

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Marcelo Bruno Capeletti

**ANÁLISE DA IMPLEMENTAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS
DIFERENÇAS (PLD) HORÁRIO NO BRASIL E A RELAÇÃO COM
VARIÁVEIS DE ENTRADA DO MODELO DE CÁLCULO NO
HORIZONTE DE CURTO PRAZO**

Santa Maria, RS, Brasil

2019

Marcelo Bruno Capeletti

**ANÁLISE DA IMPLEMENTAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS
DIFERENÇAS (PLD) HORÁRIO NO BRASIL E A RELAÇÃO COM VARIÁVEIS DE
ENTRADA DO MODELO DE CÁLCULO NO HORIZONTE DE CURTO PRAZO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito para obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

Orientador: Prof. Dr. Alzenira da Rosa Abaide

Santa Maria, RS, Brasil
2019

Marcelo Bruno Capeletti

**ANÁLISE DA IMPLEMENTAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS
DIFERENÇAS (PLD) HORÁRIO NO BRASIL E A RELAÇÃO COM VARIÁVEIS DE
ENTRADA DO MODELO DE CÁLCULO NO HORIZONTE DE CURTO PRAZO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Engenharia Elétrica, Universidade
Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como
requisito parcial para obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Aprovado em 09 de dezembro de 2019:

Alzenira da Rosa Abaide, Dra. Eng. (DESP-UFSM)
(Presidente/Orientador)

Jordan Passinato Sausen, Me. Eng (CEESP, UFSM)

Bruno Knevitiz Hammerschmitt, Me. Eng. (CEESP, UFSM)

Santa Maria, RS, Brasil
2019

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e irmão pelo suporte dado em todo tempo de graduação, com certeza existe uma marca de vocês em todo esse trabalho.

A minha namorada, Camila, pelo suporte e esforço feito para que esse trabalho e essa graduação fossem realizados, sendo minha companheira durante esses 5 anos, não deixando abalar pelos percalços ocorridos no caminho.

Ao Me. Eng Leonardo Nogueira Fontoura da Silva e Professora Dra. Alzenira da Rosa Abaide pela paciência durante a orientação desse trabalho e também na orientação nos caminhos percorridos durante a graduação.

Aos colegas de graduação e colegas do CEESP pelos momentos de descontração entre aulas e pelas perolas no futebol.

A todos aqueles que, de alguma forma contribuíram para execução e apresentação desse trabalho.

“No que diz respeito ao empenho, ao compromisso, ao esforço, à dedicação, não existe meio termo. Ou você faz uma coisa bem feita ou não faz”. (Ayrton Senna)

RESUMO

ANÁLISE DA IMPLEMENTAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD) HORÁRIO NO BRASIL E A RELAÇÃO COM VARIÁVEIS DE ENTRADA DO MODELO DE CÁLCULO NO HORIZONTE DE CURTO PRAZO

AUTOR: Marcelo Bruno Capeletti
ORIENTADORA: Dra. Alzenira da Rosa Abaide

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é a variável mais importante para o Mercado Livre de Energia, correspondendo ao preço base para contratações da energia que não foram garantidas nos mercados de médio e longo prazos. Está previsto para 2021 a entrada em operação do PLD horário que hoje é divulgado em base semanal. O programa DESSEM é um modelo desenvolvido pelo CEPEL e tem como objetivo determinar a programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos, incluindo fontes intermitentes, com discretização de até meia-hora. Esse modelo atua de forma coordenada com os modelos DECOMP e NEWAVE que são modelos de médio e longo prazo para determinação do despacho e o preço de energia horário para o dia seguinte. Esse trabalho apresenta uma análise do impacto da implementação do PLD horário no Brasil, que é fortemente influenciada pelo modelo DESSEM, previsto para janeiro de 2021. Essa implementação é vista com grande importância para os agentes do setor elétrico que atuam no Mercado Livre de Energia pois ajuda no planejamento financeiros dos agentes de operação do sistema e possibilita tomar decisões gerenciais corretas no curto prazo. A análise proposta nesse trabalho inclui a identificação das variáveis de entrada dos modelos. Tendo essas variáveis como base propõe-se uma análise qualitativa, utilizando correlações matemáticas com objetivo de identificar a influência das variáveis meteorológicas e do sistema elétrico no cálculo do preço horário da energia elétrica nos mercados de curto prazo.

Palavras-chave: Previsão. Preço. Influência Meteorológica. PLD, Correlação.

ABSTRACT

Final Course Paper
Graduation Course in Electrical Engineering
Federal University of Santa Maria

ANALYSIS OF IMPLEMENTATION OF THE SETTLEMENT PRICE OF DIFFERENCES (PLD) HOURLY BASED IN BRAZIL AND THE RELATIONSHIP WITH INPUT VARIABLES OF THE CALCULATION MODEL IN SHORT-TERM HORIZON

AUTHOR: Marcelo Bruno Capeletti
ADIVISOR: Alzenira da Rosa Abaide

The Settlement Price of Differences (PLD) is an important variable for the Free Energy Market, corresponding to base price for energy contracts that were not guaranteed in the médium-term and long-term markets. It is scheduled for 2021 the start of operation of hourly basis PLD which today is released on a weekly basis. The DESSEM program is a model developed by CEPTEL and aims to determine the daily operation schedule of hydrothermal systems, including intermittent sources, with discretization of up to half hour. This model acts in coordination with DECOMP and NEWAVE models which are medium-term and long-term models to determine the dispatch and the hourly energy price for the following day. This paper presents an impact analysis of the implementation of PLD on hourly basis in Brazil, which is strongly influenced by the DESSEM model, scheduled for January 2021. This implementation is seen with great importance for the electricity sector agents operating in the Free Energy Market. helps in financial planning of system operation agents and the ability to make correct management decisions in the short-term. The analysis proposed in this paper includes the identification of input variables of the models. Using these variables as a basis, use a qualitative analysis with mathematical correlations to identify the influence of weather variables and variables of the electrical system on calculation of electricity price in short-term markets.

Keywords: Prediction. Price. Meteorological influence. PLD, Correlation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura institucional do setor elétrico	16
Figura 2 - Capacidade do parque gerador.....	17
Figura 3 - Matriz elétrica mundial.....	18
Figura 4 - Processo de planejamento da operação e estabelecimento do preço no mercado de curto prazo para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN).	19
Figura 5 - Ordem de execução dos Modelos.	20
Figura 6 - Integração dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM com outros modelos desenvolvidos pelo CEPEL para Planejamento de Operação Hidrotérmica.....	21
Figura 7 - Fluxograma geral do estudo.....	23
Figura 8 - Fluxograma dos métodos de análise das variáveis dos reservatórios do subsistema.	26
Figura 9 - Fluxograma dos métodos de análise das variáveis meteorológicas.....	27
Figura 10 - Fluxograma dos métodos de análise da carga do sistema.....	29
Figura 11 - Integração Eletro energética do SIN.....	31
Figura 12 - Usinas com reservatórios a serem ponderados	33
Figura 13 - Comportamento do PLD sem rede e PLD com rede no período de estudo	35
Figura 14 - Gráficos de dispersão do PLD sem rede para estudo de correlação do Subsistema Sul.....	36
Figura 15 - Gráficos de dispersão do PLD com rede para estudo de correlação do Subsistema Sul.....	37
Figura 16 - Dados de PLD e cota	39
Figura 17 - Dispersão PLD sem rede e carga	40
Figura 18 - Dispersão PLD com rede e carga.....	40
Figura 19 - Gráfico Dispersão entre PLD sem rede e carga com carga de novembro em destaque	41
Figura 20 - Gráfico Dispersão entre PLD sem rede e carga com de semanas de novembro em destaque.	42
Figura 21 - Gráfico Dispersão entre PLD sem rede temperatura ponderada.....	43
Figura 22 - Gráfico Dispersão entre PLD com rede temperatura ponderada	43
Figura 23 - Gráfico Dispersão entre PLD sem rede e temperatura com carga novembro em destaque	44
Figura 24 - Gráfico Dispersão entre PLD sem rede e temperatura ponderada com de semanas de novembro em destaque.	44
Figura 25 - Dispersão entre PLD sem rede e carga da semana 10 até 16 de novembro.....	46
Figura 26 - Dispersão entre carga e PLD (área de previsão).....	47
Figura 27 - Modelo de previsão proposto.....	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Informação do Subsistema Sul.....	32
Tabela 2 - Capacidade dos reservatórios da região Sul em relação a capacidade máxima armazenada.....	33
Tabela 3 - Capacidade das Usinas da região Sul e medição de temperatura do INMET	34
Tabela 4 - Resultado da Correlação de Person das variáveis dos reservatórios.....	38
Tabela 5 - Resultado Correlação de Pearson entre para carga e temperatura em relação ao PLD	45
Tabela 6 - Resultado Correlação de Pearson entre carga e PLD semanal.....	45

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SIN	Sistema Interligado Nacional
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
FCF	Função Custo Futuro
CMO	Custo Marginal de Operação
ANA	Agencia Nacional de Águas
RNA	Redes Neurais Artificiais
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
UHE	Usina Hidrelétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
PDO	Programação Diária de Operação

Sumário

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA	12
1.2	OBJETIVO GERAL	14
1.3	OBJETIVO ESPECÍFICOS	14
1.4	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	16
2.2	MATRIZ DE GERAÇÃO BRASILEIRA	17
2.3	MODELOS COMPUTACIONAIS ADOTADOS NO BRASIL	18
2.3.1	Principais características do modelo DESSEM	22
2.4	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	22
3	METODOLOGIA	23
3.1	ASPECTOS DE ANÁLISE DO PLD	24
3.2	ASPECTOS DOS RESERVATÓRIOS SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	24
3.2.1	Método de Análise dos Reservatórios	25
3.3	ASPECTOS DE TEMPERATURA	26
3.3.1	Método de Análise da Temperatura	27
3.4	ASPECTOS DE CARGA DO SUBSISTEMA	28
3.4.1	Método de Análise da Carga	29
3.5	CORRELAÇÃO DE PEARSON	29
4	ESTUDO DE CASO	30
4.1	VARIÁVEIS DE ENTRADA	32
4.1.1	VARIÁVEIS DOS RESERVATÓRIOS	32
4.1.2	VARIÁVEIS DE TEMPERATURA	34
4.2	ANÁLISE DOS RESULTADOS	34
4.2.1	Informações Hidrológicas	34
4.2.2	Carga e Temperatura	39
5	PROPOSTA DE MODELO DE PREVISÃO EM DUAS ETAPAS	46
6	CONCLUSÃO	48
6.1	TRABALHOS FUTUROS	49
	REFERÊNCIAS	49

1 INTRODUÇÃO

O preço da energia elétrica a ser estudado nesse trabalho é uma das variáveis mais complexas a ser definida no setor energético. A precificação para valorar as diferenças de energia no mercado de curto prazo. A complexidade de definição desse se deve as diferentes variáveis envolvidas relativa a geração, a carga e a transmissão de energia, bem como as variáveis meteorológicas e de condições atuais de reservatórios de usinas hidrelétricas. Esse trabalho visa apresentar uma análise do impacto dessas variáveis inseridas no modelo de projeção de preço, estimando a importância dada a cada uma pelos agentes reguladores do setor.

1.1 CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) são definidas as estratégias de comercialização de energia, por meio de contratos nela registrados. Além disso a CCEE coleta os dados de medições de energia então, compara a quantidade de energia contratada com a realmente consumida, sendo possível determinar o montante de energia que será liquidado no mercado de curto prazo.

Os agentes participantes do mercado brasileiro de energia elétrica atuam comercializando energia em duas esferas no mercado: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). No MLE (Mercado Livre de Energia) os consumidores podem comprar energia diretamente com agentes geradores e comercializadores, sendo uma contratação desacoplada da concessionária local. O consumidor pode negociar livremente as condições comerciais com fornecedor como preço, quantidade de energia contratada, pagamento, entre outras (Mercado Livre de Energia, 2019).

As compras de energia no Mercado Livre são feitas por leilões. O MME (Ministério da Minas e Energia) determina data dos leilões que são realizados pela ANEEL e pela CCEE. Os leilões dividem-se em duas modalidades: energia existente e energia nova. A primeira corresponde à produção das usinas já em operação e os volumes contratados são entregues em um prazo menor (A-1). A segunda, à produção de usinas que já foram outorgadas pela Aneel e estão em fase de planejamento ou construção, neste caso geralmente o prazo de entrega é de três ou cinco anos (A-3 e A-5) (ANEEL, 2007).

Os compradores tomam como base uma série de projeções de consumo. O vendedor, nas projeções do volume que irá produzir. Assim, nas duas pontas podem ocorrer diferenças entre volume contratado e aquele efetivamente movimentado. O acerto dessa diferença é

realizado por meio de operações de curto prazo no mercado denominado “spot” abrigado pela CCEE que tem por objetivo liquidar, a cada mês, as suas posições de compra ou venda da energia elétrica. Esses preços *spot* de energia é o PLD (Preço de Liquidação das diferenças) estudado nesse trabalho (Aneel, 2007).

De acordo com a CCEE o PLD (2019, p1),

Têm objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

Uma análise de curto prazo do PLD horário é de grande importância para os agentes do setor elétrico no Mercado Livre de Energia pois ajuda no planejamento financeiro dos agentes de operação dos sistemas. O comportamento futuro do PLD possibilita tomar decisões gerenciais corretas no curto prazo, por exemplo quanto a melhor execução dos contratos correntes de energia (PIMENTEL B., 2019).

Um ponto importante no preço da energia elétrica é o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. Esse abrange um largo espectro de atividades, desde planejamento plurianual até a programação diária de operação dos reservatórios. Em cada etapa são utilizados modelos diferentes para representação dos sistemas, abrangendo períodos de estudos com horizontes distintos (longo, médio e curto prazo). (CEPEL,2019)

Com a utilização do PLD horário espera-se que os preços estejam mais próximos do custo real de operação do SIN (Sistema Interligado Nacional) uma distribuição mais justa dos custos, já que os agentes que gerarem mais ou consumir menos nos momentos em que o sistema mais precisa seriam favorecidos. Também o preço constante em um período pode esconder particularidades de cada hora, sendo que com a previsão de carga horaria, o excesso de demanda daquela hora especifica seria evidenciado, acarretando em um maior valor do PLD. Espontaneamente, haveriam pontos de conexão que, devido à elevação dos preços diminuiriam o consumo e contribuindo para confiabilidade de suprimento dos sistemas e para redução dos preços das horas seguintes. (N. EVELINA, 2018)

1.2 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho tem como objetivo analisar a implantação do PLD horário considerando variáveis meteorológicas e carga do sistema com base de estratificação horária e diária, sendo esse os principais fatores que compõem o modelo DESSEM da CEPEL. Assim espera-se definir relações estatísticas, com a finalidade de proposição futura de um modelo de previsão de preço horário para o mercado brasileiro.

1.3 OBJETIVO ESPECÍFICOS

São objetivos específicos deste trabalho:

- Identificar e analisar correlações entre as variáveis meteorológicas e o PLD, no caso desse trabalho ponderados pela capacidade de armazenamento de energia das bacias hidrográficas que compõem o parque gerador;
- Caracterizar o problema da implementação do PLD horário;
- Identificar e analisar variáveis que serão utilizadas de entrada para um futuro sistema de previsão;
- Entender os benefícios do mercado livre de energia e da implementação do PLD horário para os consumidores de energia;
- Caracterizar qual o custo de compra para os agentes do sistema;

1.4 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

O presente trabalho é composto de cinco capítulos, onde o primeiro designa-se a introdução.

No segundo capítulo é apresentado a revisão bibliográfica do trabalho, apresentando os aspectos teóricos sobre o problema de estimativa do preço do Sistema Interligado Nacional, incluindo revisão sobre os modelos que fazem o despacho hidrotérmico do sistema juntamente com o estabelecimento do preço da energia elétrica.

No terceiro capítulo é feita uma explanação em relação as variáveis de entrada consideradas no trabalho, bem como a metodologia adotada para análises de relação entre essas variáveis.

No quarto capítulo são apresentados os estudos de casos para a realização do estudo proposto para o Subsistema Sul, junto com os valores de ponderação utilizado. Também apresenta a análise feita para o estudo de caso apresentado e uma discussão sobre os resultados obtidos.

No quinto capítulo é realizada a apresentação de um estudo qualitativo em relação aos resultados apresentados no capítulo 4, bem como estabelecimento do fluxograma para implementação futura de um modelo de previsão de PLD horário, baseado no estabelecimento de duas etapas de previsão.

Por último, no sexto capítulo, apresentando as conclusões acerca do estudo apresentado.

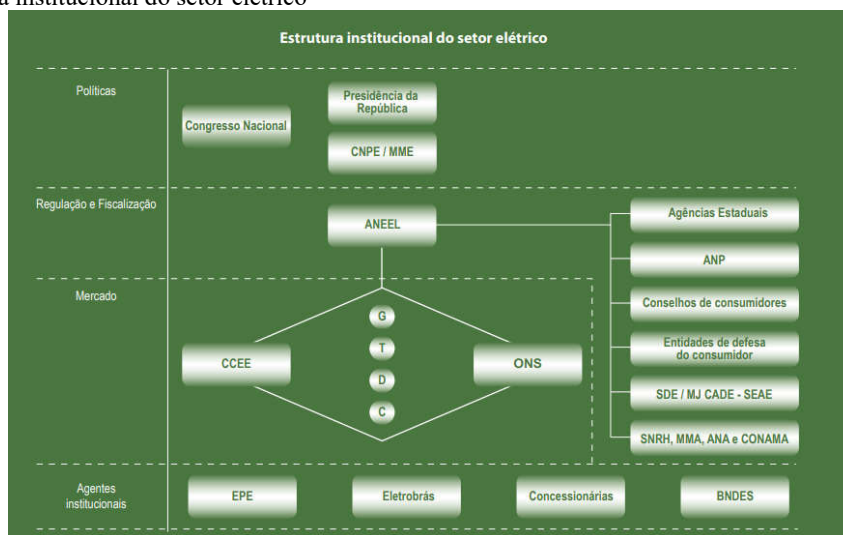
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A implementação do PLD horário no Brasil apresenta um aprimoramento para o SEB (Sistema Elétrico Brasileiro). O modelo de preços vigentes de preços, iniciado em meados dos anos 2000, é baseado nas características do sistema antigo onde 90% da matriz elétrica brasileira provinha de fonte hidráulicas, onde a variação era menor, com grande capacidade de previsibilidade (PIMENTEL,2019). Atualmente, segundo a ANEEL tem-se 63% de geração hidráulica, e ainda com o crescimento de Geração Distribuída através de fontes renováveis, principalmente eólicas onde existem dificuldades de previsão da geração, o efeito na formação do preço da energia elétrica dificulta a estimativa e previsibilidade do custo da geração de energia (ANEEL,2019).

Em 2004, com a implementação do Novo Modelo do Setor Elétrico, o governo manteve a formulação de políticas para o setor de energia elétrica como atribuição do Poder Executivo federal por meio do Ministério de Minas e Energia e com assessoramento do Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) e do Congresso Nacional. Os instrumentos legais criaram novos agentes. Um deles foi a Empresa de Pesquisa Energética EPE vinculada ao MME e cujo a função é realizar os estudos necessários para o planejamento e expansão do sistema elétrico. Outro agente é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que abriga a negociação da energia no mercado livre (ANEEL 2007). A figura 1 apresenta a estrutura institucional do setor elétrico.

Figura 1: Estrutura institucional do setor elétrico



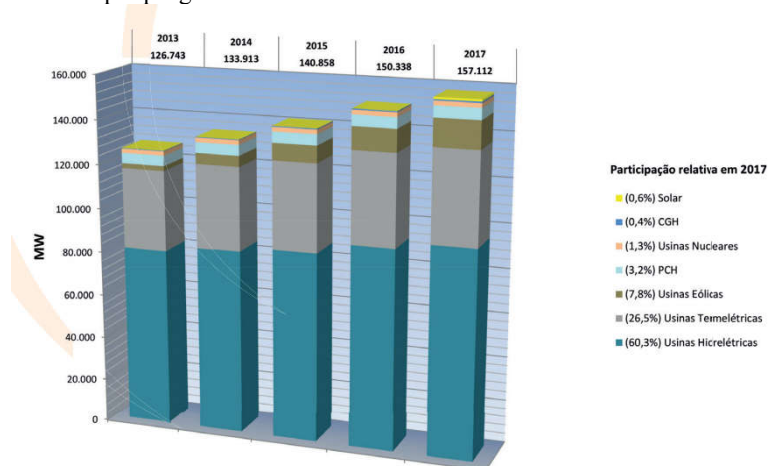
Fonte: (Aneel, 2007, p .4).

A ANEEL criou o Banco de Informações de Geração (BIG), divulga dados online do parque gerador brasileiro. No banco estão disponíveis informações sobre usinas regularizadas em operação, empreendimentos em construção e com previsão futura de início de construção, tanto hidrelétricas como termelétricas, eólicas, fotovoltaicas, nucleares e outras fontes alternativas (ANEEL, 2019).

2.2 MATRIZ DE GERAÇÃO BRASILEIRA

A matriz energética de geração brasileira exposto na Figura 2.

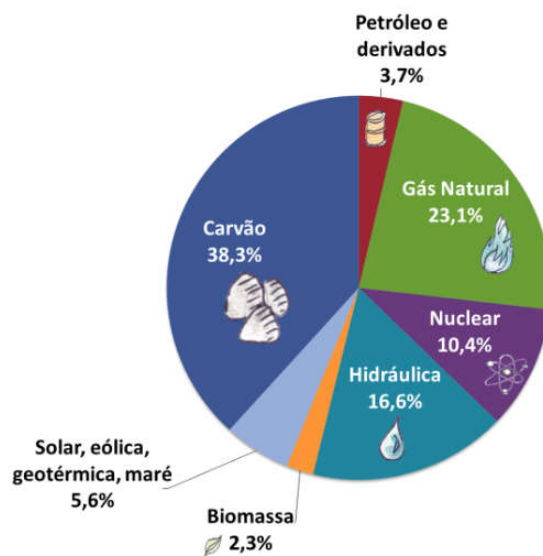
Figura 2: Capacidade do parque gerador



Fonte: (Epe, 2019, p .56).

Observa-se uma predominância da geração hidráulica seguida pela geração termoelétrica compreendida entre Gás Natural, Derivados de Petróleo (óleo diesel e óleo combustível I), Carvão e Nuclear e Biomassa, além disso uma significativa geração Eólica de 7,2%, e outros que inclui também energia solar fotovoltaica (EPE, 2019).

Figura 3: Matriz elétrica mundial



Fonte: (IEA, 2018).

Nota-se comparando a matriz elétrica mundial o Brasil tem uma matriz mais limpa, incluindo em grande parte uma geração hidroelétrica sendo de 60,3% na matriz elétrica brasileira e 16,6 a matriz elétrica mundial.

Um problema do SEB é a programação diária de operação, para um sistema hidrotérmico em particular o PDO (Programa Diário de Operação) consiste em determinar o despacho horário de geração das usinas hidroelétricas, termoeletricas e outras fontes de energia para o dia seguinte, atendendo à demanda de energia elétrica ao longo do dia, às restrições operativas das usinas e às restrições elétricas do sistema (CEPEL, 2019, p .21).

Outro objetivo relacionado ao planejamento é fornecer preços para o mercado de curto prazo de energia, que estão relacionados ao custo marginais de operação. Realizado na pratica pela CCEE, que utiliza os modelos para obter o preço de energia em cada submercado, por patamar de carga, com decks de dados semelhantes aos utilizados pela ONS, porém removendo algumas restrições internas às operações dos submercados. (CEPEL, 2019, p .23).

De acordo com a CCEE, o CMO é (CCEE,2019, p8),

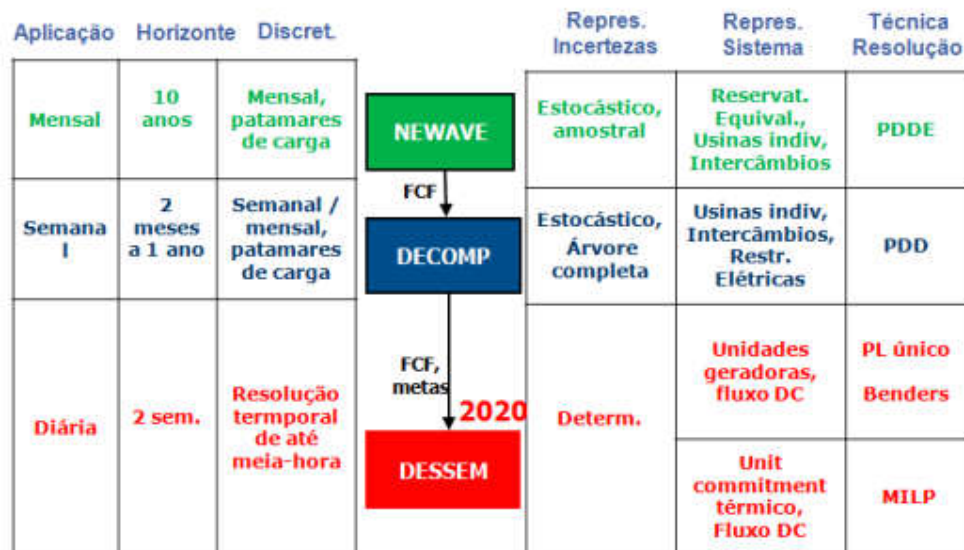
Um dos resultados fornecidos pela cadeia de modelos NEWAVE e DECOMP é o CMO, que representa o custo variável do recurso de geração mais caro despachado, caso esse ainda tenha disponibilidade para suprir o próximo incremento de carga.

2.3 MODELOS COMPUTACIONAIS ADOTADOS NO BRASIL

Uma cadeia de modelos computacionais desenvolvida pelo CELPE é utilizado para determinar o despacho hidrotérmico do SIN. Atualmente o modelo DESSEM está em fase

final de validação para ser utilizado a partir de janeiro de 2021, com a finalidade de determinar o despacho da operação semi-horário e o preço de energia horário para o dia seguinte, atuando de forma coordenada com modelos DECOMP e NEWAVE. (CCEE, 2019).

Figura 4: Processo de planejamento da operação e estabelecimento do preço no mercado de curto prazo para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN).



Fonte: (Eletrobras Cepel, 2019, p. 31).

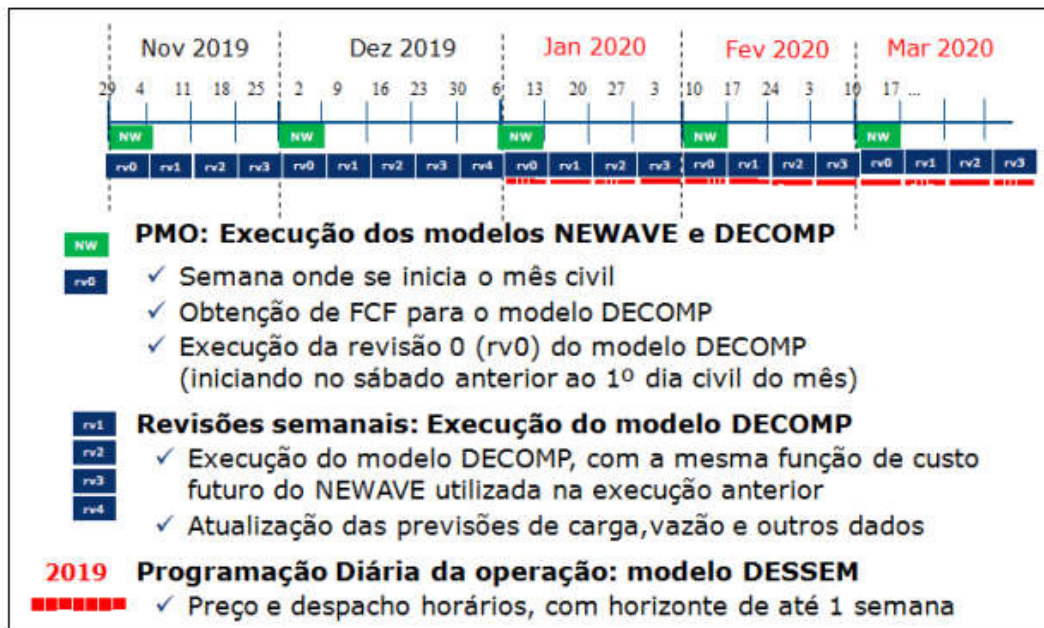
Observa-se na Figura 4 que o modelo de estudo desse trabalho, DESSEM, é utilizado em cascada com outros modelos que oferecem informações do longo prazo. No modelo DESSEM define-se uma programação de geração sujeita as condições operativas das usinas hidroelétricas, termoelétricas e da rede elétrica, a partir da Função Custo Futuro (FCF) obtida pelo modelo DECOMP. O acoplamento entre os modelos da cadeia é feito pelo estabelecimento dos chamados “valores da água” para as diversas usinas hidroelétricas, os quais indicam os benefícios incrementais no futuro medidos a valor presente, de se manter água armazenada nos reservatórios ao final do horizonte de curto prazo. (Eletrobras CEPEL, 2019)

Ao valorar economicamente a água dos reservatórios, esta função permite que o modelo DESSEM calcule, de forma implícita, custos incrementais de geração hidroelétrica variáveis com os níveis dos reservatórios e o ponto de operação da usina, que podem ser comparados com custos de geração termoelétricas. (Eletrobras CEPEL, 2019)

Ressalta-se que cada um desses modelos utiliza uma série de modelos auxiliares para fornecer dados necessários para a determinação do planejamento, tais como previsão de carga, geração de cenários ou previsão de afluências, previsão/geração de cenários de produção

eólica, restrições para controle de cheias, cronograma de manutenção, entre outros (Eletrobras CEPEL, 2019).

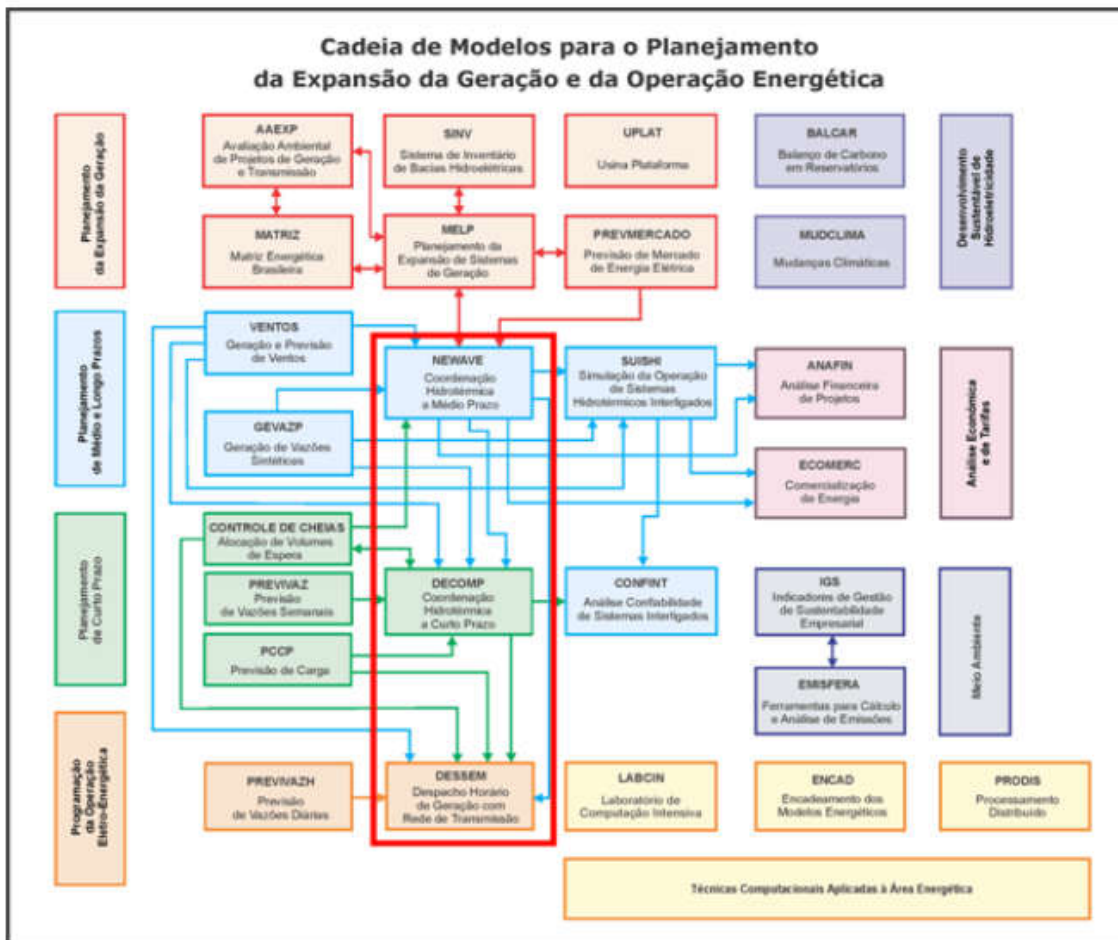
Figura 5: Ordem de execução dos Modelos.



Fonte: (Eletrobras Cepel, 2019, p. 33).

Na Figura 5 observa-se a ordem de execução dos modelos que são usados em cascata, sendo executado do longo prazo até o curto prazo, em uma estratégia de horizonte rolante: o modelo NEWAVE é executado uma vez por mês, o modelo DECOMP uma vez por semana e o modelo DESSEM diariamente.

Figura 6: Integração dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM com outros modelos desenvolvidos pelo CEPEL para Planejamento de Operação Hidrotérmica



Fonte: (Eletrobras Cepel, 2019, p. 32).

Na figura 6 observa-se que a previsão de Vazões Diárias e a Previsão de carga influenciam diretamente no modelo DESSEM que define o custo da energia eléctrica horária, essas duas variáveis são objetos de estudo desse trabalho. Um dos resultados importantes para esse trabalho vindo do processamento do modelo é o CMO (Custo marginal de operação) que, limitado por um piso e um teto, origina o PLD.

- **NEWAVE:** Com horizonte é de até cinco anos à frente, discretizados em etapas mensais. O objetivo principal desse modelo é valorar a água no tempo, em função dos níveis dos reservatórios, construindo-se assim a chamada “política de operação”, composta por um conjunto de funções custo futuro para cada período de tempo. No horizonte de até 12 meses, discretizado em etapas semanais e mensais, determinam-se as metas individuais de geração das usinas hidráulicas e térmicas, bem como os intercâmbios de energia entre subsistemas (Eletrobras Cepel, 2019)

- O DECOMP é um modelo desenvolvido para aplicação no planejamento da operação em curto prazo, seu objetivo é determinar metas de geração de cada usinas de um sistema hidrotérmico sujeito às afluências estocásticas, de forma a atender à demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento (Eletrobras Cepel, 2019).
- O DESSEM determina a programação diária de operação e está sendo validado pela ONS e CCEE para uso oficial, para estabelecer o preço horário de energia no Brasil (Eletrobras Cepel, 2019).

A ANEEL é responsável pelo cálculo do PLD máximo e mínimo. Esse tem o objetivo fazer com que o PLD não possua valores próximo a zero que pode acontecer quando houve vertimento de água nas usinas, e nem valores muito elevados, que podem acontecer em épocas de secas.

2.3.1 Principais características do modelo DESSEM

A CEPEL desenvolveu em 1999 a primeira versão do DESSEM, o modelo tem passado por diversos aprimoramentos, incorporando diversas restrições e funcionalidades, incluindo-se: restrições sistêmicas (balanço de demanda, reserva de potência por área de controle), restrições da rede elétrica (limites individuais de fluxo nas linhas, limites de somatório de fluxo (inequações) em um conjunto de linhas, além de restrições de segurança), restrições para as usinas hidroelétricas (vazões mínimas, volumes de espera, limites inferiores e superior para vazão turbinada, vertida, armazenada, geração além de limites de rampa de variação horaria para todas essas variáveis), restrições para usinas térmicas (tempo mínimo ligada e desligada, restrições de rampa, custo de partida e parada), além de todas restrições já apresentada pelo modelo DECOMP, adaptadas para discretização horária. Além do acoplamento por meio de uma função de custo futuro (CEPEL, p20, 2019).

Os principais resultados do modelo DESSEM são: o despacho para o próximo dia, de meia em meia hora, com ou sem rede elétrica; os custos marginais de energia em base de meia hora, por barra ou submercado; operação horaria dos reservatórios, com destaque para os de regularização diária; os fluxos nas linhas e injeções nas barras da rede elétrica, além do status de todas as restrições de segurança (CEPEL, p20, 2019).

2.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

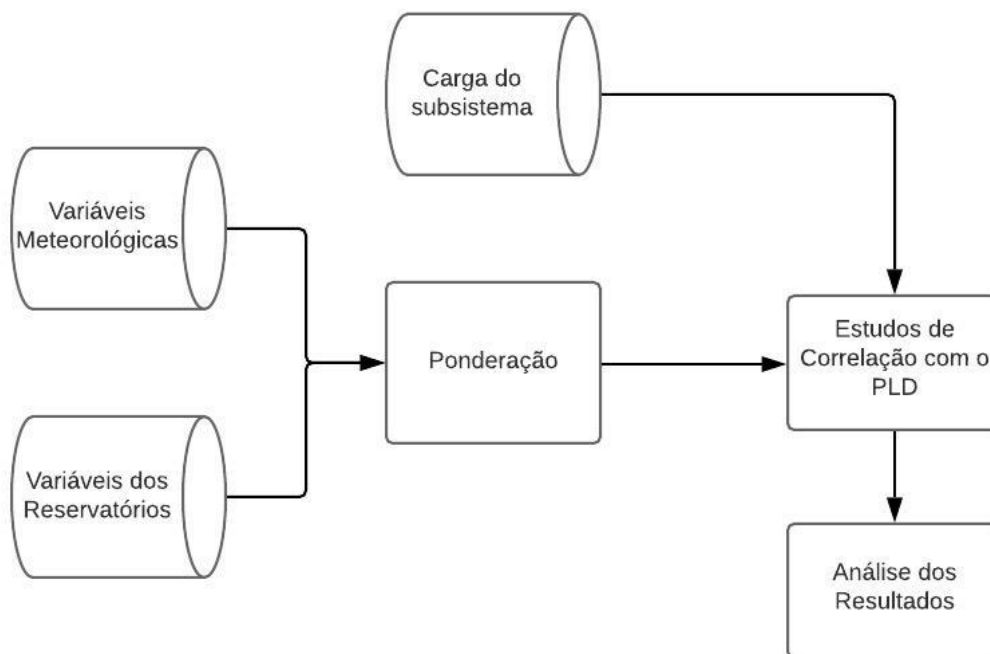
Nesse capítulo foi apresentado um estudo geral da matriz elétrica nacional bem como um estudo de como os sistemas de despacho lidam com as variáveis, esse estudo foi fundamental para definir as variáveis a serem utilizadas na metodologia a ser proposta nos próximos capítulos, pois pode-se definir quais variáveis são utilizadas de entradas pelos modelos de que fazem a estimativa do CMO e por fim do PLD.

3 METODOLOGIA

Nesse capítulo apresenta-se a metodologia proposta bem como a análise de todas as variáveis a serem incluídas no estudo, além do tratamento dessas variáveis para entrada nos estudos de correlação, que incluem gráficos e aplicação de correlação de Pearson a fim de valorar essas correlações.

Na figura 7 se apresenta-se o fluxograma geral desse trabalho, nota-se cada uma das variáveis a ser utilizadas no trabalho e também o tratamento prévio de cada uma antes da utilização do estudo de correlação.

Figura 7: Fluxograma geral do estudo



Fonte: Próprio Autor.

Então o resultado da metodologia proposta são os estudos de correlação e a estimativa das principais variáveis que compõem a formação do PLD, a fim de estimar as variáveis de entrada de um modelo de previsão a ser proposto.

3.1 ASPECTOS DE ANÁLISE DO PLD

A entrada em operação do PLD horário está definida para janeiro de 2021 e desde abril de 2018 a CCEE deu início a Operação Sombra, que tem como objetivo antecipar os eventuais impactos da adoção do preço horário, sendo este preço calculado ex-antes (com base em informações previstas) e pelo modelo DESSEM.(CCEE, 2018) Ressalta-se que esses valores não estão vigentes e servirão de análise para este trabalho.

A principal variável a ser estudada nesse trabalho é o PLD que durante a Operação Sombra é processado em dois Decks do DESSEM, sem rede elétrica e com rede elétrica para cada Submercado de Energia Sul, Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte. O deck é um conjunto de arquivos necessários para o processamento dos modelos da CEPEL.

Sem rede elétrica: interna ao submercado + FCF do DECOMP sem restrição elétrica interna e com rede elétrica: interna ao submercado + FCF do DECOMP com restrição elétrica interna; (CCEE, 2018).

Os resultados sem rede são processados desconsiderando as restrições elétricas internas aos submercados, o mercado de energia elétrica é dividido em submercado devido às restrições de intercâmbio entre áreas geoeletricas, quando ativas nos modelos de otimização impedem o fluxo energético de um submercado para outro, afetando a minimização do custo total de operação e, por consequência, definindo o CMO e PLD com valores diferentes nos submercados. (ANEEL, p2, 2010)

Um Submercado é definido como uma região onde, não existe restrições internas de intercâmbio, ou seja, todas as cargas das barras nela localizadas podem ser agregadas e consideradas por um valor único, referente a esse submercado. Por esse motivo o custo marginal de operação é definido por submercado, e este é composto por um conjunto de usinas hidroelétricas, usinas termoeletricas, outras fontes de geração e consumo de carga.

3.2 ASPECTOS DOS RESERVATÓRIOS SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Conforme apresentado na revisão bibliográfica, a produção de energia no Brasil deve-se a sua maioria a usinas hidrelétricas, o emprego de cursos d'água para geração de energia elétrica envolve a construção de uma barragem, que represa a vazão afluente à usina, formando assim um lago artificial. As funções dessa barragem são de prover a altura necessária para queda da água, e também acumular água o que permite a usina utilizar parte do volume armazenado para compensar a menor afluência em períodos de estiagem, regularizando a geração de energia. Essa geração de pode ser considerada mais atrativa em

relação às demais fontes pois possui custo mais baixo, bem como implica em menor emissão de gases.

A ANA (Agência Nacional de Águas) monitora e analisa a evolução das chuvas, dos níveis e da vazão dos principais rios, reservatórios e bacias hidrográficas, compartilhando informações e servindo de suporte para a decisão das autoridades responsáveis pela gestão de eventos hidrológicos críticos no País. Esse gerenciamento de informações necessário para auxiliar na prevenção e redução dos efeitos das secas e inundações. (ANA, 2019)

As variáveis fornecidas pela ANA e que serão utilizadas nesse trabalho estão citadas abaixo com uma breve explicação da informação do que cada uma simboliza para o estudo desse trabalho:

- Vazão afluente (m/s^2) – aquela que chega a um aproveitamento hidroelétrico ou a uma estrutura hidráulica;
- Vazão natural (m/s^2) – obtida com a retirada do efeito antrópico, tais como regularizações de vazões realizadas por reservatórios, desvios de água, evaporações em reservatórios e usos consultivos (irrigação, criação animal e abastecimento urbano, rural e industrial);
- Vazão turbinada (m/s^2) – aquela que passa pelas turbinas e gera energia elétrica;
- Vazão vertida (m/s^2) – passa pelos vertedouros da usina e não gera energia;
- Vazão defluente (m/s^2) – soma da vazão turbinada e da vazão vertida;
- Cota (m) – Profundidade do reservatório em relação ao nível do mar;
- Volume útil (%) – Corresponde ao volume compreendido entre níveis d'água mínimo operacional e o máximo operacional;

Ressalta-se aqui que esses dados estão disponíveis em base diária, ou seja, tem-se alteração nos valores ao passar 24h do dia. Para esse trabalho, e conseqüentemente para as estimativas de correlações e gráficos a serem analisados, o valor do PLD comparativo será baseado na média dos PLDs horários com e sem rede do respectivo dia dos dados e vazão.

3.2.1 Método de Análise dos Reservatórios

Propõe-se ponderar as variáveis dos reservatórios demonstradas na seção anterior em relação a capacidade de armazenamento de energia de cada bacia/reservatório admitindo todos os reservatórios cheios. Essa informação é fornecida pela ONS, que disponibiliza a

porcentagem que cada reservatório tem em relação ao armazenamento máximo de cada subsistema.

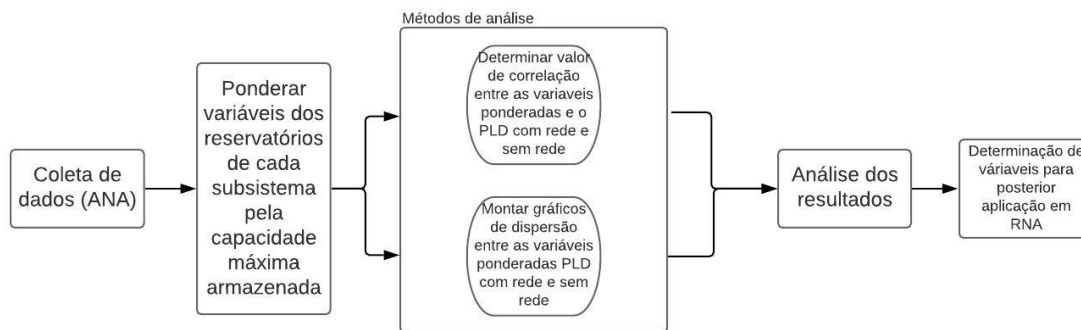
Cada subsistema tem diversas medições dos reservatórios de diversas usinas, para comparar com o PLD foi necessário estimar um valor para cada subsistema, dessa forma usa-se a estratégia de ponderação.

O valor ponderado das variáveis das bacias tende a aproximar do valor medido com maior capacidade de armazenamento de energia que pode representar a maior capacidade de geração de energia. Para ponderar as variáveis dos reservatórios utiliza-se a equação (2).

$$W = \frac{\sum_{n=1}^m W_n ** CP_n}{\sum_{n=1}^m CP_n} \quad (2)$$

Um fluxograma das informações é apresentado na Figura 8, onde tem-se desde a coleta de dados, o uso da ponderação do reservatório do subsistema, determinação da correlação entre as variáveis ponderadas, montar gráficos de dispersão entre as variáveis, por fim uma análise qualitativa das variáveis e a determinação de variáveis de um trabalho futuro de projeção futura do PLD.

Figura 8: Fluxograma dos métodos de análise das variáveis dos reservatórios do subsistema.



Fonte: Próprio Autor.

3.3 ASPECTOS DE TEMPERATURA

A variável estudada em aspectos meteorológicos nesse trabalho é a temperatura. No Brasil, essa é medida e divulgado através de estações meteorológicas vinculadas ao INMET. Uma série de estudos de previsão de carga tratam a temperatura como aquela cuja maior influência sobre a demanda de energia é observada. Este fato se deve, diretamente pela relação entre demanda e as características técnicas dos equipamentos, principalmente em unidades consumidoras residenciais e comerciais (L. N, et A1. 2018).

Um grande número de estudos propõe diferentes maneiras de usar as variáveis climáticas em modelos de previsão. Por exemplo, temperatura é uma variável bastante utilizada em modelos de previsão junto com umidade relativa e velocidade do vento, pela sua influência no consumo de energia elétrica (L. N, et A1. 2017).

3.3.1 Método de Análise da Temperatura

Com relação as Usinas Hidrelétricas a potência instalada determina se a usina é de grande ou médio porte ou uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH). A ANEEL adota três classificações (ANEEL,2008):

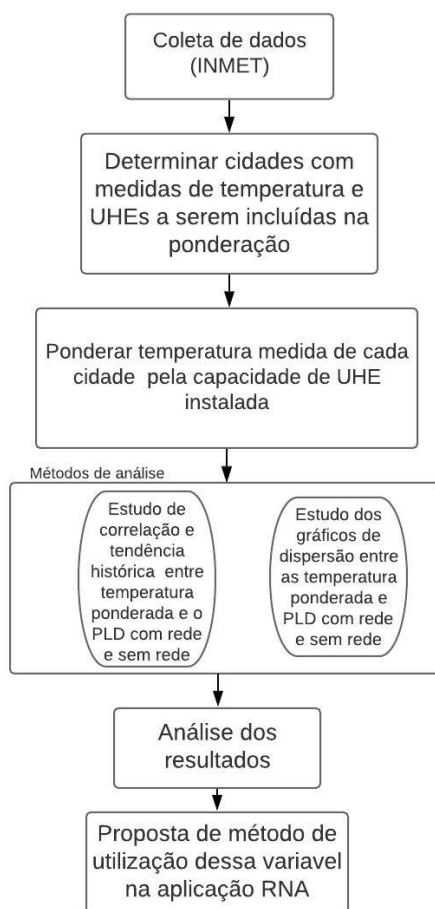
- Centrais Geradoras Hidrelétricas (com até 1MW de potências instalada);
- Pequenas Centrais Hidrelétricas (entre 1MW e 30MW de potências instalada);
- Usinas Hidrelétricas de Energia (UHE, com mais de 30MW).

Propõe-se ponderar os dados de temperatura das estações meteorológicas automáticas fornecida pelo INMET de cada cidade, pela capacidade de geração das UHE (Usina Hidrelétrica) da mesma cidade.

Foram consideradas nesse estudo cidades em que a estação e a usina se encontram na mesma localidade e também usinas que tenham capacidade de geração superior à 1.000 MW. Nesse caso os dados de temperaturas foram obtidos por meio da estação meteorológicas mais próxima de acordo com a geolocalização.

Na Figura 6 apresenta-se um fluxograma do tratamento dos dados das variáveis meteorológicas, primeiro a coleta de dados, depois determinar quais as cidades entraram no estudo, após utilizamos a ponderação para obtermos o valor de temperatura a ser utilizado no trabalho, por fim uma análise dos resultados e uma proposta de utilização dessa variável no modelo de previsão do PLD. (ANEEL.2019)

Figura 9: Fluxograma dos métodos de análise das variáveis meteorológicas.



Fonte: Próprio Autor.

3.4 ASPECTOS DE CARGA DO SUBSISTEMA

Um dos dados de entrada do modelo DESSEM são as características da rede elétrica, o modelo da rede elétrica utilizado é linearizado em potência ativa, no qual despreza o efeito da tensão/potência reativa. O modelo é baseado no forte acoplamento entre potência ativa e o ângulo das tensões e apresenta resultados tanto melhores quanto for o nível de tensão do sistema (CEPEL, p70, 2019).

Essa modelagem compõem a consideração de perdas do sistema. No modelo a estratégia utilizada foi a de incorporar nos dados de carga das barras, as perdas estimadas na rede. Assim, as perdas não ficam em função do despacho que de fato é decidido pelo modelo, pois essa informação não é conhecida a priori. Desta forma, o DESSEM oferece a possibilidade de representar as perdas na rede segundo a modelagem DC (CCEE, 2019).

Então, nesse trabalho é proposto um estudo de correlação entre a carga e o preço da energia elétrica. Uma motivação para esse estudo é dado porque um aumento de consumo da energia, reflete em maiores perdas para operar o sistema. Por consequência, há possibilidade

de ocorrer um impacto significativo no preço. Nesse trabalho foi avaliado o nível de importância dado as perdas, e conseqüentemente a carga, no preço da energia elétrica, dados pelos modelos do preço da energia elétrica definidos pelos reguladores do sistema elétrico.

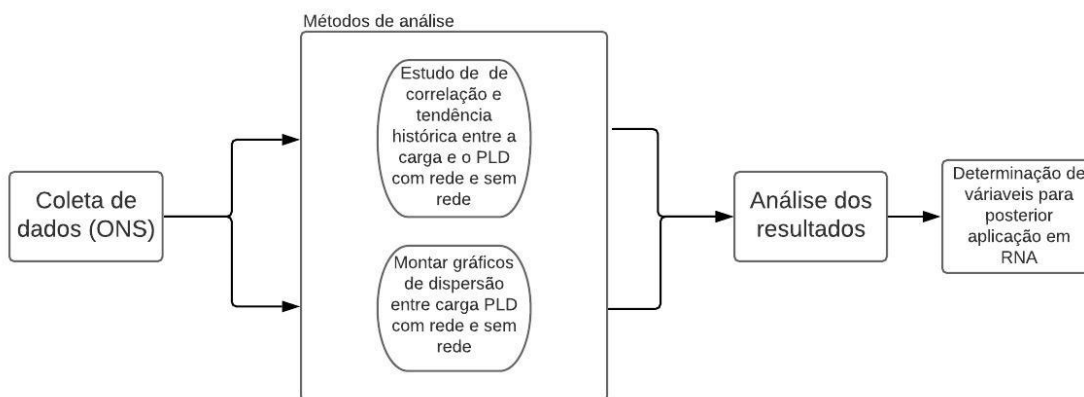
Segundo a ANEEL, as perdas totais representaram 14% do mercado consumidor em 2018 (ANEEL, 2019). Essas perdas equivalem ao consumo de energia elétrica das regiões Norte e Centro-Oeste em 2016. Dessa forma deve existir um repasse tarifário dos níveis eficientes das perdas do sistema e esses repasses devem ser avaliados e identificados nesse trabalho como resultados do estudo de correlação de carga e PLD.

3.4.1 Método de Análise da Carga

A carga do subsistema analisado foi obtida com base nas informações fornecidas pela ONS em base horária, através dos boletins diários de operação. Então nesse trabalho o estudo de correlação pode ser realizado com os preços de energia também discretizado em base horária e com a hora correspondente do dia.

A Figura 10 apresenta o tratamento dos dados que serão utilizados no estudo, de modo mais simples, o cálculo do valor de correlação e montagem dos gráficos de dispersão para análise.

Figura 10: Fluxograma dos métodos de análise da carga do sistema.



Fonte: Próprio Autor.

3.5 CORRELAÇÃO DE PEARSON

O estudo de correlação é baseado em um diagrama de dispersão, no qual relaciona, par-a-par, duas variáveis distintas, com medições simultâneas, posicionadas uma no eixo X e outra no eixo Y, no qual cada ponto indica uma medição diferente. A aglomeração desses pontos gera, então, uma tendência de curva para aquele conjunto de medições. Quanto mais

próximos forem esses pontos, em torno de uma reta, maior tende a ser a relação de Pearson, entre os mesmos. (BUNCHAFT; KELLNER; HORA 1997).

O coeficiente de Pearson de Correlação é o resultado matemático dessa avaliação do diagrama de dispersão. O resultado é uma variação contínua de -1 e +1, onde assume-se esses valores, uma correlação perfeita entre as variáveis de entrada, sendo o sinal diretamente proporcional (positivo) ou inversamente proporcional (negativo). Quando o valor é 0, a correlação é nula e não existe nenhuma relação entre os dados, a equação para o coeficiente e dada por: (L. N, et A1. 2018).

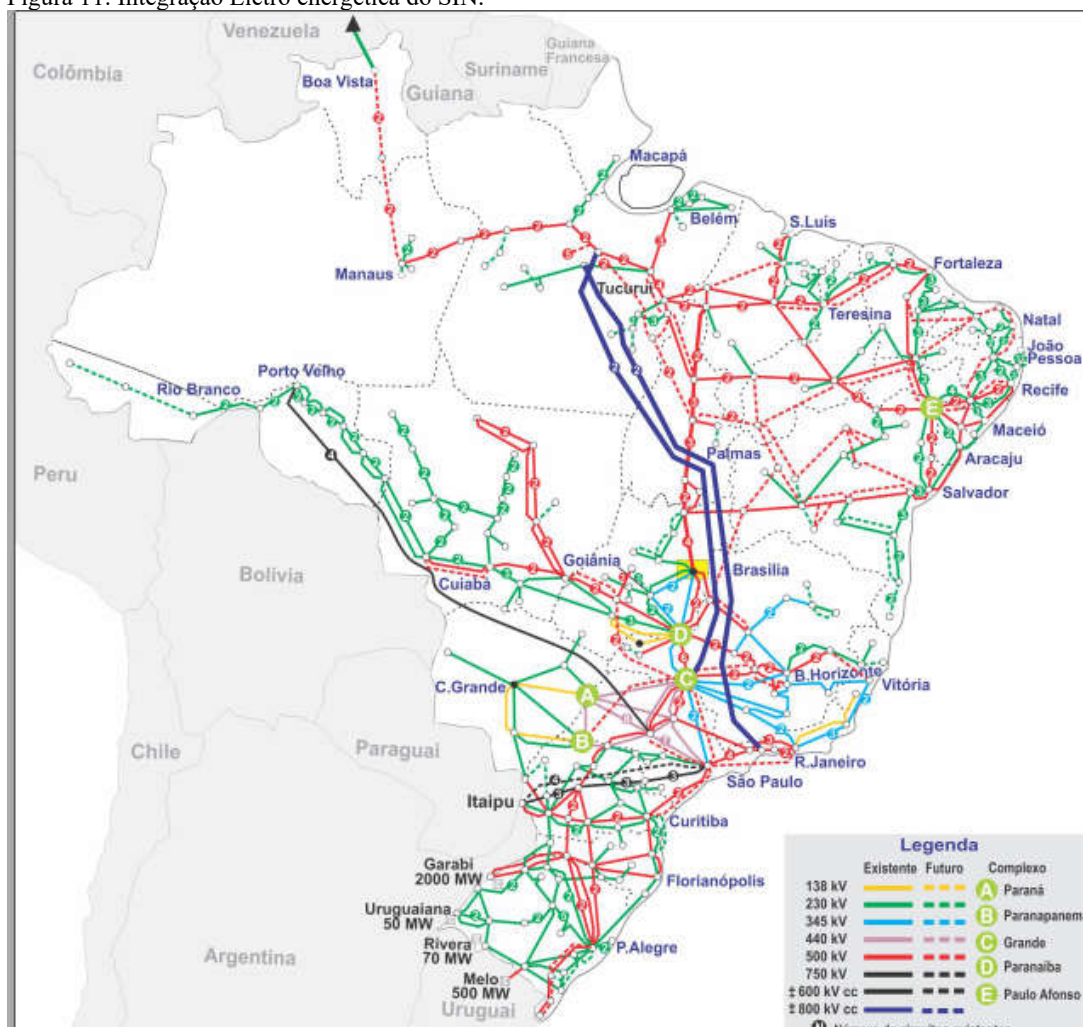
$$r = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n X_i \cdot Y_i - \sum_{i=1}^n X_i \cdot \sum_{i=1}^n Y_i}{\sqrt{n \cdot \sum_{i=1}^n X_i^2 - (\sum_{i=1}^n X_i)^2 \cdot \sum_{i=1}^n Y_i^2 - (\sum_{i=1}^n Y_i)^2}} \quad (1)$$

4 ESTUDO DE CASO

O presente capítulo apresenta o estudo de caso realizado a fim de aplicar a metodologia proposta anteriormente. Para isso foi aplicado o estudo para o Subsistema Sul que compõe o Sistema Interligado Nacional. Na primeira parte um breve resumo e contextualização sobre o cenário em que o Subsistema está inserido e por fim análise das correlações e gráficos propostos nesse trabalho.

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil demonstrado na Figura 11 é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com dimensões continentais, predominância de usinas hidrelétricas e múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. (ONS, 2019)

Figura 11: Integração Eletro energética do SIN.



Fonte: (ONS, 2019)

Visto a exposição do Sistema Interligado Nacional na figura acima se estabelece o Subsistema a ser aplicado a metodologia proposta, Subsistema Sul. Por sua vez a tabela 1 apresenta as informações do Subsistema estudado, com uma população de 29.774.000 habitantes e consumo na rede de 84.997GWh, sendo segundo maior consumidor para o ano de 2017.

Como o PLD horário na operação sombra é uma metodologia nova de precificação, os valores de PLD considerados serão de 02/09/2018 até 30/07/2019, nesse intervalo existe uma maior confiabilidade e variação dos dados em base horária, consegue-se obter melhor variação do PLD para um estudo de correlação mais confiável.

Tabela 1: Informação do Subsistema Sul

Região Sul	2017	
População	27.774	mil
Consumo na rede	84.997	GWh
Consumo per capta	2.858	kWh/hab
Consumidores	12.229	mil
Consumidores Residenciais	10.002	mil
Consumo Médio	576	Kwh/mês
Consumo Residencial Médio	117	kWh/mês

Fonte: (EPE,2019).

Em relação ao comportamento hidrológico do subsistema estudado, o Subsistema Sul tem um comportamento diferente aos demais subsistemas do Sistema Interligado, possui maior disponibilidade de geração hidráulica nos meses do período sem chuvas do SIN, e também para o período com menos afluências que coincide com o período de chuvas dos demais subsistemas (Silva T.H, 2012).

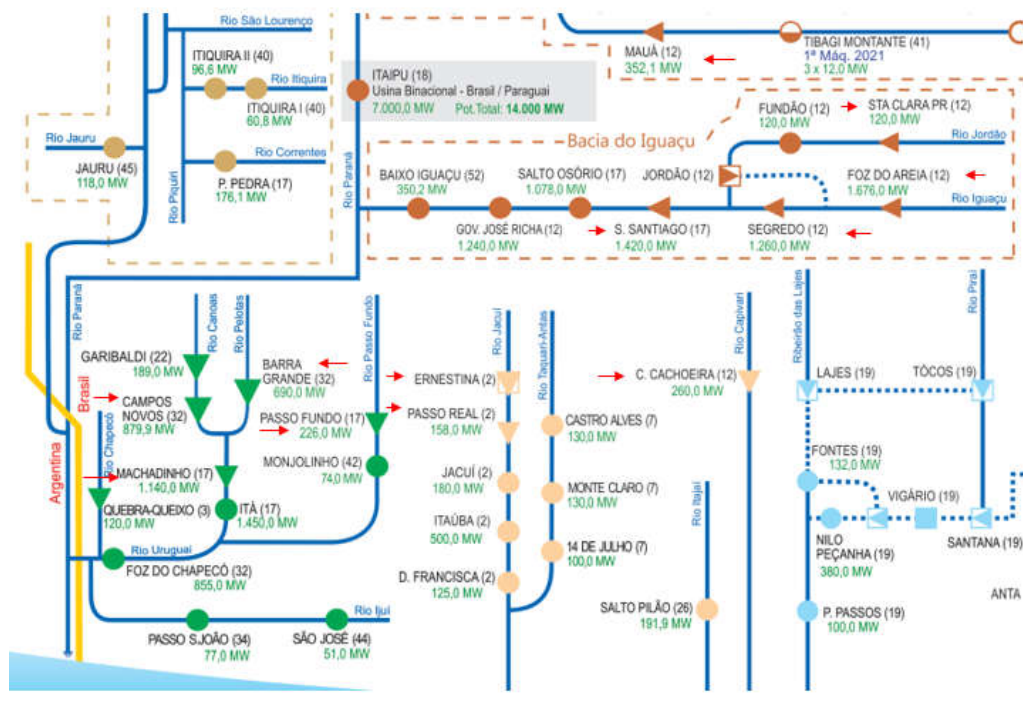
4.1 VARIÁVEIS DE ENTRADA

4.1.1 VARIÁVEIS DOS RESERVATÓRIOS

Os dados de entrada do estudo foram divididos em duas discretizações, diária e horaria. As variáveis dos reservatórios retirados da ANA com dados de 02/09/2018 até 30/07/2019, serão discretizadas com base diária e comparadas com o valor médio do PLD horário do dia correspondente,

Para o estudo de correlação propõe-se ponderar as variáveis de acordo com os reservatórios, na Figura 12 a seguir se encontra as usinas com e sem reservatórios com seus respectivos rios.

Figura 12: Usinas com reservatórios a serem ponderados



Fonte: Adaptado de (ONS, 2019)

Então as variáveis dos reservatórios serão ponderadas pelo valor de cada reservatório considerando capacidade máxima de armazenamento em relação ao subsistema pelos valores apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Capacidade dos reservatórios da região Sul em relação a capacidade máxima armazenada

Reservatório	Capacidade de Armazenamento (%)
Capivari	2
B. Munhoz	31
Salto Santiago	17
Segredo	2
Santa Clara	2
Passo Real	14,5
Ernerstina	1,03
Maia	1,27
Barra Grande	14,67
Passo Fundo	8,4
Machadinho	4,44
Campos Novos	1,13

Fonte: ONS.

As variáveis a serem analisadas são Afluência, Defluência, Volume Útil, Vazão Turbinada, Vazão Natural e Cota, todas elas ponderadas pela capacidade máxima de armazenamento, os valores da ponderação são demonstrados na Tabela 2.

Como colocado no Capítulo 3, para essa análise de correlação, foi realizada a elaboração de gráficos de dispersão a fim de apurar tendências de dados, quando relacionados ao PLD. Uma vez que são diversas variáveis, serão gerados 9 gráficos um para cada variável além da análise do valor da correlação para identificar aquela de maior impacto frente ao PLD.

4.1.2 VARIÁVEIS DE TEMPERATURA

A variável temperatura foi discretizada em base horária e analisada a sua correlação com a hora e o dia correspondente a sua previsão, bem como ser ponderada para o subsistema sul com as informações mostradas na Tabela 3.

Tabela 3: Capacidade das Usinas da região Sul e medição de temperatura do INMET

Usina	Cidade da Medida de temperatura	Capacidade de geração		
Bento Gonçalves	Bento Gonçalves	230	kW	1,66 %
Canela	Canela	56	kW	0,4 %
Foz Iguaçu	Foz Iguaçu	7.000	kW	50 %
Curitibanos	Curitibanos	30	kW	0,21 %
Aratiba	Erechim	1.450	kW	10,5 %
Piratuba	Joaçaba	1140	kW	0,29 %
Capitão Leônidas Marques	Planalto	1140	kW	8,98 %
Quedas do Iguaçu	Dois Vizinhos	1078	kW	7,8 %
Saudade do Iguaçu	Laranjeiras do Sul	1420	kW	10,28 %
Guarapuava	Inacio Martins	1260	kW	9,12 %

Fonte: ONS.

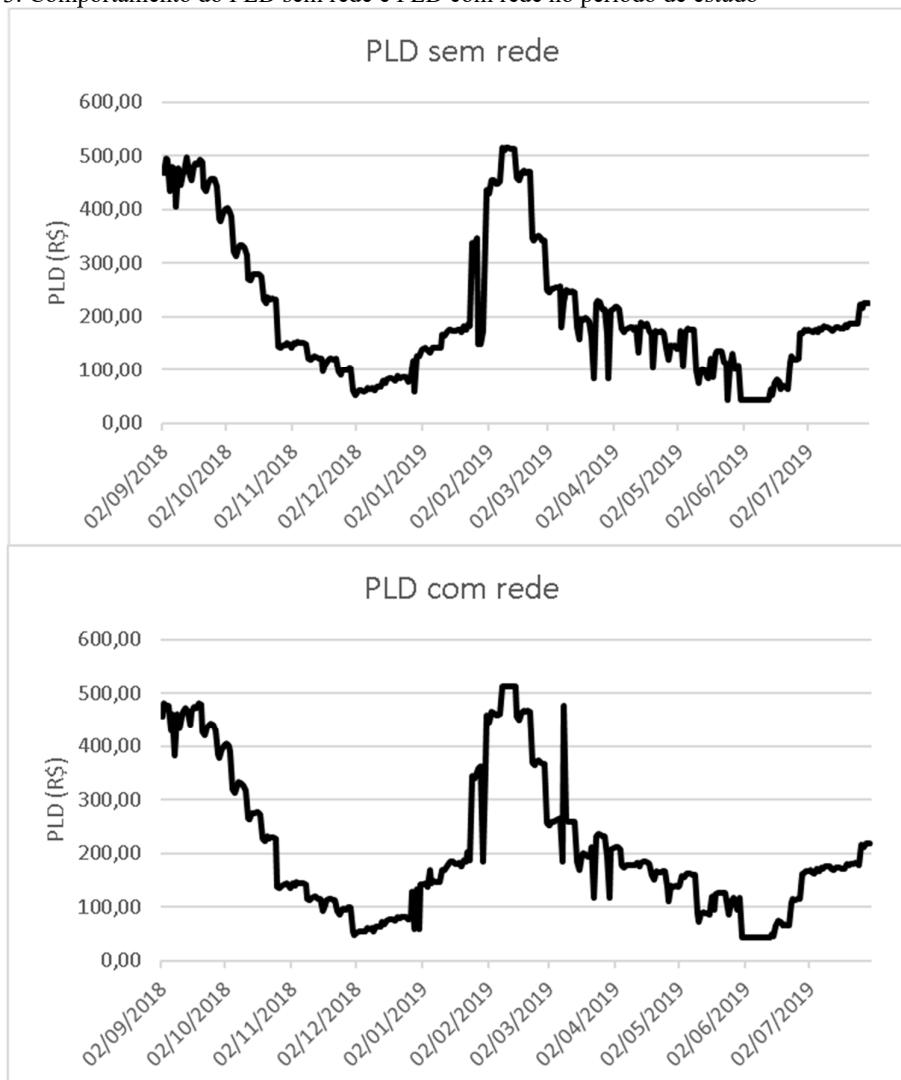
4.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.2.1 Informações Hidrológicas

Como exposto a principal variável desse trabalho é o PLD divulgado pela CCEE na Operação Sombra, o comportamento dos PLD é demonstrado na Figura 13, como observa-se tem um comportamento entre R\$ 500,00 e R\$50,00 no período de estudo do trabalho, com a

alta acontecendo no período úmido ou de chuvas do subsistema e a baixo em períodos secos ou sem chuva do subsistema.

Figura 13: Comportamento do PLD sem rede e PLD com rede no período de estudo



Fonte: Próprio Autor.

Observa-se que as duas variáveis tem uma tendência a seguir o mesmo padrão de comportamento com uma diferença do PLD com rede que em algum momentos tem um valor maior que o PLD sem rede, esse comportamento fica evidente na análise do gráfico acima, onde próximo ao dia 02/03/2019 o PLD com rede sofre um grande acréscimo representado por um pico do preço.

Como exposto no Capítulo 3, para o estudo de correlação, essa etapa corresponde a elaboração de gráficos de dispersão com retas de tendência e cálculo dos indicadores de Correlação de Pearson a fim de apurar tendências de dados, quando relacionados ao PLD,

uma vez que são 8 variáveis medidas nos reservatórios. A Figura 14 apresenta os gráficos apurados do subsistema Sul.

Figura 14: Gráficos de dispersão do PLD sem rede para estudo de correlação do Subsistema Sul.



Fonte: Próprio Autor.

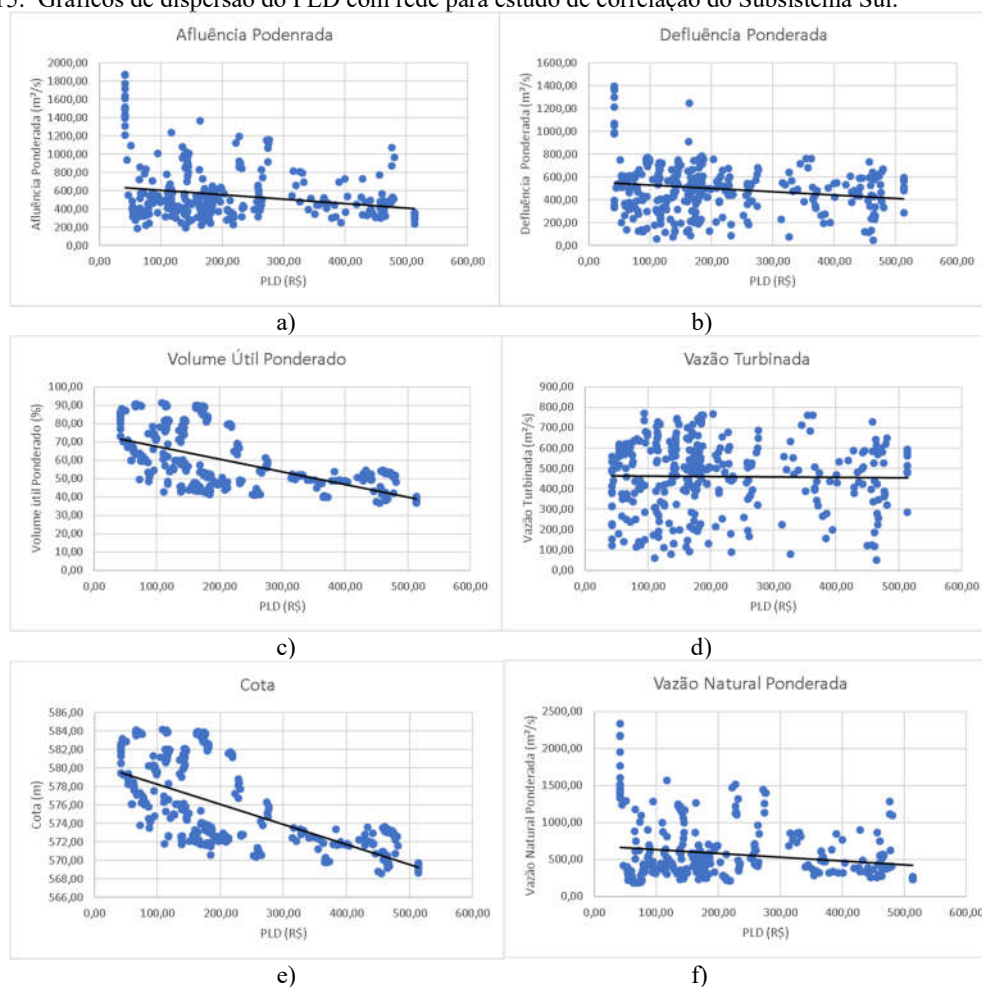
As Figura 14-a, Figura 14-b e Figura 14-d representam a relação entre o PLD sem rede e o histórico da Afluência, Defluência e Vazão Turbinada ponderadas pelas usinas do subsistema. Neste caso nota-se uma linha quase estacionária (ou horizontal) e demonstrando um caso onde o PLD tende a permanecer, no geral, sem variação quando acontece um aumento ou uma diminuição do valor das variáveis.

A Figura 14-f, representa a relação entre PLD e o histórico de Vazão Natural. Assim nota-se uma leve inclinação descendente, ou seja, uma tendência de queda do PLD em relação a Vazão Natural.

As Figura 14-c e Figura 14-e, representam a variação da Cota e Volume Útil ponderados em relação ao PLD. Essas serão as duas variáveis mais importante vinculadas aos estudos hidráulicos para esse trabalho. Elas demonstram uma relação de inclinação

descendente da reta de tendência apurando-se uma relação inversamente proporcional, ou seja, a medida que há acréscimo da cota, há uma tendência de redução do Preço de Liquidação das Diferenças. Também nota-se que essa variável tem a maior inclinação da reta de tendência em relação as outras variáveis, então pressupõe-se que existe uma alta correlação entre essas duas variáveis, como será comprovado com o valor da Correlação de Pearson no decorrer do trabalho.

Figura 15: Gráficos de dispersão do PLD com rede para estudo de correlação do Substema Sul.



Fonte: Próprio Autor.

As Figura 15-a, Figura 15-b, Figura 15-d representam a relação entre o PLD com rede e o histórico de Afluência, Defluência e Turbinada ponderadas das usinas do substema. Nestes casos nota-se uma leve curva descendente de tendência dos dados, quase a mesma relação do PLD sem rede.

A Figura 15-f, representa a relação entre PLD com rede e o histórico de Vazão Natural, nessa amostragem nota-se a mesma inclinação leve do PLD sem rede, ou seja, uma tendência de queda do PLD em relação a Vazão Natural.

As Figura 15-c e Figura 15-e, representam a variação da Cota e Volume Útil ponderados em relação ao PLD com rede, o qual também demonstra uma relação de inclinação descendente da reta de tendência e apura-se uma relação inversamente proporcional. A medida que há acréscimo da cota, há uma tendência de redução do Preço de Liquidação das Diferenças.

A tabela 4 utiliza-se todos os valores hidrológicos e do PLD para o calculo da Correlação de Pearson das variáveis.

Tabela 4: Resultado da Correlação de Person das variáveis dos reservatórios

Variável	PLD sem rede	PLD com rede
Afluência	-0,21300	-0,21868
Defluência	-0,17614	-0,17129
Volume Útil	-0,52246	-0,55698
Vazão Turbinada	-0,02336	-0,01534
Cota	-0,58986	-0,62400
Vazão Natural	-0,17487	-0,18066

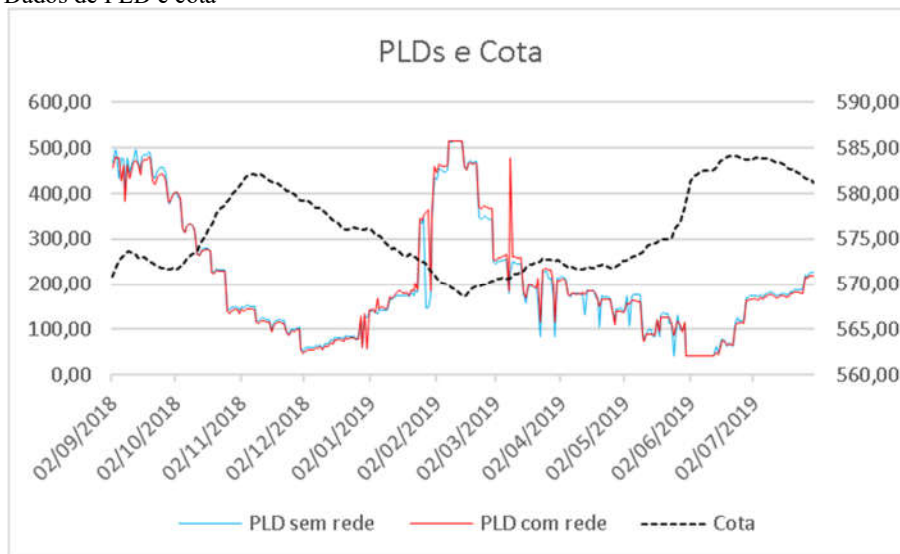
Fonte: Próprio Autor.

Em uma análise geral das correlações apresentadas na Tabela 4, verifica-se resultados significativos em relação a Cota (-0,589 para PLD sem rede e -0,624 PLD com rede) e ao Volume Útil (-0,522 para PLD sem rede e -0,5569 para PLD com rede) das variáveis ponderadas. Essa informação já era esperada devido a linha de tendência das Figura 15-e e Figura 14-e. Essa informação se deve pela importância da capacidade de geração armazenada no subsistema na forma de água nos reservatórios. Analisando os outros resultados, verifica-se uma certa estabilidade das correlações em Afluência, Defluência Vazão Turbinada e Vazão Natural em sua maioria entre -0,17 e -0,22.

Os resultados da Tabela 4 auxiliam na definição da entrada de dados do modelo de previsão a ser proposto no final desse trabalho, sendo os mesmos analisados em relação ao coeficiente de Pearson. Ressalta-se que os melhores valores da correlação de Pearson está entre +1 e -1.

Na Figura 16 o valor dos PLDs e cota ponderada foi plotado em função do tempo para análise.

Figura 16: Dados de PLD e cota



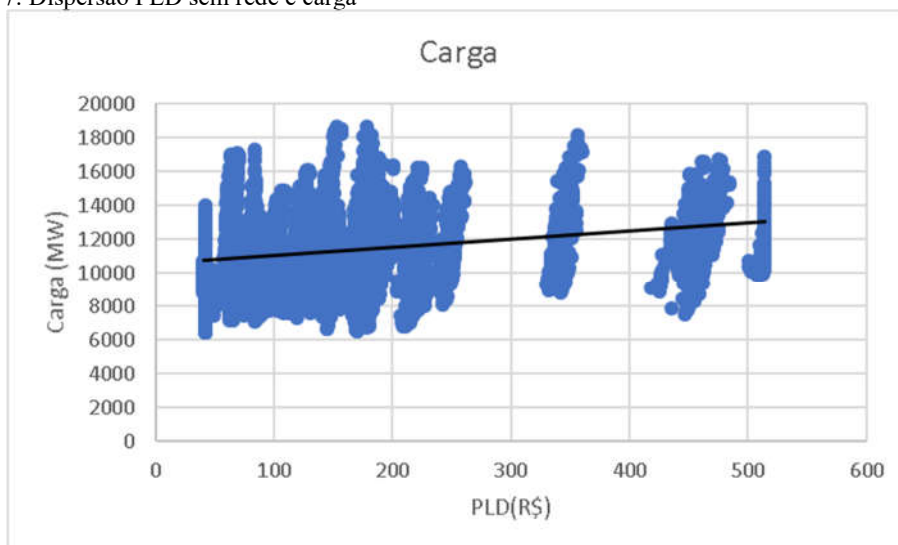
Fonte: Próprio Autor.

Na Figura 16 tem-se a justificativa do elevado valor de correlação entre os dados. É possível somente analisando o gráfico plotado as duas variáveis observar que a elevação da cota ponderada dos reservatórios está vinculada a uma diminuição no valor do PLD. E em contrapartida uma diminuição no valor das cotas está ligado a uma crescente no valor do PLD.

4.2.2 Carga e Temperatura

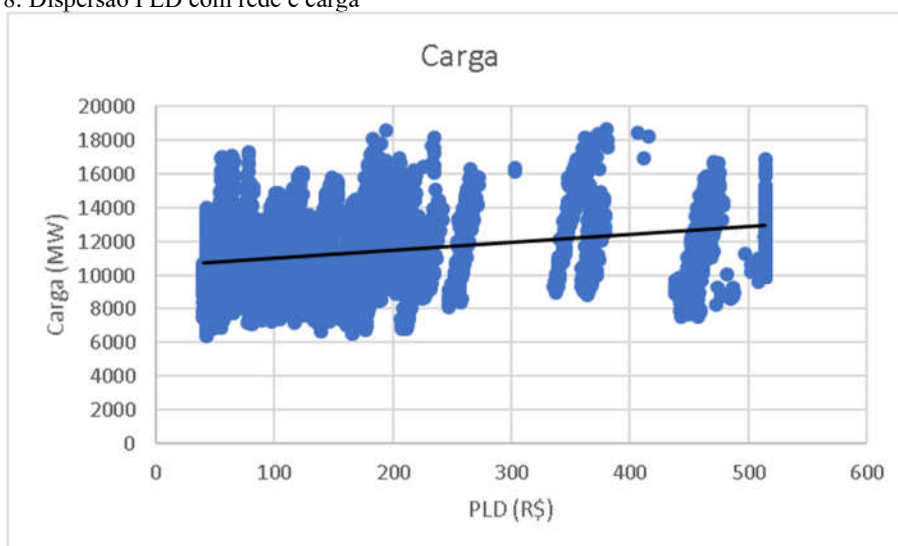
Com dados meteorológicos de carga e temperatura ponderados, pode ser realizada a segunda parte do estudo de correlação. Com base nos dados amostrados entre 01/11/2018 até 30/07/2019 a metodologia se aplica obtendo-se inicialmente, os gráficos de dispersão entre os PLDs e carga. A Figura 17 mostra a dispersão da carga em relação ao PLD sem rede e Figura 18 carga em relação a PLD com rede.

Figura 17: Dispersão PLD sem rede e carga



Fonte: Próprio Autor.

Figura 18: Dispersão PLD com rede e carga



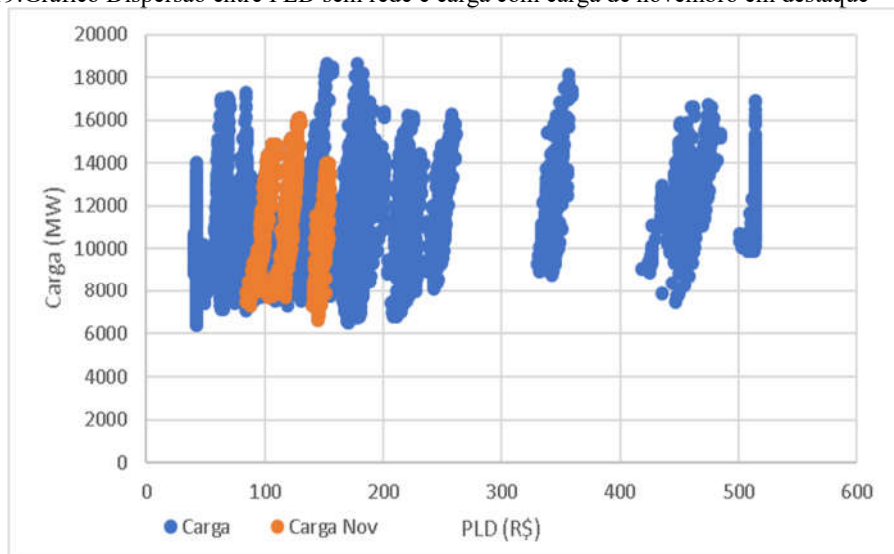
Fonte: Próprio Autor.

Na figura 18 nota-se uma leve inclinação positiva na reta de tendência das duas variáveis, ou seja, existe uma tendência de elevação do valor do preço da energia elétrica em relação ao aumento de carga médio do subsistema.

Nota-se também que o PLD se comporta de maneira a formar uma reta de tendência positiva em vários momentos dos gráficos. Fica evidente, por exemplo, na Figura 18, onde entre R\$300,00 e R\$400,00 o gráfico quase forma uma reta vertical, isso é uma premissa do comportamento dado pelo modelo ao aumento de carga do sistema. Percebe-se que o modelo faz um pequeno ajuste do preço conforme a carga do sistema e assim o preço horário é divulgado.

No gráfico 19 é destacado a carga de novembro, para análise do comportamento mensal da carga em relação ao PLD.

Figura 19: Gráfico Dispersão entre PLD sem rede e carga com carga de novembro em destaque

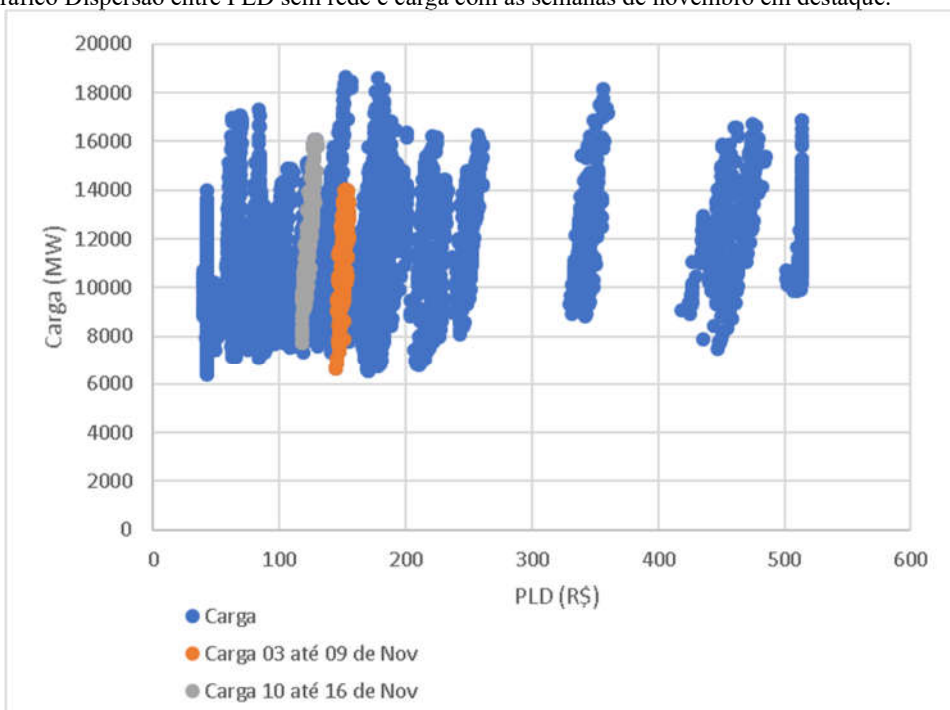


Fonte: Próprio Autor.

Para melhor identificação do comportamento do PLD em relação a carga, no gráfico apresentado na Figura 19 foi destacado o comportamento da carga para o mês de novembro, nota-se que o mesmo foi composto por 3 estágios (linhas) e após isso o PLD não tem grandes variações e se comporta de maneira estável e quase linear durante estágios.

Com uma análise dos dados percebe-se que esses estágios são as semanas operatórias do sistema de sábado até sexta feira, o próximo gráfico feito foi formular um gráfico que demonstre esse comportamento do PLD.

Figura 20: Gráfico Dispersão entre PLD sem rede e carga com as semanas de novembro em destaque.

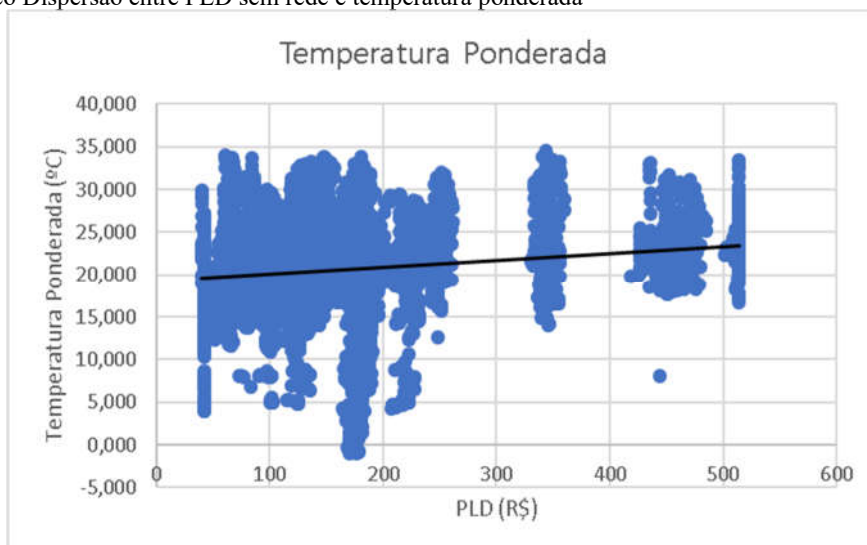


Fonte: Próprio Autor.

No gráfico 20 destaca-se o comportamento de duas semanas de novembro de 2018, dos dias 03 até 09 e 10 até 16. Assim percebe-se como o PLD se comporta durante toda a semana, não ocorrendo durante as semanas amostradas uma desigualdade muito evidente, o valor do PLD foi alterado em pequena escala, em função da mudança da carga, essa será uma premissa para basear o sistema de previsão do PLD semanal em duas etapas.

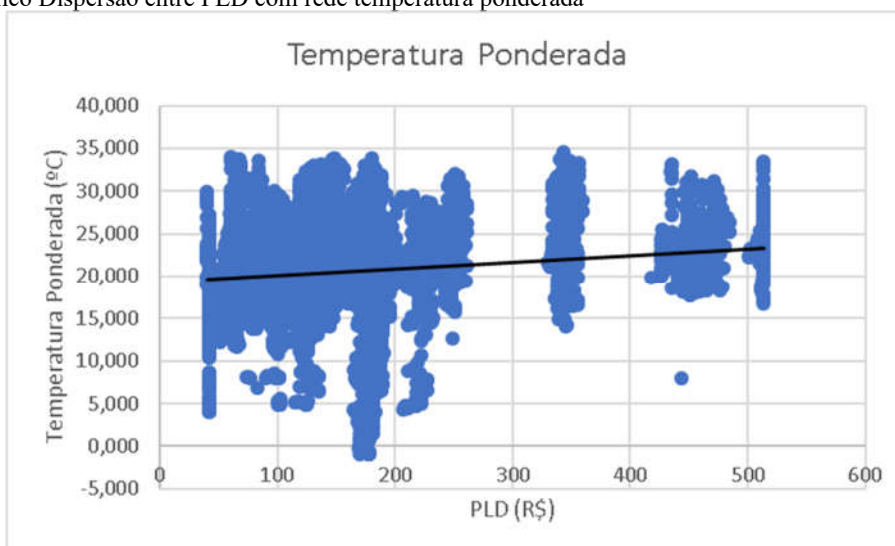
Para continuar a análise utiliza-se a mesma metodologia de análise feita até agora para carga, mas utilizando a variável temperatura ponderada.

Figura 21: Gráfico Dispersão entre PLD sem rede e temperatura ponderada



Fonte: Próprio Autor.

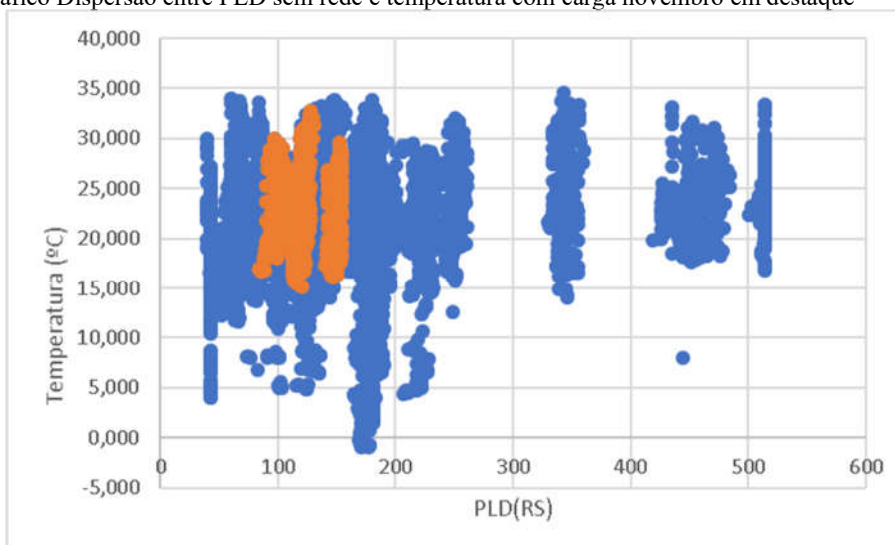
Figura 22: Gráfico Dispersão entre PLD com rede temperatura ponderada



Fonte: Próprio Autor.

Nas Figuras 21 e 22 percebe-se uma leve inclinação positiva como, essa inclinação também observada nos gráficos das Figuras 19 e 20 na carga, essa afirmação pode ser explicada em diversos trabalho de modelos de previsão de carga onde a temperatura foi utilizada como insumo para o modelo de previsão de carga. Na figura 23 destaca-se em laranja somente o mês de novembro dos dados analisados.

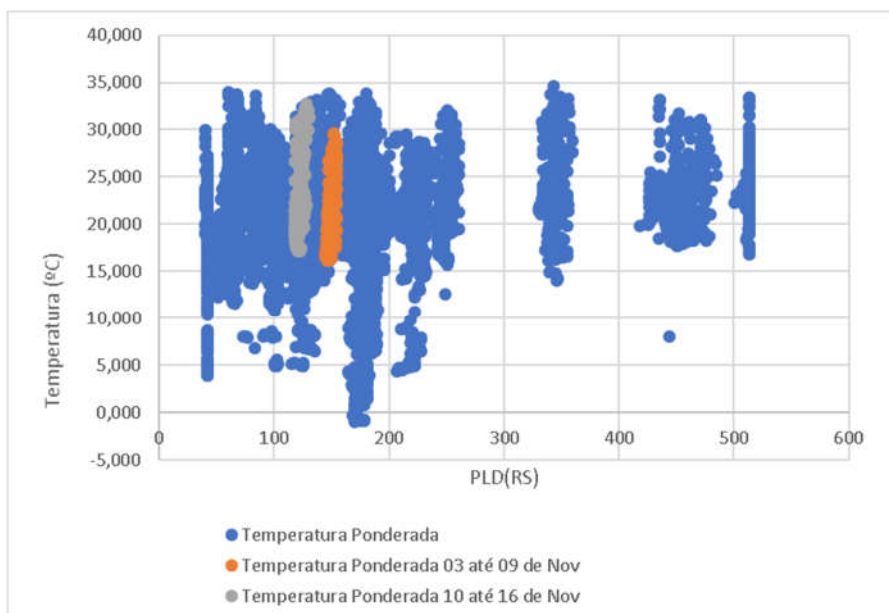
Figura 23: Gráfico Dispersão entre PLD sem rede e temperatura com carga novembro em destaque



Fonte: Próprio Autor.

A mesma análise feita para carga, destacando o mês de novembro no gráfico da Figura 23. Para a temperatura nota-se o mesmo comportamento, com a temperatura ponderada com um comportamento parecido com de uma reta ascendente. Agora na figura 25 destaca-se duas semanas de novembro.

Figura 24: Gráfico Dispersão entre PLD sem rede e temperatura ponderada com de semanas de novembro em destaque.



Fonte: Próprio Autor.

Observa-se que na variável temperatura ponderada o mesmo comportamento semanal que foi observado na carga, ressalta-se que a temperatura é uma variável utilizada em grande abrangência em modelos de previsão de carga, e nesse trabalho pode ser utilizada em

complemento a variável carga, para entrada do modelo de previsão do preço da energia elétrica horária.

Com a análise dos gráficos de dispersão feitas, introduzimos a segunda parte da análise, que é utilização da Correlação de Pearson para uma análise numérica da correlação na Tabela 5 encontramos os valores de correlação entre carga e temperatura em relação ao PLD utilizando todos os dados encontrados no trabalho.

Tabela 5: Resultado Correlação de Pearson entre para carga e temperatura em relação ao PLD

Correlação	PLD sem rede	PLD com rede
Carga	0,24147	0,24210
Temperatura	0,15204	0,17515

Fonte: Próprio Autor.

O resultado de correlação maior verificado foi em relação a carga. Esses dados estão discretizados em base horária. Nota-se que essa correlação não é muito significativa tendo um valor quando considerados todos os dados desse trabalho de 0,24147 para PLD sem rede e 0,24210 para PLD com rede.

Então para obter um melhor entendimento do comportamento da carga em relação ao PLD, e para expor o comportamento exposto nas Figura-20 e Figura-24, onde o PLD se comporta de maneira quase linear com a carga, propõe-se o cálculo da Correlação de Pearson somente para as semanas representadas na Figura-16. A Tabela 6 apresenta os resultados

Tabela 6: Resultado Correlação de Pearson entre carga e PLD semanal

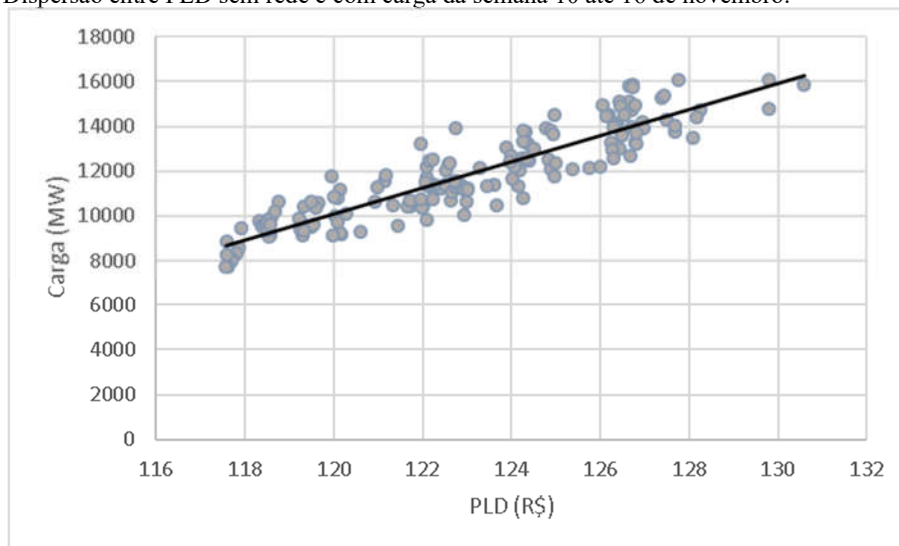
Correlação	03 até 09	10 até 16
Carga	0,77219	0,91373
Temperatura	0,49031	0,50213

Fonte: Próprio Autor.

Como esperado devido as informações apresentadas nas Figura-20 e Figura-24 a correlação de Pearson aplicado somente a uma semana entre a carga e o PLD resultaram em valores significativos de 0,77219 e 0,91372. Assim pode-se identificar como os modelos desenvolvidos pelos reguladores do setor utilizam as informações de carga para precificação da energia elétrica, sendo esse com maior importância desse valor no ajuste diário do preço horário.

Para melhor entendimento do valor alto da correlação plotamos o gráfico do PLD sem rede somente da semana 10 até 16 de novembro.

Figura 25: Dispersão entre PLD sem rede e com carga da semana 10 até 16 de novembro.



Fonte: Próprio Autor.

Na Figura 25 encontra-se a explicação do tamanho elevado de correlação encontrado na tabela 6, devido a elevada tendência do PLD se manter perto da reta quando acontece um acréscimo de carga ao sistema.

Uma explicação para as informações aqui encontradas de correlação e tendências do preço em relação as variáveis escolhidas para o trabalho foi a maneira com que os modelos DECOMP e DESSEM foram executados. O modelo DECOMP como apresentado na revisão bibliográfica foi executado uma vez por semana, sendo esse responsável pelo tratamento das vazões e previsão de carga, já o modelo DESSEM responsável pelo preço e despacho horário foi executado uma vez por dia.

5 PROPOSTA DE MODELO DE PREVISÃO EM DUAS ETAPAS

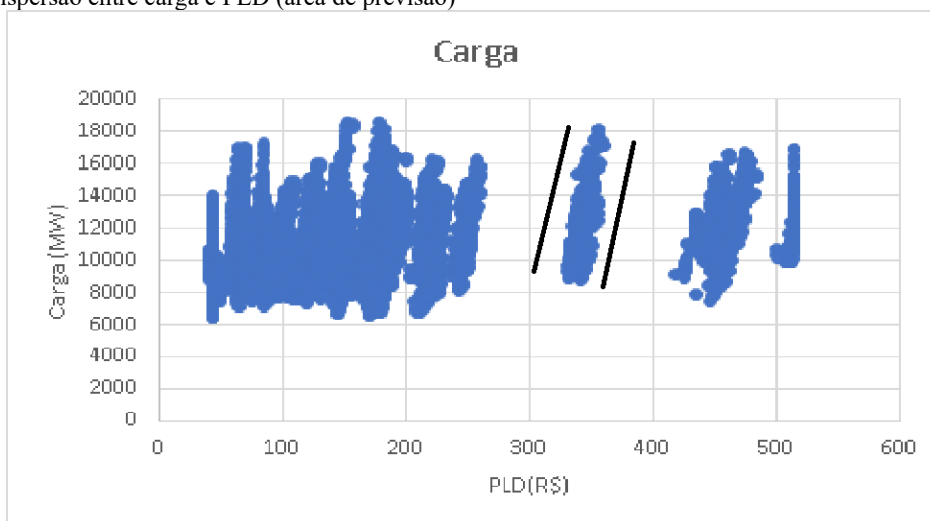
Após análise dos dados apresentada nos capítulos anteriores pode-se verificar que a variação do PLD é composta por duas fases bem definidas, a primeira envolvendo as variáveis de armazenamento de energia dos reservatórios do sistema, sendo as mais importantes, representadas por maiores índices de correlação, as variáveis de cota e o volume útil dos reservatórios. E a segunda fase composta por um ajuste do preço horário para o dia correspondente, onde dependendo da previsão de carga para o dia temos um pequeno (em relação a primeira fase) ajuste do preço de energia horário para o dia correspondente.

Então buscando determinar uma estratégia para a previsão do para tentar prever o preço da energia, constata-se como alternativa elétrica utilizar um sistema de previsão em

duas etapas, onde tem-se um valor base diário para o PLD na primeira etapa de previsão e na segunda etapa um ajuste desse valor, tendo como base o valor médio diário previsto na primeira etapa, colocando assim essa previsão em estratificação horária.

Na Figura 26 observa-se o gráfico de dispersão de carga e PLD, com destaque para a área em que a primeira etapa do sistema de previsão poderia trabalhar, em seguida a segunda etapa ajustaria esse valor para mais próximo do valor real horário.

Figura 26: Dispersão entre carga e PLD (área de previsão)

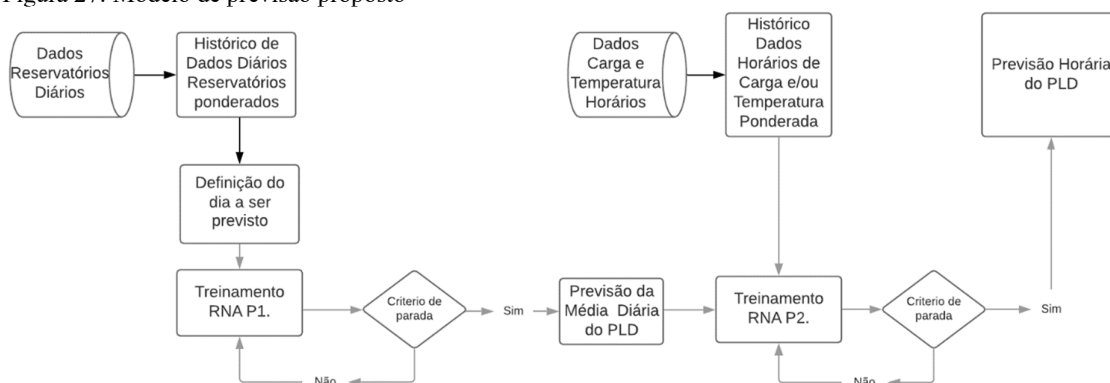


Fonte: Próprio Autor.

Na Figura 26, como já explicado nesse trabalho, percebe-se o comportamento que identificado nesse trabalho, a ser utilizado no modelo de previsão. O PLD com relação a carga, se comporta por patamares, ou seja, o preço circula uma certa região aumentando e diminuindo em torna dela. Essa região pode ser definida por todo o sistema de armazenamento de energia do subsistema, com uso principalmente pelos dados diários dos reservatórios.

Um fluxograma do sistema de previsão proposto na Figura 27.

Figura 27: Modelo de previsão proposto



Fonte: Próprio Autor.

Na Figura 27 observa-se um fluxograma do comportamento do sistema de previsão proposto, primeiro a previsão da média diária do PLD, com os dados de entrada sendo o histórico de dados diários dos reservatórios ponderados pela capacidade máxima armazenada, em seguida os dados de carga e temperatura utilizados na fase dois, então tendo uma estratificação horaria do preço do PLD.

Ressalta-se que o Preço de Liquidação das Diferenças é divulgado pela CCEE um dia antes, ou seja por volta das 18h são divulgados os preços para todas as horas do dia seguinte, então uma previsão útil para os agentes do setor seria uma previsão semanal, em que os preços horários seriam previsto para 7 dias a frente do dia em que o modelo de previsão está sendo executado.

6 CONCLUSÃO

Um modelo de análise qualitativa e previsão do preço de energia elétrica são fundamentais para garantir eficiência no direcionamento dos recursos de compra e venda de energia elétrica, além do gerenciamento contratual do mercado energético.

Assim, esse trabalho apresentou uma análise do preço de energia aplicado ao subsistema Sul, essa análise contabilizou os dados históricos dos reservatórios, sendo eles cota, afluência, defluência, volume útil, vazão natural, vazão turbinada, essas ponderadas pela capacidade máxima armazenada do seu reservatório correspondente, também de temperatura ponderada pelo potencial de geração da sua Usina Hidrelétrica mais próxima e carga do subsistema.

Quanto aos resultados da análise, verificarem-se valores muito bons em termos de correlação dos valores de cota e volume útil ponderados em relação ao PLD, e também valores de correlação bons para carga quando utilizados somente valores da semana em questão, identificando de como o sistema de projeção de preço dos reguladores lida com as variáveis, sendo que o modelo NEWAVE é executado uma vez por semana, e DESSEM uma vez por dia, pode-se utilizar algumas metodologias para a previsão, sendo uma alternativa um modelo de previsão em duas etapas, onde as variáveis de entrada dos modelos de previsão possam ser utilizadas em duas etapas, parecidas com os modelos desenvolvidos pela CEPEL.

Por fim, esse método de previsão em duas etapas, utilizando diferentes dados de entrada para cada parte da previsão, a decomposição do problema em dois, de resolução mais

estável e redução das entradas do modelo, contribui para melhorar a qualidade de processamento de dados e conseqüentemente, dos resultados. Também justificando a análise feita nos gráficos, como explicado, o PLD também se comporta em ‘etapas’, ou seja, em torno de um valor durante o dia, e esse pode ser contabilizado pelos reservatórios e depois ajustado com valores de carga e temperatura.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Alguns trabalhos futuros, com base na metodologia proposta, além daqueles baseados nos resultados do estudo de caso podem ser propostos.

Um sistema de previsão em duas etapas é uma alternativa para a solução do problema de previsão do PLD horário. Para um trabalho futuro fica proposto um desenvolvimento de um modelo matemático da previsão, bem como a escolha do modelo matemático a ser usado, podendo ser, como exemplo, a utilização de Redes Neurais Artificiais.

Também o estudo de correlação através de outros métodos, como Correlação de Kendal, que é adequada quando as amostras têm tamanhos reduzidos, poderia ser utilizado quando analisamos somente a semana, no caso da carga e da temperatura, além disso a proposta de diferentes tipos de ponderação das variáveis como a ponderação pode ser calculada pela população total da cidade em que a medição de temperatura é obtida.

REFERÊNCIAS

CCEE. **Preço de Liquidação de Diferenças**. Versão 1.

FIRJAN. **A Expansão das Usinas a Fio d’Água e o Declínio da Capacidade de Regularização do Sistemas Elétrico Brasileiro**. 2013.

CEPEL. **Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Modelo DESSEM – MANUAL DE METODOLOGIA**. 2019.

CEPEL. **MODELO DESSEM. Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com representação Detalhada das Unidades Geradoras Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança – MANUAL DO USUÁRIO**. 2019.

CEPEL. **DECOMP - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo Disponível em:** < http://www.cepel.br/pt_br/produtos/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm ->. Acesso em 01 Dez. 2019>.

http://www.cepel.br/pt_br/produtos/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm

ANEEL. **Perdas de Energia Elétrica na Distribuição.** 2019.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica.** 2007.

ANEEL. **Nota Técnica no 038/2010-SRG/ANEEL** 2010.

ANA. **Agência Nacional de Águas.** Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2018vf.pdf>->. Acesso em 19 Nov. 2019>.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018 ano base 2017** Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2018vf.pdf>->. Acesso em 19 Nov. 2019>.

ONS. **Sistema de Transmissão.** Disponível em: < <https://pt.slideshare.net/CCEEOficial/aprimoramento-na-metodologia-de-clculo-do-pld->>. Acesso em 19 Nov. 2019>.

CASTRO, R. CCEE. **Aprimoramentos na metodologia de cálculo do PLD.** Disponível em: < <https://pt.slideshare.net/CCEEOficial/aprimoramento-na-metodologia-de-clculo-do-pld->>. Acesso em 22 Ago. 2019>.

COELHO,A.. Grugeen. **O que é o PLD – Preço de Liquidação das Diferenças.** < Disponível em: < <https://pt.slideshare.net/CCEEOficial/aprimoramento-na-metodologia-de-clculo-do-pld->>. Acesso em 22 Ago. 2019.->.

CCEE. **20 ANOS DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA.** Brasil, São Paulo, 2018.

CCEE. **Metodologia de preços** < Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_afzLoop=1455392695530217&_adf.ctrl-state=al097fw0q_44#!%40%40%3F_afzLoop%3D1455392695530217%26_adf.ctrl-state%3Dal097fw0q_48 Acesso em 29 Ago. 2019.->.

Silva, L.N. **SISTEMA INTELIGENTE PARA PREVISÃO DE CARGA DE CURTO PRAZO MULTI-REGIONAL PONDERANDO INFLUENCIAS METEOROLÓGICAS.** Dissertação – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Brasil, 2018.

L. N. Silva ; A. R. Abaide ; I. C. Figueiró ; J. O. Silva ; J. Rigodanzo ; J. P. Sausen **Development of Brazilian Multi Region Short-Term Load Forecasting Model Considering Climate Variables Weighting in ANN Model.**, 2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC) , 10.1109/UPEC.2017.8231864 , 28-31 Aug. 2017.

PIMENTEL,B.. Grugeen. **PLD Horário: Oportunidades e desafios para grandes consumidores de energia** < Disponível em: < [https://viridis.energy/pt/blog/pld-horario-oportunidades-e-desafios-para-grandes-consumidores-de-energia->](https://viridis.energy/pt/blog/pld-horario-oportunidades-e-desafios-para-grandes-consumidores-de-energia-). Acesso em 29 Ago. 2019.->.

CCEE. **Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)** <Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos?_adf.ctrl-state=79lnxn4m7_5&_afLoop=493461149445085#!->. Acesso em 29 Ago. 2019.->.

Mercado Livre de Energia <Disponível em: < <https://www.mercadolivredeenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/->>. Acesso em 29 Ago. 2019.->.

COSTA, F. P. T. **Análise da Resposta pelo Lado da Demanda por Meio da Otimização do Perfil de Consumo em um Contexto de Preços Horários de Energia**, Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação 2018, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 66p. 2018.

N. EVELINA; O.M.JOÃO CARLOS; S.DANIELA; M.RENATO; C.ANDRÉ. **A Adoção do preço Horário na Operação do Mercado Brasileiro – Questões e Soluções**, XIV Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Recife, Brasil: 2018.

BUNCHAFT, G.; KELLNER, S.; HORA, L. H. **Estatística Sem Mistérios - Volume 2**. 2a ed. Editora Vozes, Rio de Janeiro, 1997.

PIMENTEL B., **PLD Horário: Oportunidades e desafios para grandes consumidores de energia** <Disponível em: < <https://viridis.energy/pt/blog/pld-horario-oportunidades-e-desafios-para-grandes-consumidores-de-energia->>. Acesso em 29 Ago. 2019.->.

Silva T.H. **Análise dos Impactos da Utilização das Curvas de Aversão a Risco no Modelo de Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo**. Dissertação Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Brasil, 2012.