

**PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ENGENHARIA
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**

DANIEL BEGLIOMINI SALLES

**OS IMPACTOS DO PLD HORÁRIO NAS USINAS EÓLICAS DO
NORDESTE BRASILEIRO**

São Paulo

2020

DANIEL BEGLIOMINI SALLES

**OS IMPACTOS DO PLD HORÁRIO NAS USINAS EÓLICAS DO
NORDESTE BRASILEIRO**

Monografia apresentada como exigência para obtenção do Título de Especialista em Energia Renovável, Geração Distribuída e Eficiência Energética, no Programa de Pós-Graduação Lato sensu do Programa de Educação Continuada em Engenharia (PECE), da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Rodrigo Sacchi

São Paulo

2020

AGRADECIMENTO

Aos meus pais e familiares, por todo o carinho e apoio em toda a trajetória da minha vida.

Aos colegas e professores do PECE, por todos os ensinamentos e conhecimentos compartilhados, que sempre me ajudaram e me deram o apoio necessário para a conclusão.

Ao meu orientador, Prof. Rodrigo Sacchi pela orientação em todo o desenvolvimento desse projeto.

*“O crescimento intelectual
deveria começar no nascimento e
terminar somente na morte”*

Einstein Albert

RESUMO

A matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica porém nos últimos anos, as fontes de energia renovável e intermitentes estão em constante crescimento. O crescimento e as mudanças na matriz energética brasileira fizeram-se necessária otimizações nos modelos matemáticos NEWAVE, DECOMP e DESSEM que são utilizados pelo o Operador Nacional do Sistema, ONS, para calcular o menor custo para atender a carga para o país. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE, também utiliza dos mesmos modelos para formação de preço de mercado, em R\$/MWh. Até o momento esse cálculo é feito em base semanal e no final do mês é calculado um preço médio. Com o objetivo de obter uma maior aderência entre a realidade operacional e a formação de preços, está prevista a implementação do Preço de Liquidação das Diferenças com granularidade horária em janeiro de 2021. O trabalho tem como objetivo analisar esse novo método de precificação e os possíveis impactos pra agentes de mercado com perfil gerador eólico no nordeste brasileiro.

Palavras chave: NEWAVE, DECOMP, DESSEM, ONS, CCEE, PLD Horário.

ABSTRACT

The Brazilian energy matrix is predominantly hydraulic, but in recent years, renewable and intermittent sources of energy have been constantly growing. The growth and changes in the Brazilian energy matrix made it necessary to optimize the mathematical models NEWAVE, DECOMP and DESSEM that are used by the National System Operator, ONS, to calculate the lowest cost to meet the load for the country. Electric Energy Trading Chamber, EETC, also uses the same models for market price formation, in R\$/MWh. So far this calculation is done on a weekly basis and at the end of the month an average price is calculated. In order to achieve greater adherence between the operational reality and the formation of prices, the implementation of the Settlement of Differences Price with hourly granularity is scheduled for January 2021. The work aims to analyze this new pricing method and the possible impacts for market agents with a wind generator profile in northeastern Brazil.

Palavras chave: NEWAVE, DECOMP, DESSEM, ONS, CCEE, PLD Horário.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da potência eólica instalada (MW)	14
Figura 2 – Nova capacidade em 2019 por região (%)	15
Figura 3 – Nova capacidade em 2019 dos top 5 mercados (%).....	15
Figura 4 – Contratação Eólica.....	16
Figura 5 – Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s.....	17
Figura 6 – Geração Eólica ao longo de 2019 (MW médio)	18
Figura 7 – Representatividade da Fonte Eólica	19
Figura 8 – Geração por Estado 2019 (MW Médio)	19
Figura 9 – Geração por Estado 2019 (MW Médio)	20
Figura 10 – Capacidade instalada SIN 2019 (GW).....	21
Figura 11 – Capacidade instalada prevista SIN 2024 (GW)	21
Figura 12 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional em Operação – 2019	22
Figura 13 – Instituições do Setor Elétrico Brasileiro	24
Figura 14 – Representação Mercado de Curto Prazo	27
Figura 15 – Representação Temporal do DECOMP.....	31
Figura 16 - Representação horária do PLD Patamar e PLD Sombra: (Jan'19 -Jun'19) NE	34
Figura 17 - Representação horária do PLD Patamar e PLD Sombra: (Jul'19 -Dez'19) NE.....	35
Figura 18 – Média mensal PLD Patamar e PLD Sombra 2019	35
Figura 19 - Representação horária do PLD Patamar e PLD Sombra: (Jan'20 -Jun'20) NE	36
Figura 20 - Representação horária do PLD Patamar vs PLD Sombra: (Jul'20 -Set'20) NE	36
Figura 21 – Média mensal PLD Patamar e PLD Sombra 2020	37
Figura 22 – Perfil de produção horária (Jan'19 – Dez'19)	37
Figura 23 – Perfil de produção mensal (Jan'19 – Dez'19).....	38
Figura 24 – Resultado Financeiro MCP - 100% MCP.....	38
Figura 25 – Resultado Financeiro MCP - Sazonalização flat	39
Figura 26 – Perfil de produção horária (Jan'19 – Dez'19)	40
Figura 27 – Perfil de produção mensal (Jan'19 – Dez'19).....	40

Figura 28 – Resultado Financeiro MCP - 100% MCP	41
Figura 29 – Resultado Financeiro MCP - Sazonalização flat	41
Figura 30 - Resumo Resultado Financeiro - Interior da Bahia.....	42
Figura 31 - Resumo Resultado Financeiro - Litoral Ceará	42

LISTAS DE ABREVEATURAS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MCP	Mercado de Curto Prazo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação
PROINFA	Programa de Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
W	Watt

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	12
1.1.	Contextualização e Motivação	12
1.2.	Objetivos	12
1.3.	Justificativa	13
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	13
2.1.	Energia Eólica.....	13
2.1.1.	Energia Eólica no Mundo	13
2.1.2.	Energia Eólica no Brasil	16
2.1.2.1.	Energia Eólica no Nordeste.....	18
2.2.	Matriz Energética Brasileira	20
3.	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	22
3.1.	Características do SIN	22
3.2.	REFORMA DO SETOR ELÉTRICO.....	23
3.3.	As instituições do Setor Elétrico Brasileiro.....	24
4.	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	26
4.1.	Mercado de Curto Prazo	26
4.2.	PLD	28
4.2.1.	Newave	29
4.2.2.	DECOMP	30
4.2.3.	Dessem.....	31
5.	IMPLEMENTAÇÃO DO PLD HORÁRIO	32
5.1.	Benefícios da Implantação do PLD Horário	33
6.	ANÁLISES	33
6.1.	Comportamento PLD Sombra.....	34
6.2.	Geradores Eólicos	37

6.2.1.	Gerador Eólico Interior da Bahia.....	37
6.2.2.	Gerador Eólico Litoral do Ceará.....	40
6.2.3.	Resumo Resultados Financeiros	42
7.	CONCLUSÃO	43
8.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	44

1. INTRODUÇÃO

1.1. Contextualização e Motivação

A partir de 2004 o setor elétrico Brasileiro passou por algumas mudanças onde a comercialização de energia elétrica no Brasil passou a ser dividida em dois ambientes, Ambiente de Contratação Regulada, o ACR, onde são realizadas negociações através de Leilões entre agentes Geradores e Distribuidoras e o Ambiente de Contratação Livre, o ACL, em que são feitas negociações bilaterais entre os agentes Geradores, Comercializadores e Consumidores.

O órgão responsável pela operacionalização desses contratos é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Além de gerenciar a comercialização de energia elétrica no Brasil, a CCEE também é responsável por determinar o preço da energia elétrica através do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) para o Mercado de Curto Prazo (MCP), que tem como o objetivo valorar as diferenças entre o que foi gerado e o que foi consumido, tais diferenças podem ser tanto positivas quanto negativas.

O cálculo do PLD é feito a partir de modelos computacionais desenvolvidos pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), NEWAVE e DECOMP que utilizam das seguintes variáveis para a formação dos preços: estado atual dos reservatórios, consumo previsto, armazenamento, afluência de chuvas nas áreas de reservatório de hidrelétricas, carga do sistema e disponibilidade de transmissão e geração. Tendo em conta o aumento das fontes intermitentes tornou-se necessário a implementação da precificação em base horária e consequentemente maior precisão dos preços.

1.2. Objetivos

O presente trabalho tem o objetivo de analisar os impactos da implementação do PLD horário para os geradores eólicos do nordeste brasileiro no mercado de curto prazo, a fim da antecipação e preparação para possíveis estratégias de planejamento, operação e comercialização para os geradores de energia eólica no Nordeste brasileiro, vislumbrando a implementação do mesmo em 2021.

1.3. Justificativa

Com a diminuição das fontes de energia elétrica não renováveis como hidrelétricas e térmicas e o aumento da geração de energia elétrica através de fontes renováveis, principalmente as intermitentes, fez-se necessária atualizações na precificação da energia. Por esses e outros motivos descritos no presente trabalho, a precificação em base semanal já não representa o atual cenário da matriz energética Brasileira, portanto tornou-se necessária a implementação da precificação horária.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Energia Eólica

É denominada energia eólica a energia produzida através da energia cinética do deslocamento das massas de ar com velocidades variáveis no tempo e no espaço, provenientes dos efeitos climáticos provenientes do aquecimento da terra, radiação solar, rotação, translação da terra e também pelos efeitos da rugosidade do terreno, obstáculo, gradiente térmicos e outros (MOREIRA, 2018).

Segundo Dutra (2008) apenas aproximadamente 2% da energia solar absorvida pela terra é convertida em energia cinética dos ventos, que apesar de parecer pouco, representa centenas de vezes a potência anual instalada nas centrais elétricas do mundo.

Desde os primórdios da civilização a energia eólica já é utilizada pela humanidade como energia mecânica para veleiros, moinhos de vento, moagem de grãos, bombeamento de água, entre outros. Já a utilização da energia eólica para a geração de energia elétrica, começou no final do século XIX e vem crescendo muito nos últimos anos por conta do avanço da tecnologia, redução dos custos, e os menores impactos ambientais comparado com as fontes de energia convencionais (MOREIRA, 2018).

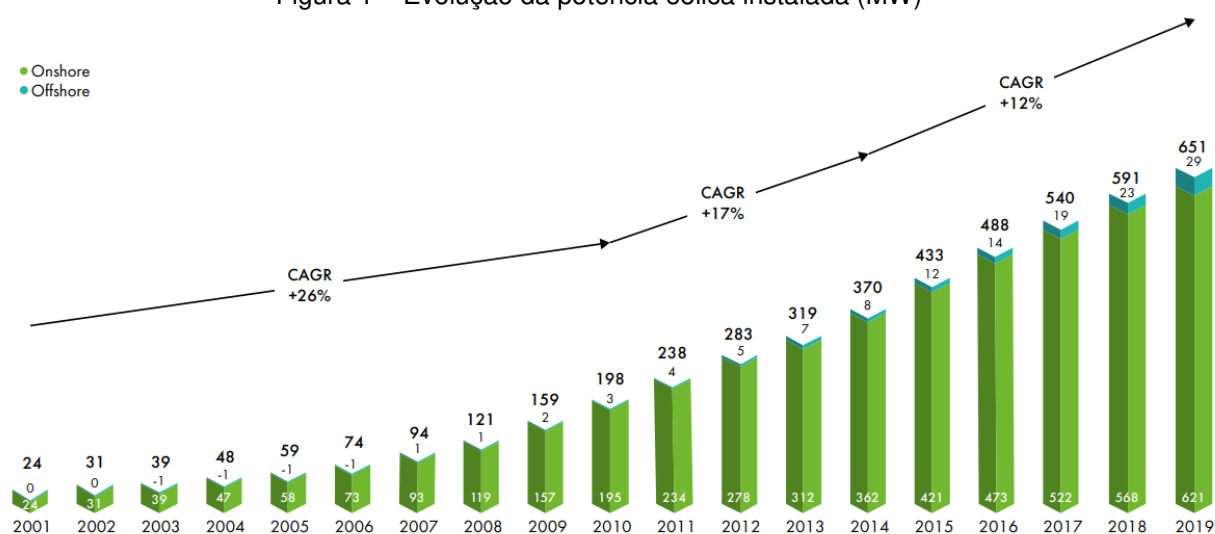
2.1.1. Energia Eólica no Mundo

A independência do petróleo e a atenção às questões ambientais são os principais motivos para o uso de fontes alternativas de energia. Com isso, fontes de

energia renovável como eólica, solar e biocombustíveis vêm ganhando cada vez mais reconhecimento no setor de energia.

Uma das fontes de energia elétrica com maior crescimento no mundo é a energia eólica, apresentando um crescimento exponencial da potência instalada. No ano de 2019, a capacidade instalada total mundial chegou a 651 MW, representando uma taxa de crescimento de 50% em relação a 2015 com apenas 433 MW (GWEC, 2019).

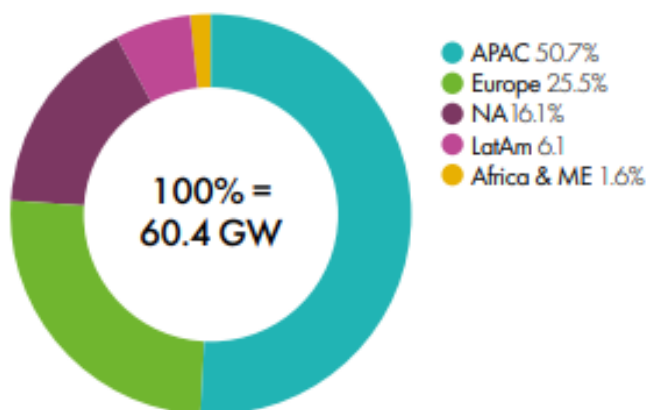
Figura 1 – Evolução da potência eólica instalada (MW)



Fonte: (GWEC, 2019)

Como fonte em desenvolvimento, a energia eólica se destaca principalmente na Ásia que representa 50,7% de toda energia eólica produzida no mundo, seguido da Europa com 25,5%, América do Norte com 16,1%, América Latina com 6,1% e África e Oriente Médio com 1,6% (GWEC, 2019).

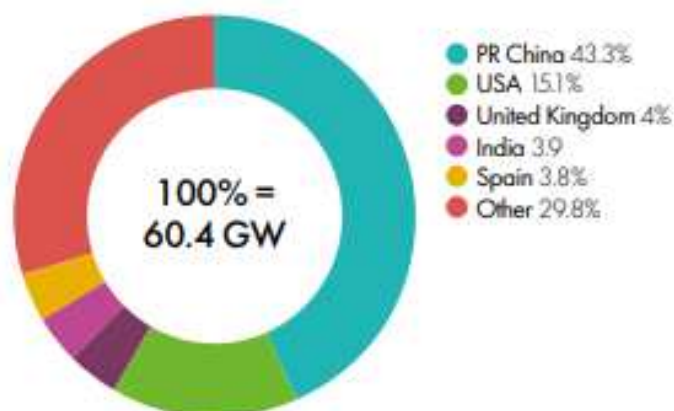
Figura 2 – Nova capacidade em 2019 por região (%)

New capacity 2019 installed by region (%)

Fonte: (GWEC, 2019)

Os cinco maiores mercados do mundo em 2019 para novas instalações foram China, EUA, Reino Unido, Índia e Espanha. Esses cinco mercados juntos perfaziam 70% de a instalação global no ano passado (GWEC 2019).

Figura 3 – Nova capacidade em 2019 dos top 5 mercados (%)

New capacity 2019 and share of top five markets (%)

Fonte: (GWEC, 2019)

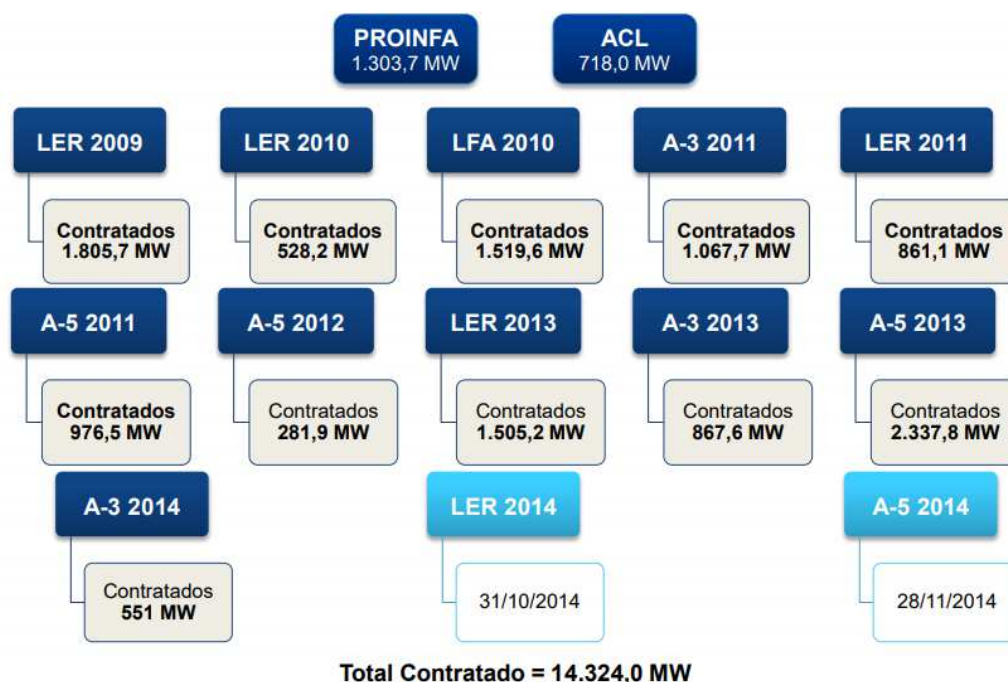
2.1.2. Energia Eólica no Brasil

Com o crescimento econômico do Brasil e o crescimento contínuo da demanda por eletricidade, as mudanças climáticas tornaram a dependência histórica do país em energia hidrelétrica cada vez mais desafiadora, o que levou o governo brasileiro a diversificar sua matriz energética.

O avanço da energia eólica no Brasil se deu após a criação do Programa de Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) dado pela Resolução Aneel n.º 10.438 de 2002, cujo objetivo era aumentar a produção de energia elétrica através das fontes eólica, biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas. O programa teve a participação de 54 empreendimentos eólicos com um total de 1.304 MW (EPE, 2018).

Após novos marcos no setor elétrico como a Lei nº 10.848 de março de 2004, os contratos de energia foram firmados por meio de leilões de energia, sendo que a fonte eólica participou pela primeira vez do leilão de energia alternativa de 2007, mas que não houve demanda. Então a real comercialização da fonte eólica em leilão foi dois anos depois, através do Leilão de Reserva em 2009. Na figura abaixo, podemos observar o total de energia contratada nos leilões a partir de 2009, com um total de 14.324,00 MW contratados (MELO, 2014).

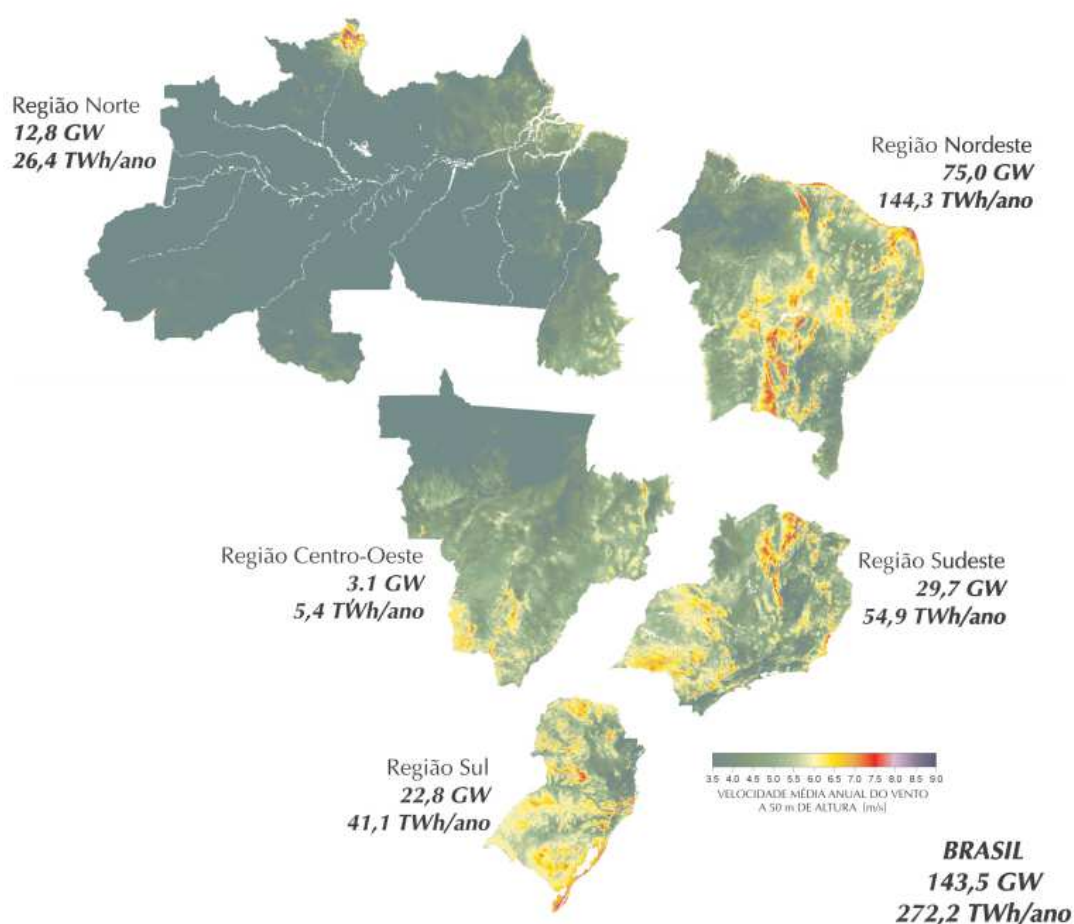
Figura 4 – Contratação Eólica



Fonte: (MELO, 2014)

Segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, desenvolvido em 2001 pelo Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (Cepel), o Brasil apresenta um potencial eólico *onshore* de 143,5 GW. Embora tenha dado uma grande colaboração na época, esta pesquisa está desatualizada porque os resultados publicados são baseados em torres de até 50 metros de altura, hoje a tecnologia permite o uso de torres com mais de 100 metros, há a previsão de que o potencial eólico chegue a 350 GW de potência (MME, 2016)

Figura 5 – Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s



Fonte: (CRESESB, 2001)

Durante o ano de 2019 foram gerados 55,9 TWh de energia eólica, representando 15% acima da geração do ano de 2018. O mês com maior geração média foi em agosto quando atingiu 8.835,2 MW médios (ABEEÓLICA, 2019).

Figura 6 – Geração Eólica ao longo de 2019 (MW médio)



Fonte: (ABEEÓLICA, 2019)

Em 2019, a geração de energia verificada por fontes eólicas representou 9,71% na média do total da energia injetada no SIN. Conforme o perfil de geração eólica onde a geração no segundo semestre tem maior representatividade, a participação da energia eólica aumentou e atingiu seu pico em agosto, respondendo por 14,17% da geração de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) (ABEEÓLICA, 2019).

2.1.2.1. Energia Eólica no Nordeste

A geração de energia eólica no Nordeste tem aumentado significativamente nos últimos anos, em 2019 alcançando 47,13 TWh de energia gerada, 19% superior ao ano de 2018 e representou 86,7% da geração eólica de todo o Brasil, isso acontece pela maior quantidade de projetos eólicos no Nordeste (ABEEÓLICA, 2019).

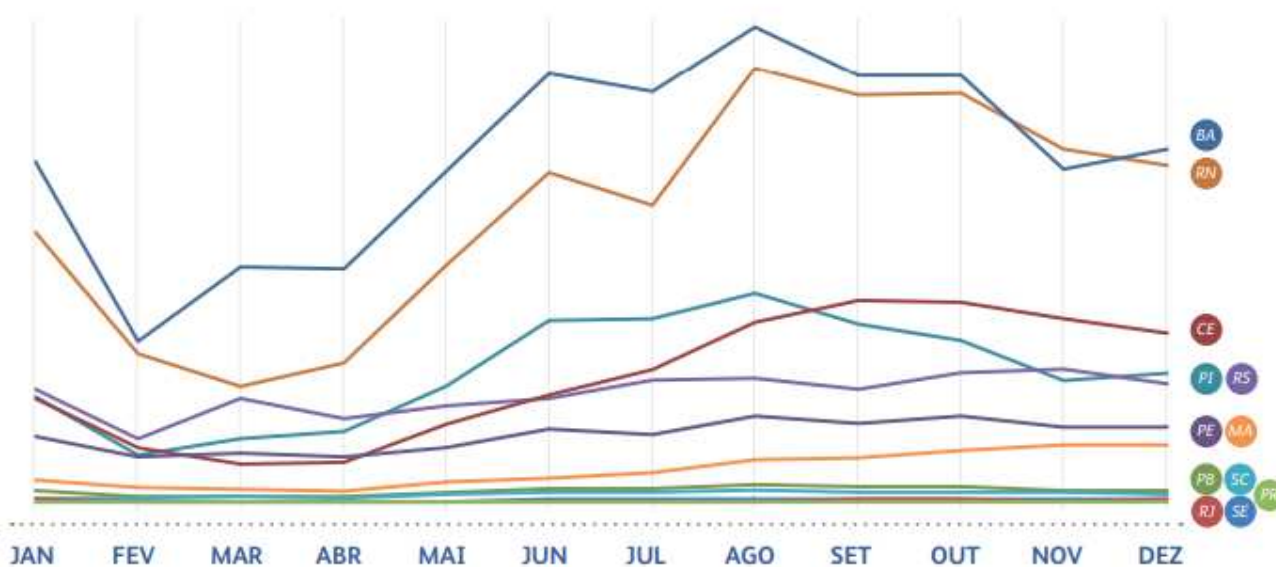
Figura 7 – Representatividade da Fonte Eólica

Região	2018		2019		"% de crescimento"
	Geração (TWh)	Representatividade	Geração (TWh)	Representatividade	
SUDESTE	0,05	0,1%	0,06	0,1%	17%
SUL	5,75	12,4%	5,62	10,3%	-2%
NORDESTE	39,69	85,4%	47,13	86,7%	19%
NORTE	0,99	2,1%	1,55	2,9%	57%
Total	46,47	100%	54,37	100%	17,0%

Fonte: (ABEEÓLICA, 2019)

No gráfico e tabela abaixo podemos observar que os estados que tiveram maior representatividade em 2019 são da região nordeste do Brasil, onde os três primeiros são, Bahia (16,83 TWh), Rio Grande do Norte (14,09 TWh), Piauí (6,34 TWh) (ABEEÓLICA, 2019).

Figura 8 – Geração por Estado 2019 (MW Médio)



Fonte: (ABEEÓLICA, 2019)

Figura 9 – Geração por Estado 2019 (MW Médio)

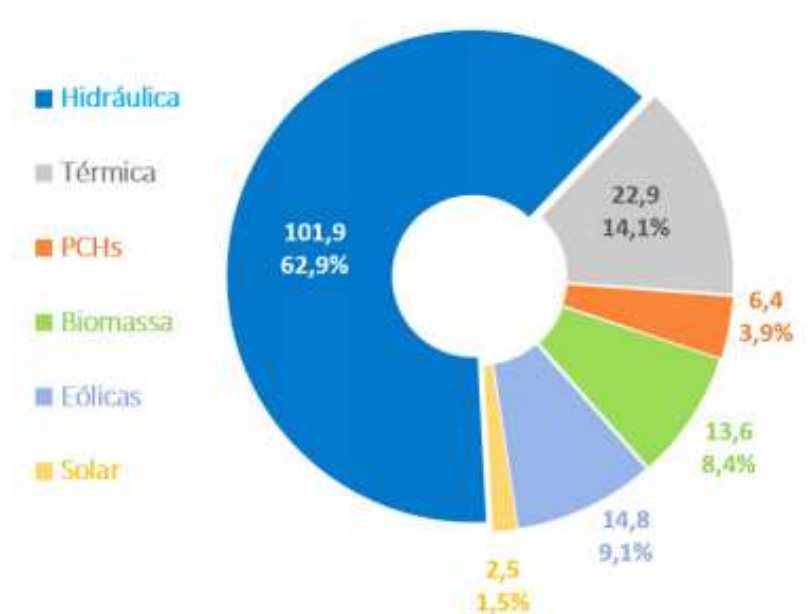
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
RN	1.472,2	895,2	630,9	787,3	1.295,4	1.855,5	1.618,3	2.367,3	2.284,7	2.224,2	1.989,2	1.827,6
BA	1.848,5	972,1	1.278,3	1.314,9	1.798,3	2.408,1	2.236,1	2.592,9	2.398,7	2.319,6	1.877,5	1.925,2
PI	574,5	285,3	347,8	395,5	628,6	1.016,1	994,2	1.134,6	1.003,9	882,2	687,7	698,9
RS	611,0	386,0	561,1	471,6	519,5	580,4	658,3	669,0	633,5	701,5	744,4	644,0
CE	564,0	329,0	206,1	226,2	425,9	604,4	724,7	980,7	1.131,7	1.086,6	1.030,1	916,7
PE	357,8	278,1	268,7	257,6	299,2	405,3	362,4	462,2	441,2	462,0	414,6	407,4
MA	119,6	85,7	73,1	59,9	113,0	131,5	158,7	233,2	244,0	275,5	319,1	303,2
PB	59,9	38,9	33,5	34,8	50,0	76,9	70,3	93,9	85,6	82,5	67,0	63,0
SC	20,1	25,8	29,4	23,9	40,4	49,9	51,6	59,7	52,8	51,1	51,3	42,8
SE	7,4	7,9	5,2	4,1	2,7	8,2	9,9	9,0	9,0	10,5	9,3	9,8
RJ	13,5	5,6	3,6	4,2	3,5	3,1	5,1	6,9	10,2	11,9	6,8	8,7
PR	0,3	0,4	0,3	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3

Fonte: (ABEEÓLICA, 2019)

2.2. Matriz Energética Brasileira

Segundo estudo realizado no Plano de Operação Energética de 2020 e publicado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 2019 o SIN possuía uma capacidade instalada de 162 GW, dos quais 101,9 GW (62,9%) são provenientes de usinas hidroelétricas, 22,9 GW (14,1%) de termoelétricas convencionais e nucleares e 37,3 GW (23,0%) de PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares (PEN, 2020).

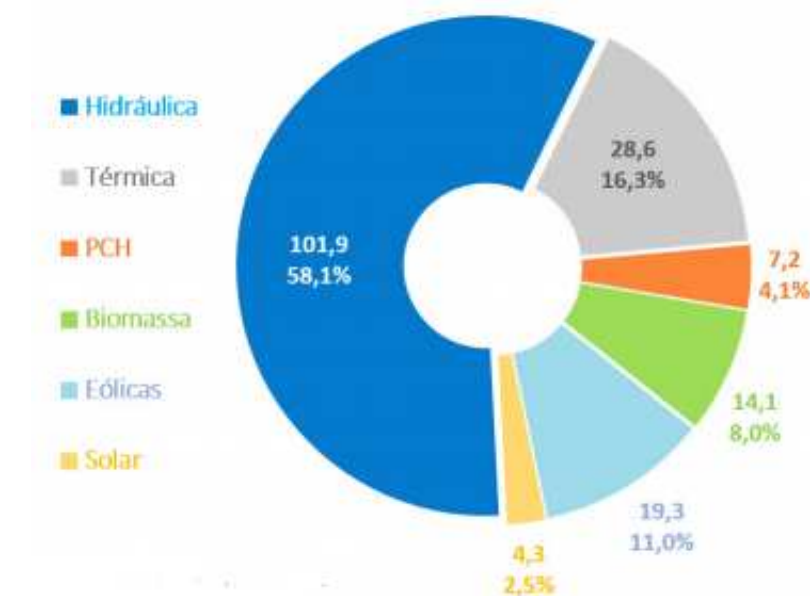
Figura 10 – Capacidade instalada SIN 2019 (GW)



Fonte: (PEN, 2020)

Estima-se que no final de 2024, a capacidade instalada no SIN totalizará 175,5 GW, dos quais 101,9 GW (58,1%) são provenientes de usinas hidroelétricas, 28,6 GW (16,3%) de termoeletricas convencionais e nucleares e 45 GW (25,6%) de PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares (PEN, 2020).

Figura 11 – Capacidade instalada prevista SIN 2024 (GW)



Fonte: (PEN, 2020)

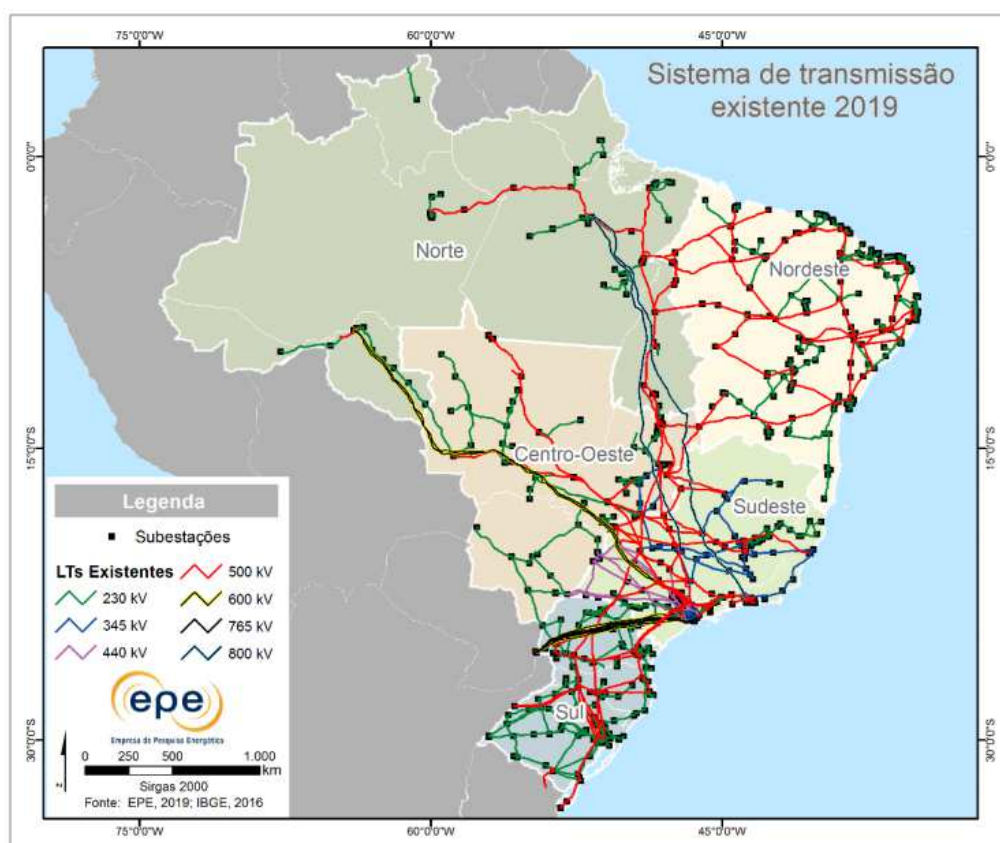
Apesar da geração provinda de fonte hidráulica e térmica permanecerem as principais fontes de geração de energia, podemos observar um grande crescimento das fontes eólica e solar com um aumento de respectivamente 1,9% e 1% até 2024 (PEN, 2020).

3. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1. Características do SIN

O Brasil é um país com um território muito grande, geralmente as fontes geradoras de energia estão distantes dos centros de carga. O fornecimento de energia é feito por meio de um sistema de transporte de grande porte que atende o território nacional e envolve também a importação e exportação de energia de países vizinhos. Segundo o ONS, em 2019 o SIN possuía um sistema de transmissão com 141.756 km de extensão. Com a previsão de um aumento de 39.772 km até 2024, chegando a 181.528 Km (EPE, 2020).

Figura 12 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional em Operação – 2019



Fonte: (PDE, 2019)

Atualmente o SIN é dividido em quatro submercados, sendo estes Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, o mesmo é definido pelos limites entre as linhas de transmissão existente.

Uma extensa rede de transmissão de energia permite um melhor uso dos recursos energéticos do país por meio da troca de energia entre subsistemas, uma vez que as regiões se caracterizam pela complementaridade hidrológica.

3.2. REFORMA DO SETOR ELÉTRICO

Até a década de 90 o setor elétrico brasileiro era de monopólio estatal. Embora esse modelo seja a razão da expansão e integração do setor elétrico brasileiro, de maneira geral, a situação financeira do setor governamental inviabilizava a manutenção, sendo necessárias reformas para adequar o setor elétrico às novas necessidades socioeconômicas (Tolmasquim, 2011).

O processo de reestruturação resultante visava compensar os déficits fiscais com a venda de ativos, direcionando os investimentos para planos de investimento e melhorando a eficiência das empresas de energia (Tolmasquim, 2011).

Segundo Gomes e Luiz (2009) as principais características da reforma foram:

- A Criação do MAE, Mercado Atacadista de Energia Elétrica, para as operações de compra e venda de energia.
- O livre acesso dos geradores e comercializadores às redes de transmissão e distribuição.
- A desverticalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização.
- A competitividade dos segmentos de produção e comercialização.

A privatização criou sérios problemas regulatórios no setor de energia devido à falta de uma legislação clara para estimular o setor privado e restringir os investimentos estatais e o fracasso do modelo da década de 90 exigiu uma nova reforma. Durante os anos de 2003 e 2004 houve mais um processo de reestruturação com os seguintes aspectos:

- Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

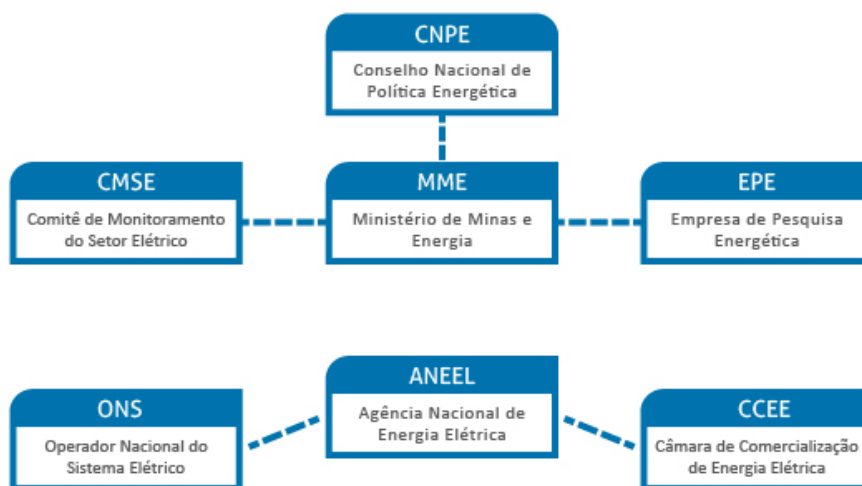
- Planejamento setorial que seria garantido através da contratação por meio de leilões no ACR e através da criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
- Fornecimento da segurança jurídica e estabilidade regulatória necessária para atrair investimentos.

As reformas introduzidas no setor elétrico brasileiro foram de fundamental importância para tornar o setor mais dinâmico, introduzindo competitividade e criando instituições que ajudem a melhorar o controle e segurança.

3.3. As instituições do Setor Elétrico Brasileiro

Quando implementado em 2004, o modelo atual do setor elétrico brasileiro criou novas instituições e mudou as funções das instituições existentes.

Figura 13 – Instituições do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: (CCEE, 2020)

Com o estabelecimento de agências reguladoras na década de 1990, torna-se significativo distinguir entre atividades políticas e atividades regulatórias. No caso específico do setor de energia elétrica, existe a Administração Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Foi criado pela Lei nº 9.427 / 1996 para regular e fiscalizar a

produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A ANEEL é independente no desempenho de suas funções técnicas, mas ainda deve cumprir as diretrizes e determinações do Ministério de Minas e Energia e da Comissão Nacional de Política Energética.

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão governamental responsável para a formulação e implementação de políticas energéticas alinhadas às diretrizes do CNPE.

O CNPE foi criado em agosto de 1997 e tem a função de assessorar as políticas e medidas nacionais do Presidente da República do Brasil para o setor de energia. O CNPE é presidido pelo ministro de Minas e Energia e composto por outros oito ministros.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é também presidido pelo ministro de Minas e Energia, o mesmo tem a função de monitorar e avaliar permanentemente a continuidade e segurança do fornecimento de energia em todo o país. Suas principais responsabilidades incluem: supervisionar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia; avaliar as condições de fornecimento e serviço; realizar regularmente análises abrangentes de segurança de fornecimento e serviço; identificar as leis que afetam o fornecimento e a expansão do setor.

A EPE é uma entidade vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e tem como objetivo a prestação de serviços na área de pesquisa, voltada ao financiamento do planejamento do setor energético. Suas principais responsabilidades são realizar pesquisas e previsões da matriz energética do Brasil; realizar pesquisas que conduzam a um planejamento energético abrangente; realizar pesquisas para fornecer planos para a expansão de curto, médio e longo prazo de geração e transmissão de energia; e realizar a viabilidade técnica, econômica e socioambiental de usinas, analisar e obter licenças ambientais prévias para projetos hidrelétricos e de transmissão.

A CCEE foi criada em 2004 para substituir o mercado atacadista de energia elétrica, é uma organização privada sem fins lucrativos, mantida por um grupo de agentes que atuam no mercado de energia, e autorizada, fiscalizada e fiscalizada pela ANEEL. A CCEE promove a compra e venda de energia em todo o Brasil.

Essa agência é responsável pelo cálculo e divulgação do “preço de liquidação da diferença” (PLD) utilizado para apurar o valor das compras e vendas de energia. As principais responsabilidades desta entidade incluem:

- Implementar e divulgar as regras e procedimentos de marketing.
- Gerir os contratos de ambiente contratado (ACR) e ambiente de contratação livre (ACL).
- Registrar a energia produzida e consumida.
- A cargo da Aneel, realizar leilões de compra e venda de energia elétrica no ACR.
- A cargo da Aneel (Aneel), realizar leilões de energia de reserva e realizar a liquidação financeira dos valores contratuais desses leilões;
- Apurar infrações cometidas por agentes de mercado e calcular multas.

O ONS é o órgão responsável pela operação, supervisão e controle da geração de energia no Sistema Integrado Nacional (SIN), e é responsável pela gestão da rede básica de transmissão do Brasil. O principal objetivo do ONS é atender aos requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema.

4. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

4.1. Mercado de Curto Prazo

O MCP é o processo de contabilização das liquidações das diferenças e tem como objetivo realizar os ajustes financeiros das diferenças apuradas entre os montantes de energia elétrica contratados e os montantes de geração. Os ajustes das transações são realizados com base nas informações do agente, semana, patamar de carga e submercado, valoradas ao PLD correspondente ao período. O resultado financeiro define o valor mensal que o agente recebe ou paga na liquidação financeira do MCP.

Figura 14 – Representação Mercado de Curto Prazo



Fonte: (CCEE, 2020)

Ao comercializar energia o agente deve criar um perfil na CCEE para que os descontos de uso do sistema sejam repassados aos consumidores finais e também que as regras de comercialização de energia sejam respeitadas de acordo com o perfil do agente.

No cálculo do MCP é necessário calcular as diferenças apuradas entre a energia verificada e contratada que corresponde ao balanço energético conforme equações abaixo:

$$NET_{a,s,r,w} = TGG_{a,s,r,w} + MRE_{a,s,r,w} - TGGC_{a,s,r,w} - TRC_{a,s,r,w} - PCL_{a,s,r,w}$$

$$MCP_{a,s,r,w} = NET_{a,s,r,w} \times PLD_{s,r,w}$$

Onde:

NET: Balanço energético [MWh];

TGG: Geração total [MWh];

MRE: Alocações provenientes do MRE [MWh];

TGGC: Consumo de geração total [MWh];

TRC: Consumo total [MWh];

PCL: Posição contratual líquida [MWh];

PLD: Preço de liquidação das diferenças [R\$/MWh];

a: perfil de agente;

s: submercado

r: patamar de carga;

w: semana.

A variável TGG corresponde a geração total do agente, caso o agente não possua perfil de geração essa variável não impactará no resultado.

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo que tem como objetivo compartilhar os riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração a usinas hidrelétricas e PCHs. A variável poderá ter valores positivos caso o agente tenha recebido energia ou negativo caso o agente tenha doado energia.

A variável TGGC corresponde ao consumo de energia nos momentos que o perfil gerador não está gerando energia e precisará consumir, não se aplica aos agentes que não possuem perfil de geração pois os mesmos são contabilizados pela variável TRC.

As diferenças entre os contratos de compra e contratos de venda são definidas através da variável PCL, onde valores positivos indicam uma posição compradora e valores negativos uma posição vendedora.

4.2. PLD

No Brasil a precificação da energia elétrica no Mercado de Curto Prazo (MCP) é através do preço de liquidação das diferenças (PLD). O PLD é estabelecido por uma cadeia de modelos computacionais e é apurado semanalmente pela CCEE por submercado e patamar de carga, o mesmo é limitado por um preço mínimo e máximo, estabelecidos anualmente pela ANEEL.

Esses modelos de cálculo representam diferentes níveis de detalhamento do sistema e cobrem períodos de pesquisa com horizontes diferentes (médio, curto prazo e programação diária), são eles: NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

4.2.1. Newave

O modelo NEWAVE foi desenvolvido pelo CEPEL e é utilizado para planejar a operação e expansão de sistemas hidrotérmicos interligados de médio a longo prazo, levando também em consideração recursos renováveis intermitentes, como eólica e solar. É necessário operar o sistema de forma integrada para otimizar conjuntamente a operação de todas as usinas - térmica, energia hidrelétrica, biomassa, eólica e solar, e decisões de intercâmbio de energia para minimizar o custo total de operação.

O NEWAVE é composto por quatro módulos:

- I. Módulo de cálculo dos sistemas equivalentes e energias afluentes: O sistema de energia equivalente é uma forma simplificada, em que todos os reservatórios de cada área são reunidos em um único reservatório de energia equivalente. Simplificação utilizada para reduzir o número de variáveis.
- II. Módulo de cálculo do modelo estocástico de energias afluentes: Estima parâmetros do modelo estocástico e cria cenários sintéticos através de um modelo autoprogressivo periódico que modela a afluência de um determinado mês com base em series históricas.
- III. Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica: Levando em consideração a incerteza de afluências futuras, níveis de demanda e indisponibilidade de equipamentos, ele determina a estratégia de operação mais econômica para subsistemas equivalentes.
- IV. Módulo de simulação da operação: Simula a operação do sistema para o período planejado, para diferentes cenários. Calcula índices de desempenho, como custo operacional médio, custo marginal, risco de déficit, valor médio de energia não atendida, troca de energia e geração de energia hidrelétrica e térmica.

Além de ser empregado na definição do PLD, o modelo NEWAVE também é utilizado na definição de estratégias corporativas de empresas e agentes, Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE); Programa Mensal de Operação (PMO) e Plano da Operação Energética (PEN); definição e cálculo da Garantia Física e da Energia Assegurada de Empreendimentos de Geração; e elaboração de diretrizes para os Leilões de Energia (CEPEL, 2020).

4.2.2. DECOMP

O resultado do modelo NEWAVE é usado como dados de entrada do modelo DECOMP que é processado para um horizonte de tempo mais curto e desagrega os subsistemas equivalentes em usinas individuais. Em outras palavras, o DECOMP decide quanto cada sistema de produção da planta irá produzir de acordo com as variáveis de decisão produzidas pelo NEWAVE (ZAMBON, 2008).

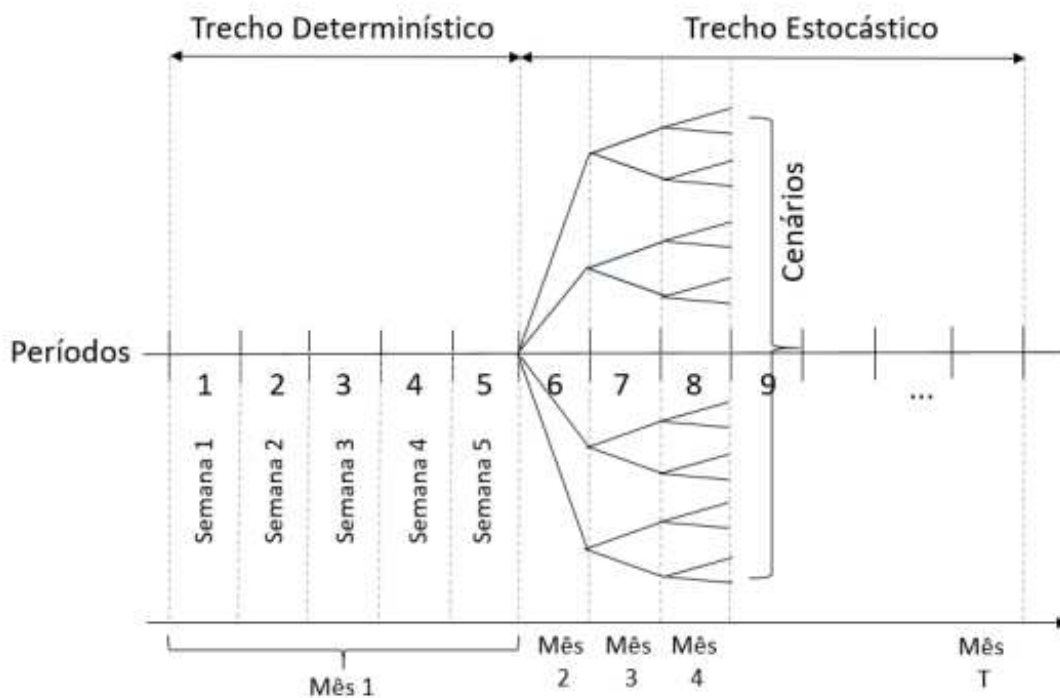
O Cepel desenvolveu o modelo DECOMP na área de Otimização Energética e Ambiental (DEA), que é utilizado para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curto prazo. Juntamente com o modelo NEWAVE, é a ferramenta oficial do ONS nos programas mensais de operação (PMO), e pela CCEE para determinar a liquidação das diferenças (PLD) utilizada no mercado de energia de curto prazo.

Seu objetivo é, portanto, estabelecer as metas de geração para cada usina hidrotérmica sujeita a influências estocásticas, de forma a atender a demanda e minimizar o valor esperado dos custos operacionais ao longo de todo o período de planejamento, levando em consideração a medida de risco CVaR.

Apesar do horizonte de tempo de até um ano, as pesquisas realizadas com o uso do DECOMP costumam durar 2 meses. O primeiro mês, o período de planejamento, é dividido em semanas e os recebimentos durante esse período são considerados conhecidos. Nos demais meses, o levantamento é discretizado a cada mês, e os impactos neste período são apresentados na árvore de cenários.

É formulado como um problema de LP, mostrando as características físicas e as limitações operacionais de cada UHE. A estocasticidade de afluência é considerada através de cenários de influxos para as plantas do sistema, elaborados pelo modelo GEVAZP (Geração de Séries Sintéticas de Energias e Fluxo Periódico) e representados por a árvore de afluência, com uma probabilidade de ocorrência associada a cada ramo (CEPEL, 2020).

Figura 15 – Representação Temporal do DECOMP



Fonte: (CEPEL, 2020)

Para cada nó na árvore do esquema, a estrutura do problema permite que ele seja decomposto em subproblemas menores. A integração desses subproblemas, com base na tecnologia de decomposição de Benders aplicada a problemas aleatórios, leva a uma série de soluções iterativas para subproblemas de escalonamento econômico, em que as consequências podem ser estimadas com maior precisão através da função de custo futuro. Esta função representa o valor esperado do custo operacional da próxima etapa até o final da etapa em consideração, podendo comparar o custo de utilização de um reservatório em uma etapa, utilizando energia da turbina (função de custo imediato) ou "economizando" água para uso futuro (CEPEL, 2020).

4.2.3. Dessem

O software DESSE realiza pesquisas e desenvolve modelos computacionais relacionados à Programação Diária da Operação (PDO) do sistema de energia elétrica. Procura implementar técnicas e ferramentas que possam simular e resolver os problemas de otimização da operação diária de sistemas hidrotérmicos de uma

perspectiva teórica e prática, e considerar todos os aspectos relacionados à operação das UHE, UTE e demais componentes do sistema.

No DESSEM, desenvolvem-se os seguintes programas:

- DECODESS: Conversor de dados DECOMP-DESSEM.
- SIMHIDR: Simulador hidroelétrico, responsável por calcular o balanço hídrico das usinas hidroelétricas do sistema a partir de metas horárias de geração estabelecida. Resolve-se o problema por programação linear.
- DESSEM: Programação da operação de sistemas hidrotérmicos com horizonte de até dois dias, incluindo restrições de unit commitment termoelétrico e hidrelétrico. Resolve-se o problema com restrições não lineares e variáveis inteiras por meio de Relaxação Lagrangeana.

O programa DESSEM faz parte da cadeia de modelos matemáticos desenvolvidos pelo Cepel, utilizados pelo ONS para planejar e programar a operação do SIN, com foco na minimização de custos e levando em consideração a aversão ao risco padrão. O princípio básico do modelo na cadeia é coordenar a operação das usinas hidrelétricas do sistema, visando reduzir o uso de energia térmica e operar o sistema de forma mais eficiente, contribuindo para a redução dos custos operacionais e riscos de déficit. Atualmente, o ONS e a CCEE utilizam oficialmente os modelos NEWAVE e DECOMP para determinar o despacho e os preços semanais de energia para os três níveis de carga (CEPEL, 2020).

5. IMPLEMENTAÇÃO DO PLD HORÁRIO

A intenção de implantar os preços horários não é recente, estava prevista desde a primeira edição da Resolução ANEEL nº 290 de 2000, que foi revogada pela Resolução ANEEL nº 446 de 2002. O motivo da não execução do pedido na época foi a falta de necessidade da precificação horária devido ao peso da geração hidráulica com reservatórios na operação do sistema, o que proporcionava previsibilidade e baixa volatilidade às operações.

Contudo, a diminuição da geração hidrelétrica com reservatórios e a modificação da matriz energética faz-se necessária atualização na precificação da energia elétrica. Portanto, o sistema precisa de uma formação de preços de energia

no Mercado de Curto Prazo com maior granularidade temporal, para captar melhor a volatilidade da operação do sistema elétrico brasileiro.

O objetivo atual é usar o DESSEM para que seja utilizado no cálculo do PLD horário e consequentemente calcular as operações oficiais de mercado a partir de janeiro de 2021. Paralelamente, a CCEE adotou a operação “PLD Sombra”, em que disponibiliza os dados diários dos decks para que sejam utilizados no modelo DESSEM e também os valores do mesmo para os anos de 2019 e 2020, onde os agentes do mercado (geradores, comercializadores, consumidores e distribuidores) possam testar sua aderência e contribuir com melhorias.

5.1. Benefícios da Implantação do PLD Horário

O preço horário é crucial para que os agentes tenham um sinal econômico correspondente à operação real do sistema. Utilizando este modelo, devido a sua maior granularidade e mais confiança na previsão de variáveis que afetam os resultados, espera-se ter maior conformidade de preços com a realidade operacional, como afluições, projeções de vento, disponibilidade de geração e transmissão de energia, e previsibilidade de curva de carga.

Dentre os principais benefícios da implementação do PLD horário destaca-se:

- Precificação mais próxima da realidade operativa do sistema elétrico brasileiro;
- Possibilidade da otimização nas operações dos consumidores e geradores, reduzindo os custos totais.
- Desenvolvimento de novas tecnologias de armazenamento
- Diminuição dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), visto que essa diferença entre projeção e realidade é custeada pelos consumidores.

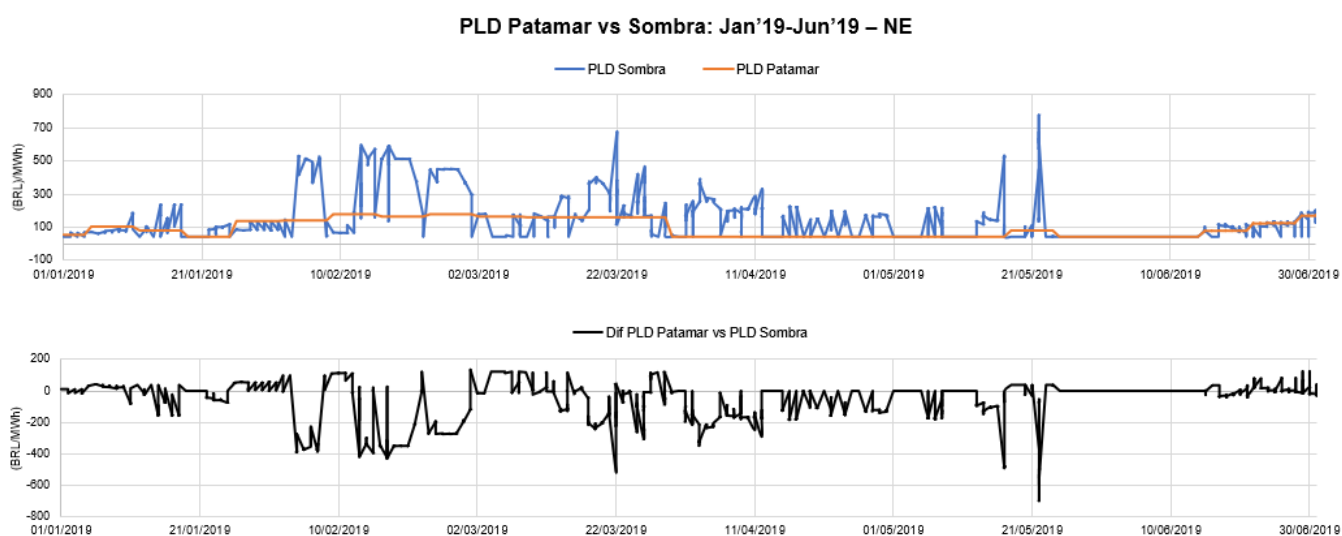
6. ANÁLISES

Para apresentar de forma objetiva os possíveis impactos do PLD horário nas eólicas do nordeste do Brasil, foram feitas duas análises distintas, uma individual do PLD Horário e outra aplicada a geradores eólicos do Nordeste.

6.1. Comportamento PLD Sombra

Para verificar possíveis impactos do PLD Sombra será analisado o comportamento do PLD Sombra e suas diferenças em relação ao PLD Patamarizado, o horizonte de estudo é de 01 de janeiro de 2019 até 30 de setembro de 2019, no submercado, Nordeste (NE).

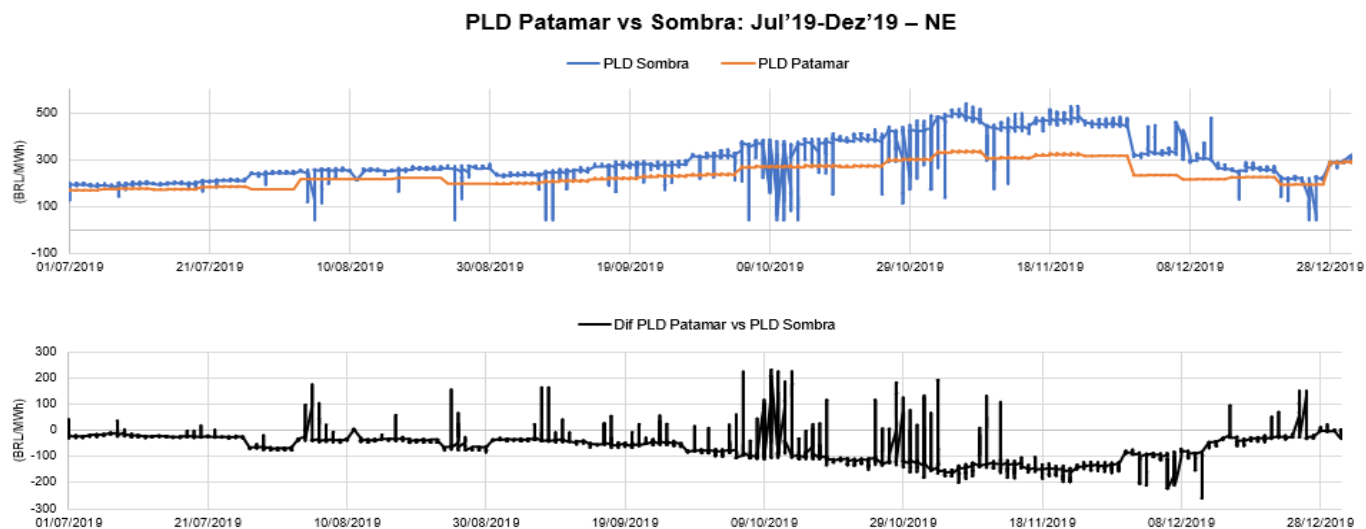
Figura 16 - Representação horária do PLD Patamar e PLD Sombra: (Jan'19 -Jun'19) NE



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

Na Figura 16, podemos observar uma alta volatilidade no PLD Sombra, nesse mesmo período observa-se também que o PLD Sombra é superior ao PLD Patamarizado, principalmente nos meses de janeiro até Maio de 2019.

Figura 17 - Representação horária do PLD Patamar e PLD Sombra: (Jul'19 -Dez'19) NE



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

Na Figura 17, podemos observar que o PLD Sombra mostrou-se menos volátil comparado ao 1º semestre de 2019, observa-se também diferenças sistemáticas entre PLD Sombra em relação ao PLD Patamarizado nos meses de setembro e novembro de 2019.

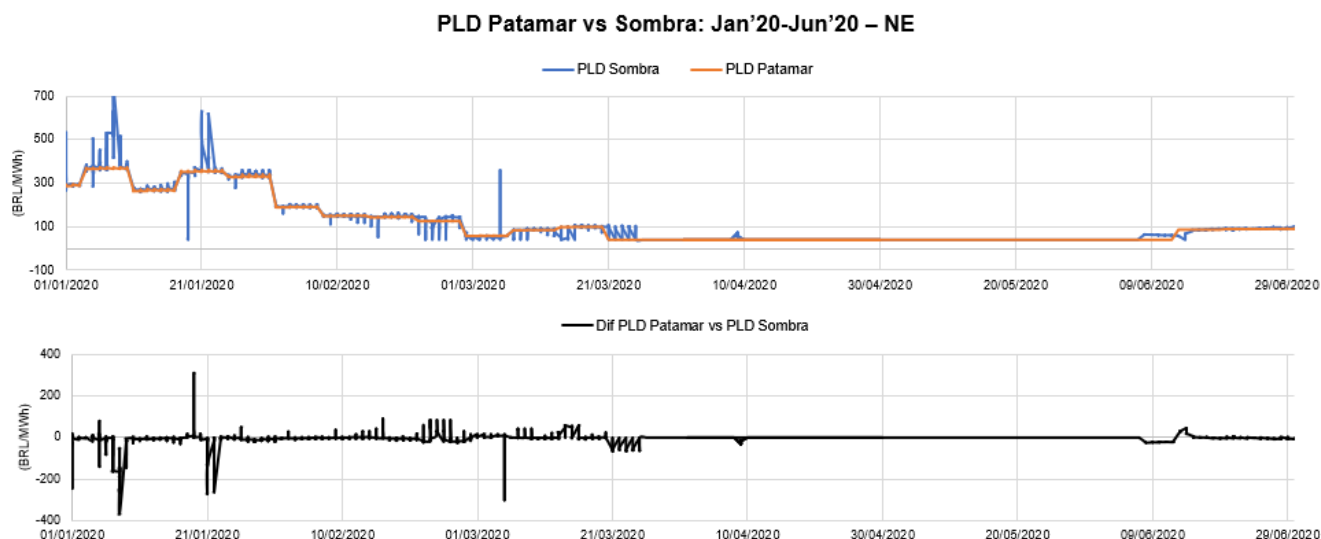
Figura 18 – Média mensal PLD Patamar e PLD Sombra 2019

(R\$/MWh)	Jan-19	Fev-19	Mar-19	Abr-19	Mai-19	Jun-19	Jul-19	Ago-19	Set-19	Out-19	Nov-19	Dec-19	Média
PLD Patamar	84,8	164,2	154,1	42,3	51,0	78,5	177,5	211,3	218,5	273,9	317,3	227,3	166,7
PLD Sombra	93,4	351,1	176,6	147,9	92,6	74,4	207,5	249,4	261,4	346,9	455,9	277,2	227,8
Dif	-8,64	-186,87	-22,40	-105,50	-41,63	4,11	-30,01	-38,08	-42,86	-72,99	-138,61	-49,93	-61,12
%	-10%	-114%	-15%	-249%	-82%	5%	-17%	-18%	-20%	-27%	-44%	-22%	-37%

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

Na Figura 18, podemos observar que o PLD Sombra mostrou preços maiores do que o PLD Patamar em todo o ano de 2019 exceto em junho.

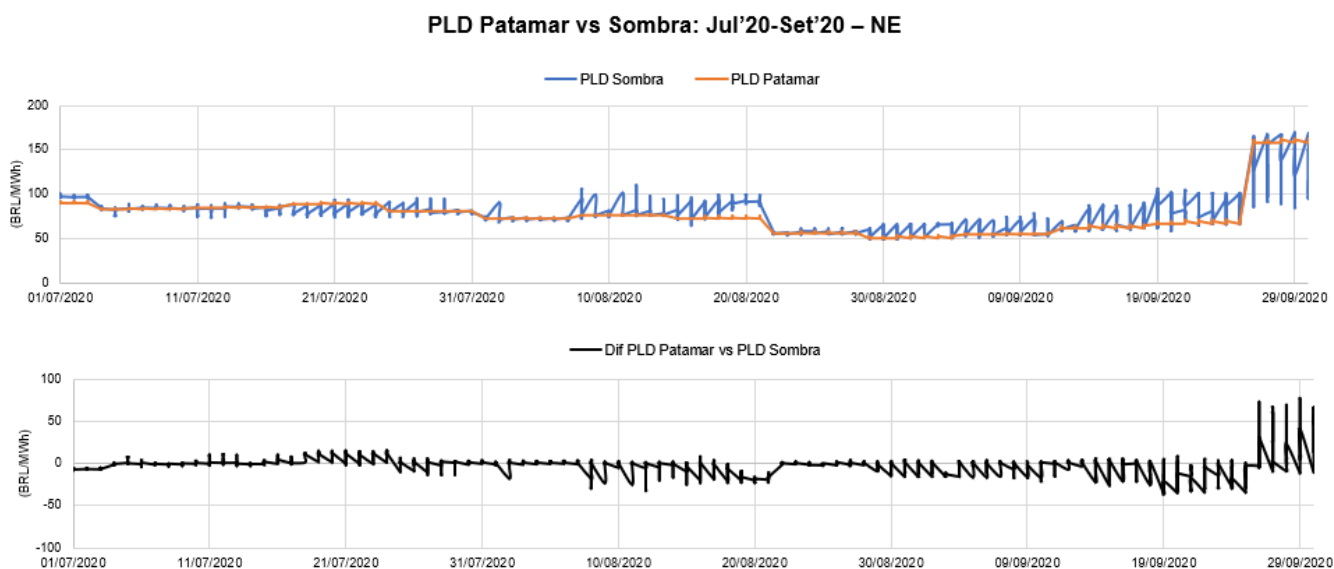
Figura 19 - Representação horária do PLD Patamar e PLD Sombra: (Jan'20 -Jun'20) NE



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

Na Figura 19, podemos observar períodos pontuais de volatilidade no mês de janeiro e março de 2020 onde o PLD Sombra esteve maior que o PLD Patamar, observa-se também a redução de ambos PLDs durante o COVID-19.

Figura 20 - Representação horária do PLD Patamar vs PLD Sombra: (Jul'20 -Set'20) NE



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

Na Figura 20, podemos observar pouca volatilidade em ambos PLDs, exceto em setembro de 2020.

Figura 21 – Média mensal PLD Patamar e PLD Sombra 2020

(R\$/MWh)	Jan-20	Fev-20	Mar-20	Abr-20	Mai-20	Jun-20	Jul-20	Ago-20	Set-20	Média
PLD Patamar	327,2	149,8	66,9	39,7	39,7	68,8	85,6	68,3	77,4	102,6
PLD Sombra	341,8	146,1	64,7	40,4	39,7	70,9	83,0	70,9	80,0	104,2
Dif	-14,60	3,71	2,24	-0,73	0,00	-2,07	2,51	-2,63	-2,67	-1,58
%	-4%	2%	3%	-2%	0%	-3%	3%	-4%	-3%	-2%

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

Na Figura 20, podemos observar que as diferenças entre o PLD Sobra e PLD Patamar foram maiores no ano de 2019, observa-se também que em maio não houve diferença, pois, os preços estavam no piso, consequência do COVID-19.

6.2. Geradores Eólicos

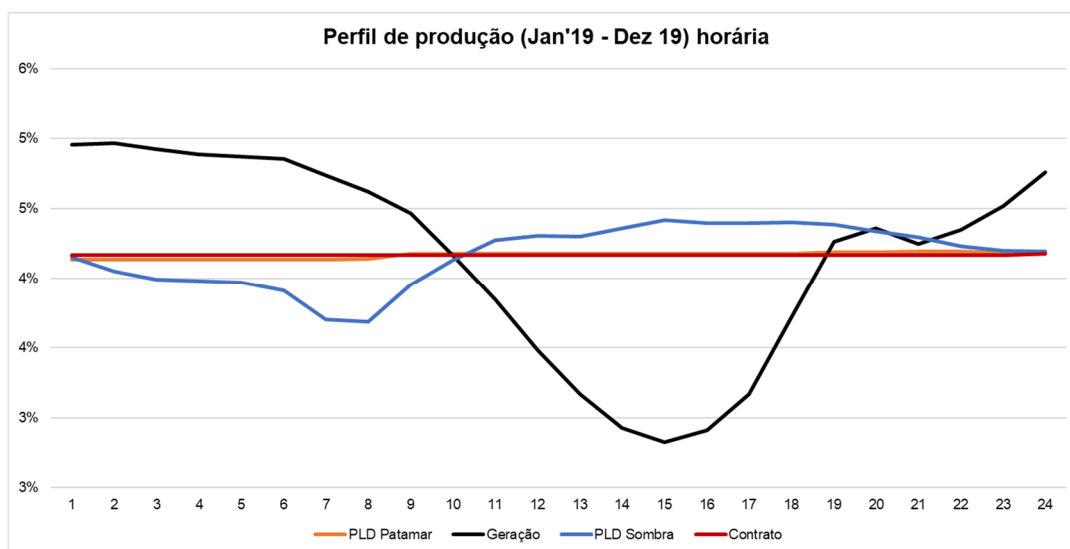
Serão analisados 2 geradores com perfis de geração distintos e localizados em diferentes localidades do nordeste, no interior da Bahia e no Litoral do Ceará.

Serão analisados dois cenários para cada região, são elas:

- I. Geração 100% exposta ao Mercado de Curto prazo
- II. Exposição no MCP de contrato com Sazonalização Flat

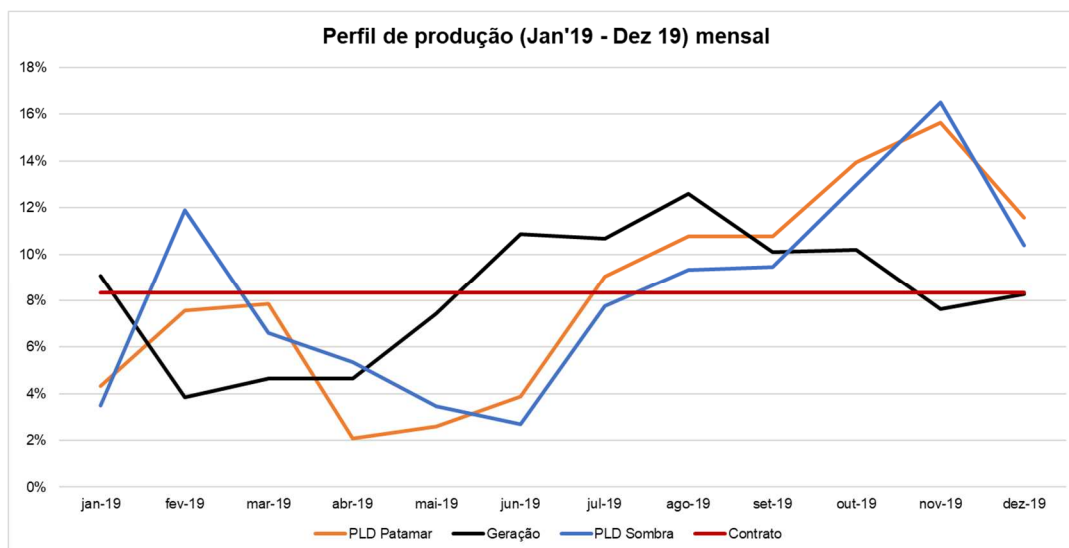
6.2.1. Gerador Eólico Interior da Bahia

Figura 22 – Perfil de produção horária (Jan'19 – Dez'19)



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

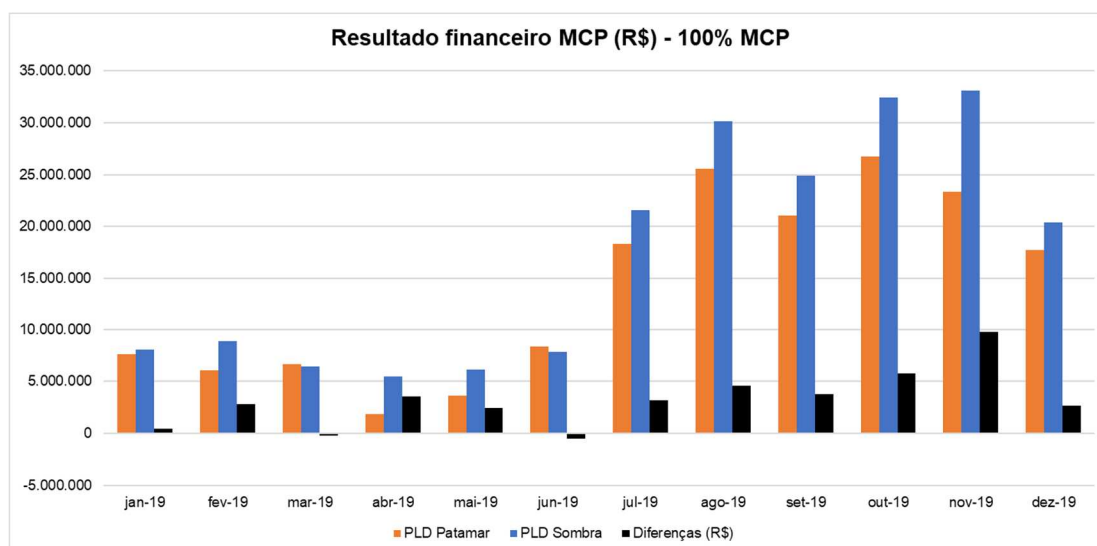
Figura 23 – Perfil de produção mensal (Jan'19 – Dez'19)



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

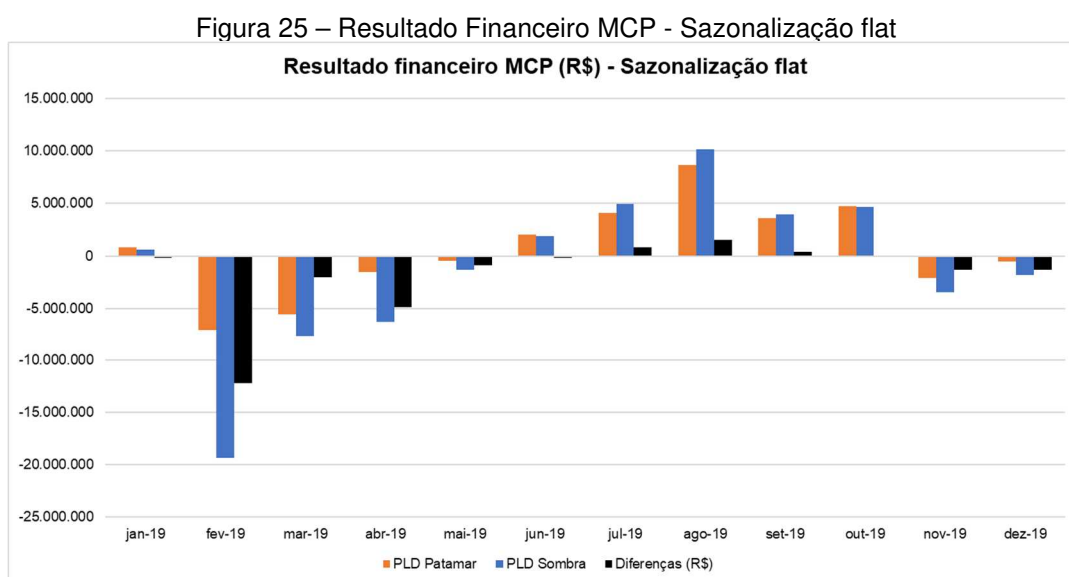
Nas figuras 22 e 23 podemos observar o perfil de produção mensal de um gerador eólico localizado no interior da Bahia, observa-se um descasamento entre geração e PLD, nos momentos de geração elevada o PLD possuía valores inferiores e nos momentos de geração inferiores o PLD possuía valores superiores.

Figura 24 – Resultado Financeiro MCP - 100% MCP



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

Na figura 24 podemos observar o resultado financeiro com 100% de exposição ao MCP, observa-se diferenças consideráveis nas liquidações contabilizadas pelo PLD Patamarizado e PLD Sombra, refletindo o descasamento dos mesmos.



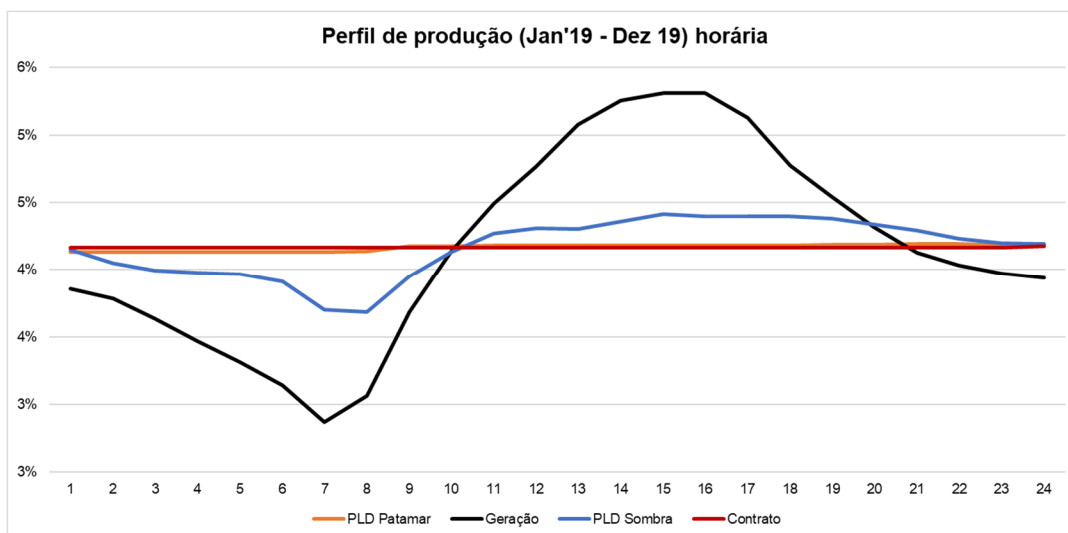
Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

Na figura 25 podemos observar o resultado financeiro das exposições financeiras no MCP de um contrato com sazonalização flat, observa-se diferenças consideráveis nas liquidações contabilizadas pelo PLD Patamarizado e PLD Sombra, principalmente em fevereiro onde o PLD Sombra teve um aumento considerável e a geração na sua pior performance do ano de 2019.

Em ambos os casos podemos perceber que na maioria dos meses a liquidação do MCP contabilizada pelo PLD Sombra foi superior ao PLD patamar, tanto negativamente quanto positivamente.

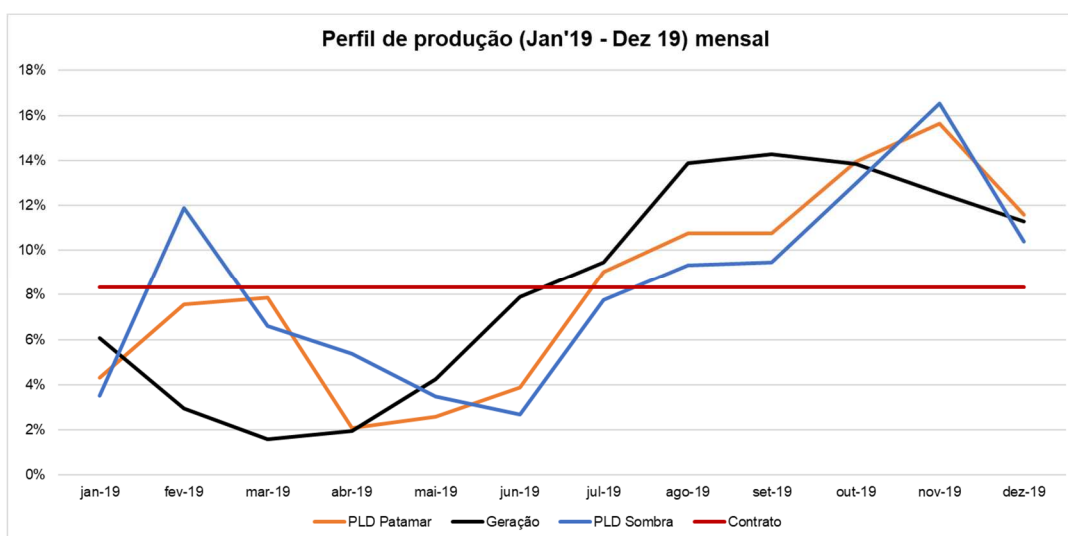
6.2.2. Gerador Eólico Litoral do Ceará

Figura 26 – Perfil de produção horária (Jan'19 – Dez'19)



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

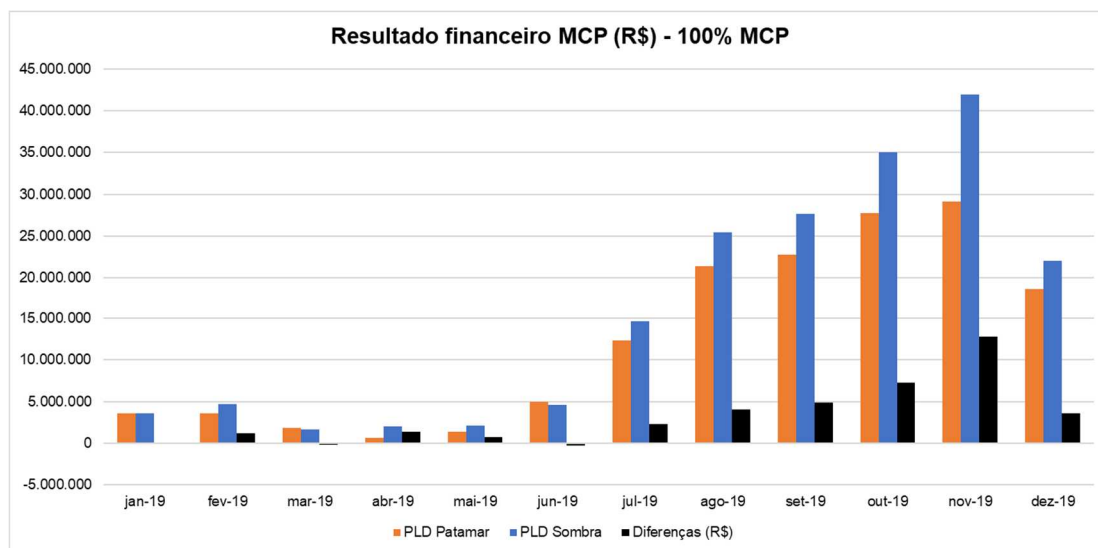
Figura 27 – Perfil de produção mensal (Jan'19 – Dez'19)



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

Nas figuras 26 e 27 podemos observar o perfil de produção mensal de um gerador eólico localizado no litoral do Ceará, observa-se um leve casamento entre geração e PLD, nos momentos de geração elevada o PLD possuía valores superiores e nos momentos de geração inferiores o PLD possuía valores inferiores.

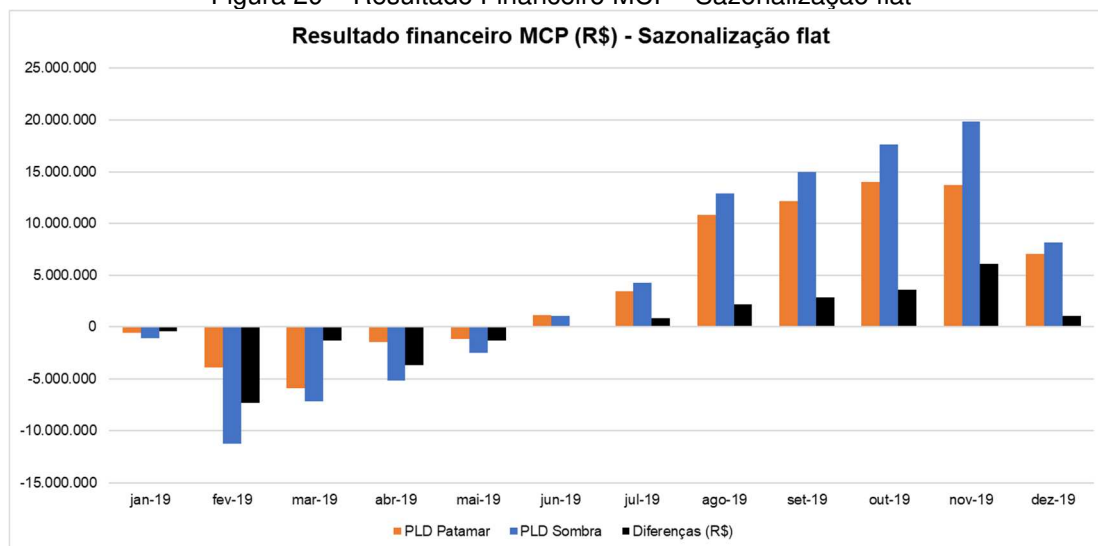
Figura 28 – Resultado Financeiro MCP - 100% MCP



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

Na figura 28 podemos observar o resultado financeiro com 100% de exposição ao MCP, observa-se algumas diferenças nas liquidações contabilizadas pelo PLD Patamarizado e PLD Sombra, refletindo o descasamento dos mesmos.

Figura 29 – Resultado Financeiro MCP - Sazonalização flat



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

Na figura 29 podemos observar o resultado financeiro das exposições financeiras no MCP de um contrato com sazonalização flat, observa-se diferenças consideráveis nas liquidações contabilizadas pelo PLD Patamarizado e PLD Sombra, principalmente em fevereiro onde o PLD Sombra teve um aumento considerável e a geração em um dos seus piores momentos de performance do ano de 2019.

6.2.3. Resumo Resultados Financeiros

Figura 30 - Resumo Resultado Financeiro - Interior da Bahia

Interior Bahia - Resultado financeiro MCP (R\$) - 100% MCP					
	PLD Patamar		PLD Sombra		Diferença
Total (R\$)	R\$	166.941.278,34	R\$	205.348.842,96	R\$ 38.407.564,62
Geração				1923610,28	
Total (R\$/MWh)	R\$	86,79	R\$	106,75	R\$ 19,97

Interior Bahia - Resultado financeiro MCP (R\$) - Sazonalização flat					
	PLD Patamar		PLD Sombra		Diferença
Total (R\$)	R\$	6.559.448,59	-R\$	13.839.276,74	-R\$ 20.398.725,33
Geração				1923610,28	
Total (R\$/MWh)	R\$	3,41	-R\$	7,19	-R\$ 10,60

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

Comparando a liquidação financeira do PLD Sombra em relação ao PLD Patamarizado pudemos verificar que o gerador eólico localizado no interior da Bahia teria valores mais positivos exposto 100% ao MCP, já na sazonalização flat resultaria em uma liquidação financeira negativa nas exposições do MCP.

Figura 31 - Resumo Resultado Financeiro - Litoral Ceará

Litoral Ceará - Resultado financeiro MCP (R\$) - 100% MCP					
	PLD Patamar		PLD Sombra		Diferença
Total (R\$)	R\$	147.793.632,86	R\$	185.455.371,99	R\$ 37.661.739,14
Geração	730833,82				
Total (R\$/MWh)	R\$	202,23	R\$	253,76	R\$ 51,53

Litoral Ceará - Resultado financeiro MCP (R\$) - Sazonalização flat					
	PLD Patamar		PLD Sombra		Diferença
Total (R\$)	R\$	49.356.724,17	R\$	51.608.476,30	R\$ 2.251.752,13
Geração	730833,82				
Total (R\$/MWh)	R\$	67,53	R\$	70,62	R\$ 3,08

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados disponíveis pela CCEE (2020)

No caso do gerador eólico localizado no Litoral do Ceará teria valores mais positivos em ambos os casos.

7. CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo analisar as diferenças do PLD Horário em relação ao PLD Patamarizado e também verificar as diferenças entre os resultados das exposições no MCP de geradores eólicos de diferentes localidades da região Nordeste do Brasil.

Para os geradores eólicos analisados, pode-se perceber que apesar de estarem no mesmo submercado e em regiões relativamente próximas possuem perfis de geração distintos, tornando seus resultados financeiros diferentes.

Quando analisado, o gerador eólico no interior da Bahia obteve-se um resultado positivo para geração 100% exposta ao MCP, já para contrato com sazonalização flat o resultado da exposição ao MCP foi negativo. No gerador eólico localizado no litoral do Ceará em ambos os cenários se obteve liquidações positivas, embora a análise tenha mostrado ganhos no caso desse gerador, não necessariamente será sempre assim.

Tento em conta as incertezas em relação a implementação da precificação horaria, fazem-se necessárias análises individuais para cada perfil gerador a fim de mitigar os riscos e determinar a melhor estratégia de operação.

Para trabalhos futuros é interessante um estudo similar com uma amostragem maior de preços horários e também outras análises para geradores eólicos de diferentes localidades.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA; **Boletim Anual de Geração Eólica 2019**. Disponível em: < http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/06/PT_Boletim-Anual-de-Gera%C3%A7%C3%A3o-2019.pdf >. Acesso em: 10 set. 2020.

CCEE CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ; **Com quem se Relaciona**. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_adf.ctrl-state=1cclpacn4i_1&_afLoop=357851764719320#!%40%40%3F_afLoop%3D357851764719320%26_adf.ctrl-state%3D1cclpacn4i_5 >. Acesso em: 10 set. 2020.

CCEE CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ; **Setor Elétrico**. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=mwm1oz1sf_14&_afLoop=351618839491412#!%40%40%3F_afLoop%3D351618839491412%26_adf.ctrl-state%3Dmwm1oz1sf_18 >. Acesso em: 10 set. 2020.

CEPEL; **DECOMP - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo**. Disponível em: <<http://www.cepel.br/pt-br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>>. Acesso em: 14 ago. 2020.

CEPEL; **DESSEM - Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo**. Disponível em: <<http://www.cepel.br/pt-br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>>. Acesso em: 14 ago. 2020.

CEPEL; **NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo**. Disponível em: <<http://www.cepel.br/pt-br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>>. Acesso em: 14 ago. 2020.

CRESESB ; **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília, 2001. Disponível em: <

http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: 15 set. 2020.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA ; **Balanco Energético Nacional**. 2020. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020_sp.pdf>. Acesso em: 12 out. 2020.

ERKAN, A. D.. **Valoração dos Swaps de Contratos de Energia Elétrica no Brasil à Luz da Teoria da Utilidade**. 2013. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RIO, [S. I.], 2013.

GOMES, Leonardo Lima ; LUIZ, I. G. . **Valor Adicionado aos Consumidores Livres de Energia Elétrica no Brasil por Contratos Flexíveis: Uma Abordagem pela Teoria das Opções**. REAd. Revista Eletrônica de Administração, 2009.

GWEC – GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL ; **Global Wind Report 2019**. Disponível em: < <https://gwec.net/global-wind-report-2019/>>. Acesso em: 15 set. 2020.

MELO, E. **Energia Eólica**. 2014. 63 slides. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/232719/mod_resource/content/1/Palestra%20ABEEOLICA_%20Elbia.pdf>. Acesso em: 18 Ago. 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME; **Energia Eólica no Brasil e Mundo**. 2016. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/documents/20182/3244637c-b17e-4d14-b339-d5f81a98dd18>>. Acesso em: 10 nov. 2020.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA ; **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. 2019. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>. Acesso em: 15 set. 2020.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA ; **Energia Eólica no Brasil e Mundo**. 2020. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2020.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; **Energia Eólica no Brasil e Mundo**. 2016. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/documents/20182/3244637c-b17e-4d14-b339-d5f81a98dd18>>. Acesso em: 12 out. 2020.

MOREIRA, J. R. S; **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2018.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO ; **Plano Da Operação Energética 2020**. Disponível em: < [http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_PEN2020_24_final%20\(6\).pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_PEN2020_24_final%20(6).pdf) >. Acesso em: 10 set. 2020.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO ; **HISTÓRICO DA OPERAÇÃO**. Disponível em: < http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx >. Acesso em: 10 set. 2020.

TOLMASQUIM, M. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. 2. ed. [S. l.: s. n.], 2015.