

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

NATAN DEZANET RICCI SZATKOWSKI

ANÁLISE DA OPERAÇÃO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO SOB O
PONTO DE VISTA DO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

CURITIBA

2020

NATAN DEZANET RICCI SZATKOWSKI

ANÁLISE DA OPERAÇÃO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO SOB O
PONTO DE VISTA DO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, no Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Setor de Tecnologia, da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Henrique Marco Detzel

Coorientador: Prof. PhD. Marcelo Rodrigues Bessa

CURITIBA

2020

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

- S996a Szatkowski, Natan Dezanet Ricci
Análise da operação do sistema hidrotérmico brasileiro sob o ponto de vista do custo marginal de operação [recurso eletrônico] / Natan Dezanet Ricci Szatkowski – Curitiba, 2020.
- Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental.
- Orientador: Prof. Dr. Daniel Henrique Marco Detzel
Coorientador: Prof. PhD. Marcelo Rodrigues Bessa
1. Planejamento energético. 2. Sistema Hidrotérmico. - custos. I. Universidade Federal do Paraná. II. Detzel, Daniel Henrique Marco. III. Bessa, Marcelo Rodrigues. IV. Título.

CDD: 333.79

Bibliotecária: Roseny Rivelini Morciani CRB-9/1585



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE
RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL - 40001016021P0

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **NATAN DEZANET RICCI SZATKOWSKI** intitulada: **Análise da Operação do Sistema Hidrotérmico Brasileiro sob o Ponto de Vista do Custo Marginal de Operação.**, sob orientação do Prof. Dr. DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 18 de Junho de 2020.

Assinatura Eletrônica
19/06/2020 11:42:48.0
DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica
21/06/2020 23:36:46.0
BRUNO VICTOR VEIGA
Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ - DEP. DE
HIDRÁULICA)

Assinatura Eletrônica
19/06/2020 11:30:05.0
KLAUS DE GEUS
Avaliador Externo (COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A)

Assinatura Eletrônica
19/06/2020 15:23:37.0
MAURICIO PEREIRA CANTÃO
Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

RESUMO

O sistema elétrico brasileiro é complexo, de difícil operação que envolve muitas análises que não podem ser resolvidas de maneira trivial. A predominância da matriz energética brasileira é hídrica, complementada na maior parte por fontes térmicas, sendo assim o sistema elétrico brasileiro é concebido como hidrotérmico. Assim, sobretudo, a operação do sistema deve ser otimizada de forma a atender a demanda de energia com o menor custo operacional possível. Por definição, este custo é composto pela soma entre os custos marginais das usinas térmicas e os eventuais custos de déficit de energia. Nesse contexto, espera-se que dentro do sistema exista a chamada ordem de mérito no despacho hidrotérmico. Ou seja, as usinas térmicas com custo menor devem ser despachadas antes das de maior custo. Portanto, é esperado que a geração térmica e o custo marginal de operação do sistema (representado pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD) estejam inversamente relacionados à oferta hídrica. Assim, este trabalho avaliou a existência dessa ordem de mérito nos valores programados para o despacho termoeletrico de maneira concomitante aos valores efetivamente gerados de energia pelas termoeletricas. Para tanto, selecionou-se o ano de 2017 como estudo de caso e, para cada mês, foram obtidas as curvas de ordem de mérito do parque termoeletrico disponível na época. As curvas foram confrontadas com a energia gerada individualmente por cada usina térmica. Como resultados, as curvas com a energia gerada acumulada pelo custo mostram a ordem de mérito. Além disso, observou-se forte correlação inversa entre o PLD e a oferta hídrica, principalmente, em regiões com sazonalidade mais marcante. Palavras-chaves: Custo Marginal de Operação. Despacho Hidrotérmico. Planejamento Energético.

ABSTRACT

Brazilian electric system is complex and difficult to operate, involving many analyses which cannot be solved in a trivial way. Brazilian energetic matrix is predominantly hydric, being completed mostly by thermal sources. Thus, it is conceived as hydrothermal. In that sense, system operation should be especially optimized so that it attends energy demand with the smallest operational cost possible. By definition, this cost consists of the sum between thermal power plants marginal costs and any costs due to energy deficit. In this context, it is expected that the so called “order of merit in thermoelectric dispatch” is included in the system. That is, thermal power plants with lowest cost might be dispatched before the ones with higher costs. Therefore, it is expected that the thermal generation and the system’s operational marginal costs (represented by Spot Price – SP) are inversely related to the water supply. Thus, this project evaluated the existence of this order of merit in the scheduled values to the thermoelectric dispatch in parallel to the effectively generated energy by the thermoelectric. In order to achieve it, it was selected the year of 2017 as a study case and, for each month, the order of merit curves for the available thermoelectric power plants at that time were obtained and then compared to the energy generated individually by each thermoelectric power plant. As a result, the curves with the accumulated generated energy by cost show the order of merit. Besides that, it was also observed a strong negative correlation between SP and water supply, specially in regions with a more outstanding seasonality.

Keywords: Operational marginal cost. Hydrothermal Dispatch. Energy Planning.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Estrutura Orgazional do Setor Elétrico Brasileiro	16
Figura 2.2 Sistema Interligado Nacional.....	17
Figura 2.3 Dilema do Operador do Sistema	20
Figura 2.4 Modelos desenvolvidos pelo CEPEL para o Planejamento e a Operação do SIN	22
Figura 2.5 Matriz Elétrica Brasileira.....	23
Figura 2.6 Níveis de produção e preços no monopólio perfeito e no monopólio regulamentado	25
Figura 3.1 Representação gráfica para os custos fixos.....	31
Figura 3.2 Representação gráfica para os custos variáveis	31
Figura 3.3 Representação gráfica para os custos totais	32
Figura 3.4 Representação gráfica para os custos fixos médios	32
Figura 3.5 Representação gráfica para os custos variáveis médios	33
Figura 3.6 Representação gráfica para os custos médios	34
Figura 3.7 Representação gráfica para os custos marginais	35
Figura 3.8 Representação gráfica da relação entre as Curvas de Custo Médio e Marginal	35
Figura 3.9 Curva típica de custo de uma usina Térmica	37
Figura 3.10 - Curva de custo incremental de operação de um sistema termoeletrico agregado.....	38
Figura 3.11 Curva de custo Incremental de janeiro de 2019.....	39
Figura 4.1 Variação da energia gerada das usinas termoeletricas no SIN e do PLD no tempo	42
Figura 4.2 Combustível das usinas termoeletricas disponíveis (Dez/2017)	46
Figura 4.3 Custo pela potência disponível acumulada nas usinas térmicas do SIN (Dez/2017).....	46
Figura 4.4 Custo pela potência acumulada nas usinas térmicas do SIN (2017).	47
Figura 4.5 Custo pela geração nas usinas térmicas do SIN (Dez/2017).	48
Figura 4.6 Custo pela geração acumulada nas usinas térmicas do SIN (2017).	48
Figura 4.7 Energia Natural Afluente em Mw médio para o ano de 2017.	50
Figura 4.8 Energia Natural Afluente em % MLT para o ano de 2017.....	51
Figura 4.9 ENA bruta x PLD (NE, 2017).....	54

Figura 4.10 ENA bruta x PLD (N, 2017).....	54
Figura 4.11 ENA bruta x PLD (SE/CO, 2017)	55
Figura 4.12 ENA bruta x PLD (S, 2017)	55
Figura 4.13 ENA bruta x PLD médio (2017).....	56
Figura 4.14 Ena bruta x Geração termoelétricas (NE, 2017)	57
Figura 4.15 ENA bruta x Geração termoelétricas (N, 2017).....	57
Figura 4.16 ENA bruta x Geração termoelétricas (SE/CO, 2017)	58
Figura 4.17 ENA bruta x Geração termoelétricas (S, 2017)	58
Figura 4.18 ENA bruta x Geração termoelétricas (2017).....	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 Potência e Geração (Mw médio) por subsistema do SIN.....	41
Tabela 4.2 Dados das Usinas apresentadas de maneira individualizadas (Dez/2017)	43
Tabela 4.3 R ² para o ajuste da função quadrática às curvas de custo x Potência Acumulada no ano de 2017.....	47
Tabela 4.4 R ² para o ajuste da função quadrática às curvas de custo x Geração no ano de 2017	49
Tabela 4.5 Energia Natural Afluyente em Mw médio para o ano de 2017.	50
Tabela 4.6 Energia Natural Afluyente em % MLT para o ano de 2017.	51
Tabela 4.7 Energia natural afluyente bruta, geração das usinas termoelétricas no SIN e preço de liquidação no ano de 2017.	53
Tabela 4.8 Correlação entre a ENA bruta o PLD para cada subsistema no ano de 2017.	56
Tabela 4.9 Correlação entre a ENA burta e a energia gerada pelas usinas termoelétricas para cada subsistema no ano de 2017.	59

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	10
1.1	JUSTIFICATIVA.....	12
1.2	OBJETIVO GERAL.....	13
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	14
2.1	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	14
2.2	ORGANIZAÇÃO E COMPOSIÇÃO DO SEB.....	15
2.3	OPERAÇÃO, CARACTERÍSTICAS E ESTRUTURA DO SEB	16
2.3.1	OPERAÇÃO DE MÉDIO PRAZO, CURTO PRAZO E DIÁRIA	20
2.4	ENERGIA NATURAL AFLUENTE (ENA)	22
2.5	MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	23
2.6	TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	23
2.6.1	TARIFAS COM BASE NO CUSTO DO SERVIÇO	24
2.6.2	TARIFAÇÃO A CUSTOS MARGINAIS.....	24
2.7	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
3	FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ...	28
3.1	TEORIA DOS CUSTOS.....	29
3.1.1	CUSTOS EXPLÍCITOS E IMPLÍCITOS	29
3.1.2	LUCRO ECONÔMICO E LUCRO CONTÁBIL.....	29
3.1.3	O CURTO E O LONGO PRAZO	29
3.1.4	CUSTO DE PRODUÇÃO NO CURTO PRAZO	30
3.1.5	A RELAÇÃO ENTRE AS CURVAS DE CUSTO MÉDIO E MARGINAL	35
3.2	DEFINIÇÃO DO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO PELO OPERADOR DO SISTEMA.....	36
3.3	CÁLCULO DO CMO EM UM SISTEMA PURAMENTE TERMOELÉTRICO	37
3.3.1	CURVA DO CUSTO INCREMENTAL DE OPERAÇÃO DE UM SISTEMA TERMOELÉTRICO	38
4	ESTUDO DE CASO: GERAÇÃO DE ENERGIA NO SIN EM 2017	40
4.1	POTÊNCIA E GERAÇÃO DE ENERGIA DAS USINAS TERMOELÉTRICAS NO SIN	40
4.2	ANÁLISE DA CURVA DE POTÊNCIA ACUMULADA E GERAÇÃO PELO CUSTO	42

4.3	ENERGIA NATURAL AFLUENTE E PREÇO DE LUIQUIDAÇÃO.....	49
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	60
	REFERÊNCIAS.....	62

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia é reflexo do desenvolvimento de um país. As cidades, as indústrias e os meios de transporte são o retrato disso. Ao mesmo tempo que se aprimoram as formas de consumir energia, novas necessidades que demandam dela foram criadas. Assim, busca-se uma maior geração de energia elétrica e conseqüentemente surge a necessidade de ampliar as redes de transmissão e distribuição.

Além disso, é notado que no mundo moderno as fontes geradoras de energia tendem a se diversificar. A história e a economia mostram que possuir diferentes meios de geração de energia elétrica trazem maior segurança ao país, caso alguma das fontes venha a falhar. No entanto, a maioria dos países tem a maior parcela da matriz energética atrelada a uma fonte primária não renovável.

No caso do Brasil, dada a grande disponibilidade e potencial hídrico, a maior parcela da geração de energia elétrica é proveniente de fontes hidrelétricas. Além da grande parcela hídrica na geração da energia no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) a segunda maior parte da geração é proveniente das Usinas Termoelétricas (UTE). Assim, historicamente, o SEB é concebido como um sistema hidrotérmico de grande porte, apesar de ser composto por mais fontes geradoras de energia (MARCATO, 2002). No entanto, apesar da maior parcela da energia produzida no país ser de fontes hídricas, o que se vê a exemplo do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE – EPE, 2017) é um encaminhamento para implantação de outras fontes de energia renovável, além da hídrica, tais como a eólica e a solar.

Segundo PDE:

“O Brasil construiu seu sistema elétrico baseado na disponibilidade hídrica. A geração hidrelétrica é capaz de suprir os requisitos de curto prazo, variando a produção de acordo com a demanda e ofertando potência nos momentos de pico, com custo adicional baixo” (EPE, 2017, p.79).

Cabe ressaltar que é fator avesso à construção de novas usinas hidrelétricas a preocupação com os impactos ambientais gerados na construção. Isso faz com que alternativas de energia sejam favorecidas no mercado, como a eólica ou a solar. Assim, a realidade do Brasil é de mudança da matriz energética e de questionamento

quanto a função das usinas hidrelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN). A exemplo disso, anteriormente a energia utilizada para suprir a demanda de pico era das fontes térmicas e não hídricas.

A diminuição nas últimas décadas do espaço das hidrelétricas no SIN não decorre apenas da falta de investimentos nesse setor, mas também da redução da capacidade de regularização dos reservatórios. Segundo Falcetta (2015), dados da década de 2002 e as projeções para o ano de 2023 mostram que a tendência é uma contínua perda da capacidade de regularização impactando nas decisões de operação e tomada de decisões em investimentos no setor elétrico.

O que vale lembrar é que a energia elétrica deve ser para todos a exemplo da água potável. Quase todas as necessidades no mundo moderno dependem da energia elétrica, o que mostra que a energia elétrica não é meramente um bem de consumo, mas sim um bem social. Assim, para que a energia sempre atenda às necessidades do homem a todos os tipos de serviços, o custo da geração deve ser o menor sempre que possível, pois o custo elevado da energia elétrica é refletido para a população ou para a União, que se necessário terá de fornecer subsídios para que todos possam usufruir deste bem.

Desta forma, dentro do panorama atual do SEB, o presente trabalho visa mostrar a importância da energia produzida por meio das UHE's, via uma análise do custo marginal de operação do sistema. Na forma como o SEB está concebido, esses custos são baseados em duas parcelas: (i) custo dos combustíveis das usinas termelétricas e (ii) custos advindos de eventuais déficits no fornecimento de energia. A presente dissertação trabalha, especificamente, com a parcela (i). Vale lembrar que a energia provida por fontes eólica e solar também apresenta baixo custo na geração, como as hidrelétricas. No entanto, não existe tecnologia atualmente que possa armazenar a capacidade de energia que um reservatório de regularização consegue. Por isso, a incerteza é muito maior quanto a geração de energia por meio de outras fontes renováveis.

O modelo que é base para o planejamento e a operação do setor é o NEWAVE. A partir deste modelo são determinadas a parcela de energia a ser gerada por cada usina e o custo marginal de operação. As informações que alimentam o NEWAVE são utilizadas no presente trabalho para determinar a oferta termelétrica de geração. Em outra esfera, a energia efetivamente gerada por cada usina é contabilizada pela

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em escala mensal. Esses dados também compõem o grupo de informações utilizadas na dissertação.

1.1 JUSTIFICATIVA

Encontrar um valor econômico, monetário ou não, de um recurso em relação a outros bens ou serviços disponíveis no mercado é fundamental em uma análise econômica. Dentro de qualquer gestão desenvolvida por órgãos governamentais ou não governamentais, empresas ou famílias, é de responsabilidade do gestor equacionar e alocar um orçamento limitado dentre as inúmeras opções de gastos, investimentos e consumo. No geral, a maioria dos gastos previstos são maiores do que o orçamento financeiro disponível, logo é necessário que sejam feitas escolhas de opções em detrimento de outras. Estimar custos não é uma tarefa trivial, para isso, são necessárias ferramentas que tragam a capacidade de comparar as estimativas entre si (MOTTA, 1997).

Por exemplo, a energia produzida pelas usinas hidrelétricas (UHE) apresenta os custos variáveis quase nulos quando comparado a plantas termoeletricas. Porém, pelo fato de a matriz energética brasileira estar ligada fortemente ao setor hidrelétrico, os custos da energia podem variar de acordo com o nível dos reservatórios. Se a capacidade de armazenamento está alta, no caso, a hidrologia está favorável, os custos tendem a ser baixos; caso contrário, os custos ficam sujeitos a variações que são refletidas pelo do preço *spot*. Além disso, os baixos custos da geração pelas UHE's não são mais vistos como a melhor opção dentro do mercado devido aos grandes impactos ambientais causados na construção destas usinas. O grau destes impactos geralmente está associado à área que será alagada e aos efeitos da construção de uma usina para os moradores da região (RUDNICK et al., 2008).

Os vieses que envolvem o planejamento do SEB não são triviais. Com as muitas alternativas de geração de energia elétrica, torna-se quase uma necessidade definir a melhor opção dentro do mercado. Neste caso, além de mostrar o real benefício que cada fonte traz para a sociedade, a análise de custos serve de fundamento para tomada de decisões daquele que opera o sistema e daquele que planeja a expansão e a ampliação do SEB. A forma como o SEB opera é extremamente complexa e depende em grande parte de como a hidrologia se comporta.

As variáveis que envolvem a composição dos custos para precificar a tarifa elétrica brasileira não levam em consideração a segurança que uma fonte de geração de energia elétrica pode trazer. Um ponto que deve ser analisado é o risco pelo não atendimento da demanda de energia, o que dentro do SEB traz o aumento dos custos na geração.

Portanto, visto que a incerteza sobre o atendimento da demanda de energia pode acarretar altos custos, uma análise mais minuciosa da operação do sistema com uso de ferramentas como o Custo Marginal de Operação (CMO) é essencial.

1.2 OBJETIVO GERAL

Dado o contexto em que o SEB se encontra, o objetivo geral deste trabalho é comparar o planejamento do despacho térmico do sistema com a sua real operação, utilizando como base o CMO. Caso o planejamento não coincida com a realidade isso estará atrelado a um risco que será refletido em um custo e repassado ao consumidor.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos que ajudam a atingir o objetivo geral deste trabalho, são:

- Definir um período para análise do estudo e coletar as informações de interesse.

- Definir o CMO planejado a partir do newave e o CMO com os dados do despacho térmico para inferir uma análise comparativa, entre o previsto e o planejado.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A fundamentação teórica deste trabalho tem por objetivo trazer e elucidar questões como a formação, a configuração, a operação, os modelos computacionais, a matriz energética, as formas de cobrança e alguns estudos anteriores atrelados ao Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).

2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O SEB começa a surgir e a expandir de maneira descentralizada a partir da década de 1880. No decorrer dos anos, já no início do século XX, a grande maioria das usinas, de pequeno ou de grande porte, pertencia a concessionárias ou autoprodutores, os quais forneciam energia a diversas regiões do país. Ao mesmo tempo, os princípios defendidos pelas políticas econômicas nesta época eram garantir a estabilidade monetária e a expansão do setor exportador agropecuário, em especial o café; e, dada a crise internacional de 1920, junto ao início de um novo período econômico com a era Vargas em 1930, o Brasil apresentava condições que incentivaram e favoreceram o desenvolvimento do SEB. No período de 1930 a 1964 o SEB teve grande crescimento e o setor passou de essencialmente público para centralizado pelo Governo Federal. Entre os anos de 1964 a 1985 houve mudanças significativas, nas quais as empresas estatais tiveram a oportunidade de crescer e as empresas internacionais puderam voltar a atuar de maneira indireta via financiamentos no setor. Além disso, grandes usinas foram construídas nesse período como a Usina de Itaipu.

A partir do ano de 1994 com a instituição do Plano Real o SEB começou a criar a estrutura em que hoje se encontra. Novas medidas foram tomadas para favorecer e garantir melhores condições ao consumidor. A câmara de comercialização foi concebida para fomentar a compra e a venda de energia, proporcionando liquidez ao mercado e menores preços aos consumidores. As distribuidoras de energia foram regularizadas por meio de tarifações para que não houvesse eventuais abusos por conta dos monopólios que estas detêm (SILVA, 2011).

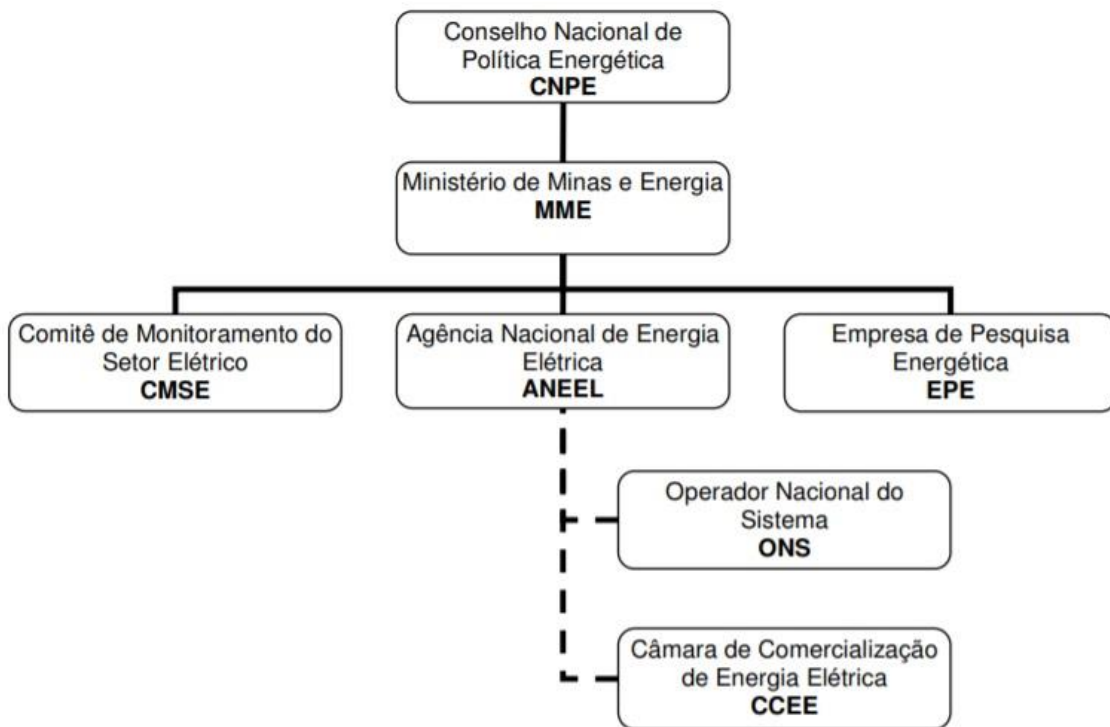
2.2 ORGANIZAÇÃO E COMPOSIÇÃO DO SEB

O SEB é estruturado de maneira que a cada órgão dentro do sistema caiba uma funcionalidade. A partir do decreto das leis 10.847 e 10.848 de 15 de março de 2004 o modelo estruturado do SEB se mantém em vigor até hoje. Dentre os órgãos que compõem o Setor, à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi atribuída a função de organizar o Mercado Atacadista de Energia (MAE). Ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi dada a competência de avaliar de maneira permanente a segurança do suprimento de energia elétrica no país. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ficou responsável pelo planejamento do Setor Elétrico a longo prazo. O exercício do poder para assegurar a execução de políticas públicas, cabe ao Ministério de Minas e Energia (MME). O órgão regulador do setor com competência de fiscalizar, regular, implementar políticas e diretrizes, assim como estabelecer tarifas é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A responsabilidade de operar as instalações de geração e transmissão nos sistemas interligados brasileiros é função do Operador Nacional do Sistema (ONS) (CCEE, 2019).

Além das entidades já mencionadas, criado no ano de 1997, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE é ligado diretamente à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Minas e Energia. O CNPE tem a função de propor ao governo políticas nacionais que busquem assegurar a Energia a todos. Ao Conselho, tendo em vista a necessidade do plano estratégico energético do país, cabe apontar empreendimentos prioritários para licitação (CAMARGO, 2005).

Os órgãos do setor podem ser apresentados de maneira que configure uma certa hierarquização. Para isso a Figura 2.1 representa os órgãos do setor de maneira organizacional.

Figura 2.1 Estrutura Orgazonacional do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: (CUBEROS, 2008)

É importante mencionar que na década de 60 as questões de minas e energia deixaram de ser de responsabilidade do Ministério da Agricultura e passaram a ser do MME. Na mesma década houve a constituição da Centrais Elétricas Brasileiras S.A.-ELETROBRÁS, além do antigo Departamento Nacional de Águas e Energia – DNAE (CUBEROS, 2008).

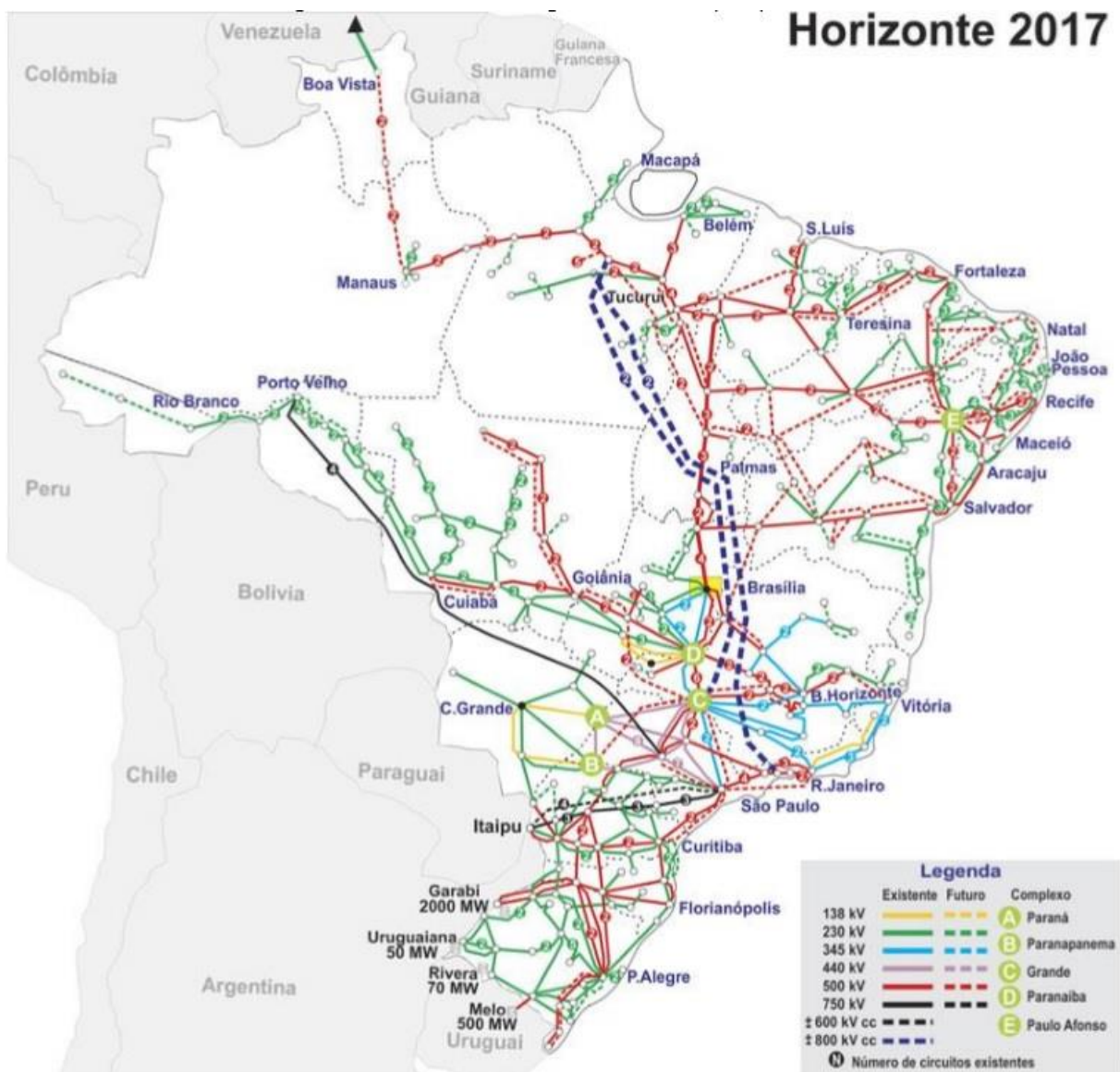
2.3 OPERAÇÃO, CARACTERÍSTICAS E ESTRUTURA DO SEB

A forma como o SEB foi estruturado é extremamente importante para a discussão e o desenvolvimento deste trabalho. Toda a conformação do SEB traz características únicas e específicas ao sistema. O Brasil, por possuir maior parcela da geração de energia proveniente por fontes hídricas, tem o planejamento e a operação do setor elétrico ligados fortemente à hidrologia do país.

Dada a distribuição espacial dos potenciais hídricos, o Brasil apresenta Usinas Hidrelétricas construídas nas 12 grandes regiões hidrográficas do país. Além disso, os locais onde estão situadas as usinas são geralmente distantes de centros de carga, o que fez com que houvesse a implementação de uma grande malha de linhas de

transmissão que, por meio de novas interligações deram origem a formação de um sistema complexo, o Sistema Interligado Nacional (SIN), apresentado na Figura 2.2. Dada essa interconexão, o sistema pode obter vantagens na operação, visto que o país apresenta características hidrológicas distintas entre as regiões. A ocorrência de superávits hidrelétricos permite a este sistema minimizar custos de operação, evitando, por exemplo, a utilização das usinas térmicas. Da mesma forma, em caso de crises hídricas as térmicas podem ser utilizadas para o atendimento da carga (MARCATO, 2002).

Figura 2.2 Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS (2017).

O sistema hidrotérmico é formado por usinas hidrelétricas e térmicas, além de outras fontes alternativas, interligadas por redes de transmissão até os centros de consumo. A energia produzida por essas usinas é costumeiramente representada em termos médios dentro de um intervalo de tempo (expressa em MW médio). A energia gerada pelas usinas hidrelétricas está diretamente relacionada à quebra bruta e a vazão turbinada. Esses empreendimentos são classificados quanto à sua capacidade de geração (potência instalada) e armazenamento. As usinas podem ser divididas em Central Geradora Hidrelétrica (CGH), Pequena Central Hidrelétrica (PCH), Usina Hidrelétrica a fio d'água e Usina Hidrelétrica com reservatório de regularização (UHE). As usinas que apresentam capacidade de regularização são aquelas que permitem o armazenamento de água para que haja o controle sobre a produção de energia. As que não têm essa capacidade, são denominadas usinas a fio d'água e sua produção de energia está estritamente vinculada ao regime hidrológico local.

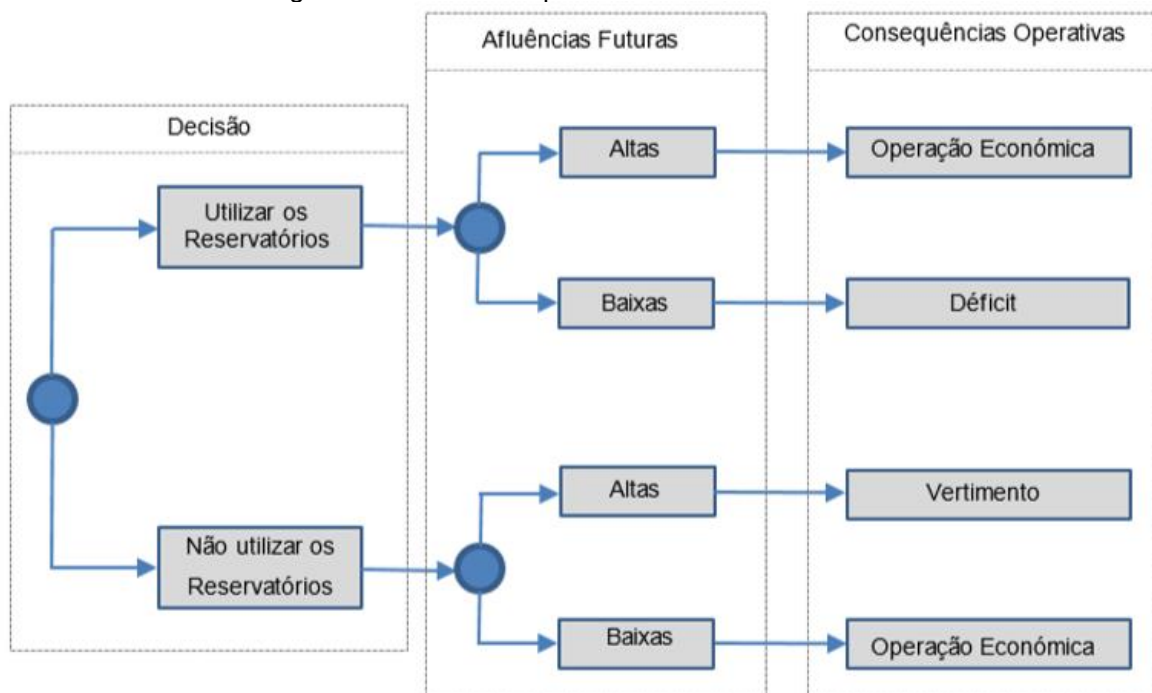
No caso das usinas térmicas, cada empreendimento é definido pela sua potência máxima e a geração mínima. Podem ser diferenciados quanto ao tipo de combustível e à sua flexibilidade. Os combustíveis mais comumente utilizados são carvão mineral, óleo diesel, gás natural e biomassa (ANEEL, 2020). Para a flexibilidade, térmicas com essa característica têm de manter a obrigatoriedade da geração de energia constante, dependendo do tipo de contrato da usina, combustível, ou quanto à sua função dentro do SIN. Térmicas que não possuem essa peculiaridade são denominadas inflexíveis. Para facilitar a operação do sistema, tanto as hidrelétricas quanto as termoelétricas podem ser agregadas em usinas equivalentes (LOPES, 2007).

Dentro de um sistema hidrotérmico o objetivo é que seu planejamento seja otimizado atendendo a uma demanda, de maneira que cada usina tenha estimada a quantidade de energia a ser gerada e onde os custos de operação sejam minimizados e contrários ao risco. A decisão sobre a operação das usinas hidrelétricas está associada a incertezas das vazões afluentes, cabendo ao operador uma análise probabilística dos eventos futuros; modelos de estudo estocásticos como PAR (p) são utilizados para isso dentro do NEWAVE. Também é necessário obter o valor da geração hidrelétrica frente ao da geração térmica que poderia ser substituído hoje ou no futuro. Assim, para que essas condições sejam atendidas é preciso representar o SIN por um modelo que consiga trabalhar com horizontes de planejamento de médio

e longo prazo (5 anos). Por essa razão, o Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) desenvolveu o NEWAVE, um modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos interligados de longo e médio prazo, que considera também fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar (CEPEL, 2019).

Se a operação do SIN ocorresse de maneira trivial, o correto seria que as maiores demandas de energia fossem supridas pelas gerações de energia de menor custo. Assim, sucessivamente, os maiores custos de geração seriam voltados apenas para atender as menores demandas. No entanto, o sistema apresenta restrições operativas e eventualidades que impedem que a operação seja dada de maneira simples e lógica. Por exemplo, um dos objetivos da operação otimizada do SIN é que a maior parcela da produção de energia elétrica seja dada pelas usinas hidrelétricas, utilizando o mínimo possível das usinas térmicas, visto que o custo dos combustíveis fósseis encarece a energia produzida pelas térmicas. No entanto, o operador do sistema acaba caindo dentro de um dilema: dada a incerteza quanto as vazões afluentes, utilizar a água armazenada nos reservatórios parte do princípio que no futuro a hidrologia seja favorável, caso contrário corre-se o risco de sofrer um período de estiagem. Por outro lado, poupar a água dos reservatórios de maneira conservadora não impede que ocasionalmente a hidrologia seja favorável, fazendo com que a utilização das usinas térmicas tenha sido feita de maneira desnecessária (ZAMBON, 2008). O dilema do operador é apresentado conforme a Figura 2.3.

Figura 2.3 Dilema do Operador do Sistema



Fonte: (MARCATO, 2002).

2.3.1 Operação de médio prazo, curto prazo e diária

A operação do sistema, assim como qualquer outra catarização, não pode ser dada de maneira atemporal. O planejamento deve consistir em cenários e modelos de médio prazo, curto prazo e uma programação de operação diária. Quanto mais longo for o planejamento desejado, maiores serão as incertezas assumidas. Por isso, planejamentos mais longos, como de médio prazo, usualmente não são pormenorizados. Quanto menor for a escala temporal do planejamento é esperado que maior será a riqueza dos detalhes quanto a operação.

Neste processo o estudo do cenário de médio prazo no SEB apresenta um horizonte de cinco anos que são discretizados mensalmente. O planejamento busca trazer o entendimento do processo estocástico associado às usinas hidrelétricas que compõem o sistema. A concepção é dada de forma agregada, ou seja, os sistemas são vistos de maneira equivalente. O objetivo dentro deste horizonte é obter uma função de custo futuro que é capaz de atribuir um valor econômico (valorar) à água armazenada nos reservatórios do sistema e trazer este valor para o presente. A operação de curto prazo trata-se de um horizonte reduzido temporalmente, de apenas

alguns meses, no qual as vazões afluentes podem ser representadas por meio de uma estrutura em árvore, que permite a formulação de múltiplos cenários onde as afluências podem ser interpretadas por diferentes alternativas. Isso permite que se evite uma tendência otimista e possibilite uma exibição detalhada do sistema hídrico. As usinas são, neste horizonte, encenadas individualmente. É também neste horizonte que a função de custo futuro, antes obtida, irá buscar retratar o valor econômico da água armazenada em função dos níveis dos reservatórios. A programação diária da operação se dá no horizonte mais reduzido, onde são estabelecidas etapas horárias ou de meia em meia hora. Neste horizonte os problemas não estão ligados diretamente às séries afluentes de vazões e suas incertezas, mas sim à capacidade geradora da usina como: tomada e alívio de carga, faixas operativas das turbinas etc. A função de custo futuro neste caso entra como fator de decisão para determinar a quantidade de energia a ser gerada por cada unidade (MARCATO, 2002).

Para cada escala temporal o CEPEL desenvolveu um modelo de operação. Como já mencionado antes, o NEWAVE é o modelo responsável pela operação de médio prazo (até cinco anos); o modelo DECOMP pelo planejamento de curto prazo (até um ano) e o modelo DESSEM pela programação diária (até 14 dias).

Segundo o Manual do Usuário (CEPEL, 2013), o modelo NEWAVE é composto por 4 módulos computacionais:

- Módulo de cálculo do sistema equivalente: Considera os reservatórios de maneira agregada em um único reservatório para os subsistemas equivalentes.
- Módulo de energias afluentes: Estima os parâmetros para o cálculo do modelo estocástico que gera séries sintéticas de energias afluentes.
- Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica: Estabelece a partir da incerteza das afluências futuras a política de operação que seja a maior econômica dentro dos subsistemas equivalentes.
- Módulo de simulação da operação: Para os diferentes cenários hidrológicos, o módulo simula a operação do sistema dentro do período de planejamento. Custos de operação, marginais, risco de déficit são alguns dos fatores calculados.

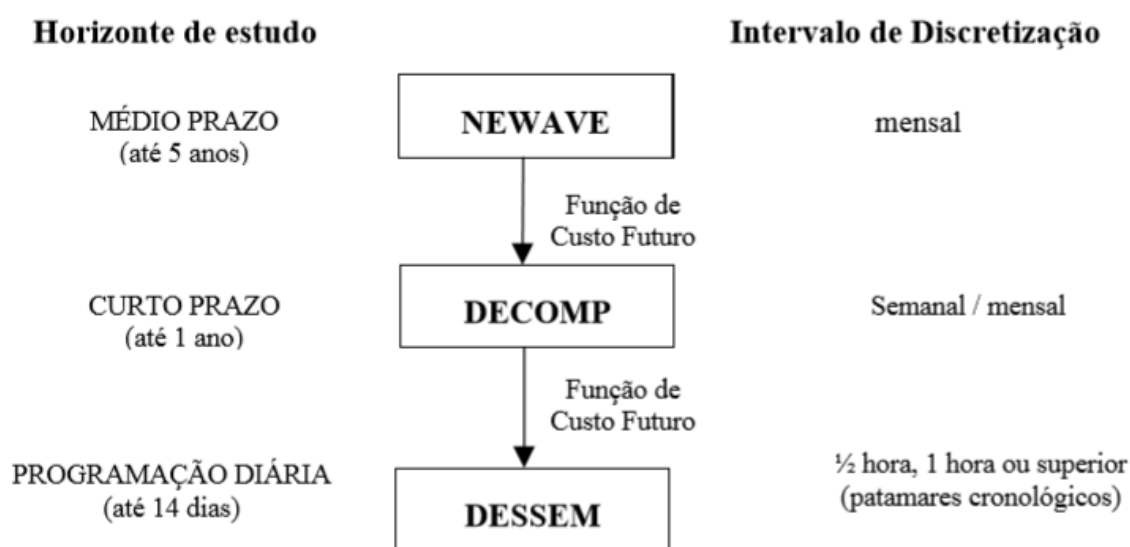
Segundo o Manual de Referência (CEPEL, 2001), o objetivo do modelo DECOMP é encontrar uma estratégia de operação onde a geração de energia seja estimada para cada usina de maneira individualizada. O objetivo é minimizar o valor

do custo de operação das usinas, considerando os gastos com combustíveis e as eventuais penalizações pelo não atendimento da demanda.

Segundo o Manual de Referência do Modelo DESSEM (CEPEL, 2003) o objetivo é, dentro do Sistema Interligado, encontrar o despacho diário ótimo e onde os custos de operação sejam os mínimos possíveis. A função de entrada no modelo é fornecida pelo DECOMP.

A Figura 2.4 sintetiza a ordenação dos modelos do SIN com o intervalo de discretização e o horizonte de estudo.

Figura 2.4 Modelos desenvolvidos pelo CEPEL para o Planejamento e a Operação do SIN



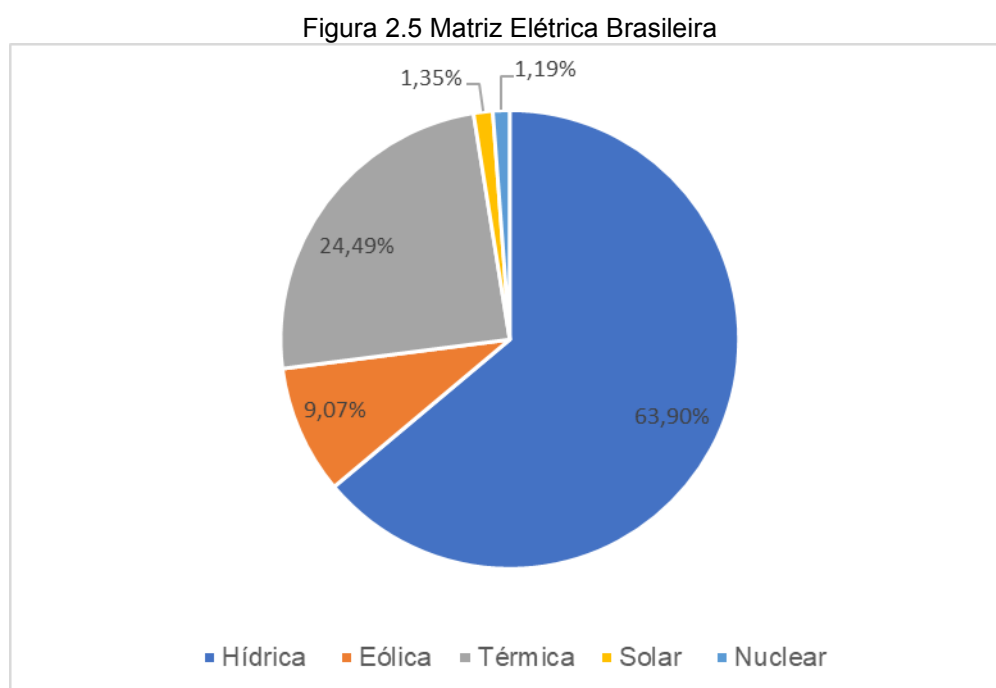
Fonte: CEPEL (2003)

2.4 ENERGIA NATURAL AFLUENTE (ENA)

Segundo o manual do usuário (CEPEL, 2013), a Energia Natural Afluente (ENA) é a soma da energia controlável mais a energia a fio d'água. A energia controlável é a aquela obtida para as usinas com reservatório. O somatório das Energias controláveis e das energias a fio d'água é a energia do sistema equivalente. O ONS chama de ENA armazenável a energia controlável e de ENA bruta o somatório das energias controláveis mais a fio d'água.

2.5 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Uma das principais características da matriz energética brasileira é a forte presença de fontes renováveis, no entanto outras fontes fazem parte do SEB. Segundo a ANEEL (2019), o Brasil apresenta o seguinte quadro: 63,9% da geração é de fonte hídrica, 24,5% térmica, 9,1% eólica, 1,3% solar e 1,2% nuclear. A representação gráfica é dada pela Figura 2.5.



Fonte: Adaptado de Aneel (2019).

O Brasil, segundo o Banco de Informações de Geração, apresenta hoje um total de 7.458 empreendimentos em operação, totalizando 165.855.757 kW de potência instalada, sendo que 102.532.178 kW são referentes a 217 UHE's. É previsto que ocorra um acréscimo de 22.293.147kW na capacidade de geração do país, provindo de 208 empreendimentos em construção e mais 396 não iniciados (ANEEL,2019).

2.6 TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

É fundamental na análise deste trabalho trazer os princípios por trás da cobrança tarifária do SEB. A tarifa pelo uso da energia elétrica no Brasil é realizada com base em análise dos CMO's do sistema. A precificação do produto energia elétrica é muito mais complexa em termos de cálculo que o preço de outros produtos.

2.6.1 Tarifas com base no custo do serviço

Segundo Fortunado (1990) as tarifas com base no custo do serviço ofertado foram sendo desenvolvidas e aperfeiçoadas a partir da evolução da indústria de energia elétrica junto aos fundamentos econômicos, além do desenvolvimento das formas de medir o consumo de energia. As tarifas podem ser:

- Fixas ou “forfait”: Preço de energia fixado a partir da instalação do consumidor.

A partir de uma potência instalada é cobrada uma tarifa fixa.

- Planas: Fundamenta-se na cobrança de uma taxa por unidade de consumo.

- Em degraus: É fundamentada na tarifa plana com o objetivo de diminuir o preço médio do kWh para grandes consumidores de energia.

- Em blocos: Aperfeiçoamento da tarifa em degraus, consiste em estabelecer preços diferentes para cada bloco de energia consumida.

- Wright: Elaborada em 1886 por Arthur Wright diferencia os componentes do custo de serviço de modo a incluir o custo da demanda no custo da energia.

- Hopkins: Elaborada em 1892 por John Hopkins permite determinar um custo para a demanda e um custo para a energia.

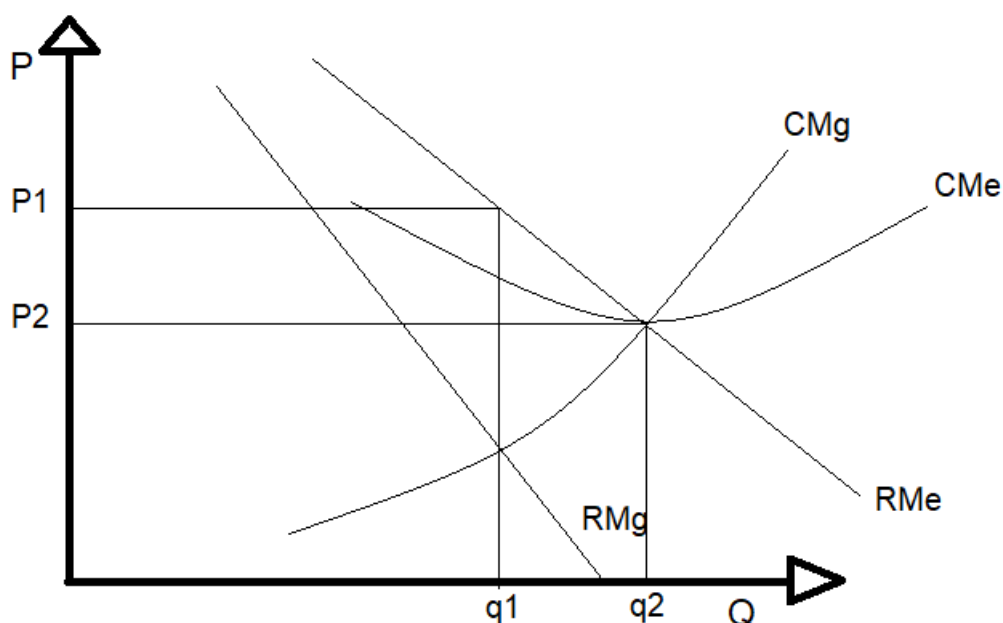
Assim, com o desenvolvimento das formas de cobrança tarifárias, o modelo de cobrança pode ser descrito como uma tarifa binômia, de forma que os custos podem ser separados em custos fixos ou de demanda, aqueles que são destinados para os investimentos da capacidade geradora, e os custos variáveis ou de consumo, que são decorrentes do uso da capacidade instalada.

2.6.2 Tarifação a custos marginais

Conforme o setor elétrico se apresenta, a maior parcela da geração de energia elétrica é produzida por fontes hídricas. Estas usinas se encontram em uma situação de monopólio natural, no qual somente uma empresa (proprietária da usina) detém o poder de gerar energia no local. No entanto, o fato de a maior parte da geração de energia ser proveniente de monopólios naturais não dá o direito ao produtor de, por livre arbítrio, determinar o preço a ser cobrado pela energia produzida. Como já dito anteriormente, o produto energia elétrica é antes de tudo um bem de finalidade social. Assim, os interesses dos consumidores devem ser preservados dentro do monopólio. No caso brasileiro, a definição do preço da energia elétrica é caracterizada por um

monopólio regulamentado da produção. Não há interesse de que o lucro seja maximizado, mas sim de que seja atendido o mínimo necessário para que o setor tenha capacidade de cobrir seus custos. Assim, a solução para que o consumidor tenha seus interesses atendidos e o setor se mantenha funcionando como uma empresa, é trazer o preço da tarifa quando a curva de custo marginal cruza com a curva de custo médio, ou seja, no custo médio mínimo (Fortunato, 1990). Isso pode ser mais bem representado na Figura 2.6, onde CMg é o custo marginal, CMe é o custo médio, RMg é a receita marginal, e RMe e a receita média.

Figura 2.6 Níveis de produção e preços no monopólio perfeito e no monopólio regulamentado



Fonte: Adaptado de Fortunato (1990).

2.7 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esse subitem tem por objetivo trazer estudos que já realizaram análises de custo dentro do SEB ou outros setores elétricos. O estudo embasado a partir de outras análises justifica a proposta deste trabalho e tende a enriquecer o conhecimento sobre o assunto.

Galhardo etc (2005) analisaram qual deveria ser o valor de venda da energia gerada por um investidor caso este quisesse entrar no mercado regulado. Para isso, os autores utilizaram como método o CMO e o *Value at Risk* (VaR). Primeiramente foram selecionadas algumas usinas termoeletricas que utilizam como combustível gás

natural. A partir disso, com os dados de custo da geração de cada usina e a potência instalada, foram determinadas a média dos custos e o desvio padrão. Posteriormente a fim de determinar uma análise com vários cenários, foi utilizada uma simulação de monte carlo para onde foram determinados 60 cenários e conseqüentemente 60 CMO's. Os CMO's foram ajustados a uma distribuição normal, onde pode-se inferir qual deveria ser o valor da energia gerada a ser vendida no mercado dentro de uma significância de 5% para que o investidor não tivesse prejuízos.

Em análise do preço *spot*, o GESEL (2019), verificou a volatilidade do Preço de Liquidação das diferenças (PLD) para o caso brasileiro, no período de janeiro de 2004 a maio de 2008. O PLD é calculado com base no CMO, sendo assim, as mesmas conclusões também podem ser destinadas ao CMO. Com análise sobre a série histórica do PLD pode-se concluir que as séries não apresentam estabilidade na média, o que induz uma dificuldade para previsão de um comportamento. A conclusão no estudo foi a de que o PLD é muito volátil e permeado por extrema imprevisibilidade o que aumenta consideravelmente os riscos econômicos e financeiros.

Conforme já observado, o PLD apresenta uma grande volatilidade, o que traz riscos e inseguranças. Algumas medidas para tentar diminuir esta volatilidade foram introduzidas no Brasil a partir de janeiro de 2015. A bandeira tarifária é uma medida que visa induzir o consumidor a diminuir a demanda por energia, o que conseqüentemente influencia o CMO, sendo que um dos objetivos é reduzir o despacho das termoeletricas e melhorar os níveis dos reservatórios. As bandeiras tarifárias são concebidas no Programa de Resposta da Demanda (PRD) (ANEEL, 2020). A fim de verificar a eficiência e os resultados do PRD, Lima; Perez & Clemente, (2017) avaliaram a demanda e o PLD do período de 2014 a 2017. Em conclusão puderam verificar a redução do despacho térmico, a melhora nos níveis dos reservatórios e uma redução no custo total de operação do sistema. No entanto, também se constatou que a política das bandeiras tarifárias pode gerar impactos negativos na redução das atividades dos setores que dependem do consumo de energia elétrica, como a indústria.

Além das conclusões quanto a volatilidade do PLD e conseqüentemente do CMO, Faustino (2014) buscou analisar a diferença no CMO planejado no submercado nordeste com o CMO observado. Em estudo, pode ser verificado que a diferença entre

a potência disponibilizada pelas usinas termoelétricas e a potência efetiva entregue ao sistema interfere no valor do CMO.

3 FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema hidrotérmico brasileiro é complexo e não envolve soluções triviais. Conforme apresentado pela Figura 2.3, o dilema do operador acaba envolvendo análises em que o uso da água armazenada nas usinas com reservatório implica em um custo, o custo de oportunidade. Isto é, ao priorizar a geração de energia por meio das térmicas ou das hidrelétricas, incorre-se na escolha de gastar mais ou menos para produção de energia. O problema é que o sistema hidrotérmico depende de previsões quanto a água afluente nos reservatórios, sendo que não há certeza sobre estas previsões. Assim, dentro das incertezas quanto ao futuro são determinados cenários de afluências e estes são submetidos à otimização do despacho hidrotérmico. Como resultado, obtém-se o CMO do sistema.

No decurso deste capítulo será mostrado que o custo marginal de operação do setor elétrico nada mais é do que o custo das usinas termoelétricas para acrescentar uma unidade de energia a mais no sistema, visto que a água não possui custos significativos e o combustível das usinas termoelétricas sim. Isso decorre de que o CMO das usinas hidrelétricas tende a zero, logo, para qualquer unidade a mais produzida no sistema, o custo irá depender apenas do CMO das usinas termoelétrica. Assim, pode-se dizer que quanto mais favorável hidrologicamente o sistema estiver, menor irá ser o CMO, caso contrário, este custo será maior.

Dentro dos métodos propostos, este capítulo tem por objetivo explicar como o modelo atual de planejamento de operação do sistema hidrotérmico brasileiro calcula o CMO. Além disso, é mostrado como seria o cálculo ideal do CMO caso o sistema fosse puramente termoelétrico. E por final, como método proposto de análise deste trabalho, é mostrado a partir do custo total de cada usina termoelétrica qual foi o efetivo CMO do sistema e como é a curva de custos conforme dados reais se apresentam.

Antes de definir e apresentar o princípio e a teoria por trás do custo marginal é preciso abordar brevemente a teoria de custos para que fique clara a abordagem teórica e matemática por trás do método proposto. Para isso, são definidos os custos explícitos e implícitos; custos fixos, variáveis e totais; custo fixo médio, custo variável médio, custo médio e custo marginal. É importante mostrar a relação entre as curvas de custo médio e marginal, além de que a análise das curvas a curto prazo e a longo prazo são diferentes.

3.1 TEORIA DOS CUSTOS

A análise dos custos é de extrema importância, pois somente a partir desta análise se pode inferir sobre os níveis de produção de uma empresa, no caso, a geração de energia elétrica. Para descrever a teoria dos custos e evitar citações excessivas, esta seção 3.1 está baseada em Martins e Nogami (2008).

3.1.1 Custos explícitos e implícitos

A soma dos custos explícitos e implícitos definem o custo de oportunidade de um negócio. Os custos explícitos são aqueles que a empresa despende para contratar ou adquirir um serviço ou um recurso. Já os implícitos são aqueles quando há a escolha de utilizar um recurso da própria firma. Por exemplo, visto que uma firma necessite de um local físico para alocação e ela disponha de uma sala, o custo do aluguel que seria utilizado para alugar um local está implícito ao utilizar a própria sala para o funcionamento da firma. Caso contrário, a empresa poderia utilizar a sala para aumentar a receita. É importante trazer a diferenciação entre custos explícitos e implícitos, para entender a diferença entre lucro contábil e econômico.

3.1.2 Lucro econômico e lucro contábil

O lucro contábil nada mais é do que a receita total menos os custos explícitos totais. O lucro econômico é a receita total menos o custo de oportunidade total, no caso, a soma dos custos explícitos e implícitos.

$$\textit{Lucro contabil} = \textit{Receita Total} - \textit{Custos Explícitos totais} \quad (1)$$

$$\textit{Lucro Economico} = \textit{Receita Total} - \textit{Custo de oportunidade total} \quad (2)$$

3.1.3 O curto e o longo prazo

O curto e o longo prazo podem ser diferenciados pela presença de fatores fixos e variáveis. Os fatores fixos são aqueles em que a quantidade não pode ser alterada rapidamente e os fatores variáveis os que podem. O longo prazo é caracterizado por

não possuir fatores fixos, ou seja, todos os fatores são variáveis. O curto prazo é uma análise importante para a operação da empresa; já o longo prazo é uma análise de planejamento da empresa.

O custo marginal de operação (CMO) é uma análise de custos no curto prazo. Já o custo marginal de expansão (CME) é uma análise de custos a longo prazo. A comparação entre o CME e o CMO é muito importante para a tomada de decisão no momento de investir na expansão do setor. Se $CME > CMO$, não é viável aumentar as fontes geradoras de energia, mas se $CME < CMO$, é viável o investimento em uma nova fonte geradora dentro do setor (FORTUNATO, 1990).

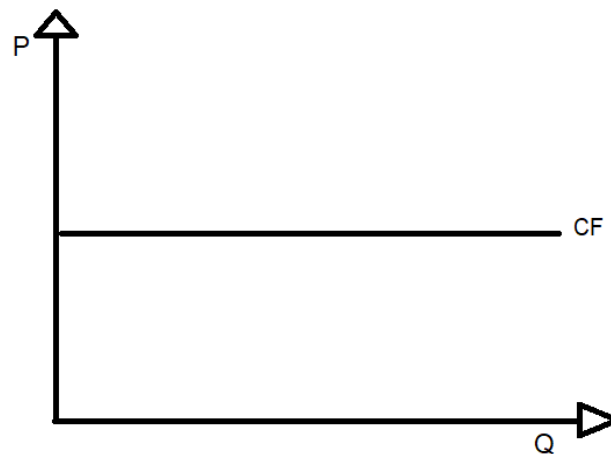
3.1.4 Custo de produção no curto prazo

De maneira análoga ao que acontece com a comparação de fatores fixos e variáveis, os custos a curto prazo podem ser definidos como fixos e variáveis.

3.1.4.1 Custos fixos (CF)

Custos fixos são aqueles em que uma empresa tem de incorrer, produzindo ou não, que se mantêm iguais, independente do nível de produção. Custos associados a conservação e depreciação, juros etc. Os custos implícitos estão dentro dos CF. A Figura 3.1 representa graficamente os CF.

Figura 3.1 Representação gráfica para os custos fixos

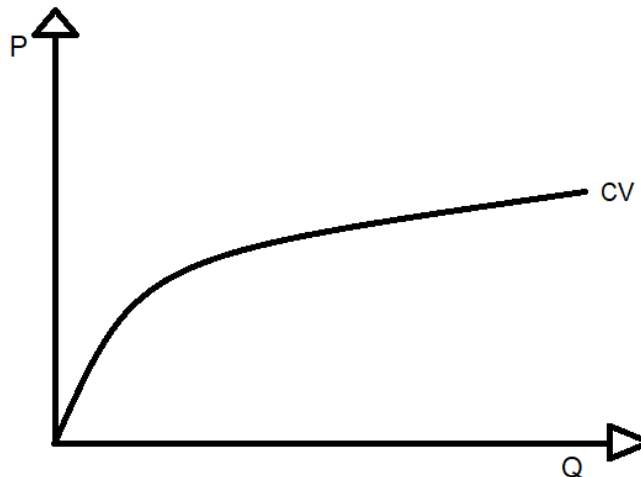


Fonte: O autor

3.1.4.2 Custo Variáveis (CV)

Os custos variáveis são os custos relacionados aos fatores de produção variáveis. São custos associados geralmente a matérias primas, energia elétrica, mão de obra. A tendência é que, quanto maior seja a produção de uma empresa, maior serão os CV. A Figura 3.2 exemplifica graficamente os CV.

Figura 3.2 Representação gráfica para os custos variáveis

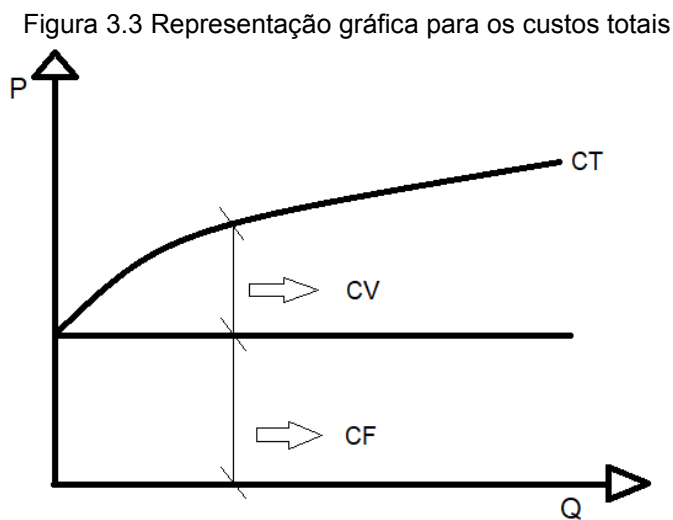


Fonte: O autor.

3.1.4.3 Custo Total (CT)

O custo total é a soma dos custos fixos e variáveis que se relaciona a cada nível possível de produção de uma empresa. Caso a produção de uma empresa ou

indústria seja zero, o CT será igual ao CF. A Figura 3.3 representa graficamente os CT.



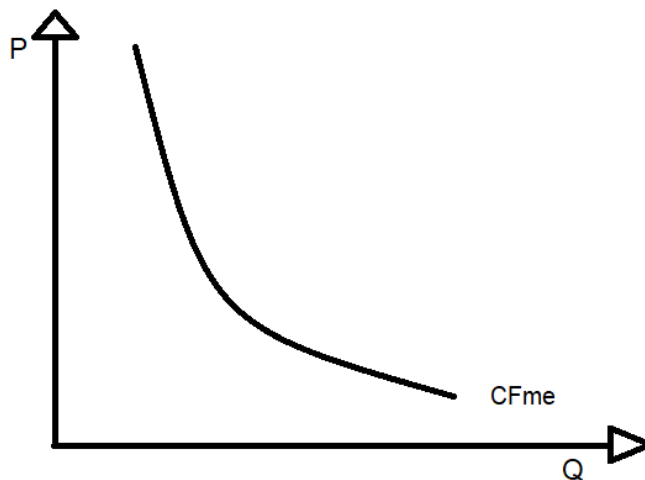
3.1.4.4 Custo fixo médio (CFme)

O custo fixo médio nada mais é do que o custo fixo dividido pela quantidade produzida, conforme equação 3.

$$CFme = \frac{\text{Custo Fixo}}{\text{Quantidade Produzida}} \quad (3)$$

Dado que o custo fixo é constante ao longo da quantidade produzida, quanto maior for o volume de produção, menor será o CFme. A Figura 3.4 representa graficamente os CFme.

Figura 3.4 Representação gráfica para os custos fixos médios



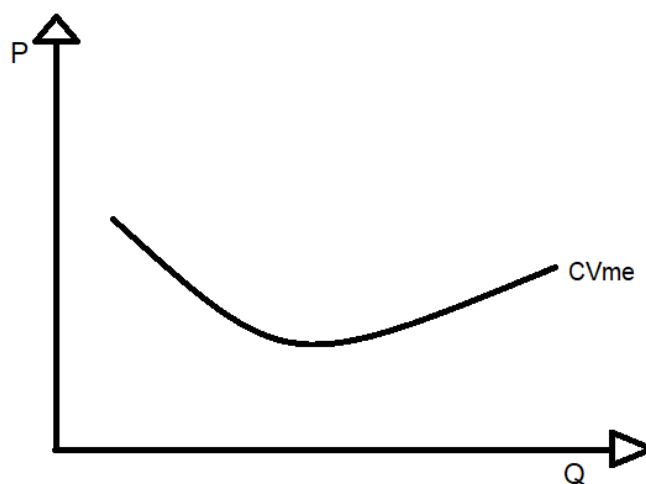
3.1.4.5 Custo Variável médio (CVme)

O custo variável médio nada mais é do que o custo variável dividido pela quantidade produzida, conforme a equação 4.

$$CVme = \frac{\text{Custo Variável}}{\text{Quantidade Produzida}} \quad (4)$$

Os custos variáveis médios não decrescem ao longo da quantidade produzida. O gráfico que melhor representa a variação do CVme é em formato de U, pois o CVme decresce no início, atinge o mínimo e volta a subir. A Figura 3.5 representa graficamente os CVme.

Figura 3.5 Representação gráfica para os custos variáveis médios



Fonte: O autor.

3.1.4.6 Custo médio (Cme)

O custo médio é o custo total dividido pela quantidade produzida, conforme equação 5.

$$Cme = \frac{\text{Custo Total}}{\text{Quantidade Produzida}} \quad (5)$$

O custo médio também pode ser representado pela soma do CFme e do CVme. A representação gráfica dos custos médios também é dada por uma curva em formato de U, isso decorre pela forma como é variável o CVme.

Figura 3.6 Representação gráfica para os custos médios



Fonte: O autor.

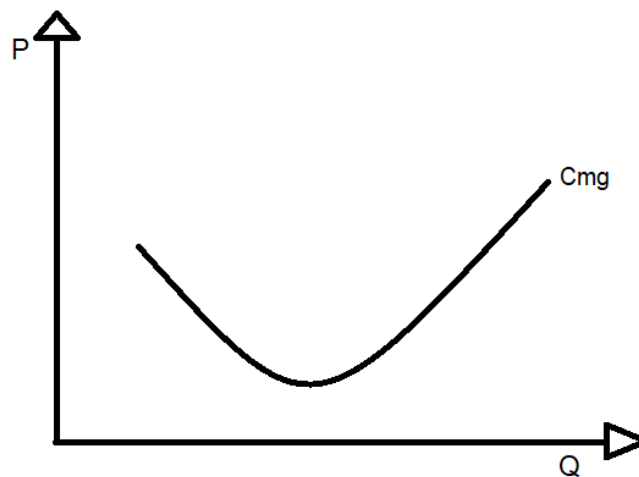
3.1.4.7 Custo Marginal (Cmg)

A definição de custo marginal é dada pelo acréscimo ao custo total decorrente do aumento de uma unidade no volume produzido. Desta forma, o Cmg pode ser representado pela variação do CT sobre a variação da quantidade produzida, conforme equação 6; ou, tendo a função do CT, o Cmg é a derivada da função para um determinado ponto.

$$Cmg = \frac{\Delta CT}{\Delta Q} \quad (6)$$

O custo marginal é atrelado ao produto marginal. O produto marginal é o aumento da produção dado o aumento de um insumo. O produto marginal é crescente até o ponto em que o acréscimo dos custos é menor que o acréscimo da produção. De maneira oposta, o custo marginal decresce no início até um mínimo e depois volta a crescer. Assim, o Cmg pode ser representado também por uma curva em U, conforme a Figura 3.7.

Figura 3.7 Representação gráfica para os custos marginais

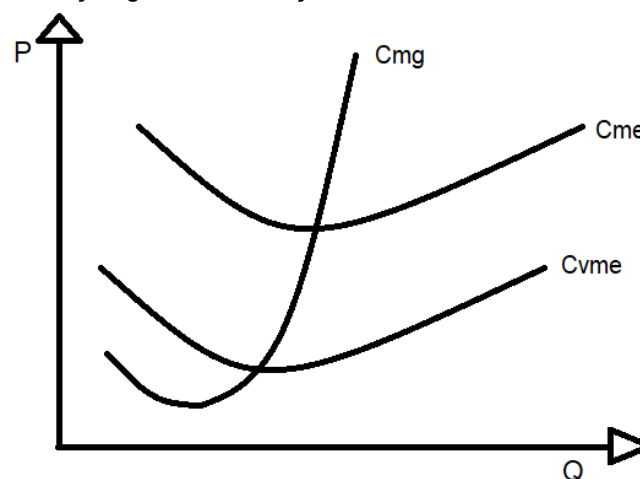


Fonte: O Autor.

3.1.5A relação entre as curvas de Custo Médio e Marginal

Um aspecto importante da curva de custo marginal é que ela corta as curvas de custo variável médio e de custo médio em seus pontos mínimos. Assim, quando o custo médio atingir seu valor mínimo seu custo será igual ao custo marginal. A representação gráfica da relação entre as curvas é dada pela Figura 3.8.

Figura 3.8 Representação gráfica da relação entre as Curvas de Custo Médio e Marginal



Fonte: O autor.

A relação apresentada pela Figura 3.8 pode ser deduzida matematicamente conforme a equação 7, 8, 9 e 10.

$$CT = Cme * Q \quad (7)$$

$$Cmg = \frac{\Delta CT}{\Delta Q} = \frac{\Delta Cme}{\Delta Q} + Cme \frac{\Delta Q}{\Delta Q} \quad (8)$$

Quando o Cme é mínimo ele tende a zero:

$$\frac{\Delta Cme}{\Delta Q} \rightarrow 0 \quad (9)$$

Assim:

$$Cmg = Cme \quad (10)$$

3.2 DEFINIÇÃO DO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO PELO OPERADOR DO SISTEMA

Definida a teoria dos custos conforme o subitem 3.1, o ONS tem por objetivo, a partir dos modelos usados, obter indicadores para operar o sistema. Alguns destes indicadores são: a energia armazenada no final do estágio, a geração hidráulica, a geração térmica, intercâmbios, valor da água, benefícios do intercâmbio e o custo marginal de operação (CEPEL, 2013). Vale lembrar que, a análise de custos proposta aqui é a de curto prazo.

Dentro do NEWAVE, determinadas as séries de afluência, pode-se definir a política de operação do sistema. Segundo CEPEL (2013), o cálculo da política de operação é feito com base na programação dinâmica dual estocástica (PDDE). Assim, é possível apresentar o custo de operação em um estágio (T) qualquer até o final de um horizonte de planejamento (T) que pode ser apresentado como uma função linear por partes e com esse algoritmo é feita uma aproximação da função de maneira recursiva, o que dispensa a discretização dos espaço de estados. Dentro dessa programação, o sistema necessita de auxílios matemáticos para definir as funções de custo; neste caso, é utilizada a técnica de corte de Benders. Assim, por meio da programação dinâmica dual estocásticas e da técnica de corte de Benders é definido o CMO.

3.3 CÁLCULO DO CMO EM UM SISTEMA PURAMENTE TERMOELÉTRICO

A análise neste trabalho é para um sistema hidrotérmico. No entanto, caso o sistema fosse puramente composto por usinas termoelétricas a análise da curva de custo da operação é conhecida. Para uma termoelétrica o custo de operação geralmente é descrito por uma curva quadrática, conforme a equação 7 (SOARES, 1987, apud MORALES, 2017).

$$C_{gt} = a_0 + a_1pt + a_2pt^2 \quad (11)$$

Onde:

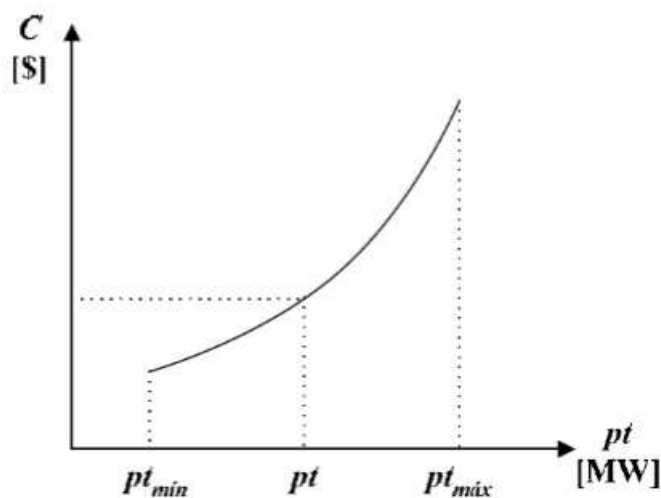
C_{gt} – Custo total operativo da usina em um período t , em unidades (\$/h);

pt – Potência gerada pela usina termoelétrica no estágio t em (MW);

$a_0, a_1, e a_2$ – Coeficientes da função de produção da usina em (\$, \$/MW, \$/MW²).

A Figura 3.9 representa a curva de custo descrita para uma usina termoelétrica.

Figura 3.9 Curva típica de custo de uma usina Térmica



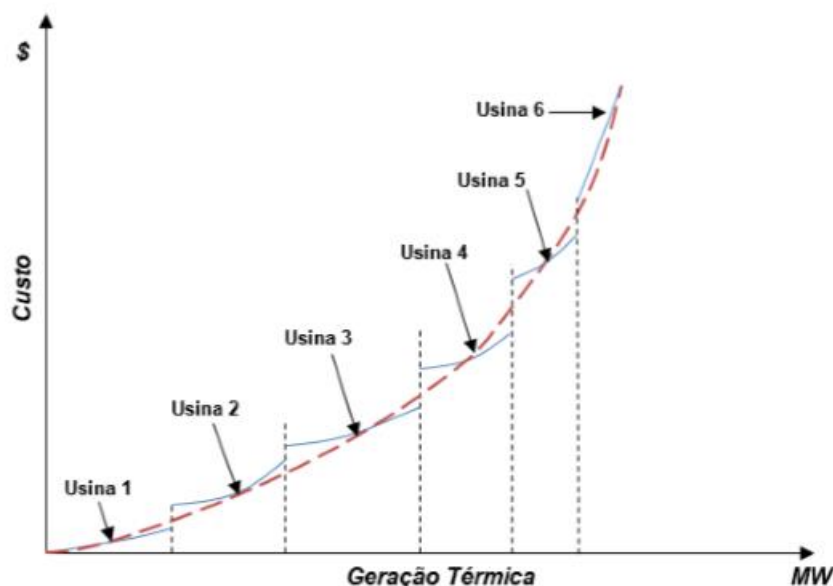
Fonte: (SOARES, 1987, apud MORALES, 2017)

Para o sistema puramente termoelétrico a operação é dada da seguinte maneira: as usinas com os maiores CMO irão operar com capacidade mínima de geração e aquelas de menor CMO operam com a capacidade máxima. As usinas podem ser agregadas de maneira que uma curva de custo incremental seja definida. Assim, o custo acumulado das usinas termoelétricas pode ser modelado por uma função quadrática convexa, conforme equação 11 (LYRA et al., 1984, apud MORALES, 2017)

$$CT = \sum_i^N c_i(gt_i) \quad (12)$$

A curva de custo incremental é apresentada na Figura 3.10, também conhecida como a curva da ordem de mérito das usinas térmicas.

Figura 3.10 - Curva de custo incremental de operação de um sistema termoeletrico agregado

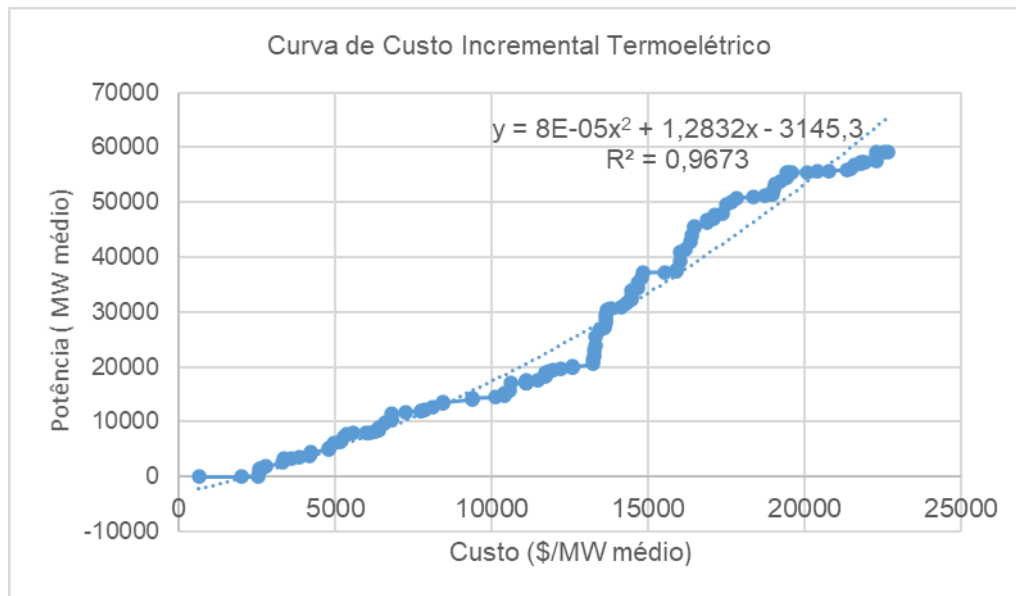


Fonte: (CAMPOS, 2007, apud MORALES, 2017)

3.3.1 Curva do custo incremental de operação de um sistema termoeletrico

Para verificar a teoria aplicada à realidade foi analisado o ajuste da curva de custo termoeletrico no SEB. Para isso foram ajustados os dados fornecidos pela CCEE a partir do Modelo NEWAVE (CEPEL, 2013); foram obtidos a potência que cada usina pode gerar bem como o custo de cada unidade geradora. Os dados foram coletados da biblioteca virtual da CCEE e são referentes ao mês de janeiro de 2019. As informações utilizadas para o traçado da curva de potência versus custo vieram dos arquivos TERM.DAT, EXPT.DAT, CONF.DAT e CLAST.DAT. O traçado da curva é feito a partir dos dados organizados onde são feitas duas colunas que representam a potência acumulada do sistema e o custo acumulado. Assim, é plotada a curva de custo incremental, conforme a Figura 3.11.

Figura 3.11 Curva de custo Incremental de janeiro de 2019



Fonte: O autor.

A partir do traçado da curva pela Figura 3.11 é possível comprovar que a função de custo ajustada verifica a teoria e pode ser representada por uma função quadrática. Com a curva definida em uma função é possível obter o CMO para uma dada potência derivando a função de custo.

4 ESTUDO DE CASO: GERAÇÃO DE ENERGIA NO SIN EM 2017

Os resultados que serão apresentados têm por objetivo analisar e avaliar o método apresentado, assim como alcançar o propósito deste trabalho, que é comparar o planejamento do despacho hidrotérmico do SIN com os valores de geração de energia. Para isso, foi necessário escolher de um período de estudo sem grandes influências de medidas políticas externas no PLD. O intervalo de tempo analisado deve contemplar no mínimo o período de um ano, de maneira que envolva as estações seca e chuvosa. Sendo assim, o período de análise escolhido foi o ano de 2017.

4.1 POTÊNCIA E GERAÇÃO DE ENERGIA DAS USINAS TERMOELÉTRICAS NO SIN

Primeiramente foram obtidos os dados de potência (MW médio), custo (R\$/MW médio) e geração (MWh) de cada usina termoeletrica dentro do SIN. Os dados de potência e custo foram obtidos a partir da biblioteca virtual (CCEE, 2020), conforme o deck do newave; os dados de geração vieram dos relatórios e tabelas do Informercado da CCEE.

A seguir serão apresentados os dados de potência e da geração de energia disponível para cada subsistema do SIN, conforme a Tabela 4.1. A potência é o valor que representa a capacidade de um sistema em gerar energia. O valor gerado é o quanto desta capacidade esteve disponível no tempo. A Tabela 4.1 apresenta os valores de energia gerada em MW médio, que nada mais é que o valor fornecido da energia gerada em MWh dividido pelo número de horas no mês.

A Tabela 4.1 mostra que, para 2017, os subsistemas Nordeste (NE) e Sudeste (SE) são os com maior uso da potência disponível das usinas termoeletricas no SIN. O mês de agosto para o subsistema NE apresenta a geração de energia maior do que a potência disponível, pois as usinas com combustível de biomassa têm a potência igual a zero no deck do newave. Para os subsistemas Norte (N) e Sul (S), o uso da potência disponível é menor do que 50% em todos os meses de 2017. O valor do PLD médio é apresentado resumidamente na Tabela 4.1 para a análise posterior na Figura 4.1.

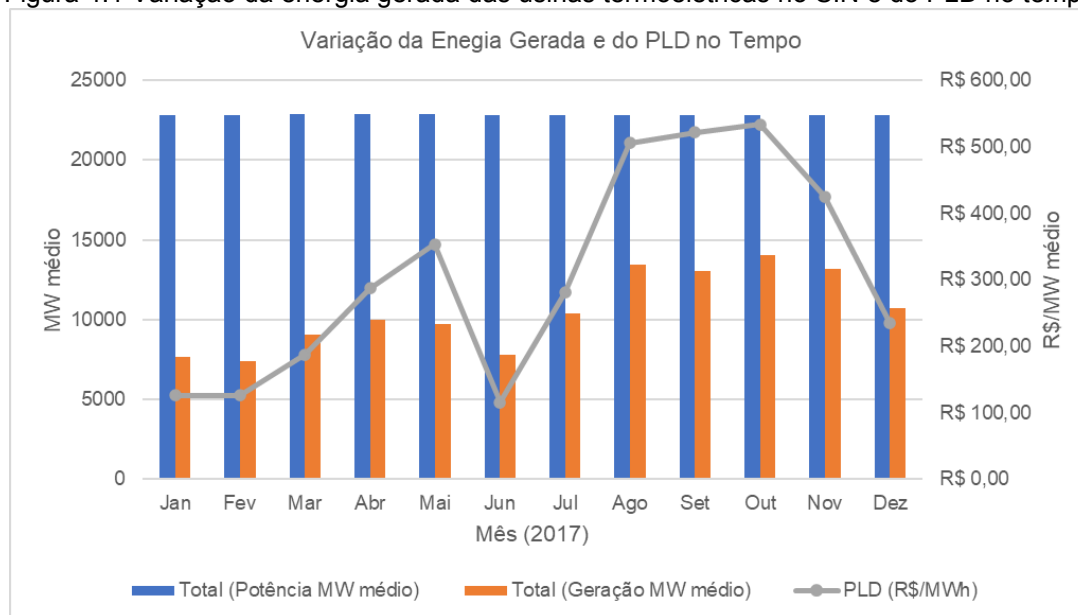
Tabela 4.1 Potência e Geração (MW médio) por subsistema do SIN.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
NE (Potência MW médio)	3075	3075	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095
NE (Geração MW médio)	2252	2174	2600	2259	2233	1918	1619	3214	2913	2941	2559	2219
Geração/Potência (%)	73%	71%	84%	73%	72%	62%	52%	104%	94%	95%	83%	72%
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
N (Potência MW médio)	5836	5819	5819	5819	5819	5813	5813	5813	5813	5813	5813	5813
N (Geração MW médio)	1063	771	397	564	713	1397	2208	2474	2424	2873	2780	2292
Geração/Potência (%)	18%	13%	7%	10%	12%	24%	38%	43%	42%	49%	48%	39%
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO (Potência MW médio)	10856	10845	10845	10845	10845	10845	10845	10845	10845	10845	10845	10845
SE/CO (Geração MW médio)	3931	3916	5297	6399	6042	3901	6043	7064	6980	7053	6940	5607
Geração/Potência (%)	36%	36%	49%	59%	56%	36%	56%	65%	64%	65%	64%	52%
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
S (Potência MW médio)	3075	3075	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095
S (Geração MW médio)	445	524	756	760	765	592	504	726	704	1162	907	576
Geração/Potência (%)	14%	17%	24%	25%	25%	19%	16%	23%	23%	38%	29%	19%
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Total (Potência MW médio)	22842	22814	22854	22854	22854	22848	22848	22848	22848	22848	22848	22848
Total (Geração MW médio)	7691	7386	9050	9982	9753	7807	10374	13477	13022	14029	13185	10694
Total Geração/Potência (%)	34%	32%	40%	44%	43%	34%	45%	59%	57%	61%	58%	47%
PLD (R\$/MWh)	125,89	125,93	187,54	287,26	353,28	115,79	280,81	505,95	521,83	533,82	425,18	234,46

Fonte: O autor, com base nos dados da CCEE (2020)

A Figura 4.1 mostra a relação entre o uso da Potência disponível e o custo atrelado a cada usina termoeétrica dentro do SIN. À medida que a energia é gerada em maior parcela pelas usinas de menor custo, o valor para aumentar uma unidade a mais de energia no sistema tende a encarecer, pois as usinas com custos maiores serão utilizadas posteriormente, respeitando a ordem de mérito.

Figura 4.1 Variação da energia gerada das usinas termoeétricas no SIN e do PLD no tempo



Fonte: O autor, com base nos dados da CCEE (2020)

4.2 ANÁLISE DA CURVA DE POTÊNCIA ACUMULADA E GERAÇÃO PELO CUSTO

A Tabela 4.2 refere-se aos dados utilizados para no mês de dezembro a exemplo para todo o ano de 2017. A Tabela 4.2 apresenta as usinas termoeétricas individualizadas no SIN, conforme a potência disponível no parque termoeétrico (Mw médio), a geração (Mw médio), o custo (R\$/Mw médio) e o combustível. Vale lembrar que para efeitos de comparação em mês específico a potência disponível do parque é a apresentada nos decks de arquivos do NEWAVE do mês anterior. Assim, os dados de potência disponível para o mês de dezembro (segunda coluna da tabela) são os apresentados no planejamento do mês de novembro. Por outro lado, os dados de geração (terceira coluna) são as efetivamente observadas no mês de análise. .

Tabela 4.2 Dados das Usinas apresentadas de maneira individualizadas (Dez/2017)

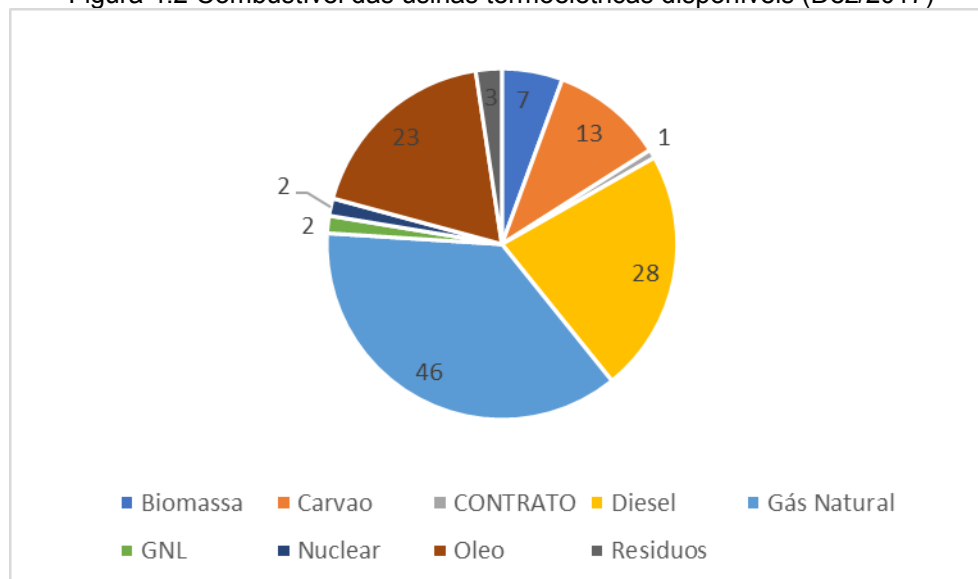
Usina	Potência MW médio	Geração	Custo R\$/MW médio	Combustível
ANGRA 1	640	416	29,13	Nuclear
ANGRA 2	1350	1249	20,12	Nuclear
BAIXADA FLU	530	469	88,29	Gás
CARIOBA	36	0	937	Óleo
CCBS_L1	157	140	303,6	Gás
CCBS_L13	59	50	300,7	Gás
COSTA RICA I	-	2	-	Biomassa
CUIABA G CC	529	237	511,77	Gás
DAIA	44	0	752,02	Diesel
DO ATLAN_CSA	255	112	0	Resíduos
DO ATLANTICO	235	199	175,05	Resíduos
EBOLT_L1	321	100	282,98	Gás
EBOLT_L13	65	6	306,52	Gás
F.GASPARIAN	0	221	399,02	Gás
GOIANIA II	572	0	779,53	Diesel
IBIRITERMO	140	135	303,76	Gás
IGARAPE	226	0	689,98	Óleo
JUIZ DE FORA	131	21	213,84	Gás
LINHARES	87	196	189,03	GNL
NORTEFLU-1	204	381	50,29	Gás
NORTEFLU-2	400	94	59,3	Gás
NORTEFLU-3	100	132	112,54	Gás
NORTEFLU-4	200	51	232,56	Gás
ONCA PINTADA	127	0	90,9	Biomassa
PALMEIRAS GO	0	0	631,71	Diesel
PIRAT.12 G	176	0	470,34	Gás
R.SILVEIRA	25	0	650,75	Diesel
ST.CRUIZ 34	436	0	310,41	Oleo
ST.CRUIZ NOVA	500	264	126,7	GNL
STA VITORIA	0	3	90	Biomassa
T LAGOAS_L1	134	97	182,81	Gás
T LAGOAS_L13	216	90	302,17	Gás
T.NORTE 2	340	0	678,04	Óleo
TERMOMACAE	929	67	505,15	Gás
TERMORIO	0	672	216,82	Gás
TERMORIO_L1	770	0	216,82	Gás
TERMORIO_L13	266	104	305,06	Gás
UTE BRASILIA	0	97	1047,38	Diesel
VIANA	10	3	407,4	Óleo
W.ARJONA	175	0	297,27	Gás
XAVANTES	206	0	1078,08	Diesel
ARAUCARIA	54	0	710,65	Gás
ARGENTINA 1	485	-	43,02	CONTRATO
CANDIOTA 3	0	87	78,67	Carvao
CANOAS	350	0	698,14	Diesel

Usina	Potência MW médio	Geração	Custo R\$/MW médio	Combustível
CISFRAMA	249	2	281,7	Biomassa
FIGUEIRA	-	5	486,49	Carvão
J.LACERDA A1	4	13	238,56	Carvão
J.LACERDA A2	20	57	217,89	Carvão
J.LACERDA B	100	192	209,48	Carvão
J.LACERDA C	132	220	178,91	Carvão
NUTEPA	262	0	780	Óleo
P.MEDICI A	363	0	115,9	Carvão
P.MEDICI B	24	0	115,9	Carvão
PAMPA SUL	126	0	52,45	Carvão
S.JERONIMO	320	0	248,31	Carvão
SAO SEPE	0	0	71,56	Biomassa
URUGUAIANA	20	0	486,2	Gás
ALTOS	0	0	646,34	Diesel
ARACATI	640	0	646,34	Diesel
BAHIA I	13	4	569,02	Óleo
BATURITE	11	0	646,34	Diesel
CAMACARI D/G	11	0	943,88	Diesel
CAMACARI PI	347	4	640,3	Óleo
CAMPINA GDE	150	3	407,4	Óleo
CAMPO MAIOR	169	0	646,34	Diesel
CAUCAIA	13	0	646,34	Diesel
CRATO	15	0	646,34	Diesel
ENGUIA PECÉM	13	0	646,34	Diesel
ERB CANDEIAS	15	4	60	Biomassa
FAFEN	0	70	301,56	Gás
FORTALEZA	138	262	139,88	Gás
GLOBAL I	327	11	463,34	Óleo
GLOBAL II	149	10	463,34	Óleo
IGUATU	149	0	646,34	Diesel
JUAZEIRO N	15	0	646,34	Diesel
MARACANAU I	-	6	389,43	Óleo
MARAMBAIA	168	0	646,34	Diesel
MURICY	13	26	640,3	Óleo
NAZARIA	147	0	646,34	Diesel
P. PECÉM I	13	611	151,37	Carvão
P. PECÉM II	720	234	161,23	Carvão
P. SERGIPE I	365	#N/D	204,17	Gás
PAU FERRO I	0	1	961,3	Diesel
PERNAMBUCO III	94	1	340,14	Óleo
PETROLINA	201	4	702,5	Óleo
POTIGUAR	136	0	807,63	Diesel
POTIGUAR III	53	1	807,62	Diesel
PROSPERIDADE	66	-	148,03	Gás
SUAPE II	0	59	400,03	Óleo
SYKUE I	381	27	510,12	Biomassa

Usina	Potência MW médio	Geração	Custo R\$/MW médio	Combustível
TERMOBAHIA	30	140	279,04	Gás
TERMOCABO	186	5	402,69	Óleo
TERMOCEARA	50	0	319,16	Gás
TERMOMANAUS	223	1	961,3	Diesel
TERMONE	143	26	408,88	Óleo
TERMOPB	171	27	408,88	Óleo
TERMOPE	171	511	103,39	Gás
VALE DO ACU	533	173	314,63	Gás
APARECIDA	368	109	302,19	Gás
C. ROCHA	166	62	0	Gás
FLORES LT1	85	39	794,72	Diesel
FLORES LT2	40	39	808,99	Diesel
GERAMAR I	-	0	407,39	Óleo
GERAMAR II	166	0	407,39	Óleo
IRANDUBA	166	24	784,21	Óleo
JARAQUI	25	51	0	Gás
MANAUARA	75	61	0	Gás
MARANHAO III	67	436	76,62	Gás
MARANHAO IV	519	309	118,08	Gás
MARANHAO V	338	309	118,08	Gás
MAUA 3	338	84	65,9	Gás
MAUA B3	190	47	411,92	Gás
MAUA B4	110	0	575	Óleo
N.VENECIA 2	150	147	207,61	Gás
O. CANOAS 1	178	0	269,32	Gás
PARNAIBA IV	0	48	88,97	Gás
PARNAIBA IV	56	3	88,97	Gás
PONTA NEGRA	66	61	0	Gás
PORTO ITAQUI	360	301	156,11	Carvão
SANTANA LM	50	0	898,56	Diesel
SANTANA W	58	0	640,96	Diesel
SAO JOSE	50	0	833,53	Diesel
SUZANO MA	255	54	0	Resíduos
TAMBAQUI	93	63	0	Gás

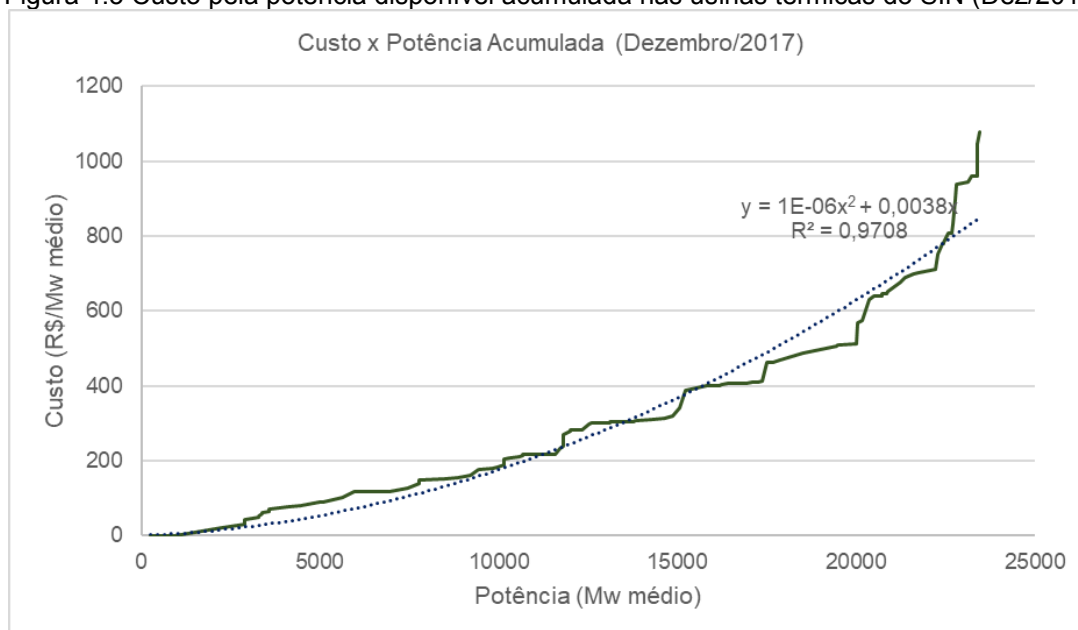
A Figura 4.2 mostra a distribuição dos combustíveis das usinas termoeletricas disponíveis no mês de dezembro de 2017. A predominância é das fontes de combustível fósseis como gás Natural, o diesel e o carvão.

Figura 4.2 Combustível das usinas termoeletricas disponíveis (Dez/2017)



A partir da capacidade do sistema e dos custos atrelados a cada usina é esperado que a curva incremental de custo (Figura 3.10) das usinas apresentem ordem de mérito, ou seja que a forma da curva possa ser descrita por uma função quadrática. Assim tanto para a curva de potência acumulada e geração pelo custo foram ajustadas funções quadráticas a fim de verificar a ordem de mérito. Como forma de ilustração do procedimento, a Figura 4.3 mostra o ajuste a função quadrática para a curva custo versus potência disponível acumulada do mês de dezembro de 2017.

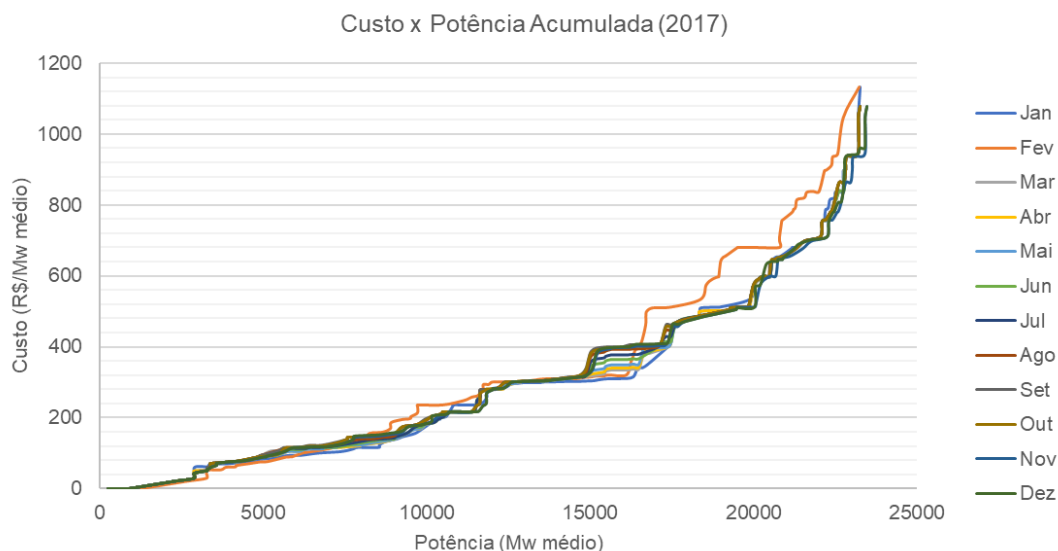
Figura 4.3 Custo pela potência disponível acumulada nas usinas térmicas do SIN (Dez/2017)



Fonte: O autor, com base nos dados da CCEE (2020)

A Figura 4.4 é a oferta de potência acumulada do sistema pelo custo das usinas térmicas para todos os meses de 2017.

Figura 4.4 Custo pela potência acumulada nas usinas térmicas do SIN (2017).



Fonte: O autor, com dados CCEE (2020).

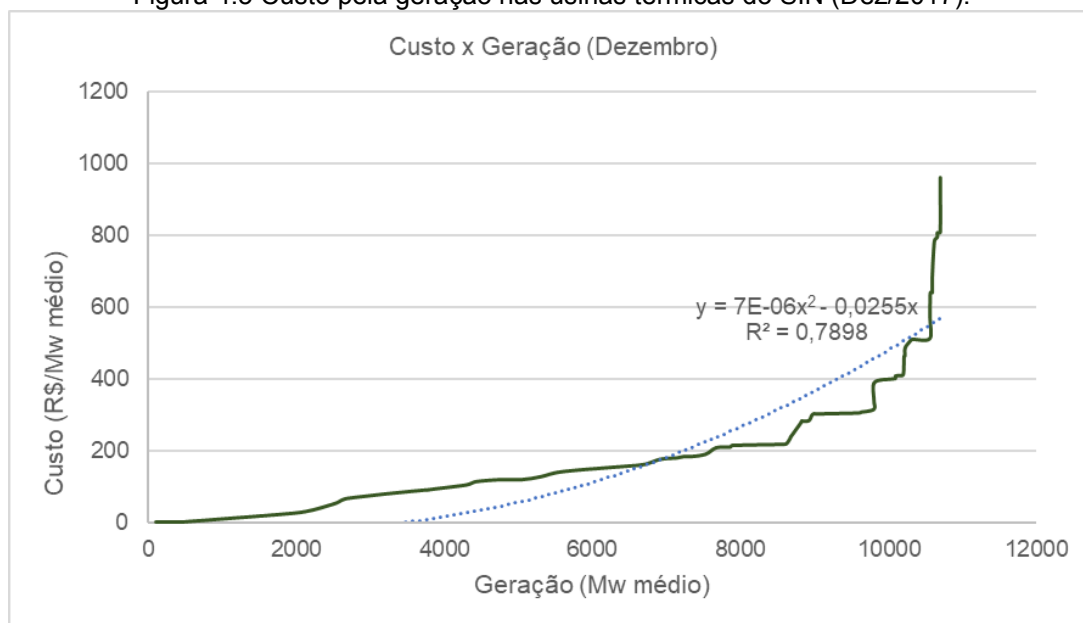
Como pode ser observado na Figura 4.4 a forma das curvas de custos pelas potências disponíveis não varia de maneira significativa ao longo dos meses do ano de 2017. O único mês que apresenta um leve deslocamento da curva à direita é o de fevereiro. Os dados de todos os meses foram ajustados a uma função quadrática. O coeficiente de determinação (R^2) é apresentado conforme a Tabela 4.3. Quanto mais próximo o R^2 for de 1 melhor é o ajuste da função aos dados apresentados. Os valores de R^2 são todos muito próximos de 1, sendo um indicativo de que a curva da potência acumulada pelo custo pode ser representada por uma função quadrática. O menor R^2 é de 0,9682 para o mês de janeiro e o maior de 0,9775 para o mês de fevereiro.

Tabela 4.3 R^2 para o ajuste da função quadrática às curvas de custo x Potência Acumulada no ano de 2017

MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
R^2	0,9655	0,9753	0,9668	0,9679	0,9722	0,969	0,9704	0,9712	0,971	0,9711	0,971	0,9708

A Figura 4.5 mostra o ajuste da função quadrática para a curva de custo versus geração do mês de dezembro de 2017.

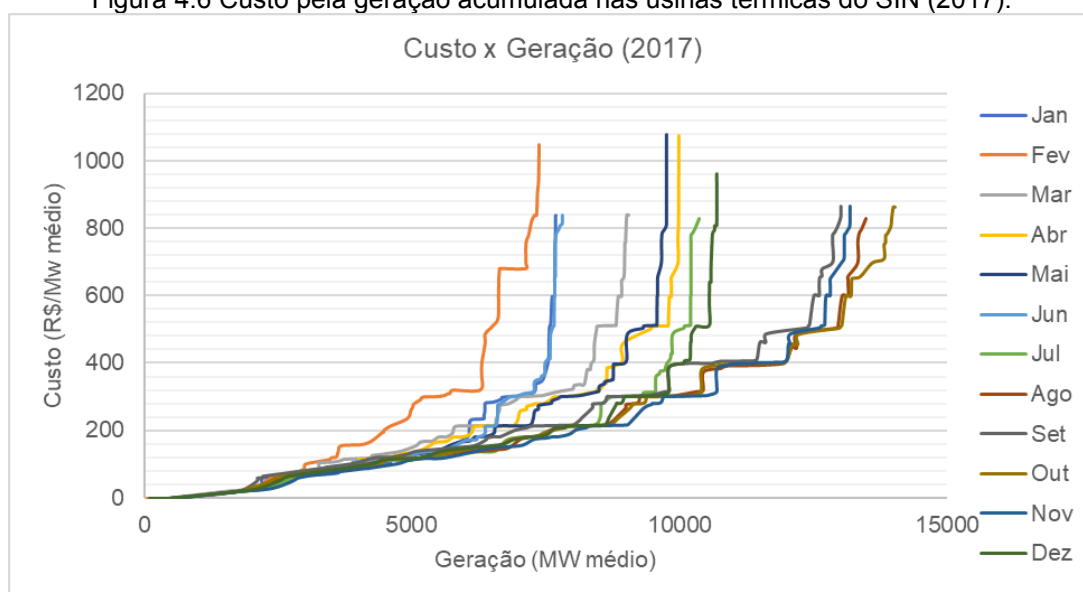
Figura 4.5 Custo pela geração nas usinas térmicas do SIN (Dez/2017).



Fonte: O autor, com base nos dados da CCEE (2020)

A Figura 4.6 mostra que a geração de energia mensal por meio das termoelétricas apesar de apresentar diferenças significativas quanto ao valor gerado (MWh) retratam formatos similares quando comparadas às curvas de custo versus geração acumulada entre todos os meses do ano de 2017 e entre às de custo versus a potência acumulada (Figura 4.4). Os dados de geração de energia são fornecidos pela CCEE por meio da planilha Infomercado (CCEE, 2020).

Figura 4.6 Custo pela geração acumulada nas usinas térmicas do SIN (2017).



Fonte: O autor, com dados CCEE (2020).

A qualidade do ajuste do coeficiente de determinação à função quadrática também foi realizado para as curvas de custo versus geração (MW médio), conforme a Tabela 4.4. Os valores do R^2 mostram que os meses com maior geração tendem a ter um melhor ajuste a função, com exceção do mês de fevereiro. O mês com menor e maior R^2 , respectivamente foi junho e outubro, respectivamente.

Tabela 4.4 R^2 para o ajuste da função quadrática às curvas de custo x Geração no ano de 2017

MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
R^2	0,815	0,9292	0,8874	0,8684	0,8457	0,7699	0,8191	0,9352	0,9364	0,9474	0,9107	0,7898

Fonte: O autor, com base nos dados da CCEE (2020)

Com auxílio da função CORREL no software MS Excel® foi calculada a correlação entre a porcentagem de energia gerada a partir da potência disponível e os valores da qualidade do ajuste do R^2 à função quadrática às curvas de custo versus geração térmica no ano de 2017. O resultado foi uma correlação de 0,5917. Os valores da correlação variam de -1 a 1. Uma alta correlação negativa ou positiva são para valores mais próximos de -1 e 1, respectivamente. Ou seja, o uso maior da potência disponível aponta um comportamento mais próximo do da ordem de mérito.

4.3 ENERGIA NATURAL AFLUENTE E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO

A Energia Natural Afluente (ENA) nada mais é do que a oferta de energia para geração no sistema hidrelétrico. A partir de uma hidrologia favorável, consequentemente a oferta de energia será alta. Os dados obtidos da ENA que serão apresentados estão disponíveis no site da ONS na seção resultados da operação (ONS, 2020).

A ENA pode ser obtida no site da ONS de quatro maneiras: ENA bruta e armazenável por MW médio e pelo percentual da média de longo termo (MLT). Para o desenvolvimento da análise deste trabalho foram utilizados os dados da ENA bruta por MW médio e pelo percentual da média de longo termo (MLT). A oferta de energia para as usinas hidrelétricas deve ser a soma da disponível tanto para as usinas com reservatório, quanto para as a fio d'água.

A Tabela 4.5 mostra os valores da ENA bruta por MW médio para o ano de 2017. É possível observar que no Brasil para este ano os primeiros seis meses apresentam os maiores valores de ENA bruta. Todos os subsistemas apresentam os maiores valores de ENA bruta para meses como janeiro, fevereiro, março ou dezembro, ou seja, meses marcados por estações quentes como verão e primavera. O Sul é o único subsistema com comportamento diferente dos demais e apresenta o maior valor de ENA bruta para o mês de junho, onde o final do mês marca o início do inverno.

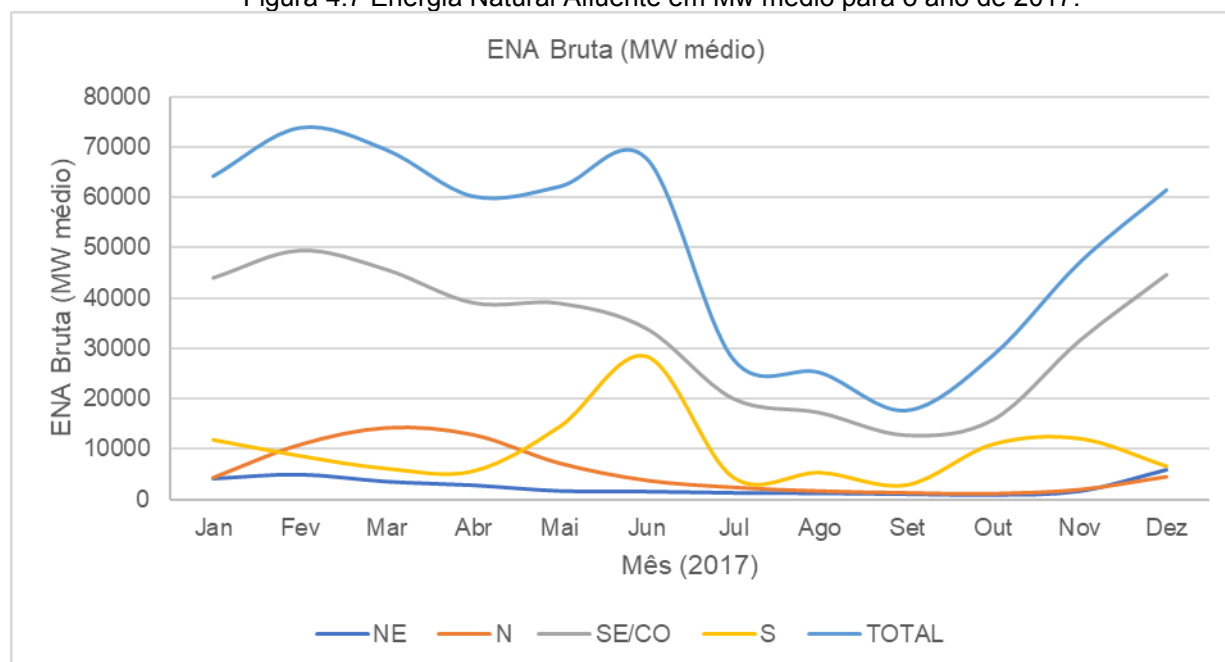
Tabela 4.5 Energia Natural Afluente em MW médio para o ano de 2017.

Mw médio / mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
NE	4115	4919	3518	2786	1653	1535	1272	1203	1024	856	1610	5861
N	4230	10810	14157	12787	7091	3699	2302	1551	1194	1047	1851	4417
SE/CO	43991	49413	45626	39046	38930	33954	20073	17272	12804	15893	31580	44611
S	11795	8571	6043	5532	14428	28458	4276	5234	2747	10914	12038	6519
Total	64131	73713	69344	60151	62102	67646	27923	25260	17769	28710	47079	61408

Fonte: O autor, com base nos dados da CCEE (2020)

A Figura 4.7 mostra que a tendência no ano de 2017 é que as maiores afluições ocorram nos primeiros seis meses do ano. O subsistema S não apresenta uma tendência bem definida. O subsistema com maior potencial de geração hídrica é o SE/CO e o com menor o NE.

Figura 4.7 Energia Natural Afluente em Mw médio para o ano de 2017.



Fonte: O autor, com base nos dados da ONS (2020)

A Tabela 4.6 mostra os valores da ENA bruta por % da MLT para o ano de 2017. Os valores referentes à linha total da Tabela 4.5 foram obtidos a partir de uma média ponderada dos valores da ENA bruta em Mw médio com as em % da MLT. A ENA bruta em % da MLT mostra se o mês em análise esteve com aflúências abaixo da média ou acima; se menor do que cem por cento as aflúências estão abaixo da média, se não, acima. Assim, é possível concluir que todos os subsistemas tiveram na maior parte do ano de 2017 a ENA bruta menor do que a MLT. No entanto, é possível observar que o subsistema NE teve valores muito baixos da % da MLT e o S teve em cinco meses do ano valores da % da MLT maiores do que a média.

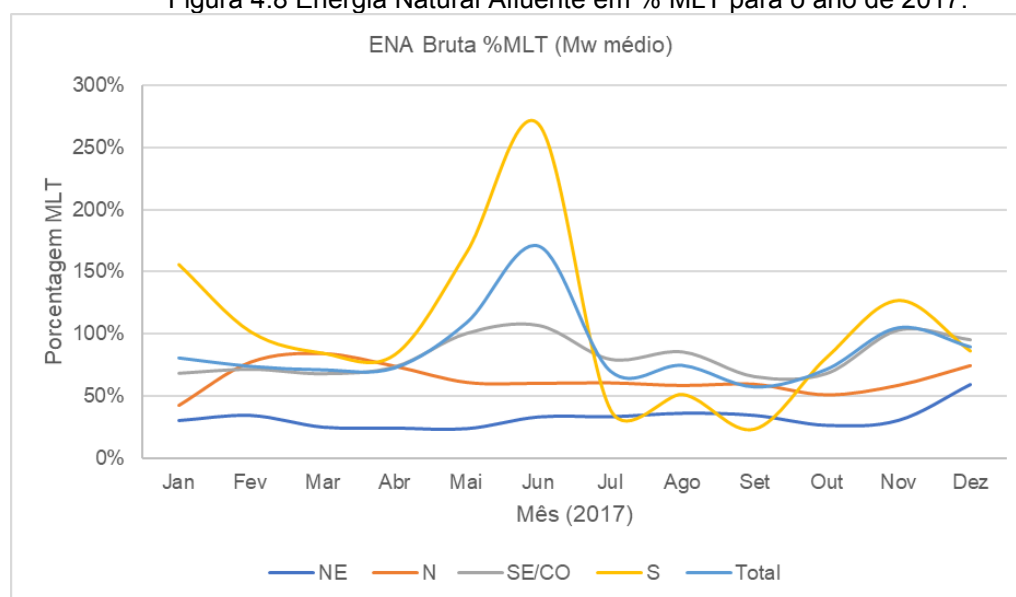
Tabela 4.6 Energia Natural Afluyente em % MLT para o ano de 2017.

% MLT / mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
NE	30%	34%	25%	24%	23%	33%	33%	36%	34%	26%	30%	59%
N	42%	78%	85%	74%	61%	60%	60%	58%	59%	51%	59%	75%
SE/CO	68%	72%	68%	74%	100%	106%	80%	85%	66%	68%	103%	95%
S	156%	101%	84%	83%	166%	269%	38%	51%	23%	81%	127%	86%
Total	80%	73%	71%	72%	109%	170%	70%	74%	57%	71%	105%	89%

Fonte: O autor, com base nos dados da ONS (2020)

A Figura 4.8 mostra que o subsistema NE esteve o ano inteiro de 2017 com a % da MLT para ENA bruta abaixo dos demais subsistemas enquanto o sul esteve apresenta o maior número de meses acima.

Figura 4.8 Energia Natural Afluyente em % MLT para o ano de 2017.



Fonte: O autor, com base nos dados da ONS (2020)

É esperado que o sistema que programa o planejamento e a operação para o despacho das usinas hidrelétricas e termoeletricas do SIN esteja consoante com a realidade. Neste caso, o PLD, reflexo do que é estimado do CMO, deverá estar relacionado com a ENA bruta de forma que, quanto maior a oferta hídrica menor o PLD.

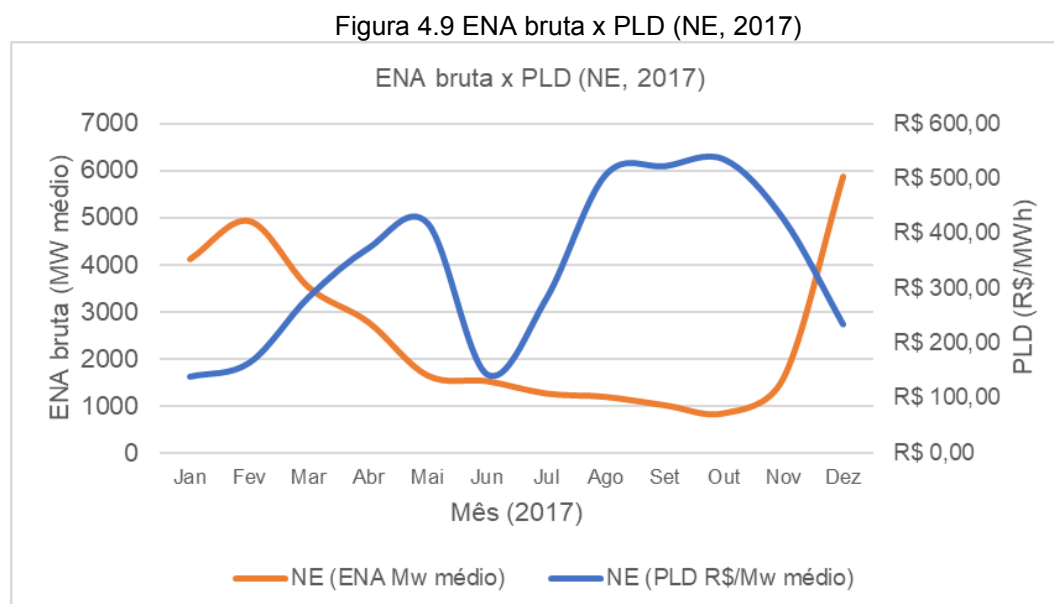
A Tabela 4.7 mostra que meses com baixa oferta da ENA bruta apresentam um PLD mais caro, assim como maiores ofertas da ENA bruta apresentam um PLD mais barato. É observado a mesma relação entre a ENA bruta e a geração das usinas termoeletricas. As maiores ENA's brutas no total do país são referentes aos meses de janeiro, fevereiro, março e junho, que também apresentam os menores valores do PLD médio. As menores ENA's brutas no total do país são referentes aos meses de agosto, setembro e outubro, que também apresentam os maiores valores do PLD médio. As menores ENA's brutas para subsistemas como NE e NO também são os maiores valores do PLD. O subsistema SE/CO apresenta a maior ENA bruta junto ao segundo menor valor do PLD. O subsistema S apresenta um dos menores valores do PLD de todos os subsistemas no ano de 2017 no mês de junho para a maior ENA bruta com 269% da MLT, conforme a Tabela 4.6.

Tabela 4.7 Energia natural afluyente bruta, geração das usinas termoeletricas no SIN e preço de liquidação no ano de 2017.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
NE (PLD R\$/MW médio)	R\$ 139,25	R\$ 164,66	R\$ 284,01	R\$ 372,41	R\$ 418,20	R\$ 143,59	R\$ 280,81	R\$ 505,95	R\$ 521,83	R\$ 533,82	R\$ 425,18	R\$ 234,20
NE (ENA MW médio)	4115	4919	3518	2786	1653	1535	1272	1203	1024	856	1610	5861
NE (Geração MW médio)	2252	2174	2600	2259	2233	1918	1619	3214	2913	2941	2559	2219
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
N (PLD R\$/MW médio)	R\$ 121,44	R\$ 82,18	R\$ 33,68	R\$ 33,68	R\$ 171,95	R\$ 128,96	R\$ 280,81	R\$ 505,95	R\$ 521,83	R\$ 533,82	R\$ 425,18	R\$ 233,27
N (ENAMW médio)	4230	10810	14157	12787	7091	3699	2302	1551	1194	1047	1851	4417
N (Geração MW médio)	1063	771	397	564	713	1397	2208	2474	2424	2873	2780	2292
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO (PLD R\$/MW médio)	R\$ 121,44	R\$ 128,43	R\$ 216,24	R\$ 371,47	R\$ 411,49	R\$ 124,70	R\$ 280,81	R\$ 505,95	R\$ 521,83	R\$ 533,82	R\$ 425,17	R\$ 235,07
SE/CO (ENA MW médio)	43991	49413	45626	39046	38930	33954	20073	17272	12804	15893	31580	44611
SE/CO (Geração MW médio)	3931	3916	5297	6399	6042	3901	6043	7064	6980	7053	6940	5607
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
S (PLD R\$/MW médio)	R\$ 121,44	R\$ 128,43	R\$ 216,24	R\$ 371,47	R\$ 411,49	R\$ 65,91	R\$ 280,81	R\$ 505,95	R\$ 521,83	R\$ 533,82	R\$ 425,17	R\$ 235,29
S (ENA MW médio)	11795	8571	6043	5532	14428	28458	4276	5234	2747	10914	12038	6519
S (Geração MW médio)	445	524	756	760	765	592	504	726	704	1162	907	576
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
PLD (R\$/MWh)	125,89	125,93	187,54	287,26	353,28	115,79	280,81	505,95	521,83	533,82	425,18	234,46
Total (ENA MW médio)	64131	73713	69344	60151	62102	67646	27923	25260	17769	28710	47079	61408
Total (Geração MW médio)	7691	7386	9050	9982	9753	7807	10374	13477	13022	14029	13185	10694

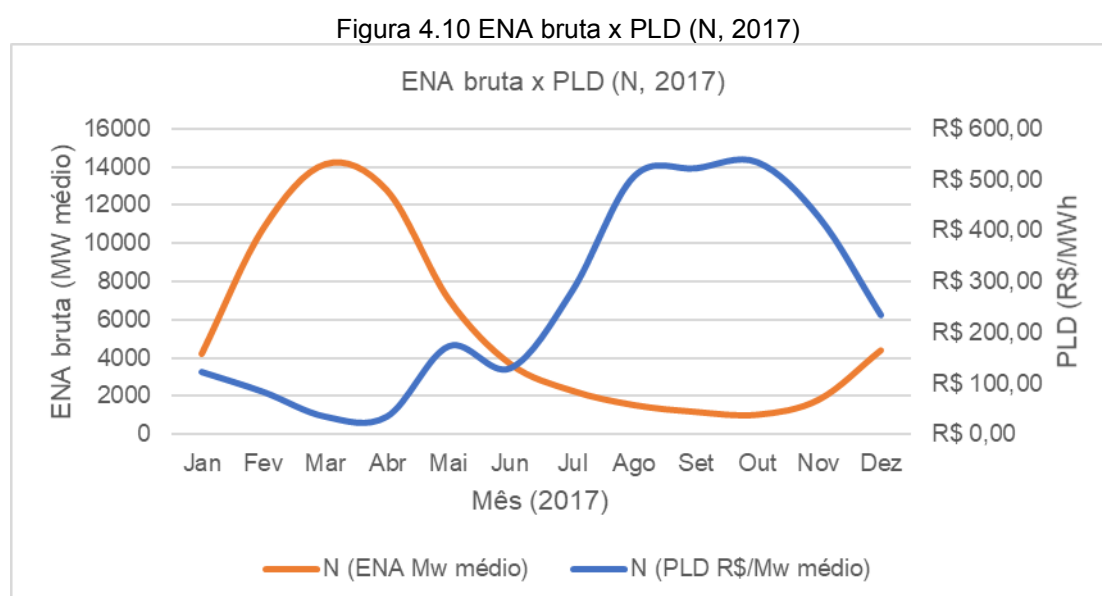
Fonte: O autor, com base nos dados da ONS (2020) e CCEE (2020)

Todos os subsistemas mostram que à medida que o PLD cresce a ENA bruta diminui. É observado na Figura 4.9, Figura 4.11 e a Figura 4.12 uma forte influência da ENA bruta do subsistema S no mês de junho no PLD dos demais subsistemas. A Figura 4.9 mostra a variação da ENA bruta e do PLD para o subsistema NE ao longo do ano de 2017



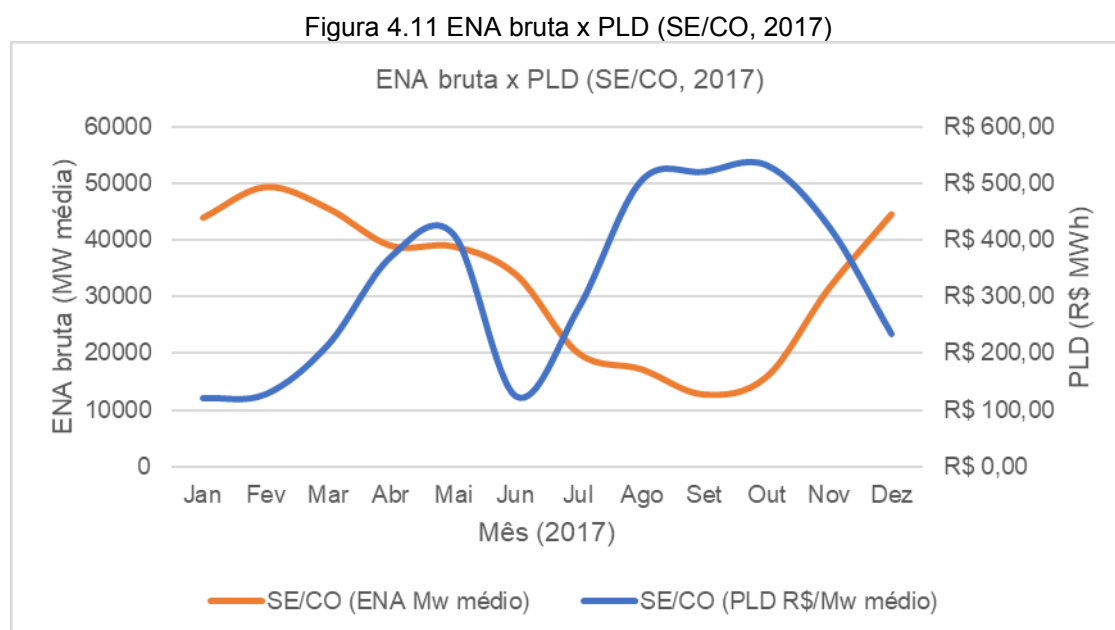
Fonte: O autor, com base nos dados da ONS (2020) e CCEE (2020)

A Figura 4.10 mostra a variação da ENA bruta e do PLD para o subsistema N ao longo do ano de 2017.



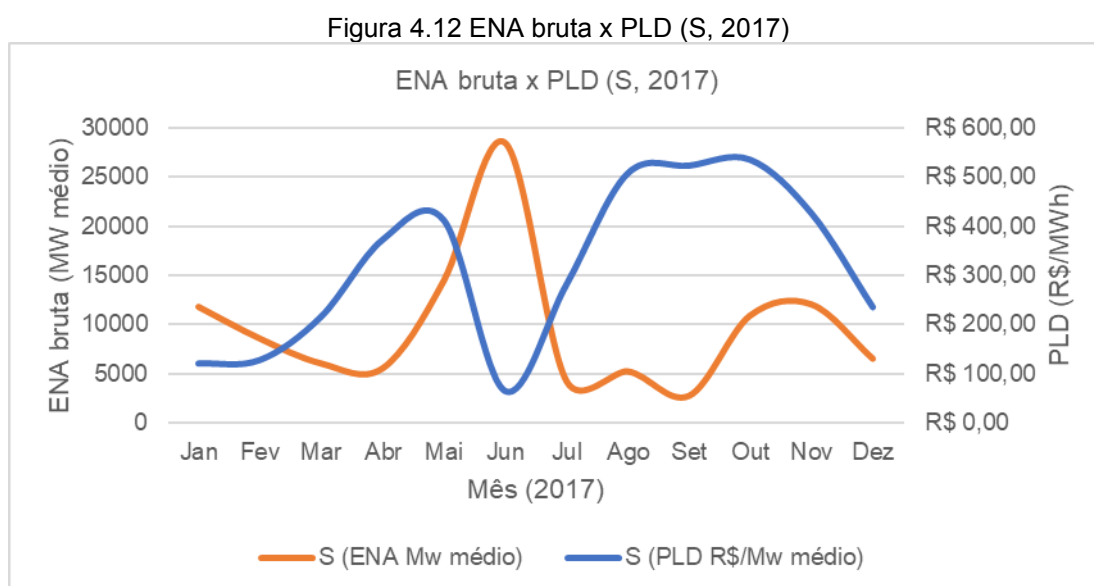
Fonte: O autor, com base nos dados da ONS (2020) e CCEE (2020)

A Figura 4.11 mostra a variação da ENA bruta e do PLD para o subsistema SE/CO ao longo do ano de 2017.



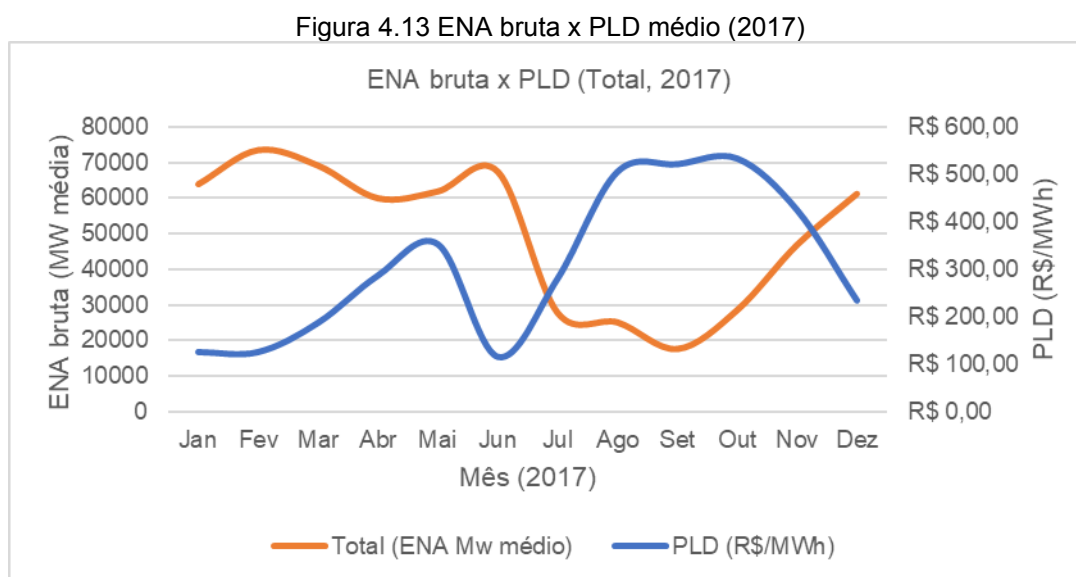
Fonte: O autor, com base nos dados da ONS (2020) e CCEE (2020)

A Figura 4.12 mostra a variação da ENA bruta e do PLD para o subsistema SE/CO ao longo do ano de 2017.



Fonte: O autor, com base nos dados da ONS (2020) e CCEE (2020)

A Figura 4.13 mostra a variação da ENA bruta e do PLD médio para o SIN ao longo do ano de 2017.



Fonte: O autor, com base nos dados da ONS (2020) e CCEE (2020)

Com auxílio da função CORREL do software MS Excel®, foram calculadas as correlações entre a ENA bruta e o PLD. A Figura 4.8 mostra que todos os subsistemas apresentam uma alta correlação negativa entre a ENA bruta e o PLD. O subsistema NO apresenta a maior correlação entre a ENA bruta e o PLD e o S a menor.

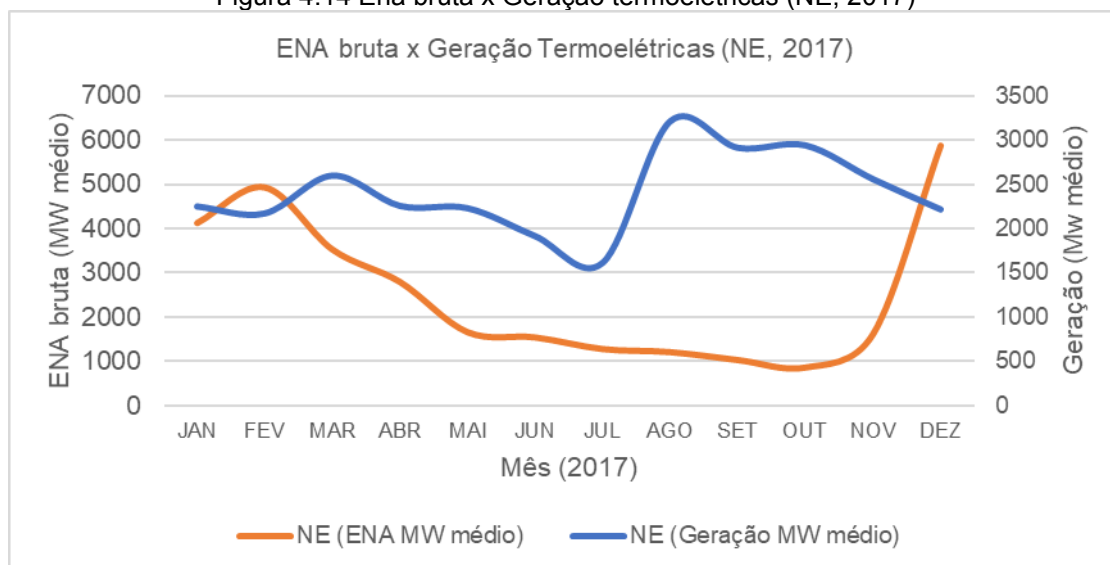
Tabela 4.8 Correlação entre a ENA bruta o PLD para cada subsistema no ano de 2017.

Correlação	Valores
NE	-0,6680
N	-0,8266
SE/CO	-0,7575
S	-0,4448
TOTAL	-0,8428

É esperado que da mesma forma que a ENA bruta está correlacionada ao PLD, isso ocorra na relação entre a ENA bruta e a geração de energia por parte das usinas termoeletricas no SIN. A Figura 4.14, a Figura 4.15, a Figura 4.16, a Figura 4.17 mostram que quanto maior a oferta da ENA bruta menor a parcela de geração das usinas termoeletricas.

A Figura 4.14 mostra a variação da ENA bruta e da geração das usinas termoeletricas para o subsistema NE ao longo do ano de 2017.

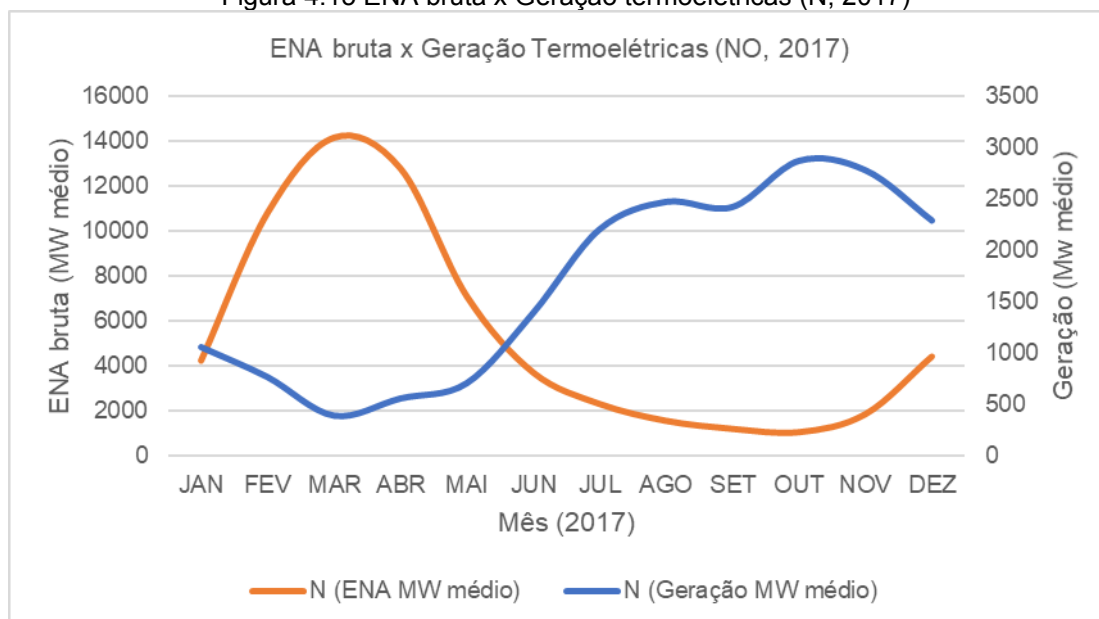
Figura 4.14 Ena bruta x Geração termoelétricas (NE, 2017)



Fonte: O autor, com base nos dados da ONS (2020) e CCEE (2020)

A Figura 4.15 mostra a variação da ENA bruta e da geração das usinas termoelétricas para o subsistema N ao longo do ano de 2017.

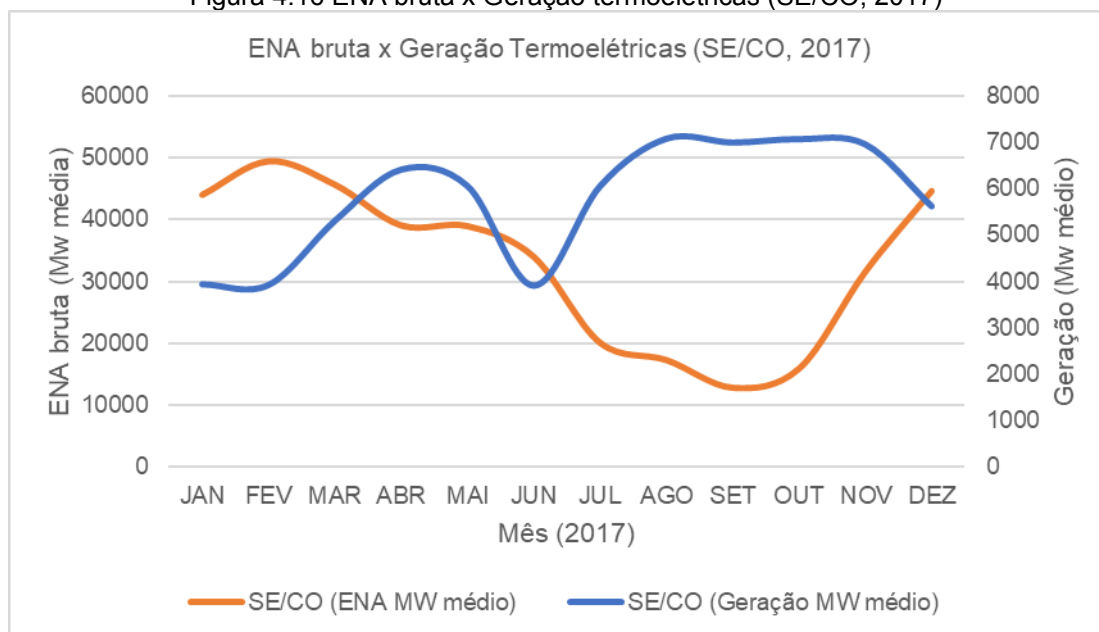
Figura 4.15 ENA bruta x Geração termoelétricas (N, 2017)



Fonte: O autor, com base nos dados da ONS (2020) e CCEE (2020)

A Figura 4.16 mostra a variação da ENA bruta e da geração das usinas termoelétricas para o subsistema SE/CO ao longo do ano de 2017.

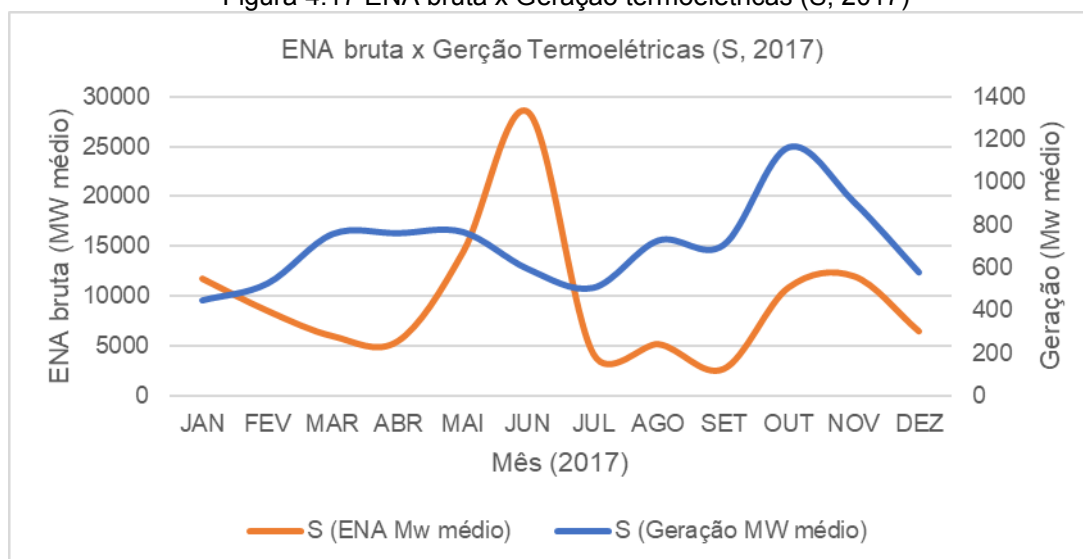
Figura 4.16 ENA bruta x Geração termoelétricas (SE/CO, 2017)



Fonte: O autor, com base nos dados da ONS (2020) e CCEE (2020)

A Figura 4.17 mostra a variação da ENA bruta e da geração das usinas termoelétricas para o subsistema S ao longo do ano de 2017.

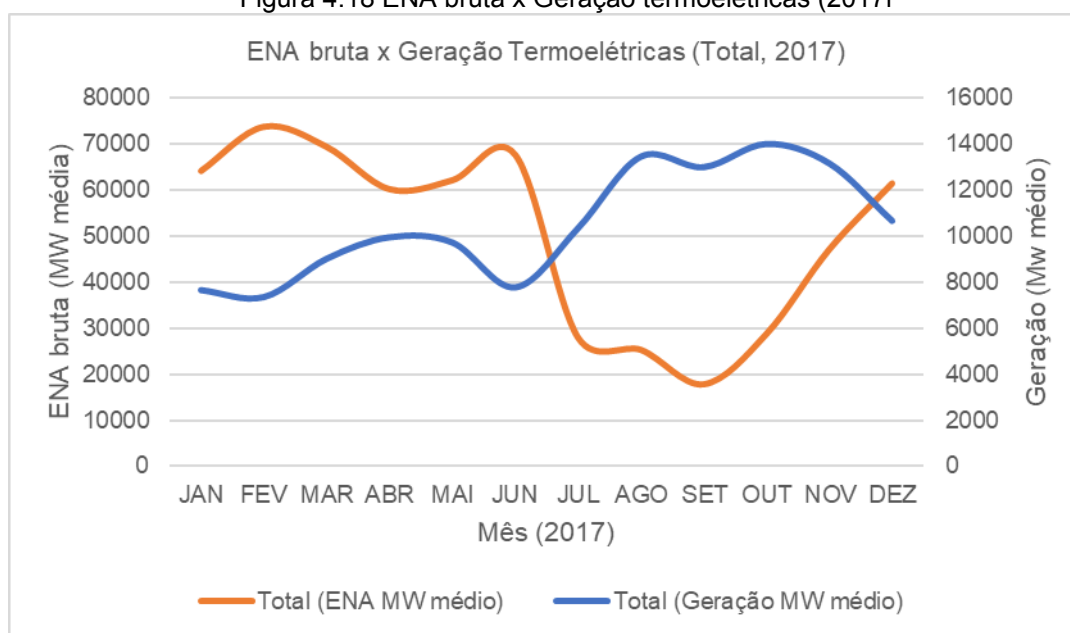
Figura 4.17 ENA bruta x Geração termoelétricas (S, 2017)



Fonte: O autor, com base nos dados da ONS (2020) e CCEE (2020)

A Figura 4.18 mostra a variação da ENA bruta e da geração das usinas termoelétricas para o SIN ao longo do ano de 2017.

Figura 4.18 ENA bruta x Geração termoelétricas (2017)



Fonte: O autor, com base nos dados da CCEE (2020)

A função CORREL do software excel também foi utilizada para avaliar a relação entre a ENA bruta e a energia gerada pelas usinas termoelétricas. A Tabela 4.9 mostra que os subsistemas N e SE/CO apresentam alta correlação entre a ENA bruta e a energia gerada pelas usinas termoelétricas. Os subsistemas NE e S apresentam baixa correlação.

Tabela 4.9 Correlação entre a ENA bruta e a energia gerada pelas usinas termoelétricas para cada subsistema no ano de 2017.

Correlação	Valores
NE	-0,2967
N	-0,8789
SE/CO	-0,7053
S	-0,0100
TOTAL	-0,8288

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A matriz energética brasileira é diferente das demais matrizes no mundo. A maior parcela da geração de energia no Brasil provém de fontes hídricas que atrelam a maiores incertezas em relação ao planejamento e o despacho energético. O valor do PDL por estar diretamente associado ao CMO é reflexo de como o sistema deve operar. Valores altos do PLD são indicativos de que as usinas termoeletricas serão mais utilizadas e o custo da energia elétrica será maior. Uma operação otimizada faz o uso dos recursos disponíveis da melhor maneira possível, de forma que os custos sejam menores. O uso da ordem de mérito no despacho das usinas termoeletricas é uma maneira otimizada de utilizar os recursos e reduzir os custos da energia gerada, pois as usinas de menores custos serão utilizadas primeiro.

O primeiro passo deste trabalho foi verificar se o sistema do NEWAVE apresenta distribuição dos custos pelas potências disponíveis de maneira que exista a ordem de mérito. Para isso foi ajustada a função quadrática a curva de custo versus potência acumulada. Como o R^2 ao ajuste foi alto para todos os meses, o comportamento é próximo a uma função quadrática e indicativo de que no planejamento do despacho hidrotérmico há a ordem de mérito.

A ordem de mérito também foi verificada para os valores da operação das usinas. As curvas de custo versus geração nas usinas térmicas foram ajustadas também a uma função quadrática e o R^2 calculado. Os valores de R^2 são altos, porém menores do que os valores apresentados no ajuste a potência acumulada. Os maiores valores de R^2 foram encontrados para os meses que tiveram uma parcela maior da energia gerada dada a potência disponível pelas usinas termoeletricas. Ou seja, quanto mais as usinas termoeletricas são utilizadas, dentro do disponível, mais próximo é o comportamento a uma função quadrática.

É esperado que com uma maior oferta hídrica no sistema o PLD seja menor. Assim, todos os subsistemas foram analisados a partir da ENA bruta em relação ao PLD. De modo geral é observado que os meses com maiores afluências hídricas são também os que apresentam os menores PLD. A comparação também é feita em relação à energia gerada pelas usinas termoeletricas. Com uma maior afluência hídrica também foi verificado que há uma menor parcela na energia gerada a partir de usinas termoeletricas. As correlações foram fortes tanto para a relação ENA bruta com o PLD, quanto para ENA bruta com a geração térmica.

O subsistema S, no entanto, foi o que apresentou um comportamento não esperado nos resultados quanto a correlação entre ENA bruta e PLD e entre ENA bruta e energia gerada pelas termoeletricas, os valores de correlação foram de -0,4448 e -0,0100, respectivamente. O Sul do Brasil, diferente das demais regiões não apresenta sazonalidade quanto a chuva. Os demais subsistemas que apresentam uma sazonalidade mais marcante têm coeficientes de correlação maiores para as relações verificadas.

O subsistema S mostrou uma forte influência nos demais subsistemas devido a uma alta ENA bruta relativa a 269 % da MLT no mês de junho. Todos os demais subsistemas tiveram queda no PLD no mês de junho em relação a maio, sendo o subsistema S com o registro do menor PLD do ano de 2017 no mesmo mês.

Conclui-se que no sistema hidrotérmico brasileiro é verificada a ordem de mérito no despacho das usinas termoeletricas. É concluído também que maiores ENA's brutas estão diretamente associadas a um PLD menor. O CMO tende a ser maior dada uma menor oferta hídrica.

O estudo foi desenvolvido para o ano de 2017, onde não há medidas exógenas significativas que interferiram no valor do PLD. Segue como recomendação que sejam desenvolvidas análises como a deste estudo para outros anos, com o aperfeiçoamento da metodologia aqui proposta.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa n ° 729, de 28 de novembro de 2017. Disponível em : < <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/043/resultado/ren2017792.pdf> >. Acesso em 09 de junho de 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Empreendimentos em Operação. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/dados/geracao> >. Acesso em: 18 de junho de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Capacidade de Geração do Brasil. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> >. Acesso em: 06 de agosto de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICO (ANEEL). Fontes de Energia. Disponível em: < <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm> >. Acesso em 31 de maio de 2020.

CAMARGO, L. G. B. C. **O Setor Elétrico Brasileiro E**. [s.l.] Universidade Católica de Santos, 2005.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Setor Elétrico. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico? >. Acesso em: 31 de julho de 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Biblioteca Virtual. Disponível em: < D.<https://bit.ly/2lyEarK>>. Acesso em 02 de setembro de 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=99373916318868&_adf.ctrl-state=10d9jjudu7_1#!%40%40%3F_afLoop%3D99373916318868%26_adf.ctrl-state%3D10d9jjudu7_5>. Acesso em 30 de abril de 2020.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA (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: 28 de julho de 2019.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). Projeto Newave. Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes. Manual do Usuário. 2013. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manual_usuario.pdf >. Acesso em 26 de agosto de 2019.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). Modelo DECOMP CEPEL. Manual de Referência. 2001. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/arquivos/pdf/Manual_Referencia_DECOMP.pdf >. Acesso em 27 de agosto de 2019.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). Manual de Referência do Modelo DESSEM. 2003. Disponível em : < https://simsee.org/simsee/biblioteca/Brasil/DC201203/Dessem_comentado.pdf >. Acesso em 27 de agosto de 2019.

CUBEROS, F. L. **Novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro : análise dos mecanismos de mitigação de riscos de mercado das distribuidoras**. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2008.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde> >. Acesso em: 16 de nov de 2018.

FALCETTA, F. **Evolução da Capacidade de Regularização Sistema Hidrelétrico Brasileiro**. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2015.

FAUSTINO, G. C. **O Impacto no Custo Marginal De Operação do Sistema Elétrico devido a frustração da disponibilidade das Usinas Termoelétricas**. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2014.

FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. de A.; ALBUQUERQUE, J. C. R. de; PEREIRA, M. V. F. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990.

GALHARDO, M.; DA SILVA, W.; MONTEVEQUI, J. Custo Marginal Sob Risco : Uma Extensão Do Conceito Do Value- At-Risk Aplicado Ao Mercado De Energia Brasileiro. **XI Congresso Brasileiro de Custos - Porto Seguro, BA, Brasil, 27 a 30 de outubro de 2004**, 2005.

GRUPO DE ESTUDOS DO SETOR ELÉTRICO (GESEL). Preço spot de eletricidade:teoria e evidências do caso brasileiro. Disponível em : < <http://www.ie.ufrj.br/datacenter/ie/pdfs/seminarios/pesquisa/texto0306.pdf> > . Acesso em 20 de agosto de 2019.

LIMA, D. A.; PEREZ, R. C.; CLEMENTE, G. A comprehensive analysis of the Demand Response Program proposed in Brazil based on the Tariff Flags mechanism. **Electric Power Systems Research**, v. 144, p. 1–12, 2017.

LOPES, J. **Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica**. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2007.

MARCATO, A. L. M. **Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte**. [s.l.] Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2002.

MORALES, D. Y. **Modelagem da Curva de Custo de Energia Térmica para o Problema do Planejamento Hidrotérmico**. Universidade Federal do Paraná, 2017.

MOTTA, R. S. DA. Manual Para Valoração. **IPEA/MMA/PNUD/CNPq**, p. 242, 1997.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS).Energia Natural Afluente por Subsistema .Disponível em: < http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx > . Acesso em 30 de abr de 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Mapa Dinâmico do SIN. Disponível em :< <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas> > . Acesso em 29 de nov de 2018.

PASSOS, C. R. M.; NOGAMI, O. Princípios de Economia. São Paulo: Cengage Learning, 2008.

RUDNICK, H. et al. A delicate balance in South America. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 6, n. 4, p. 22–35, 2008.

SILVA, B. G. DA. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo.** [s.l.] Universidade de São Paulo, 2011.

ZAMBON, R. C. Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte. p. 1–12, 2008.