	0	28	0	2021	0	293	2545	73
2022	54	0	131	0	2022	0	298	2631	74
2023	60	0	147	0	2023	0	505	4287	95
2024	123	0	333	0	2024	0	728	6096	109
2025	182	0	524	0	2025	0	931	7256	116
2026	238	0	718	0	2026	0	1140	8411	121
2027	292	0	913	0	2027	0	1352	9562	125
2028	346	0	1109	0	2028	0	1568	10712	129
2029	398	0	1307	0	2029	0	1786	11860	132
2030	451	0	1504	0	2030	0	2006	13007	135
2031	502	0	1702	0	2031	0	2227	14152	137
2032	554	0	1901	0	2032	0	2449	15297	139
2033	652	0	2281	0	2033	0	2670	16426	141

Fonte: Elaborado pelo autor.

O déficit existente, conforme a tabela 9, será substituído proporcionalmente à expansão contratada até 2023. Segundo os dados da tabela 10, desconsiderando a expansão das eólicas e solares, temos 11.236 MW de potência instalada contratada até 2023, dessas 4.937 MW de potência hídrica e 6.299 MW de potência térmica, ou seja, 44% de usinas hidráulicas e 56% de usinas térmicas.

Tabela 10 - Expansão contratada até 2023

Tipo	abr/2019		dez/2023		Crescimento abr/19-dez/23	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	109.648	67,3	114.585	64,4	4.937	4,5
Nuclear	1.990	1,2	1.990	1,1	0	0,0
Gás / GNL	12.803	7,9	17.861	10,0	5.058	39,5
Carvão	2.672	1,6	3.017	1,7	345	12,9
Óleo / Diesel	4.614	2,8	4.900	2,8	286	6,2
Biomassa	13.368	8,2	13.781	7,7	413	3,1
Outras ⁽¹⁾	804	0,5	1.000	0,6	196	24,4
Eólica	14.986	9,2	17.281	9,7	2.295	15,3
Solar	2.053	1,3	3.626	2,0	1.573	76,6
Total	162.937	100,0	178.041	100,0	15.104	9,3

Fonte: PEN 2019 (ONS, 2019).

Na nova simulação para a expansão das hidrelétricas, consideraremos essas como PCH's na modelagem, pois no modelo o despacho de usinas hidrelétricas deve acrescentar à simulação novos dados, como a capacidade do reservatório, sazonalidade de ENA dos rios em que essas usinas serão implantadas, fator de capacidade das usinas, entre outros, esses que não serão relevantes nos resultados, pois o principal motivo de se considerar a expansão hídrica é levar em consideração o abatimento da carga mensal com custo zero ao sistema.

Dentro do restante da expansão, 3,1% provém de usinas à biomassa, 2,5% provem de usinas movidas à diesel, 3,7% provem de usinas à carvão, 45,0% de usinas a gás natural e 1,7% de outras usinas. As usinas movidas a biomassa, diesel, carvão e outras fontes, por representarem uma parcela muito pequena se comparadas as térmicas a gás natural e hídricas, serão desconsideradas.

Assim para substituir o déficit considerou-se na nova expansão a seguinte proporção: 49,39% provenientes de usinas hídricas e 50,61% provenientes de térmicas a gás natural. Os dados da tabela 11 demonstram as médias anuais de geração consideradas para cada fonte.

Tabela 11 - Nova expansão por fonte

Geração de Pequenas Centrais Hidrelétricas					Geração de Usinas Térmicas a Gás Natural				
	SE/CO	S	NE	N		SE/CO	S	NE	N
2019	0	136	1128	33	2019	0	140	1155	34
2020	0	142	1215	35	2020	0	146	1245	36
2021	6	145	1271	36	2021	6	148	1302	37
2022	27	147	1364	37	2022	27	151	1398	37
2023	29	249	2190	47	2023	30	255	2244	48
2024	61	360	3175	54	2024	62	369	3254	55
2025	90	460	3842	57	2025	92	471	3937	58
2026	117	563	4508	60	2026	120	577	4620	61
2027	144	668	5174	62	2027	148	684	5302	63
2028	171	774	5839	64	2028	175	794	5983	65
2029	197	882	6503	65	2029	202	904	6664	67
2030	223	991	7167	67	2030	228	1015	7344	68
2031	248	1100	7830	68	2031	254	1127	8024	69
2032	274	1210	8494	69	2032	280	1240	8704	70
2033	322	1319	9239	70	2033	330	1351	9467	71

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na simulação a geração das PCH's entrará no arquivo *sistema.dat* somando a geração da tabela 11 aos dados já existentes no arquivo, levando em consideração a sazonalidade declarada nele.

No caso das usinas térmicas, a simulação é dada pela capacidade instalada da fonte no sistema. Para declararmos a expansão das UTE's a gás natural consideraremos o fator de capacidade como 100%, pois o despacho de usinas térmicas é controlável, assim toda a potência injetada no sistema pode ser utilizada para despacho. Os arquivos modificados para simular essa expansão foram: o *conf.t.dat* que indica as usinas que foram consideradas na expansão juntamente do subsistema que as compõe; o *term.dat*, que indica alguns dados das usinas, sendo eles a potência instalada, a inflexibilidade e restrições operativas delas; e o *expt.dat*, que considera a expansão térmica das usinas, caso haja, na simulação.

Dos dados destacados no arquivo *term.dat* a inflexibilidade das usinas é o que reflete uma geração que não irá compor o preço do CMO. A inflexibilidade é devida as restrições operativas delas, sendo declaradas ao ONS e divulgadas no Planejamento Anual da Operação, conforme a Nota Técnica nº 35 de 2005 da ANEEL a define. Por ser um fator que depende de particularidades de cada planta e por compor apenas os valores de encargos, a inflexibilidade não será considerada na simulação.

O último arquivo que será alterado para a nova expansão é o *clast.dat*, esse apresenta o CVU declarado para cada usina até o décimo quinto ano da expansão. Para simular o CVU das usinas acrescentadas na expansão, foi considerado o CVU das usinas já declaradas no arquivo original e feita uma média simples desses valores. O preço a ser considerado para as usinas a gás natural está declarado conforme a tabela abaixo:

Tabela 12 - CVU declarado das novas usinas em R\$/MWh

ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8
312,54	317,57	316,53	316,67	320,84	326,88	333,63	337,43
ANO 9	ANO 10	ANO 11	ANO 12	ANO 13	ANO 14	ANO 15	
339,81	342,94	344,63	346,74	347,54	351,72	354,05	

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2 Comparação entre os resultados das simulações

Após feitas as modelagens dos dados de ambos os cenários, este capítulo trará uma comparação dos principais dados obtidos para a expansão considerada com deck original do PDE 2029 e com o deck modificado.

Os resultados obtidos pelas simulações trazem os dados por Reservatórios Equivalentes de Energia. Para simplificar o entendimento desses dados, a tabela abaixo resume a qual submercado cada REE representa e qual a numeração de cada um deles nos dados de saída das simulações.

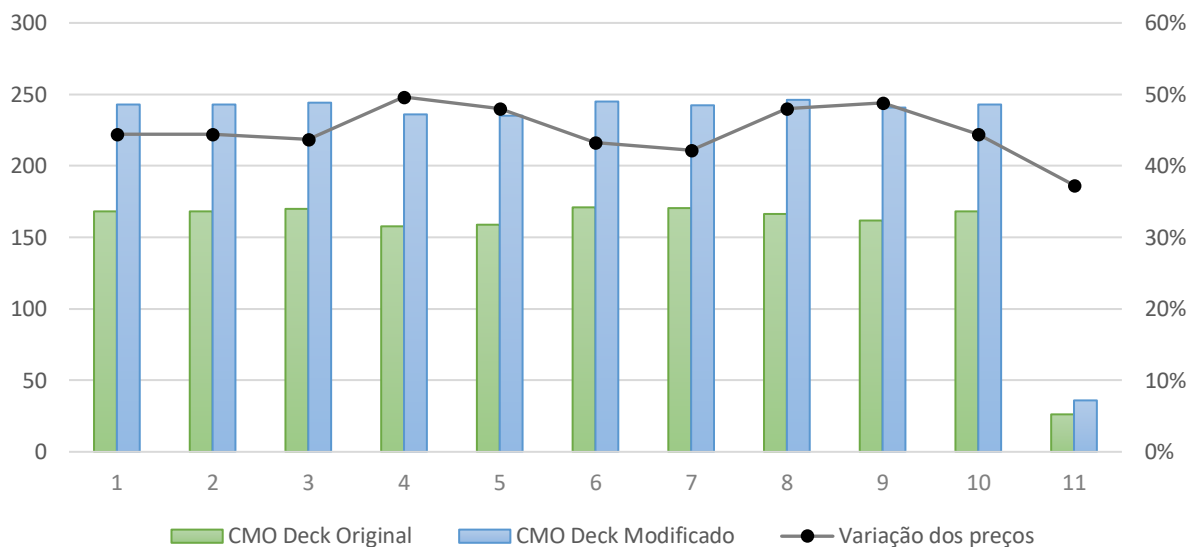
Tabela 13 - Reservatórios Equivalentes e Submercado

	Submercado PDE	Submercado PMO
PARANA	10	1
PARANAPANEMA	10	1
SUDESTE	1	1
SUL	2	2
IGUACU	2	2
NORDESTE	3	3
NORTE	4	4
ITAIPU	5	1
AC RO	6	4
MAN AP BV	7	4
B.MONTE	8	4
T. PIRES	9	1
TAPAJOS	11	1

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dados obtidos do CMO após a simulação da expansão trouxeram a conclusão de que a nova expansão elevaria em média 42% o CMO no SIN. A figura 28 indica a média por REE do CMO para cada simulação e a variação entre eles.

Figura 28 - Comparação entre os CMO's médios das simulações original e modificada

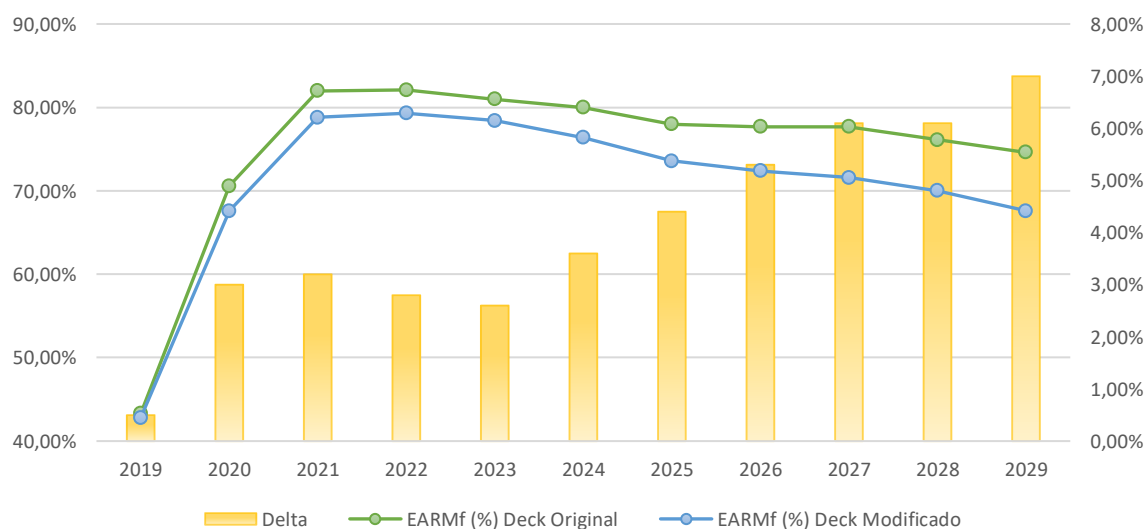


Fonte: Elaborado pelo autor.

Com isso concluiu-se inicialmente que a expansão eólica e solar no país influenciou a queda dos preços do PLD, esse que é a base da especulação dos preços de fornecimento de energia no curto, médio e longo prazo, influenciando diretamente o mercado atacadista. Outro ponto importante é a queda do volume financeiro da liquidação no mercado de curto prazo, reduzido pela queda no valor do PLD.

O segundo dado a ser analisado é a capacidade dos reservatórios no SIN, indicados conforme a figura 29.

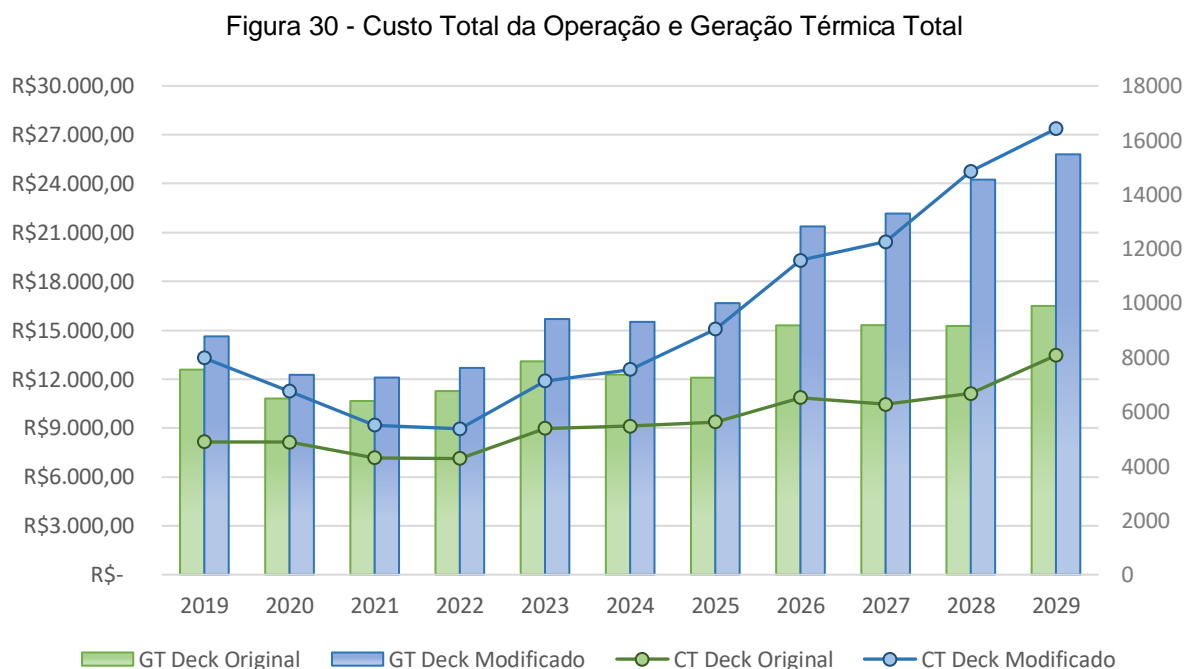
Figura 29 - Diferença entre os níveis dos reservatórios



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com os dados da figura 29, concluiu-se que os reservatórios terão mais capacidade armazenada com a implantação de projetos de fontes eólicas e solares no sistema, no ano 2029 as simulações consideram que os reservatórios de energia teriam 7% a mais de disponibilidade com as fontes intermitentes instaladas no sistema, pois devido ao custo variável de despacho dessas usinas ser nulo o operador prioriza a utilização dessas fontes na operação, com isso as usinas hidrelétricas são menos exigidas e o nível do armazenamento delas tende a aumentar.

Outro resultado importante analisado após a simulação é o despacho das usinas térmicas e o custo total da operação, indicados conforme a figura 30.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados exibidos na figura 30, demonstram que os impactos proporcionados pela troca das eólicas e solares na operação do sistema acarretaram um aumento nos custos totais operativos no sistema de aproximadamente R\$ 70 bilhões de reais no horizonte de 2019 a 2029, esse custo representa um aumento de aproximadamente 170% em relação ao custo do deck original e o despacho de termelétricas também apresentou um aumento, de aproximadamente 29 GWh a mais que o despacho considerado com o deck original do PDE 2029.

O aumento no custo total da operação representa mais encargos que seriam repassados aos consumidores finais do SIN pois eles representam uma parcela do

custo unitário das tarifas homologadas pela ANEEL para o mercado cativo e o despacho de usinas térmicas representa a emissão de mais poluentes na atmosfera.

Outro dado importante a se analisar é o risco de déficit do sistema, que segundo a REN nº 1 de 2004 parametriza, o risco máximo de déficit do país não poderia ultrapassar 5% na simulação do modelo para o estudo de expansão do decênio. Nos resultados obtidos pela simulação do deck original do PDE 2029 e pela simulação modificada nenhum submercado apresentou o risco de déficit do decênio maior que 5%.

5 MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A diversificação da expansão no Brasil, relacionada principalmente às fontes renováveis solares e eólicas, proporcionaram a necessidade do SEB de associar os aspectos relativos às novas fontes ao regulatório do país. As regras que regem o atual arcabouço regulatório em breve ficarão defasadas a real necessidade do país de fornecer energia a todos os consumidores com segurança, qualidade e eficiência (Grupo de Trabalho de Modernização, 2019 [27]).

A Consulta Pública (CP) 33 do Ministério de Minas e Energia (MME), aberta em 2017, tinha como objetivo principal a expansão do mercado livre de energia e a atualização do setor elétrico considerando os agentes envolvidos (distribuidores, geradores, comercializadores etc.) e a necessidade de criar uma estrutura equilibrada e compatível com essas novas relações. Essa movimentação converge com a atualização das resoluções normativas (REN) 482/2012 pela REN 687/2015, que visa a revisar as regras de compensação de energia pelas fontes de geração distribuída no Brasil dada sua expansão no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Após a CP 33, em 29 de outubro de 2019, o MME instituiu o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico pela Portaria nº 403. O objetivo do comitê é viabilizar a efetiva execução dos itens descritos na portaria nº 187 de 4 de abril de 2019, que menciona 8 diretrizes para a modernização do setor.

Tanto a consulta, quanto as resoluções e as portarias foram elaboradas considerando seus possíveis efeitos sobre agentes vinculados à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), consumidores e investidores, além de visar a atualizar o mercado e o setor no que diz respeito, entre os outros aspectos, à forma como as operações de energia se estabelecem, aos riscos envolvidos nelas e aos benefícios repassados aos agentes; sem que isso prejudique, no entanto, os contratos que foram legados antes dessas propostas.

Abaixo serão descritos os principais itens da modernização que impactam a expansão de projetos solares e eólicos, são eles: Formação de Preços (mais especificamente o PLD Horário), Separação de Lastro e Energia, Critérios de Suprimento e a Racionalização de Encargos e Subsídios, com foco no termino de subsídios às fontes incentivadas e a revisão da REN 482/2012.

5.1 Formação de Preços – Preço de Liquidação das Diferenças

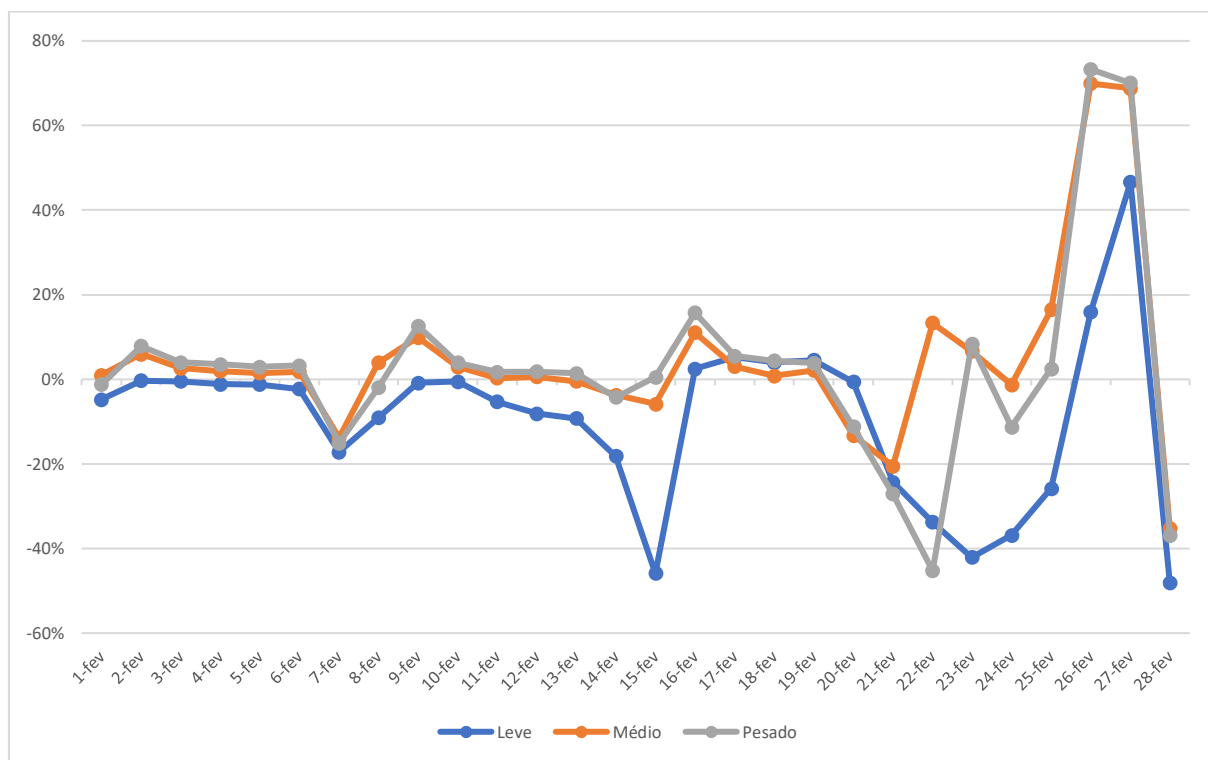
Uma das propostas da CP 33 para modernização do setor é o PLD horário, que segundo o Grupo Técnico de Modernização do Setor Elétrico, instituído para viabilizar as propostas dessa consulta, possibilita uma resposta mais eficiente de todos os agentes (inclusive do Operador Nacional do Sistema) e traz maior aderência entre a operação do sistema e os preços de mercado. A operação com base horária necessitará da utilização de um novo modelo estatístico, denominado DESSEM, esse que possui o horizonte de 14 dias e calcula o valor do CMO em base horária. A implantação desse modelo no setor elétrico é o instrumento inicial para implantação de outras propostas da CP 33 e está programada para entrar em operação a partir de janeiro de 2021.

Tendo em vista que a operação das fontes intermitentes altera substancialmente a operação do SIN, no que diz respeito ao despacho hidrotérmico otimizado, a necessidade da implantação de um modelo de cálculo que mensure em tempo real com maior precisão os picos de demanda e provisione a geração dessas fontes é essencial para a segurança do sistema. Como consequência da aplicação desse modelo temos primeiramente a precisão do custo de acordo com a demanda, e não mais os patamares de carga, conforme são divulgados atualmente pela CCEE, N. Evelina et. al. 2018 [28].

A CPAMP institucionalmente, pela Resolução 07/2017 do CNPE, deve deliberar sobre quaisquer alterações nos modelos computacionais. Com o intuito de testar a operação antes de sua implantação, o órgão definiu que a CCEE fosse responsável por emitir relatórios da operação com o modelo DESSEM até que o modelo fosse implantado, denominada essa como operação sombra. O cronograma inicial para a implantação do modelo no sistema era dezembro de 2019, porem desde então foram necessárias diversas alterações nos dados de entrada e na base de cálculos do modelo para que recentemente ele fosse aprovado para operação oficial em 2021.

O gráfico abaixo indica os resultados da variação média diária entre os valores da operação sombra feita pela CCEE para a operação feita atualmente com patamares de carga para o mês de fevereiro de 2020. Esse mês foi escolhido por ser o último antes do país sofrer com o impacto do coronavirus.

Figura 31 - Variação Média Diária do PLD Patamares para o PLD Horário



Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisando o gráfico acima, podemos concluir que os preços horários tendem a aumentar nos períodos de pico da demanda de carga do sistema e tendem a diminuir quando a demanda é menos requisitada, ou seja, se compararmos a base horária com os patamares de carga, os valores da base horária são menores na madrugada (das 00:00 às 6:00) e maiores nos picos de carga, que segundo os patamares pesados de carga fica entre 10:00 e 22:00. Retirada a média das variações diárias concluiu-se que o PLD na base horário apresentou em média valores 9,18% menores nos patamares leves de carga e 2,61% maiores nos patamares pesados de carga.

Hoje situadas em sua maioria na região Nordeste, conforme o capítulo da Análise Socioambiental já destacou, as usinas eólicas possuem um perfil de geração onde os picos de sua oferta para o SIN estão nos horários de menor consumo, mais precisamente na madrugada. Segundo dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro que concluem que o regime de ventos na região Nordeste é mais alto nos períodos da madrugada, com a inserção de preços em base horária as usinas eólicas terão uma arrecadação financeira na liquidação das diferenças do MCP mais baixa devido a curva de geração delas ter os picos de oferta pelo regime de ventos nos horários em que o preço da base horária é menor que o aplicado hoje pelos patamares de

carga, sendo assim podemos admitir que do ponto de vista financeiro a atualização dos preços para a base horária prejudicará a receita dos parques eólicos.

No caso das usinas solares, conforme a figura 18 indica no capítulo 3.1, se associarmos a curva de geração à variação média diária percebemos que as curvas estão presentes nos patamares, leve, médio e pesado, com maior presença no patamar pesado. Porém por estarem associadas a um benefício, que calculado no mês de fevereiro de 2020, resulta em valores pouco maiores de 2% que os preços calculados para o PLD por patamares de carga e ainda associando que o maior mercado de atuação dessas usinas está na área de geração distribuída onde o preço do PLD não é atribuído a geração dessas usinas, pode-se concluir que a inserção do PLD horário para as usinas solares não trará benefícios financeiros consideráveis.

Em relação à operação, dentro do modelo DESSEM uma das variáveis de entrada para o cálculo estima uma prévia do potencial eólico de geração dentro do horizonte de planejamento do modelo. Essa base de dados de entrada acabará com a incerteza do curtíssimo prazo na expectativa de geração dessas usinas que atualmente, conforme foi citado no capítulo 3.1, utiliza como base a geração média dos últimos 60 meses de registros do SIN das usinas desse tipo de fonte.

5.2 Critérios de Suprimento

O processo de alteração dos critérios de suprimento já iniciou, sendo o marco inicial a REN nº 29 do CNPE e em seguida a portaria nº 59 de fevereiro de 2020, incrementando alguns critérios à indicação da expansão.

Segundo dados do relatório do GT de Modernização a respeito dos Critérios de Suprimento [29], anteriormente a divulgação da REN nº 29 do CNPE de 2019, a REN nº 1 indicava que o risco máximo de déficit do país não poderia ultrapassar 5% na simulação do modelo para o estudo de expansão do decênio, em cada ano da simulação. Em seguida em julho de 2008, a resolução nº 9, também do CNPE, estabeleceu que para se otimizar o custo da expansão o CMO teria de representar o mesmo valor do CME, assegurando a otimização na expansão e respeitando o limite de risco de déficit.

A partir do PDE 2026, o planejamento da expansão da oferta passou a utilizar um modelo para simulação da expansão chamado Modelo de Decisão do

Investimento (MDI). Esse modelo visa definir a expansão da oferta considerando o crescimento de carga, preços de combustível, entre outros, sendo a indicação da dessa feita a partir de um modelo de decisão e por simulação, como é o caso da aproximação para o cálculo do CME igual ao CMO. Portanto, a partir do momento que o MDI foi instituído, os critérios antes utilizados passaram a ser questionados pela não necessidade de sua utilização dado que o novo modelo já definia a expansão ótima.

Além do questionamento a respeito do custo de expansão, o risco de déficit também passou a ser questionado, devido a não profundidade ao tema que a resolução e as simulações levam em consideração na hora de simular a expansão. Visto que o déficit de energia é um problema sistêmico e instantâneo, os dados dos modelos matemáticos hoje possuem uma profundidade rasa frente ao problema que é estimar esse déficit, dado que as usinas hidrelétricas estão com suas garantias físicas desatualizadas, a expansão do sistema já apresenta mais variáveis a serem consideradas no despacho e o sistema elétrico possui atualmente uma malha de transmissão e distribuição com limites mais complexos.

Levando em considerando o disposto no capítulo 3.1 e as propostas do GT de Modernização, a primeira ação foi tomada pela divulgação da REN nº 29 do CNPE, indicando um risco de déficit para capacidade de potência. A tabela 14 indica os parâmetros de expansão considerados na portaria nº 59 de 20 de fevereiro de 2020.

Tabela 14 – Critérios de Suprimento

Critério Geral de Garantia de Suprimento	Base Temporal
CVaR1%(ENS) £ 5% da demanda anual por energia do SIN	Anual
CVaR10%(CMO) £ 800 R\$/MWh	Mensal
LOLP £ 5%	Anual
CVaR5%(PNS) £ 5% da demanda máxima instantânea do SIN	Mensal

Fonte: MME, 2020.

Os novos parâmetros para expansão da oferta indicados na tabela são: CVaR10% (CMO) para R\$ 800/MWh, LOLP (em inglês *loss of load probability*) que

significa insuficiência da oferta de potência e o CVaR5% (PNS) da demanda máxima instantânea do SIN. O primeiro indica que a condição do CMO de ultrapassar o valor de R\$ 800/MWh na simulação da oferta de expansão não poderá aparecer em mais de 10% dos cenários da expansão para cada mês. O segundo parâmetro indica que o risco anual de déficit de potência não poderá ultrapassar o limite de 5% e o terceiro parâmetro indica que para a simulação da potência mensal o risco de ultrapassagem da demanda máxima não poderá exceder em 5% em mais de 5% dos resultados da simulação.

Com a adoção desses novos critérios o sistema cria carência de capacidade instalada ao mesmo tempo que minimiza a condição de custo total da operação. As usinas eólicas e solares tendem a se beneficiar desse critério, pois como o custo de geração dessas usinas é R\$ 0/ MWh para o sistema, há carência na expansão desse tipo de fonte pelo seu valor econômico em complementariedade a usinas de capacidade instalada e despacho controlado que trazem maior segurança na operação.

5.3 Separação de Lastro e Energia

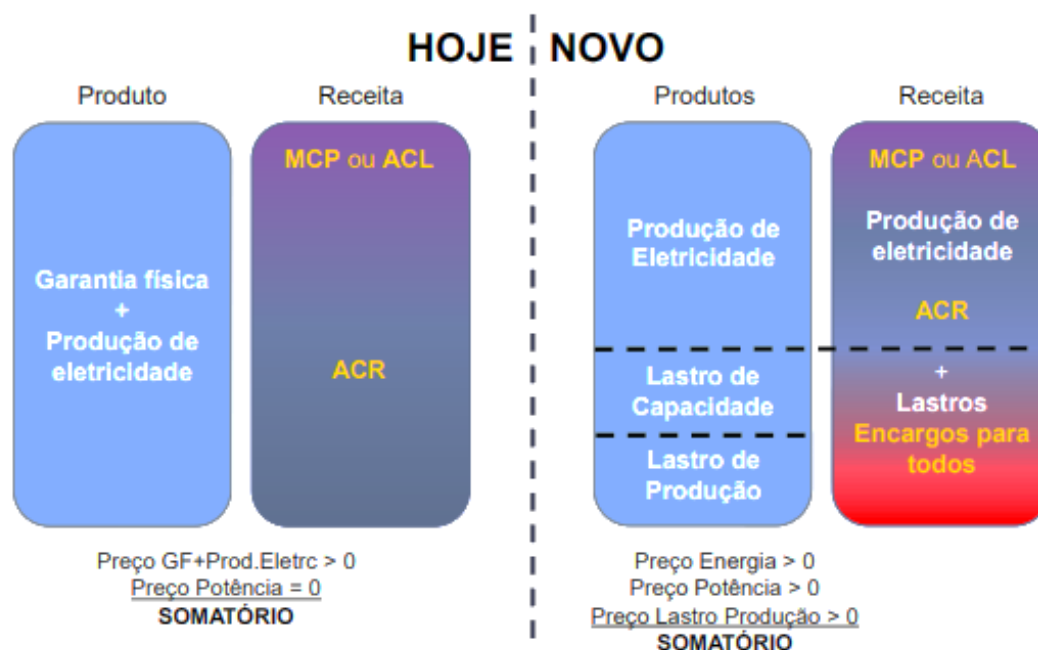
Os contratos legados de venda de energia elétrica no mercado brasileiro entregam aos consumidores medidas de energia e lastro como um único produto, dados em MWh ou similares. Em mercados maduros os contratos de energia entregam apenas quantidades energéticas dadas por valores em MWh, ou similares, e a condição de lastro é separada dessa contratação, pois indica a capacidade de potência que um consumidor tem de adquirir para dar ao sistema a métrica eficiente de segurança no fornecimento (Viana, 2018 [30]).

A separação de lastro e energia é um dos temas mais emblemáticos da modernização do setor elétrico, pois juntamente a sua separação existe a necessidade do SEB de dar continuidade e segurança jurídica aos contratos legados. O objetivo dessa separação é levar aos consumidores condições de se adquirir energia no mercado por escolha própria, atribuindo uma competição entre os fornecedores e levando o mercado a um preço ótimo de fornecimento sem perder a importância da segurança sistêmica de fornecimento de energia, garantindo um valor

monetário de acordo com a segurança energética fornecida por cada tipo de usina ao SIN (Abraceel, 2020) [31].

O mercado de capacidade consistirá inicialmente na alteração dos produtos hoje fornecidos pelo mercado, a figura abaixo ilustra a proposta do GT de Modernização no Workshop de Separação de Lastro e Energia.

Figura 32 – Proposta de novos produtos para a separação de Lastro e Energia



Fonte: MME, 2020¹².

Ao lado esquerdo da figura 29 sinalizam-se os produtos que o mercado SEB atualmente fornece, que são a Garantia Física das usinas e a Produção de Eletricidade. Segundo portaria do MME nº 258, de 28 de julho de 2008, garantia física correspondente à quantidade máxima de energia relativa à usina que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos, em suma a garantia física é o produto que o gerador fornece ao sistema e gera receita ao empreendimento. Com a separação de lastro e energia a garantia física da usina passará a ser medida por um lastro de produção, que indica um valor em MWh, que a usina assegura ao sistema e pode comercializar, e um lastro de

¹² Disponível em: <http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=ad1b7f1c-3e0d-52b1-cd28-5c8724573c55&groupId=36070>

potência, medido em MW, que significa a quantidade de potência que a usina garante ao sistema. Conforme disposto na figura 29, a separação submete aos lastros a receita por meio de encargos e a produção de energia elétrica a comercialização tanto no ambiente regulado quanto no ambiente livre.

O primeiro lastro de potência está programado para acontecer no segundo semestre de 2020, garantindo o suprimento de insuficiência de potência encontrado nos anos de 2024 e 2025 da simulação do deck do PDE 2029 no modelo NEWAVE. [32]

Em relação às fontes eólicas e solares a disponibilidade de lastro de potência dessas usinas é baixa e pode ocasionar na diminuição da receita desses projetos. Porém analisando de forma geral, ao se criar uma receita pela adição de potência ao SIN, as fontes intermitentes que são carentes desse atributo criarão a necessidade de se adaptar aos novos modelos de mercado e essa alteração regulatória poderá viabilizar economicamente o desenvolvimento de novas tecnologias às usinas, como a inserção de bancos de bateria para armazenamento de energia e a hibridização das fontes, criando sistemas conjunturais mais capacitados e heterogêneos para o fornecimento de energia de acordo com a necessidade do sistema.

5.4 Racionalização dos Encargos e Subsídios

Na composição das tarifas homologadas pela ANEEL, levam-se em consideração valores relativos ao custo total do sistema elétrico e o custo da própria energia para geração. Dentro dos fatores que representam o custo de operação, esses valores são divididos e atribuídos ao sistema como encargos do setor elétrico. Dentre os encargos, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é o principal fator, essa que acumula as dívidas de subsídios e programas às fontes incentivadas. Esse encargo representou uma dívida de R\$ 20.208 milhões de reais ao sistema em 2019, aproximadamente R\$ 150 milhões a mais que no ano passado, conforme dados da tabela 13 (MME, 2019 [33]).

Tabela 15 - Orçamento CDE 2018 e 2019

Orçamento da CDE (R\$ milhões)			
Despesas	2018	2019	Variação (%)
Restos a Pagar	1.061	0	-100
Programa Luz para Todos	941	1.078	15
Tarifa Social (Baixa Renda)	2.440	2.380	-2
Carvão Mineral	850	690	-19
CCC	5.849	6.310	8
Descontos na TUSD	8.362	8.528	2
Descontos na TUST	362	914	152
Subvenção a Cooperativas	179	297	66
Custos CCEE	9	11	26
TOTALa	20.053	20.208	1

Obs.: Os descontos na TUSD e TUST correspondem aos descontos à Classe Rural, Água e Saneamento, Fontes Alternativas e Irrigação

Fonte: MME, 2019.

A discussão que compõe a questão da racionalização dos encargos do setor argumenta contra os subsídios às fontes incentivadas, pois segundo dados do Relatório do GT de Modernização sobre Racionalização dos Encargos e Subsídios, essa ajuda financeira aos projetos prejudica a população que não usufrui do benefício por ter de pagar por tarifas mais altas nas contas de energia, descrevendo assim a questão de subsídios cruzados às fontes incentivadas, principalmente as fomentadas pela REN 482/2012 da ANEEL.

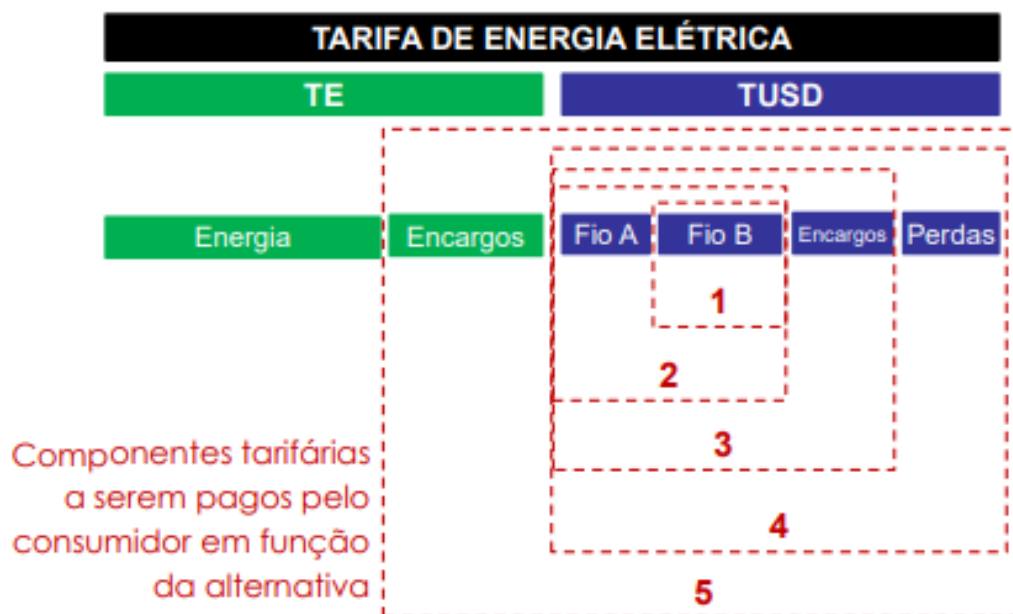
As fontes incentivadas de energia, segundo o relatório do GT de modernização, devem ser extintas já para a próxima outorga, eliminando o desconto proporcionado as tarifas da TUSD e TUST. O fim desse subsídio seria de imediato e não gradual como foi Decreto nº 9.642/2018, que reduziu a zero, de forma gradual em 5 anos, o benefício dessas fontes a alíquotas de vários subsídios.

Outra discussão que influencia as fontes alternativas diz respeito ao término dos subsídios da MMGD. Dentro das CP's 21/2016, 33/2017 e 45/2017, inúmeros argumentos foram contra essas fontes, principalmente no que diz respeito ao subsídio cruzado desse benefício, pois a energia injetada dessa fonte ao prosumidor¹³ é valorada pelo preço da tarifa homologada da ANEEL que considera inúmeros encargos dentro dessa tarifa. Dentre as hipóteses para solucionar a questão dos

¹³ Prosumidor – É o consumidor que se beneficia do uso de GD em sua unidade consumidora.

subsídios cruzados, a figura 33 dispõe das cinco diferentes alternativas que essa alteração regulatória pode ter como resultado.

Figura 33 - Alternativas para a revisão da REN 482/2012



Fonte: Nakano, 2019. [34]

Após a emissão da Análise de Impacto Regulatório, feita pela ANEEL, para mensurar os impactos da MMGD no setor, houve um primeiro afunilamento da decisão entre as alternativas. Inicialmente para a geração junto à carga propôs-se a alternativa 1 e para a geração remota a proposta é de uma alteração gradual para a alternativa 1 e em seguida para a alternativa 3. Adicionalmente à essas propostas, há de se considerar que a transição ocorra dentro do aumento da capacidade instalada no país, sendo para a geração junto a carga a alteração para a alternativa 1 após a instalação de 3,36 GW de potência e para a geração remota a alteração para alternativa 1 após a instalação de 1,25 GW de potência e mais 2,13 GW para alteração da alternativa 1 para a 3 (ABSOLAR, 2019).

6 CONCLUSÃO

No momento em que o mundo vive, impactado pela crise proporcionada pela pandemia, o curso que a sociedade passa a tomar e as diretrizes indicadas pelos países na retomada da economia levam a inclusão de políticas de baixo carbono e a intolerância as atividades que trazem risco ao meio ambiente e ao desenvolvimento social (Canal Energia, 2020 [36]).

Conforme os dados obtidos pela figura 16, no capítulo 3, a expansão das energia renováveis, eólica e solar, no Brasil é a principal tendência na expansão elétrica e, conforme os dados obtidos do capítulo 5, agentes e especialistas do setor já estudam as melhores maneiras para incluir as fontes renováveis no sistema de uma maneira eficiente. A primeira conclusão que o trabalho leva em relação a expansão é que ela é inquestionável do ponto de vista dos agentes ANACE, ABSOLAR, ABEEólica e ABRACEL e dos órgãos CCEE, ONS, ANEEL, CNPE, EPE e MME, dentre os artigos utilizados nesse trabalho tendo como fonte todas essas entidades, não há nenhuma delas contraria a expansão das fontes eólicas e solares.

Do ponto de vista operativo, as usinas eólicas e solares são questionáveis pelos órgão e agentes pelas suas características intermitentes conforme os dados apresentados no capítulo 3, porem conforme a análise levantada no capítulo 4, a substituição de fontes intermitentes por usinas hidrelétricas e térmicas na simulação do modelo NEWAVE trouxeram resultados piores que os obtidos na simulação com os dados originais do PDE 2029, considerando eólicas e solares na expansão. Inicialmente o aumento da capacidade dos reservatórios é um dos fatores que eleva do ponto vista qualitativo a operação. Outro fator indicado no capítulo 3 é a complementariedade à oferta hidráulica das fontes eólicas, que conforme a figura 19 indica, o pico da geração eólica é ofertado nos momentos de escassez hídrica, sendo mais um ponto a agregar à operação. O único fator que é questionável da implantação das fontes intermitentes é a potência agregada ao sistema, conforme indicado no capítulo 4, os dados de risco de déficit estão de acordo com a REN nº 1 de 2004 do CNPE, essa que foi utilizada como parâmetro para definir a expansão do PDE 2029, mas foi alterada recentemente pela REN nº 29 de 2020 do CNPE de acordo com as críticas levantadas no capítulo 5, assim os dados obtidos da análise de risco de déficit

energético do capítulo 4 passam a ser inutilizáveis e tornam o risco proveniente dessas fontes questionável.

Agora do ponto de vista socioambiental do setor, não há argumentos contrários à expansão dessas fontes, no capítulo 3 os dados levantados levaram a conclusão de que sua expansão além de gerar empregos e estimular a atividade econômica do país, tem impactos muito rasos ao meio ambiente, tendo as tratativas do PDE 2029 vindo de acordo a uma expansão sustentável dessas fontes.

Do ponto de vista econômico, seus benefícios foram destacados no capítulo 4, os resultados obtidos pela substituição da expansão dessas fontes por fontes hidrotérmicas elevaram muito o custo operacional. Há de se destacar que a queda nos preços unitários e no custo total operativo ao sistema agrega, do ponto de vista operacional, uma flexibilidade operacional, destacada pelo aumento do nível dos reservatórios e a diminuição dos encargos agrega a queda das tarifas homologadas pela ANEEL, essa que é motivo de estudos do GT de modernização no âmbito de racionalização dos encargos e subsídios.

Do ponto de vista regulatório, o arcabouço atual, descrito no capítulo 2, agregou ao desenvolvimento dessas fontes com subsídios e programas que iniciaram a expansão dessa tecnologia no Brasil, com destaque aos subsídios às fontes incentivadas e a micro e minigeração distribuída. Conforme os dados apresentados na figura 10 e na figura 8, houve um incremento evidente do número de empreendimentos e conexões juntamente da aprovação dos marcos regulatórios de fontes incentivadas e da REN 657/2015. Tendo em vista que ainda há um potencial eólica e solar a ser explorado no país, destacado no capítulo 3, e que a expansão dessas fontes apesar de aumentarem encargos relativos a CDE, conforme o capítulo 5 indica, essas fontes apresentam benefícios econômicos, calculados no capítulo 4, de extrema relevância para o desenvolvimento do sistema e com o termino desses subsídios a expansão eólica e solar poderá sofrer um retrocesso na expansão.

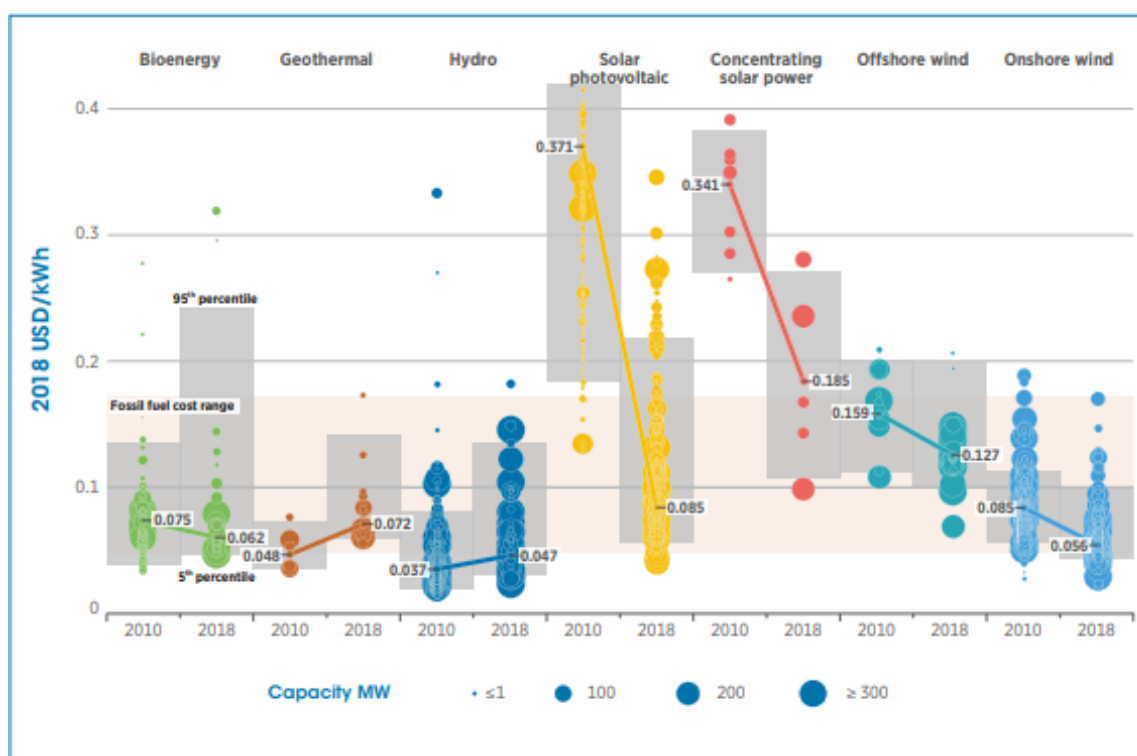
Analisando o futuro da expansão eólica e solar do Brasil, o arcabouço regulatório atual não sustenta a participação dessas fontes, porem a modernização do setor destacada no capítulo 5, tenderá a agrega-las ao sistema sem impactar o cenário operacional atual, porém ainda há de se questionar o investimento de novas plantas com as atualização das novas regras, que do ponto de vista econômico tenderão a ser menos a atrativas.

As fontes eólicas por estarem associadas ao mercado atacadista e terem portfólios de venda de energia em leilões maiores que as fontes solares e associadas a preços de venda mais condizentes com a realidade do custo da energia, tenderão a ser menos impactadas financeiramente que as fontes solares, que estão mais inseridas no mercado cativo e são remuneradas pelas tarifas da ANEEL que já possuem preços mais elevados.

6.1 Recomendações para trabalhos futuros

A expansão das fontes renováveis leva ao desenvolvimento dessa tecnologia no país e influencia a diminuição dos custos de novas plantas e projetos. Conforme a tabela abaixo indica, a energia proveniente de eólicas e solares tem diminuído no mundo inteiro, pelo parâmetro indicado no gráfico em USD/kWh.

Figura 34 - Custos por energia produzida para implantação de uma planta por fonte.



Fonte: IRENA, 2018¹⁴

¹⁴ Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf>

A expansão de fontes alternativas, em destaque às fontes solares, ainda está em crescimento no país e não apresenta alta participação na matriz. Conforme destacado no trabalho o fator que mais propiciou o desenvolvimento dessas fontes no país foram o subsídios, e levando a crer que esses subsídios serão extinguidos, é bem provável que a expansão passe a desacelerar e conseqüentemente fontes como as termelétricas e as hídricas passem a tomar uma parte cada vez maior na participação da matriz elétrica brasileira.

Como sugestão para trabalhos futuros, levanto a ideia de analisar as propostas regulatórias que países com os maiores índices de expansão dessas fontes apresentaram para desenvolverem essas tecnologias no país. Porém, como o trabalho destacou, existem alguns pontos, relativos à operação do sistema, que devem ser considerados nessa análise, levantando as dificuldades que os países tiveram para implantar essas fontes e os diferentes impactos proporcionados pela expansão acelerada de usinas eólicas e solares na matriz.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993. **Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.** Diário Oficial da União, Brasília.

BRASIL. Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. **Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.** Diário Oficial da União, Brasília.

BRASIL. Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1998. **Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.** Diário Oficial da União, Brasília.

BRASIL. Lei 9.648, de 27 de maio de 1998. **Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências..** Diário Oficial da União, Brasília.

Lei nº10.762, de 11 de novembro de 2003. **Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis nos 8.631, de 4 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.** Diário Oficial da União, Brasília.

Lei nº10.848, de 15 de abril de 2004. **Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000,**

10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília.

Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.** Diário Oficial da União, Brasília.

Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. **Regulamenta os arts. 4o e 5o da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.** Diário Oficial da União, Brasília.

Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.** Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasil.

Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. **Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.** Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasil.

[1] LORENZO, H. (2002). **O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e Futuro.** Disponível em: <<https://periodicos.fclar.unesp.br/perspectivas/article/view/406/291>>.

[2] DESTER, M. (2012). **Propostas para a construção da matriz de energia elétrica brasileira com foco na sustentabilidade do processo de expansão da oferta e segurança no suprimento da carga.** Disponível em: <http://taurus.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/264640/1/Dester_Mauricio_D.pdf>.

[3] GANIM, A (2009). **Setor Elétrico Brasileiro. Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis. 2ª edição.**

[4] SAUER, et. al. (2002). **O Racionamento de Energia Elétrica decretado em 2001: Um estudo sobre as causas e as responsabilidades.**

[5]. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2015.** Brasil, 2006.

[6] ANEEL, **Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024.** Disponível em:
<https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>.

[7]. Regras de Comercialização Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, **Preço de Liquidação das Diferenças, Versão 2.0.** Brasil, 2020.

[8]. ONS e MAE ampliam programas computacionais para cálculo do preço e planejamento da operação, **ANEEL**, 26 de abril de 2002, **Disponível em:**
<https://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximize&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fbusca%3Fp_auth%3Dal93ihva%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D1%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_state_rcv%3D1&_101_assetEntryId=14847376&_101_type=content&_101_groupId=656877&_101_urlTitle=ons-e-mae-ampliam-programas-computacionais-para-calculo-do-preco-e-planejamento-da-operacao&inheritRedirect=true>

[9] MOREIRA, J. R. S. (2017). **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.**

[10] MATAI, P. (2019). **Breve histórico da poluição – Alterações Climáticas.**

[11] MATAI, P. (2019). **A composição da atmosfera e os principais poluentes atmosféricos.**

[12] História e origem da Energia Solar. **Portal Solar**, 3 de novembro de 2016. **Disponível em:** <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/historia-origem-da-energia-solar.html>>.

[13] *Global onshore wind installed project costs*. **Our World in Data**, **Disponível em:** <<https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices?time=2000..2016>>.

[14] *Global onshore wind installed project costs*. **Our World in Data**, **Disponível em:** <<https://ourworldindata.org/grapher/onshore-wind-project-costs?time=2000..>>.

[15] Até 2030, fontes de energia limpa devem substituir as fósseis. **Época Negócios**, São Paulo 12 de julho de 2015. **Disponível em:** <<https://epocanegocios.globo.com/Tecnologia/noticia/2019/07/ate-2030-fontes-de-energia-limpa-devem-substituir-fosseis.html>>

[16] Países que mais emitem carbono apresentam metas de redução até 2030. **Agência da Lusa**, Paris, 16 de outubro de 2015. **Disponível em:** <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/internacional/noticia/2015-10/cop21-paises-que-representam-90-das-emissoes-de-co2-entregaram-metas>>

[17] Energia solar lidera expansão da geração renovável no mundo em 2018. **Canal Energia**, 3 de abril de 2019. **Disponível em:** <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53094928/energia-solar-lidera-expansao-da-geracao-renovavel-no-mundo-em-2018>>

[18]. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasil, 2019.

[19] Facto Energy (2018). **Benchmarking Internacional — Expansão da Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis**.

[20] Operado Nacional do Sistema Elétrico. **Plano da Operação Energética 2019-2023**. **Brasil**, **2019**. **Disponível em:**

<http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN_Executivo_2019-2023.pdf>.

[21] ROMEIRO, D. (2016). **As contradições entre a expansão renovável e a flexibilidade térmica no Brasil.** Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2016/04/19/as-contradicoes-entre-a-expansao-renovavel-e-a-flexibilidade-termica-no-brasil/>>.

[22] Desafios da geração de energia intermitente. **ANACE**, 28 de abril de 2017. **Disponível em:** <<http://www.anacebrasil.org.br/noticias/desafios-da-geracao-de-energia-intermitente/>>

[23]. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2029.** Brasil, 2019.

[24] Setor eólico deve gerar 200 mil empregos no Brasil até 2026, diz ABDI (Canal Energia). **ABEEólica**, 22 de fevereiro de 2018. **Disponível em:** <<http://abeeolica.org.br/noticias/setor-eolico-deve-gerar-200-mil-empregos-no-brasil-ate-2026-diz-abdi-canal-energia/>>.

[25] Tarifas devem subir entre 6% e 7% no segundo semestre, calcula Thymos. **Canal Energia**. 8 de julho de 2020. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53139950/tarifas-devem-subir-entre-6-e-7-no-segundo-semester-calcula-thymos>>.

[26] Energia Solar: Mais empregos na recuperação econômica do Brasil. **ABSOLAR**, 01 de junho de 2016. **Disponível em:** <<http://www.absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/energia-solar-mais-empregos-na-recuperacao-economica-do-brasil.html>>.

[27] MME, 2019. **Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36070/525274/Sum%C3%A1rio+Executivo_Rel>

at%C3%B3rio+do+GT+Moderniza%C3%A7%C3%A3o+do+Setor+El%C3%A9trico+-+Sum%C3%A1rio+Executivo_v2.pdf/e55a3634-d0ba-5c1d-0df1-e2411dd92960>.

[28] EVELINA, N, et al (2018). **A Adoção do Preço Horário na Operação do Mercado Brasileiro – Questões e Soluções.** Disponível em: <<http://www.thymosenergia.com.br/wp-content/uploads/2019/09/SEPOPE-SP73.pdf>>.

[29] MME (2019). **Critérios de Garantia de Suprimento – Proposta de Parâmetros,** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=72e74665-07af-1e61-2abe-67462b3abc10&groupId=36208>.

[30] VIANA, A. (2018). **Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil.** Disponível em: <<https://teses.usp.br/teses/disponiveis///3/3143/tde-06042018-082743/pt-br.php>>.

[31] Abraceel e MME analisam reforma do setor e separação lastro e energia. **Abraceel,** 27 de fevereiro de 2020. **Disponível em:** <<https://abraceel.com.br/blog/2020/02/abraceel-mme-analisam-reforma-setor-separacao-lastro-e-energia/>>.

[32] Modernização prioriza separação de lastro e energia; leilão de potência está no radar para 2020. **Canal Energia,** 29 de outubro de 2019. **Disponível em:** <<https://canalenergia.com.br/noticias/53116593/modernizacao-prioriza-separacao-de-lastro-e-energia-leilao-de-potencia-esta-no-radar-para-2020>>.

[33] MME (2019). **Racionalização dos Subsídios e Encargos.** Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/36070/525274/Racionaliza%C3%A7%C3%A3o+de+Encargos+e+Subs%C3%ADdios.pdf/4f90dbb8-de8e-db88-39b8-c5a6809738da#:~:text=O%20Grupo%20Tem%C3%A1tico%20%E2%80%9CRaciona%C3%A7%C3%A3o%20de,diminuir%20as%20tarifas%20pagas%20pelos>>.

[34] NAKANO, A. (2019). **Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <http://alunoweb.nucleoead.net/moodle/pluginfile.php/73930/mod_resource/content/1/Moodle%20-%20PECE-ENERGIA%20SOLAR%20FOTOVOLTAICA%202019%20-%20AULA%201%20revD2.pdf>.

[35] Revisão da REN 482/2012: Proposta da ANEEL precisa melhorar. **ABSOLAR**, 4 de abril de 2019. **Disponível em:** <<http://www.absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/revisao-da-ren-4822012-proposta-da-aneel-precisa-melhorar.html>>.

[36] Como a Modernização do Setor Elétrico pode contribuir com o Brasil pós-pandemia?. **Canal Energia**, 4 de agosto de 2020. **Disponível em:** <<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53142638/como-a-modernizacao-do-setor-eletrico-pode-contribuir-com-o-brasil-pos-pandemia>>