



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GUILHERME DELGADO SORIANO

**PRECIFICAÇÃO DO DESPACHO ENERGÉTICO COM FLUXO DE POTÊNCIA  
ÓTIMO NA OPERAÇÃO EM CURTO PRAZO COM BATERIAS E GRANDE  
PENETRAÇÃO DE RENOVÁVEIS**

Recife-PE

2021

GUILHERME DELGADO SORIANO

**PRECIFICAÇÃO DO DESPACHO ENERGÉTICO COM FLUXO DE POTÊNCIA  
ÓTIMO NA OPERAÇÃO EM CURTO PRAZO COM BATERIAS E GRANDE  
PENETRAÇÃO DE RENOVÁVEIS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

**Área de concentração:**

Processamento de Energia.

**Orientador:** Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.

Recife

2021

Catálogo na fonte  
Bibliotecário Gabriel Luz CRB-4 / 2222

S714p Soriano, Guilherme Delgado.  
Precificação do despacho energético com fluxo de potência ótimo na operação em curto prazo com baterias e grande penetração de renováveis / Guilherme Delgado Soriano. 2021.  
116 f.; fig., tabs., abrev. e siglas, símbolos.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.  
Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.  
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Recife, 2021.  
Inclui referências e apêndice.

1. Engenharia Elétrica. 2. Programação diária da operação. 3. Custos de congestionamento. 4. Armazenamento de energia. 5. Precificação Nodal. I. Aquino, Ronaldo Ribeiro Barbosa de (Orientador). II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.) BCTG / 2022-11

GUILHERME DELGADO SORIANO

**PRECIFICAÇÃO DO DESPACHO ENERGÉTICO COM FLUXO DE POTÊNCIA  
ÓTIMO NA OPERAÇÃO EM CURTO PRAZO COM BATERIAS E GRANDE  
PENETRAÇÃO DE RENOVÁVEIS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

**Área de concentração:**

Processamento de Energia.

Aprovado em: 31/05/2021.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof<sup>o</sup>. Dr. Benemar Alencar de Souza (Examinador Externo)  
Universidade Federal de Campina Grande

---

Prof<sup>o</sup>. Dr. Carlos Alberto Brayner de Oliveira Lira (Examinador Externo)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof<sup>o</sup>. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves (Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof<sup>a</sup>. Dr. Pedro Andre Carvalho Rosas (Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof<sup>o</sup>. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino (Orientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

## **AGRADECIMENTOS**

A todos os professores do Laboratório Digital de Sistemas de Potência-LDSP e Valdete os meus sinceros agradecimentos pelo nosso dia a dia. Não diretamente membro do LDSP, mas muito obrigado Andréa Tenório por tudo que você faz, e sabe que faz, pelo programa e por nós alunos.

Agradeço ao meu orientador Professor Ronaldo Aquino, pela mão amiga, liberdade, bastante compreensão, apoio e confiança referente não só ao trabalho, mas a caminhada. Além das cobranças e discursos, lógico.

Aos meus amigos Davidson, Jonata (continua com muitos apelidos), Márcio, Beatriz, Renato, Jeydson e Alex obrigado pelo apoio, muitos cafezinhos, brincadeiras, cobranças e a nossa rica troca de cumplicidade. Agradeço verdadeiramente. Mais uma vez, vocês fizeram com que eu quisesse estar diariamente pela universidade.

Agradeço de forma especial a Roberto (Robs). Você também pertence ao grupo aí de cima... mas pela incrível disponibilidade, dedicação, parceria e cumplicidade (mas pouca conversa né) oferecida, gostaria de dizer que você foi essencial nesse processo.

À família Sousa, que independentemente dos laços sempre estiveram na torcida.

Sou simplesmente grato à família que tenho. Painho, mainha, Gabi, tios, tias e avós... Eu sou a marca das lições diárias de vocês. Sei que sempre, sempre mesmo, vocês estarão aqui me apoiando e incentivando...querendo o meu melhor. Gratidão é muito pouco para vocês.

Por fim e mais importante, simplesmente a Deus pelas formas e momentos que o senhor colocou cada um do pessoal aí de cima na minha trajetória.

## RESUMO

Grandes investimentos em geração de energia renovável vêm trazendo uma reestruturação tanto do perfil de carga dos consumidores como na maneira de lidar com tal volume gerado. Os modelos de planejamento energético e elétrico são afetados pelas incertezas dessa reestruturação, que, traduzidos em preços, dificultam a análise convencional do custo-benefício dos investimentos das empresas dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, e conseqüentemente a segurança operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN). Esta Tese visa apresentar uma metodologia de análise da Programação Diária da Operação (PDO) para sistema hidrotérmico com alta inserção de energia renovável e ocorrências de cortes da geração e congestionamento da rede elétrica. São apreciadas soluções factíveis do ponto de vista operacional e de custo, para possíveis investimentos em armazenadores de energia no despacho energético ótimo integrado à operação elétrica do sistema. Tais soluções são baseadas na formação de Preço Nodal da área analisada, que abrangem desde o custo marginal de operação até as perdas elétricas e por congestionamento. O problema é resolvido mediante aplicação do Método de Pontos Interiores, do Fluxo de Potência Ótimo e Matriz Sensibilidade.

**Palavras-chave:** programação diária da operação; custos de congestionamento; armazenamento de energia; precificação Nodal.

## **ABSTRACT**

Large investments in renewable energy generation have brought about a restructuring of both the load profile of consumers and the way to deal with this generated volume. The energy and electrical planning models are affected by the uncertainties of this restructuring, which, translated into prices, make it difficult to conventionally analyze the cost-benefit of investments by companies in the generation, transmission and distribution segments, and consequently the operational safety of the National Interconnected System (SIN). This Thesis aims to present a methodology for analyzing the Daily Operation Schedule (PDO) for a hydrothermal system with high insertion of renewable energy and occurrences of generation cuts and congestion in the electricity grid. Feasible solutions are considered from an operational and cost point of view, for possible investments in energy storage in the optimal energy dispatch integrated to the electrical operation of the system. Such solutions are based on the formation of Nodal Price of the analyzed area, which range from the marginal cost of operation to electrical and congestion losses. The problem is solved by applying the Interior Points Method, the Optimal Power Flow and the Sensitivity Matrix

**Keywords:** daily operation schedule; congestion cost; energy storage; nodal pricing.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Capacidade Instalada no SIN 2020/2024 .....	18
Figura 2 - Micro e Minigeração Distribuída.....	19
Figura 3 - Cadeia de Coordenação da Operação do SIN .....	24
Figura 4 - Estrutura da usina hidrelétrica.....	27
Figura 5 - Matriz Energética Brasileira em 2019.....	32
Figura 6 - Montante de Geração por Subsistema .....	33
Figura 7 - Comparação do Crescimento das Gerações.....	34
Figura 8 - Utilização das Tecnologias de Armazenamento de Energia.....	38
Figura 9 - Complementaridade entre a vazão do Rio São Francisco e a velocidade do vento na região .....	40
Figura 10 - Busca de Solução pelo (a) Método Simplex e (b) MPI .....	43
Figura 11 - Efeito do Fluxo na linha $l$ da transferência de potência da barra $s$ para a barra $r$ .....	55
Figura 12 - Representação do (a) Sistema Normal (b) Sistema com DNF .....	61
Figura 13 - Caso Base Adaptado PJM - 5 Barras.....	71
Figura 14 - Resultados dos Fluxos para o Sistema Teste .....	73
Figura 15 - Diagrama IEEE 24 Barras .....	77
Figura 16 - Capacidade Instalada por Tipo de Usina no Nordeste em Agosto/2019 .....	79
Figura 17 - Diagrama Modificado do IEEE 24 Barras .....	85

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Vantagens e Desvantagens das Tecnologias.....	38
Tabela 2 - Características das UTEs.....	72
Tabela 3 - Parâmetros de Linha .....	72
Tabela 4 - Resultados para o Sistema Teste .....	73
Tabela 5 - Comparação das Gerações com os Resultados de (LI; BO, 2007) .....	74
Tabela 6 - Comparação dos Fluxos com os Resultados de (LI; BO, 2007) .....	74
Tabela 7 - Parâmetros de Linha .....	77
Tabela 8 - Parque Gerador Hidráulico.....	80
Tabela 9 - Parque Gerador Térmico.....	80
Tabela 10 - Parque Gerador Eólico.....	81
Tabela 11 - Parque Gerador Solar .....	82
Tabela 12 - Parâmetros do SAE.....	85

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BESS	<i>Battery Energy Store System</i>
CLIA	Curva Limite Inferior de Armazenamento
CMO	Custo Marginal de Operação
DCOPF	Fluxo de potência ótimo Linearizado
DNF	Demanda Nodal Fictícia
FC	Função Custo
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GH	Geração Hidráulica
IEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IP	Indisponibilidade Programada.
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
LMP	<i>Locational marginal price</i>
MDF	<i>Marginal Delivery Factor</i>
MLF	<i>Marginal Loss Factor</i>
ONS	Operador nacional do Sistema
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PDO	Programação Diária da Operação
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDDD	Programação Dinâmica Dual Determinística
PEN	Planejamento Anual da Operação Energética
PI	Pontos Interiores
PL	Problema Linear
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal da Operação Energética
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PTDF	<i>Power transfer distribution Factor</i>
RD	Resposta em Demanda
RTS	<i>Reliability Test System</i>
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
SoC	<i>State-of-Charge</i>

TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
UG	Usinas Geradoras
UTE	Usinas termelétricas

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\rho$	Produtividade da usina hidrelétrica
$Q$	Volume turbinado pela usina hidrelétrica
$r$	Coefficiente de produtividade da usina hidrelétrica
$T$	Duração do patamar de carga
$g$	aceleração da gravidade
$\eta_t$	Rendimento da turbina
$\eta_g$	Rendimento do gerador
$H$	Queda líquida
$P$	Potência gerada pela UTE
$a_0$	Coefficiente quadrático da função custo
$a_1$	Coefficiente linear da função custo
$a_2$	Coefficiente independente da função custo
$GT$	Potência gerada pela usina térmica
$GT_{\text{mín}}$	Potência mínima operativa da unidade térmica
$PT_{\text{máx}}$	Potência operativa máxima da unidade geradora
$FC_{\text{máx}}$	Fator de capacidade máxima
$\tau(s)$	Tempo de descarga, em horas
$W_{st}$	Energia total armazenada
$P_{\text{max}}$	Potência máxima
$\eta$	Eficiência da tecnologia de armazenamento;
$W_{ut}$	Energia liberada
$a$	Autonomia, em segundos
$P_{dt}$	Potência máxima de descarga
$f(x)$	Função Objetivo
$\Omega$	Conjuntos de restrições de $x$
$\mathbb{R}^N$	Conjunto de $\Omega$
$g(x)$	Função das restrições de igualdade
$C$	Vetor custo constituído pelos valores dos combustíveis utilizados nas
Usinas	Termelétricas
$y$	Vetor aglomerado $(x, s, \lambda, w)$
$\lambda$	Multiplicador de Lagrange de igualdade
$w$	Multiplicador de Lagrange do limite superior

$L(y, \mu_k)$	Função de Lagrange
$s$	Vetor de variável de folga
$x$	Vetores variáveis de decisão
$A$	Matriz com os coeficientes das restrições de igualdade
$b$	Vetor com os coeficientes das restrições de igualdade
$\mu$	Parâmetro de barreira
$u$	Limite Superior
$S$	Matriz diagonal de $s$
$e$	$(1, 1, \dots, 1)^T$
$\Delta_y$	Correções da direção de busca de Newton
$I$	Matriz identidade
$Z$	Matriz diagonal de $z$
$W$	Matriz diagonal de $w$
$\alpha_k^D$	Passo Dual na direção de Newton
$\alpha_k^P$	Passo primal na direção de Newton
$\gamma$	Fator de segurança
$\rho_k$	Resíduo das condições de complementaridade
$\sigma$	Parâmetro de centralização
$\Delta y$	Direções de Newton
$\Delta y_{af}$	Direção pura de Newton
$\Delta y_{ce}$	Direção de centralização
$\Delta y_{co}$	Direção corretora
$\varepsilon$	Tolerância de convergência
$\nabla$	Gradiente
$\nabla^2 L$	Hessiana do Lagrangeano
$[X]$	Matriz Impedância
$\Delta P_{sr}$	Varição de potência injetada/extraída entre as barras $s$ e $r$
$\Delta \theta_{ij}$	Diferença do ângulo de fase da tensão na linha $l$
$Y$	Matriz admitância
$A$	Matriz incidência reduzida
$pg_i(t)$	Injeção líquida da potência gerada na barra $i$ no tempo $t$
$d_i(t)$	Demanda total na barra $i$ no tempo $t$
$mlf_i(t)$	Componente do fator de perda marginal na barra $i$ no tempo $t$

$pl(t)$	Total de perdas do sistema no tempo $t$
$mdf_i(t)$	Componente do fator de entrega marginal na barra $i$ no tempo $t$
$r_k$	Resistência da linha $k$
$F_k^{max}$	Capacidade máxima de potência na linha $k$
$dntf_i(t)$	Demanda Nodal Fictícia na barra $i$ no tempo $t$
$e_i(t)$	Energia armazenada disponível na barra $i$ no tempo $t$
$e_i^{max}$	Capacidade máxima de armazenamento na barra $i$ .
$e_i^{min}$	Capacidade mínima de armazenamento na barra $i$ .
$soc_i^{min}$	Nível mínimo de armazenamento da bateria na barra $i$ .
$soc_i^{max}$	Nível máximo de armazenamento da bateria na barra $i$ .
$e_i(t_0)$	Energia inicialmente armazenada disponível na barra $i$ para o período da simulação $t_0$
$e_i(T)$	Energia final que deverá estar armazenada na barra $i$ para o período da simulação $T$
$psd_i(t)$	Descarga do SAE na barra $i$ no tempo $t$
$psc_i(t)$	Carga do SAE na barra $i$ no tempo $t$
$psi(t)$	Potência líquida do SAE na barra $i$ no tempo $t$
$\gamma_i$	Taxa de auto descarga do SAE na barra $i$
$\eta_i$	Eficiência do SAE na barra $i$
$psc_i^{max}$	Limite máximo de carga do SAE na barra $i$
$psd_i^{max}$	Limite máximo de descarga do SAE na barra $i$
$ph_i(t)$	Potência gerada pela UHE na barra $i$ no tempo $t$
$ph_i^{min}$	Limite mínimo de potência na operação da UHE na barra $i$
$ph_i^{max}$	Limite máximo de potência na operação da UHE na barra $i$
$pw_i(t)$	Potência gerada pela EOL na barra $i$ no tempo $t$
$pw_i^*(t)$	Previsão da potência gerada pela EOL na barra $i$ no tempo $t$
$pph_i(t)$	Potência gerada pela fotovoltaica na barra $i$ no tempo $t$
$pph_i^*(t)$	Previsão da potência gerada pela EOL na barra $i$ no tempo $t$
$\Delta rpt_i$	Varição da potência gerada pela UTE na barra $i$ em dois intervalos de tempo consecutivos
$LMP_E$	Parcela do preço marginal da energia baseado no custo da geração no tempo $t$

$LMP_C$  Parcela do preço marginal da energia baseado no congestionamento da linha  $k$  devido a variação na barra  $i$  no tempo  $t$

$LMP_P$  Parcela do preço marginal da energia baseado na perda marginal da barra  $i$  no tempo  $t$

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>17</b>
1.1	Descrição do Problema.....	17
1.2	Objetivo Geral.....	20
1.3	Contribuições .....	20
1.4	Trabalhos Publicados .....	20
1.5	Estrutura do Trabalho .....	21
<b>2</b>	<b>EMBASAMENTO TEÓRICO.....</b>	<b>22</b>
2.1	Planejamento da Operação Energética .....	22
2.2	Geração Hidráulica.....	26
2.3	Geração Termelétrica.....	29
2.4	Geração Eólica e Solar.....	31
2.5	Confiabilidade e Incertezas das Fontes Renováveis para a PDO	34
2.6	Sistema de Armazenamento de Energia - SAE .....	36
2.7	Métodos de Otimização Matemática Aplicados à PDO.....	42
2.7.1	Programação Linear .....	43
2.7.2	Métodos de Penalidade e Barreira .....	44
2.7.3	Métodos de Pontos Interiores.....	45
2.7.4	Método Primal Dual de PI com Barreira Logarítmica para Programação Linear .....	46
2.7.5	Métodos Primal Dual Predictor Corretor de PI com Barreira Logarítmica para Programação Linear .....	50
<b>3</b>	<b>MODELOS PARA A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO (PDO)</b> .....	<b>54</b>
3.1	Implementação da Matriz PTDF para o Fluxo de Potência Ótimo Linearizado .....	54
3.2	Função Objetivo .....	57
3.3	Restrições do Sistema .....	57
3.3.1	Atendimento à Demanda.....	58
3.3.2	Fluxo de Carga.....	59
3.3.3	Sistema de Armazenamento de Energia - SAE .....	61
3.3.4	Capacidade de Geração.....	63

<b>3.4</b>	<b>Formulação Geral do Processo Iterativo .....</b>	<b>65</b>
<b>3.5</b>	<b>Formação dos Preços Marginais Locacionais - LMP .....</b>	<b>67</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>71</b>
<b>4.1</b>	<b>Sistema Teste .....</b>	<b>71</b>
4.1.1	O sistema teste .....	71
4.1.2	Resultados e Análise do Sistema Teste .....	73
<b>4.2</b>	<b>Sistema de Estudo IEEE 24 adaptado.....</b>	<b>76</b>
4.2.1	O sistema .....	76
4.2.1.1	<i>Parque Gerador Hidráulico.....</i>	<i>79</i>
4.2.1.2	<i>Parque Gerador Térmico.....</i>	<i>80</i>
4.2.1.3	<i>Parque Gerador Eólico.....</i>	<i>80</i>
4.2.1.4	<i>Parque Gerador Solar .....</i>	<i>82</i>
4.2.1.5	<i>Curva de Carga.....</i>	<i>83</i>
4.2.1.6	<i>Inclusão da Geração Distribuída .....</i>	<i>84</i>
4.2.1.7	<i>Sistema de Armazenamento de Energia (SAE).....</i>	<i>84</i>
4.2.2	Sistema em análise final.....	85
4.2.3	Resultados e Análise do Sistema Teste .....	86
4.2.3.1	<i>Análise do cenário com ausência do SAE e da GD.....</i>	<i>86</i>
4.2.3.2	<i>Análise do cenário com ausência do SAE e presença da GD .....</i>	<i>90</i>
4.2.3.3	<i>Análise do cenário com a presença do SAE e da GD .....</i>	<i>94</i>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>1011</b>
<b>5.1</b>	<b>Proposta de Trabalhos Futuros .....</b>	<b>1022</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>1033</b>
	<b>APÊNDICE A – DEDUÇÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO COM O</b>	
	<b>MLF.....</b>	<b>115</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A tendência de produção de grandes blocos de energia mediante aproveitamento de fontes renováveis esbarra de maneira geral na intermitência do recurso. Nesse aspecto, o Sistema Elétrico Nacional (SIN) deverá a curto prazo adaptar suas formas de analisar, tarifar e investir em soluções de modo a minimizar os custos operativos.

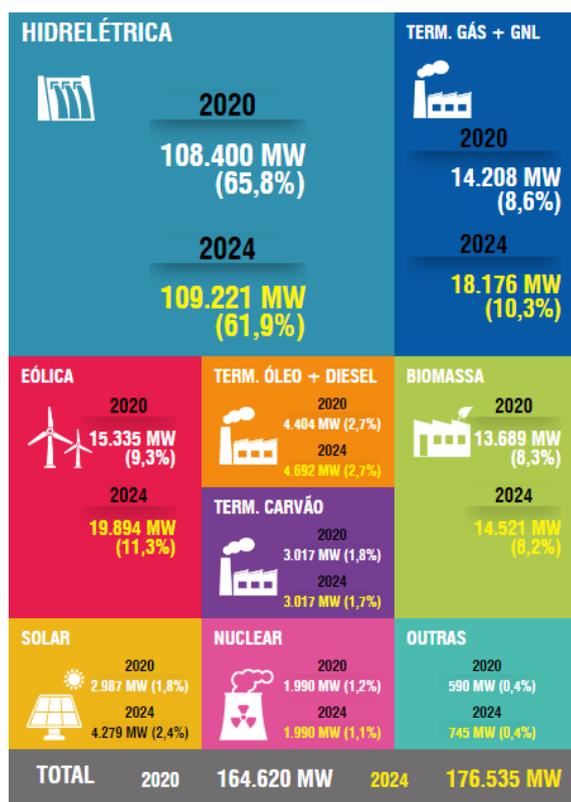
### 1.1 Descrição do Problema

Os recorrentes problemas de seca e o gerenciamento integrado dos recursos hídricos têm sido alvos constantes de discussões econômicas, sociais e políticas, sendo o país hoje fundamentado eletricamente em cerca de 65% da capacidade instalada em hidrelétricas (PMO, 2020), como pode ser visto na Figura 1.

Atualmente o modelo de vazão é baseado no histórico de séries sintéticas, que é preponderantemente composto de dados favoráveis. E devido a sua metodologia de aplicação no planejamento, não consegue exatamente mensurar o agravamento ano após ano das estiagens. Juntando-se ao enorme potencial eólico e solar conhecido, existe um investimento e previsão de uma participação cada vez maior dessas fontes, de forma mais expressiva na região Nordeste. Dessa forma, é natural uma maior preocupação e dedicação para aperfeiçoar o sistema de operação do SIN (Sistema Interligado Nacional).

Analisando o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2030 observa-se a manutenção da tendência do perfil renovável da matriz. O grande problema está na alta dependência de fenômenos naturais como as afluições nas usinas hidrelétricas, irradiação solar e consistência dos ventos. A disponibilidade desses recursos causa preocupação em relação aos custos operativos e a viabilidade de investimentos na geração e transmissão. Abordagens como a diversificação da matriz com características complementares (efeito portfólio) e a utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) são pesquisadas e utilizadas para aumentar a segurança energética.

Figura 1- Capacidade Instalada no SIN 2020/2024



Fonte: (PMO,2020)

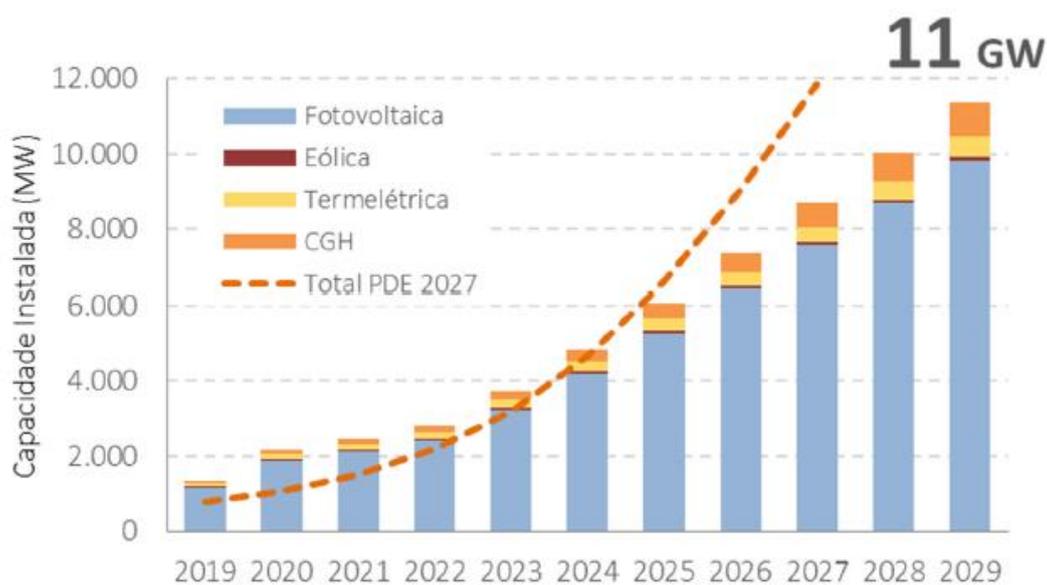
Usualmente, o porte de um sistema elétrico de potência é caracterizado pelo número de nós e suas conexões que integram a rede de tal sistema. Os problemas que envolvem o planejamento, construção e operação crescem em complexidade com o porte dos sistemas de potência, muitas vezes exigindo um aprofundamento do grau de conhecimento dos fenômenos que afetam seu funcionamento (ALVES, 2007).

Desde o final da década de 50, (MASSÉ; GIBRAT, 1957) citado em (SANGHVI et al. 1986), tem-se procurado resolver o problema de planejamento da expansão de redes de energia elétrica, aplicando técnicas de programação matemática para minimizar os custos de operação e investimentos. No caso em particular, Massé & Gibrat (1957) procuravam minimizar o custo de investimento no setor elétrico.

Com a tendência do aumento da capacidade instalada de eólica e solar (Figura 2), o fornecimento de energia instantânea conforme sua disponibilidade e características regionais de consumo têm alterado os modelos utilizados para o SIN, principalmente tratando-se para operação de curto prazo. A fim de garantir o

suprimento de energia com o menor custo, ao mesmo tempo com baixos riscos e impactos ambientais e socioeconômicos, vão ser necessárias outras formas de análise para realizar o planejamento eletro-energético. Excesso de capacidade instalada agregado à qualidade da prestação do serviço, viabilidade de ampliação das linhas de transmissão e distribuição, alteração do perfil de demanda e fluxo elétrico com o advento de baterias e carros elétricos na rede são alguns dos exemplos de impactos com a ampla difusão da geração distribuída.

Figura 2 - Micro e Minigeração Distribuída



Fonte: (PDE, 2029)

Embora os processos de geração e de utilização de energia elétrica sejam simultâneos, eles não ocorrem no mesmo espaço físico. A combinação desses processos deve corresponder para que haja continuidade no fornecimento. Sabendo que possíveis restrições à capacidade de transporte têm impactos significativos no valor da indústria de eletricidade, o setor elétrico brasileiro já tem se aproximado de soluções abordadas em mercados mais modernos, utilizando alternativas como a Resposta em Demanda (RD).

A tese desenvolvida torna-se importante no atual contexto do Planejamento Diário da Operação e formação de preços em que há uma larga penetração de fontes renováveis, em especial eólica e solar, na matriz energética. A implementação dos SAEs tem o cunho de deslocamento de geração ao longo do tempo, da mesma forma que reduz o custo marginal da operação do sistema.

## 1.2 Objetivo Geral

O setor elétrico brasileiro passa a contar com uma matriz cada vez mais intermitente e complexa operativamente com presença das fontes renováveis e perspectiva de sistemas de armazenamento. Tomando como base essa reestruturação, o objetivo do trabalho consiste em aplicar, de forma conjunta, diferentes ferramentas presentes em mercados internacionais para análise do planejamento e operação de curto prazo do mercado brasileiro, apoiando decisões com base na tomada de preços. As respostas obtidas ao final da metodologia aplicada podem embasar tanto a oferta da energia como a resposta em demanda pela carga.

## 1.3 Contribuições

As principais contribuições da tese são:

- A proposta de equidade dos custos e preços marginais ofertados, ao inserir as perdas do sistema e suas influências no sistema através do Fluxo de Potência Ótimo resolvido pela matriz sensibilidade PTDF;
- A proposta de soluções operacionais para o congestionamento e a instabilidade de fornecimento de energia na rede elétrica através do Fluxo de Potência Ótimo, implementação de SAEs e precificação nodal;
- Uma metodologia que, embora precise ser melhor compactada e aperfeiçoada, pode ser utilizada como referência para compra e venda de energia no ambiente livre em curto prazo;
- O indicativo que metodologias operativas baseadas em preços locais podem ser utilizadas na PDO do sistema elétrico brasileiro.

## 1.4 Trabalhos Publicados

Artigos em revistas nacionais:

1. SANTOS, S. P.; AQUINO, R. R. B.; TORRES, G. L.; NOBREGA NETO, O. ; OLIVEIRA, A. C. C.; LIRA, M. M. S.;SORIANO, G. D.; MELO, R. N; NOBREGA FILHO, J. F. Desenvolvimento de metodologia para planejamento integrado eletroenergético da região

nordeste. P&D: REVISTA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO DA ANEEL, v. único, p. 31-35, 2017.

Publicações em anais de congressos:

1. MENEZES, R. F. A.; AQUINO, R. R. B.; SORIANO, G. D.; Análise da Operação Diária de Sistemas Termo-eólicos considerando a Emissão de Poluentes e a Intermitência do Vento. In: Congresso Brasileiro de Automática, 2018, João Pessoa-PB. V. XXII.

Publicações em conferência:

1. MENEZES, R. F. A.; AQUINO, R. R. B.; SORIANO, G. D.; Programação Diária da Operação e Formação de Preços em Sistemas com Integração da Geração Eólica em Larga Escala e Baterias. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2020, Santo André-SP.

Artigos em revistas internacionais:

1. MENEZES, ROBERTO FELIPE ANDRADE; SORIANO, GUILHERME DELGADO; DE AQUINO, RONALDO RIBEIRO BARBOSA. Locational Marginal Pricing and Daily Operation Scheduling of a Hydro-Thermal-Wind-Photovoltaic Power System Using BESS to Reduce Wind Power Curtailment. *Energies*, V.14, p.1441, 2021.

## 1.5 Estrutura do Trabalho

A tese está estruturada em cinco capítulos.

**Capítulo 2** - Apresenta-se um embasamento teórico do tema da tese.

**Capítulo 3** - É proposta a modelo da Programação Diária da Operação (PDO) energética integrada com as restrições elétricas e a metodologia de formação dos preços marginais locais.

**Capítulo 4** – É apresentada a validação da metodologia e os resultados do estudo.

**Capítulo 5** – Conclusões finais e trabalhos futuros.

## 2 EMBASAMENTO TEÓRICO

Os conceitos básicos que rege o trabalho são apresentados neste capítulo. Primeiramente, são discutidos os problemas e a importância de se realizar o planejamento da operação energética adaptado à nova realidade da matriz energética brasileira. Em seguida, são abordadas as principais fontes de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN assim como os preços marginais locais e incertezas. Por fim, são feitas as revisões do fluxo de potência linearizado utilizando a matriz de fatores de distribuição para transferência de potência – PTDF (*Power Transfer Distribution Factors*) e abordagem matemática de resolução.

### 2.1 Planejamento da Operação Energética

O processo de planejamento da operação energética tem por objetivo determinar uma política de operação para o sistema de geração que minimize o custo esperado em seu respectivo horizonte.

No Brasil, até 1986, um critério determinístico de garantia de suprimento de energia foi aplicado nos estudos de planejamento da expansão de geração, para a definição do programa de expansão do sistema. A capacidade de produção de energia das usinas era determinada de modo a garantir o atendimento dos requisitos sem a ocorrência de déficits, na hipótese de repetição do registro histórico de vazões. Para o planejamento da operação energética, o critério determinístico adotado para a definição dos contratos de suprimento entre empresas se baseava na Curva Limite Inferior de Armazenamento (CLIA), posteriormente substituída pela curvas guias da operação, que estabelecia as reservas energéticas mínimas que deveriam ser mantidas nos reservatórios do sistema, de maneira que, na ocorrência do período hidrológico crítico, contido no histórico de aflúências, a carga do sistema fosse atendida sem ocorrência de déficit de energia, considerando a geração máxima das térmicas existentes (ZAMBELLI, 2006).

A escolha da estratégia de geração e operação varia com a característica de cada sistema de potência. Os sistemas termelétricos possuem como características básicas o desacoplamento temporal, geração com o custo direto do combustível e a operação de uma unidade geradora não afetando a capacidade, disponibilidade e a confiabilidade de fornecimento de energia de

outra unidade. Os intercâmbios entre sistemas hidrotérmicos vizinhos garantem o mínimo custo global de operação, facilitando assim a coordenação para troca de energia.

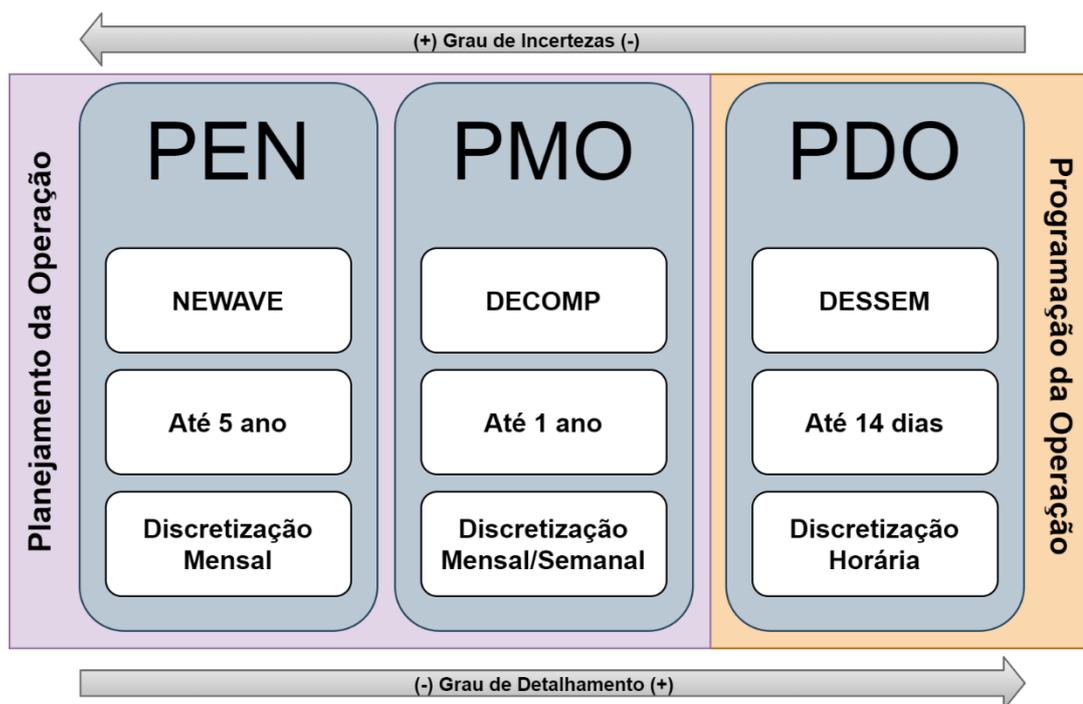
Em sistemas hidrelétricos os efeitos das possíveis estiagens são minimizados com a possibilidade de compra de energia dos sistemas vizinhos. O problema da operação em sistemas exclusivamente hidráulicos pode ser relacionado ao pagamento de “royalties” pela utilização da água e a custos de penalização pelo não atendimento à demanda, mas, em geral, os múltiplos objetivos da operação levam em consideração a minimização do vertimento, maximização do armazenamento no final do horizonte, entre outros (Fortunato et. al., 1990). A decisão é dificultada pela aleatoriedade das vazões fluviais, limitação da capacidade dos reservatórios, a não linearidade das funções de geração, acoplamento hidráulico das usinas e o tempo de deslocamento das ondas de água dos reservatórios em cascata. Trata-se, então, de um problema hidráulico, estocástico e não linear, de grande porte. As regras operativas são usualmente baseadas em métodos heurísticos ou na otimização matemática (Fortunato et. al., 1990) e (Lyra Filho, 1984).

Para o planejamento operacional do sistema brasileiro, caracterizado hidrotérmico, os benefícios associados à produção hidráulica passam a ser medidos em termos da economia de combustível das usinas térmicas (FORTUNATO et. al., 1990). Desta forma, na operação do SIN, o valor da água é interpretado como o quanto é reduzido do custo do sistema caso fosse turbinado 1 hm<sup>3</sup>, ou seja, o custo marginal. Já os problemas de planejar a operação para esse sistema caracterizam-se pelo acoplamento no tempo e espaço, a incerteza das vazões e da demanda e o elevado porte.

Por fim, como destacado anteriormente, devido à manutenção da tendência de participação das fontes intermitentes na matriz, há a necessidade da representação das suas incertezas nesse processo de planejamento operacional energético.

No Brasil, os estudos para o planejamento da operação têm como principais etapas o Planejamento Anual da Operação Energética (PEN), o Programa Mensal da Operação Energética (PMO) e a PDO como mostra a Figura 3:

Figura 3 - Cadeia de Coordenação da Operação do SIN



Fonte: Próprio Autor

Para o PEN, no horizonte de médio ou longo prazo de cinco a dez anos, é adotado uma discretização em base mensal. Como possui um alto grau das incertezas devido ao longo período envolvido, é necessário considerar métodos estocásticos para resolver o problema, realizando assim algumas simplificações na modelagem.

O modelo adotado pelo ONS, desde setembro de 2000, é o modelo estocástico de otimização hidrotérmica para subsistemas equivalentes interligados - NEWAVE (MACEIRA *et al*, 1998), que é baseado na Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Seu objetivo é determinar uma política de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo para todo o período de planejamento. Desta etapa resulta uma função multivariada que define o valor econômico da energia armazenada em função dos níveis de armazenamento e afluência aos meses passados (RODRIGUES *et al*, 2001). Nesta etapa, muitas vezes as Centrais de Geração Eólica e Solar são modeladas com abatimento direto da carga.

No PMO, para o horizonte de curto prazo de 1 ano, é adotada uma discretização em base semanal ou mensal da afluência em cada usina do sistema pelo Modelo PREVIVAZ para o primeiro mês e, nos demais, cenários de

afluências mensais geradas para cada usina pelo modelo auto-regressivo periódico GEVAZP. Como possui um menor grau de incerteza vinculada às vazões naturais afluentes devido ao período mais curto, o problema pode ser tratado de forma mais determinística, representando de forma individual as usinas hidrelétricas. (LIMA, 2007; PEREIRA et al., 2015; MUMMEY, 2017; COTIA, 2018).

O ONS utiliza para o seu planejamento de curto prazo, desde maio de 2002, o modelo DECOMP (XAVIER *et al*, 2005). O objetivo é minimizar o custo total esperado de operação do sistema, tendo como resultados principais as decisões de operação individualizadas, considerando o acoplamento hidráulico, as diversidades hidrológicas entre os rios e os valores da água ao longo do horizonte de planejamento (DIAS, 2010).

A PDO engloba a etapa de curtíssimo prazo com horizonte de até 2 semanas, com discretização de trinta minutos nos dois primeiros dias e horária nos demais dias. Como o horizonte é pequeno e o nível de incerteza é relativamente baixo, o parque hidrotérmico é representado de forma detalhada, levando-se em conta as restrições referentes às máquinas e turbinas, como a tomada e o alívio de carga, faixas operativas das turbinas, etc. A rede elétrica também é representada com precisão (KADOWAKI, 2012), permitindo uma maior reprodutibilidade da operação por parte dos agentes.

O ONS vinha utilizando o modelo denominado DESSEM (DINIZ *et al*, 2006) para a previsão em curtíssimos prazos, que é baseado em Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD) (KLIGERMAN, 1992) e (GORENSTIN *et al*, 1992). A função de custo futuro gerada por esse modelo no estágio que coincide com último estágio do modelo de programação diária é utilizada para definir a meta de geração de cada unidade geradora.

Em janeiro de 2020 o ONS implementou efetivamente o DESSEM com aprimoramentos trazendo maior granularidade no cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO), agora em base semi-horária, e se configura como o primeiro passo para a utilização do preço horário a ser utilizado na contabilização e liquidação do mercado de curto prazo – cuja implantação ocorreu em 1º de janeiro de 2021 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (ONS, 2020).

A mudança ocorre em um contexto de aprimoramento da operação do sistema elétrico e modernização do marco regulatório. Analisando o PDE 2030

(PDE, 2030), observa-se o crescimento das fontes intermitentes e não controláveis na matriz energética, em um período que a sociedade prima por fontes limpas e que existe uma enorme dificuldade em viabilizar novos projetos hidroelétricos, especialmente com reservatório. E justamente a tendência de diminuição da representatividade hidráulica, avaliações e informações mais cautelosas e precisas precisam ser tomadas para garantir tanto a flexibilidade quanto a capacidade do sistema elétrico, sem custos adicionais no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Soluções com armazenamento de energia - SAEs são vistas com destaque, especialmente utilizando baterias e usinas reversíveis.

## **2.2 Geração Hidráulica**

Para produzir a energia hidráulica é necessário considerar a vazão do rio, a quantidade de água disponível em determinado período de tempo e os desníveis do relevo, sejam eles naturais, como as quedas d'água, ou criados artificialmente.

Já a estrutura da usina é composta, basicamente, por barragem, sistema de captação e adução de água, casa de força e vertedouro, que funcionam em conjunto e de maneira integrada, como pode-se ver na Figura 4.

A barragem tem por objetivo interromper o curso normal do rio e permitir a formação do reservatório. Além de “estocar” a água, esses reservatórios têm outras funções: permitem a formação do desnível necessário para a configuração da energia hidráulica, a captação da água em volume adequado e a regularização da vazão dos rios em períodos de chuva ou estiagem.

Devemos diferenciar as usinas hidrelétricas com relação ao porte da capacidade de armazenamento de seus reservatórios. Essa diferenciação está associada à duração do intervalo de tempo considerado nos estudos. No curto prazo (intervalos de tempo horário ou diário) todas as usinas são capazes de armazenar água para permitir controle de sua produção (defluência). Em médio ou longo prazo (meses ou anos), apenas um subconjunto de usinas dispõe de capacidade relevante de armazenamento que permite esse controle. Utiliza-se a denominação de usina de acumulação (ou regularização) para aquelas com grande capacidade de acumulação e usina fio d'água para aquelas com pequena capacidade de armazenamento. A variação dos níveis de montante é mais acentuada nas usinas de acumulação, porém a variação do nível jusante (canal

de fuga) é expressiva nos dois tipos de usina pela variação de sua defluência. Dessa forma, todas as usinas sofrem variação de queda ao longo do tempo, acarretando variação de sua produtividade.

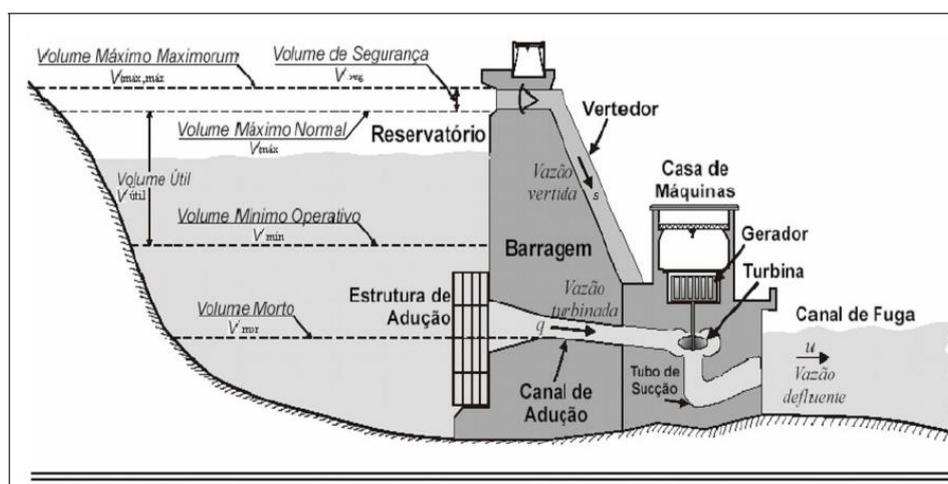
Ressalta-se que entre as hidrelétricas, apenas as usinas de acumulação são passíveis de decisão operativa e esta decisão reflete-se na produção das usinas fio d'água de jusante. As usinas fio d'água turbinam a vazão disponível no rio somada às defluências de reservatórios de montante (LOPES, 2007).

Durante o seu movimento giratório, as turbinas convertem a energia cinética (do movimento da água) em energia elétrica por meio dos geradores que produzirão a eletricidade. Depois de passar pela turbina, a água é restituída ao leito natural do rio pelo canal de fuga.

Os principais tipos de turbinas hidráulicas são: Pelton, Kaplan, Francis e Bulbo. Cada turbina é adaptada para funcionar em usinas com determinada faixa de altura de queda e vazão.

Por último, há o vertedouro. Sua função é permitir a saída da água sempre que os níveis do reservatório ultrapassam os limites recomendados. Uma das razões para a sua abertura é o excesso de vazão ou de chuva. Outra é a existência de água em quantidade maior que a necessária para o armazenamento ou a geração de energia. Em períodos de chuva, o processo de abertura de vertedouros busca evitar enchentes na região de entorno da usina (ANEEL, 2020).

Figura 4 - Estrutura da usina hidrelétrica



Fonte: (CERQUEIRA JUNIOR, 2012)

A Geração Hidráulica (GH) de uma usina é obtida a partir de duas transformações de energia: energia potencial em energia cinética e em seguida, energia cinética em elétrica. Pode-se expressar a geração hidráulica média da seguinte forma:

$$GH = \rho \cdot Q, \quad (1)$$

em que:

GH: Geração hidrelétrica [MWméd];

$\rho$ : Produtividade [ $MWméd/Hm^3$ ];

Q: Volume turbinado [ $Hm^3$ ];

A produtividade  $\rho$  é dada por:

$$\rho = r \cdot 10^6 / T, \quad (2)$$

em que:

r: Coeficiente de produtividade da usina hidrelétrica [MW /  $m^3/s$ ];

T: Duração do patamar de carga [s].

Sendo r:

$$r = g \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot H \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

em que:

g: aceleração da gravidade [ $m/s^2$ ];

$\eta_t$ : rendimento da turbina;

$\eta_g$ : rendimento do gerador;

H: queda líquida [m].

A operação de sistemas de geração hidráulica possui aspectos que precisam ser considerados dentro do planejamento da operação. Irrigação, transposição de bacias diversas, além das restrições operativas que não dependem apenas deste sistema de geração precisam ser respeitadas. Pode-se citar: volume máximo para controle de cheias, vazão mínima para navegação e manutenção de cotas mínimas de montante e de jusante. Essas restrições atuam no sistema gerador não apenas diminuindo sua flexibilidade operativa, mas também, em alguns casos, sua capacidade de geração de energia. Entretanto, a

maioria das restrições hoje estão incorporadas às usinas construídas e não tendem a mudar com o tempo (MELO, 2016).

### **2.3 Geração Termelétrica**

A geração termelétrica se baseia na conversão de energia térmica em energia mecânica e desta em energia elétrica. Em geral, as UTE podem ser divididas em dois grandes grupos: as convencionais, que podem ser subdivididas em combustão externa (em torno de 90% segundo o MME (2019) utilizando como combustível materiais fósseis como carvão, óleo combustível e biocombustível e combustão interna utilizando como combustível gás natural, e as nucleares, que utilizam combustíveis físséis como urânio natural ou enriquecido (TOLMASQUIM, 2005; REIS, 2017).

O modelo de um sistema termelétrico deve considerar as diversas classes de usinas térmicas classificadas de acordo com os custos de operação, ou seja, tipos de combustíveis, restrições de geração máxima e mínima de cada usina, tempo de ligamento e desligamento, eficiência das caldeiras e dos conjuntos turbina/vapor, indisponibilidade forçada e programada, etc. (RISSI, 2009).

As usinas térmicas podem ser agregadas em uma usina equivalente pela construção de uma curva de custo crescente, ao se ordenar as usinas pelo custo mais baixo até o mais alto para o despacho. Nelas, a diferenciação deve-se à inflexibilidade na sua produção devido à eventual obrigatoriedade de geração mínima para garantir estabilidade da rede elétrica ou ao processo de geração. Como consomem combustíveis não renováveis, existe a decisão de gerar energia ou economizar combustível.

Também seus custos de geração são usualmente maiores que os custos de outras fontes. Usinas nucleares, térmicas com contratos de gás com consumo obrigatório “take or pay” e ainda problemas elétricos que exijam uma geração mínima para estabilidade da rede, criam uma condição de inflexibilidade na sua produção. Somente a parcela situada entre a geração mínima e a potência total instalada é passível de decisão operativa. Assim, devem-se diferenciar as parcelas de geração térmica que são passíveis de decisão operativa ou não (SANTOS, 2017).

Um importante parâmetro de caracterização operativa de uma termelétrica é o seu custo incremental. Esse parâmetro representa a taxa de aumento do custo

de operação em função de um incremento no seu nível de geração. Seu modelo é dado por uma função quadrática convexa como descrito na Equação (4):

$$FC(P) = a_0P^2 + a_1P + a_2, \quad (4)$$

em que:

FC(P): Função Custo [R\$];

P: Potência gerada pela UGT [MW];

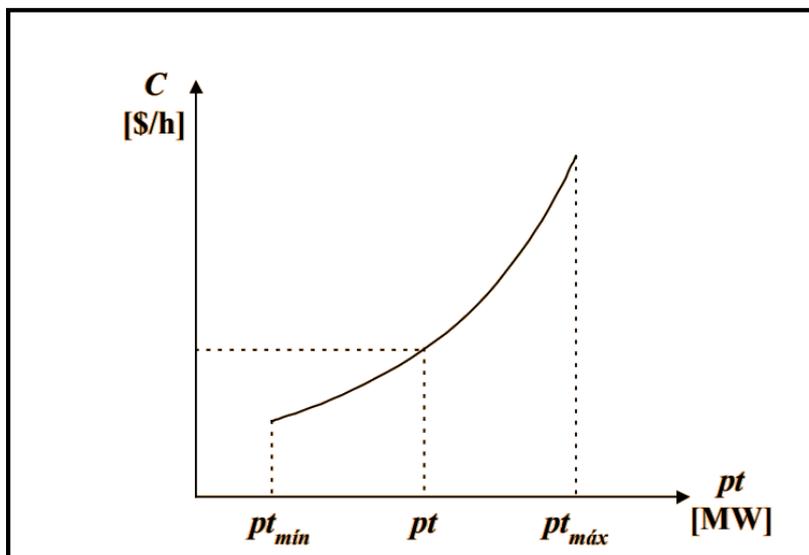
$a_0$ : Coeficiente quadrático da função custo;

$a_1$ : Coeficiente linear da função custo;

$a_2$ : Coeficiente independente da função custo.

A curva característica que ilustra a não linearidade do custo incremental de operação de forma resumida é apresentada no Gráfico 1:

Gráfico 1 - Curva Característica do Custo Incremental de uma Termelétrica



Fonte: Adaptada de (WOOD; WOLLENBERG,2013)

O nível mínimo de potência, pode estar relacionado aos fatores de Manutenção da estabilidade do ciclo termodinâmico, problemas de estabilidade na rede elétrica ou consumo mínimo de combustível contratado com seu fornecedor. Já o nível máximo de potência refere-se à operação forçada das partes mecânicas da máquina devido à trepidação e aquecimento excessivo quando a mesma opera além de certo limite de geração (TOLMASQUIM, 2005).

Outra característica importante de uma usina termelétrica com combustão externa está relacionada com os custos associados à partida das mesmas, que levam em consideração, em alguns casos, o tempo que a unidade permaneceu desligada (WOOD; WOLLENBERG, 2013). Porém é importante destacar que em alguns sistemas esse tempo que a máquina está offline é desconsiderado e é inferido um custo de partida fixo para unidade que está entrando em atividade, independente de quanto tempo a mesma permaneceu fora de operação (MENEZES, 2017).

Na modelagem linear, a Geração Térmica (GT) é limitada pela sua capacidade instalada e pelo seu tempo de indisponibilidade, seja da forma programada ou imprevista. Considerando o suprimento de combustível adequadamente suficiente:

$$0 \leq GT_{\min} \leq GT \leq GT_{\max}, \quad (5)$$

em que:

GT: é a potência gerada pela usina térmica [MW<sub>méd</sub>];

GT<sub>min</sub>: é a potência mínima operativa da unidade térmica [MW<sub>méd</sub>];

GT<sub>máx</sub>:  $PT_{\max} * \frac{FC_{\max}}{100} * \left(1 - \frac{TEIF}{100}\right) * \left(1 - \frac{IP}{100}\right)$  [MW<sub>méd</sub>];

PT<sub>máx</sub>: Potência operativa máxima da unidade geradora [MW];

FC<sub>máx</sub>: Fator de capacidade máxima;

TEIF: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;

IP: Indisponibilidade Programada.

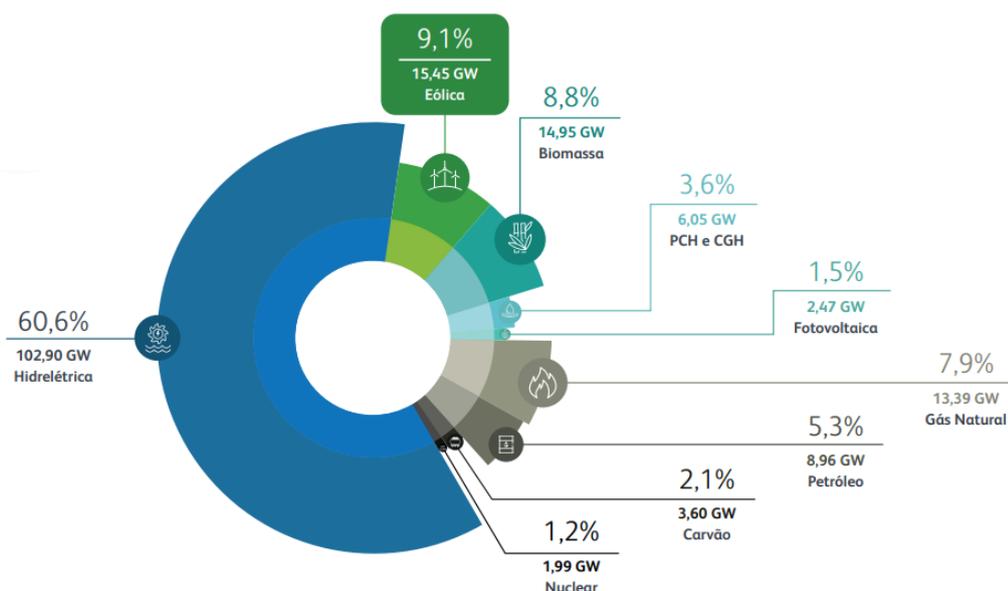
## 2.4 Geração Eólica e Solar

A necessidade de um investimento de caráter urgente no setor elétrico brasileiro ficou mais evidente durante o histórico apagão de 2001, quando a população brasileira foi obrigada a mudar seus hábitos de consumo de energia drasticamente pelo risco iminente de corte de energia elétrica em todo o país, ocasionado pela falta do crescimento da matriz energética brasileira, que não acompanhou o crescimento do consumo. Além da ausência de uma maior quantidade de linhas de transmissão, um fator que contribuiu para agravar a situação foi o fato de que mais de 90% da energia elétrica do Brasil era produzida por usinas hidrelétricas (ANEEL, 2001), e que naquele ano houve uma escassez

de chuva. O investimento do setor ficava, em sua maioria, limitado a dois tipos de geração: hidrelétrica e termelétrica.

O desenvolvimento da energia eólica no Brasil ganhou força através do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica). Esse incentivo motivou os investimentos na geração de energia eólica com mais de 7,5 mil geradores em 620 parques em 12 estados, como pode ser visto na Figura 5 (ABEEÓLICA, 2019).

Figura 5 - Matriz Energética Brasileira em 2019



Fonte: (ABEEÓLICA,2019)

Para produzir energia eólica, são necessários bons ventos: estáveis, com a intensidade certa e sem mudanças bruscas de velocidade ou de direção. O Brasil possui uma quantidade enorme deste tipo de vento, o que explica em grande medida o sucesso da eólica no Brasil nos últimos anos: saímos de menos de 1GW de capacidade instalada em 2010 para 15,4 GW no início de 2020. Essa característica resulta em um fator de capacidade que é praticamente o dobro da média mundial. Enquanto a média mundial está em torno de 25%, o Brasil, na média, tem um fator de mais de 40%, atingindo valores próximos a 60% e 70% no Nordeste (CICLOVIVO, 2018) (ABEEÓLICA, 2019). A eólica deixou de ser uma fonte alternativa para ter um papel fundamental na matriz elétrica brasileira, como observado na Figura 6.

Figura 6 - Montante de Geração por Subsistema



Fonte: (ABEEÓLICA, 2019)

Para efeito de geração de energia utilizando-se dos ventos, certos pontos devem ser levados em consideração. A variabilidade dos ventos tem que ser estudada com cautela, visto que ela pode alterar-se diariamente, mensalmente ou anualmente (RIBEIRO, 2015). Isso quer dizer que a má interpretação dos dados pode influenciar na viabilidade econômica da instalação do sistema em determinada localidade.

Historicamente, após a forte aposta na energia hídrica e eólica, a energia solar posiciona-se como a tecnologia com grande potencial de desenvolvimento, Figura 7, com destaque a partir da Resolução Normativa nº 482, instituída pela Aneel em 2012, e aprimorada com a Resolução Normativa nº 687/2015, em que estabelecem as condições gerais para o acesso de microgeração (limite de 75kW) e minigeração (limite de 5MW) para geração distribuída e sistema de compensação.

Figura 7 - Comparação do Crescimento das Gerações

**BEN 2020 | Geração Elétrica<sup>1</sup> (GWh)**

<sup>1</sup> Inclui geração distribuída

<sup>2</sup> Inclui lenha, bagaço de cana, biodiesel e lixívia

<sup>3</sup> Inclui óleo diesel e óleo combustível

<sup>4</sup> Inclui outras fontes primárias, gás de coqueria e outras secundárias

37

Fonte: BEN,2020

Ainda que existam estudos econômicos referentes aos impactos elétricos causados por parque de geração solar e, principalmente, eólica, essa e outras externalidades associadas a estas fontes serão consideradas nulas, idealmente custo zero, para suas operações. Diversos estudos sobre a inserção de custos ambientais no planejamento da expansão calculam que as externalidades associadas a estas fontes representam apenas uma fração do custo das fontes convencionais (ROTH; AMBS, 2004; RAFAJ e KYPREOS, 2007; SANTOS, 2017).

## 2.5 Confiabilidade e Incertezas das Fontes Renováveis para a PDO

O requisito de confiabilidade assegura um fornecimento adequado aos centros de carga, mesmo sob condições adversas de produção de energia. Como os parques eólicos e sistemas solares fotovoltaicos não são capazes de produzir energia todo o tempo em plena capacidade devido principalmente às intermitências da velocidade e direção dos ventos e irradiação solar, essas fontes tornam-se não totalmente seguras com relação à regularidade de produção.

De maneira geral, a confiabilidade de atendimento no sistema hidrotérmico brasileiro é tradicionalmente avaliada através dos padrões:

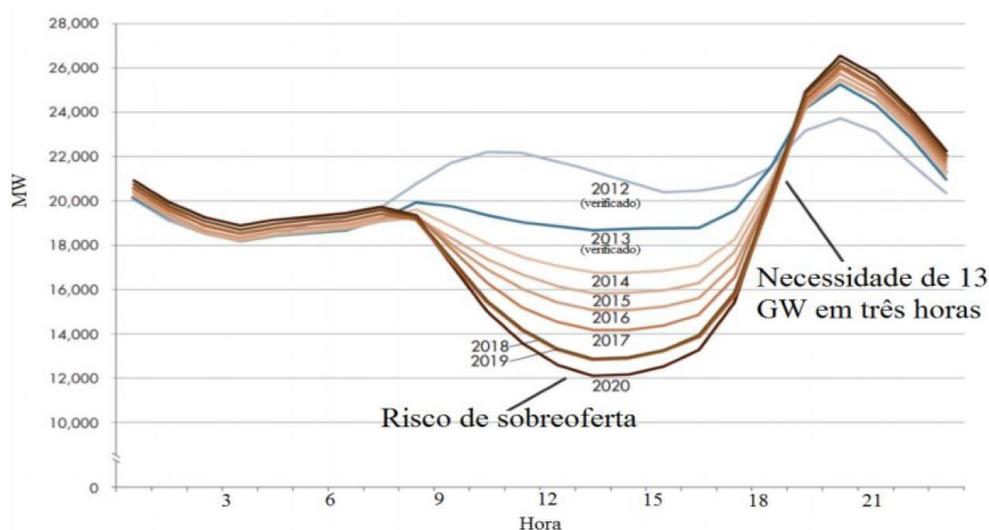
- Energia, que está associada à disponibilidade de água nos reservatórios do sistema mais complementação por usinas termelétricas;

- Horário de Ponta, que está associada à existência de capacidade instalada para atender à demanda máxima instantânea do dia.

Devido à grande inserção e significativa contribuição energética das fontes renováveis eólica e solar na matriz brasileira, alguns cuidados extras passam a ser tomados devido às suas incertezas, principalmente no atendimento diário da operação, mas sempre visando a minimização do custo e menor grau de risco.

Um exemplo disso é o fenômeno conhecido como curva do pato (*duck curve*), que refere-se à possibilidade de uma grande parcela da carga ser atendida por uma forte geração distribuída solar fotovoltaica na metade do dia, o que se refletiria numa queda na oferta de outras fontes do sistema elétrico (*ramp down*), retomada nas horas subsequentes de forma brusca (*ramp up*). A curva de carga líquida, originada da diferença entre a carga e a geração fotovoltaica horária teria o formato de um pato e esse fenômeno foi identificado pelo operador independente do sistema da Califórnia (CAISO), em 2013. O Gráfico 2 ilustra a evolução real e estimada da curva do pato (CAISO, 2016).

Gráfico 2 - Curva do Pato



Fonte: Adaptado de Caiso (2016).

O objetivo básico da PDO para a matriz brasileira, que possui um Sistema Interligado Nacional (SIN) de tamanho continental com diferentes características para cada subsistema e com alta inserção de energia renovável e perspectiva de aumento, é fazer o maior uso possível das fontes intermitentes para o

atendimento total da demanda e suas bruscas alterações horárias e, assim, minimizar o valor esperado do custo de operação.

A alta penetração de renováveis interfere de forma direta em um dos objetivos do planejamento, que é a diminuição dos custos médios, principalmente quando analisada em termos de médias diária, semanal, mensal ou anual. Por outro lado, causa alguns problemas para a programação diária. Um deles é a operação em conjunto, ou reserva operativa de flexibilidade, com usinas térmicas, principalmente a gás, para a necessidade de um rápido atendimento da carga devido às intermitências e a operação inflexível das fontes solar e eólica. Dessa forma, por não terem sido planejadas para várias interrupções na operação, uma parte das usinas precisam ser mantidas em funcionamento, o que vai automaticamente aumentar os custos da energia sem efetivamente serem operadas.

Outro problema é decorrente das fontes renováveis, principalmente eólica e solar, tenderem a fornecer atualmente mais energia do que a quantidade total demandada pela carga do sistema em alguns períodos do dia. Situação para a qual, a única operação que o ONS tem para a PDO é realizar o corte de alguma dessas gerações, como pode ser visto em Prescott (2019). Afinal, as restrições de transmissão do sistema precisam ser obedecidas e ainda existem dificuldades tecnológicas de armazenamento de forma primária. Tais cortes de geração contrariam justamente o objetivo da PDO, de uma energia mais barata e mais limpa.

## **2.6 Sistema de Armazenamento de Energia - SAE**

Muito frequentemente citado como peça fundamental para transformar a atual estrutura e operação da rede elétrica, a tecnologia para o armazenamento de energia elétrica sempre foi um grande desafio da engenharia (RASTLER, 2010). Estudos como os de Aneke (2016), Luo et al.(2015), Fangxing (2007) e Jiang et al. (2014) quantificam os benefícios do desenvolvimento dos SAEs como na redução do custo operacional, postergação de investimentos na rede, peak shaving, precificação de congestionamento e controle de tensão e frequência (qualidade e estabilidade). Mas guardá-la em grandes quantidades demanda

significativa quantia de investimento e processos de conversão, carga e descarga ocasionando perdas.

Guney (2017) mostra um maior detalhamento dos dispositivos de armazenamento. Mas de forma geral, os dispositivos dividem-se em quatro categorias

- Eletroquímicos, que são basicamente a tecnologia da família das baterias;
- Mecânicos, que armazenam energia por gravidade ou por energia cinética (Flywheels) que será convertida em energia elétrica quando for mais conveniente;
- Eletromagnéticos, que são relacionados à qualidade de energia e operação de curto prazo, como os super capacitores e SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage;
- Termodinâmicos, que são maiores e tem maior capacidade de atender os requisitos energéticos, como os CAES, CAES Adiabático e Termo-Elétrico.

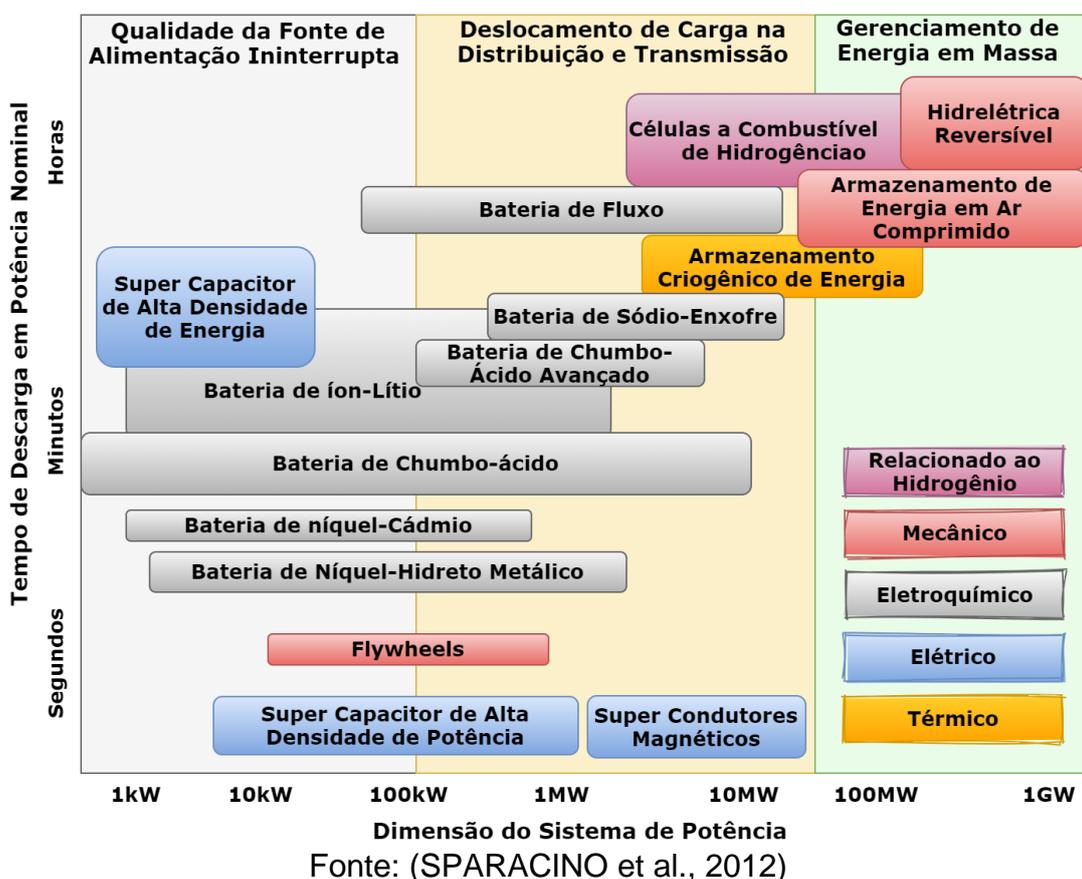
Neste trabalho não serão detalhadas todas as tecnologias, mas a Tabela 1 e a Figura 8 apresentam de forma resumida, as principais vantagens e desvantagens e em quais situações características do sistema a tecnologia do SAE tem melhor potencial de desempenho, devido à potência energética das instalações a serem supridas e o perfil de tempo de descarga delas:

Tabela 1 - Vantagens e Desvantagens das Tecnologias

Tecnologias de armazenamento	Vantagens	Desvantagens	Aplicação Elétrica	Aplicação Energética
Bombeamento		Requer local específico		Recomendado
CAES	Alta capacidade e baixo custo	Requer local específico e disponibilidade de gás		Recomendado
Baterias de Fluxo (PSB, VRB e ZnBr)	Alta capacidade e flexibilidade de potência e energia	Baixa densidade energética	Aceitável	Recomendado
Metal-air	Alta densidade energética	Difícil processo de carregamento		Recomendado
NaS	Alta densidade de potência e energia e alta eficiência	Custo de produção e segurança operativa	Recomendado	Recomendado
Li-ion	Alta capacidade de potência e energia e alta eficiência	Alto custo de produção e sistema especial para carregamento	Recomendado	Em desenvolvimento
Ni-Cd			Recomendado	Aceitável
Novas tecnologias de Baterias		Alto custo	Recomendado	Em desenvolvimento
Lead-acid	Baixo custo	Ciclo de vida limitado quando apresenta descarga total	Recomendado	Em desenvolvimento
Flywheels		Baixa densidade energética	Recomendado	Em desenvolvimento
Supercondutores (SMES, DSMES)	Grande potência	Baixa densidade energética e custo de produção	Recomendado	
Supercapacitores	Durabilidade e eficiência	Baixa densidade energética	Recomendado	Aceitável

Fonte: (SANTOS, 2019)

Figura 8 - Utilização das Tecnologias de Armazenamento de Energia



Mesmo que comprovadamente os sistemas de armazenamento de energia tragam vários benefícios, a inviabilidade econômica impede sua implementação. Bhatnagar et al. (2013) classificam tais barreiras em cinco categorias: barreiras regulatórias, tecnológicas, econômicas, transversais e barreiras de modelos de negócios de desenvolvedores e utilitários (HOSSAIN et al., 2020).

De acordo com Dodds et al. (2016), as tecnologias de armazenamento de energia podem dar uma contribuição importante para equilibrar a geração inflexível e de baixa emissão de carbono. Essa inovação eficaz, sustentada pela implantação nos mercados de energia existentes, é necessária para reduzir seus altos custos de capital para que possam agregar valor ao sistema no futuro. Atualmente é difícil justificar economicamente a implantação de armazenamento já que tanto o reforço da rede quanto a geração flexível são substancialmente mais baratos. Hossain et al. (2020) apresenta uma revisão profunda dos ESS, trazendo todo seu histórico, funcionamento, aplicações e prospecções futuras para a tecnologia.

Entre os possíveis meios de armazenamento de energia, as baterias eletroquímicas, ou BESS – *Battery Energy Storage Systems*, se apresentam atualmente como a principal solução para aplicação no setor elétrico. Boicea (2014) e Luo et al.(2015b) trazem uma abordagem mais específica deste tipo de bateria, mas estas destacam-se sobretudo pela sua flexibilidade operativa e locacional, podendo ser aplicada tanto em GD como Geração Centralizada (GC), capacidade de resposta muito rápida e facilidade em relação a sua ampliação, já que é um sistema modular.

Em sua quase totalidade, o sistema de armazenamento de energia atual do SIN é realizado através dos reservatórios de acumulação das usinas hidrelétricas. Segundo MME (2017), uma vez que grande parte das usinas hidrelétricas construídas a partir da década de 1990 são do tipo usinas a fio d'água, a capacidade de armazenamento relativa à carga do sistema tem se reduzido, sem levar em conta ainda o assoreamento dos reservatórios e as irregularidades hidrológicas ao longo dos anos.

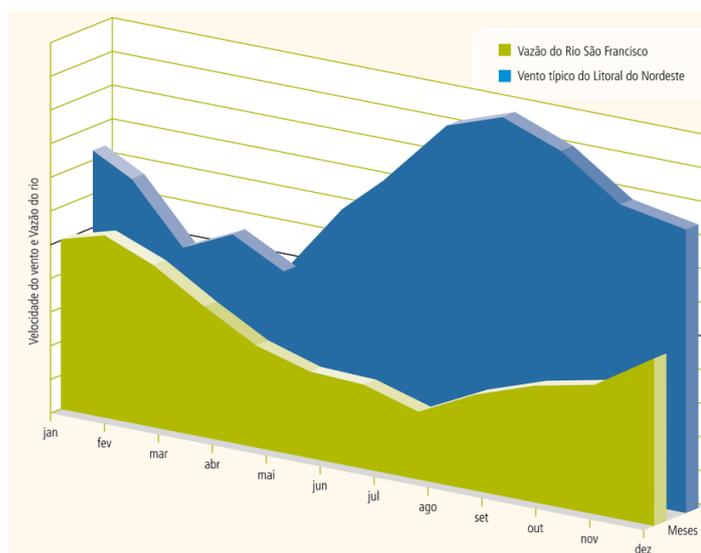
Essa incerteza afeta o planejamento energético, fazendo com que custos aumentem e soluções sejam estudadas. Uma solução a ser explorada, por exemplo, é a realizar a complementaridade entre os regimes de vento e

afluências das bacias brasileiras, de forma a armazenar a água acumulada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, que terão o despacho de energia reduzido quando houver maior geração eólica, diminuindo o efeito da sazonalidade da oferta hídrica. Na Figura 9 é exibida a complementaridade entre a vazão do Rio São Francisco e a velocidade do vento no nordeste brasileiro. O volume dos ventos é abundante na região justamente quando há menor vazão do rio.

Anagnostopoulos (2007) mostra as vantagens de complementariedade de plantas híbridas eólicas e hidráulicas, mas esta solução é muito específica, uma vez que o potencial hídrico brasileiro é limitado.

Para aplicações em larga escala são recomendadas tecnologias como o bombeamento hidráulico (ANAGNOSTOPOULOS, 2007), termelétrica em ar comprimido (LUND; SALGI, 2009) e baterias (LETCHER et al., 2016). As hidrelétricas reversíveis são atrativas por sua estabilidade, por sua autonomia em relação às condições econômicas e meteorológicas, tornando-as menos dependentes de variáveis externas e do clima (MARQUES, 2015) (SANTOS, 2019).

Figura 9 - Complementaridade entre a vazão do Rio São Francisco e a velocidade do vento na região



Fonte: ANEEL

Com a tendência da penetração das renováveis, em especial eólica e solar, cada vez maior, suas gerações precisam ser “colhidas” quando disponíveis, independentemente se existe demanda ou restrições elétricas de rede. Dessa

forma, para permitir o melhor desempenho econômico na operação diária, a implementação do SAE consistiria em duas situações:

- Quando a disponibilidade das fontes intermitentes ultrapassar a diferença entre a demanda e a geração síncrona mínima necessária para manter a estabilidade do sistema;
- Havendo congestionamento na rede de transmissão, o SAE poderia tanto armazenar energia que seria cortada para manter-se a estabilidade do sistema como, localizado em local estratégico de interconexão, se apresentar como uma fonte de baixo custo operacional.

San Martín et al (2011) relaciona os principais parâmetros dos SAEs, independentemente da tecnologia empregada:

- Capacidade de Armazenamento ( $W_{st}$ ): Quantidade de energia disponibilizada após o término do ciclo de carregamento. A descarga é frequentemente incompleta sendo inferior à quantidade de armazenamento total;
- Disponibilidade de Potência ( $P_{max}$ ): Expressa o valor da máxima potência de carga e descarga que pode variar para o sistema. Este valor normalmente é indicado em porcentagem;
- Tempo de descarga ( $\tau$ ): definido pela expressão (ROBIN, 2004):

$$\tau = \frac{W_{st}}{P_{max}}, \quad (6)$$

em que:

$\tau$ : Tempo de descarga [h];

$W_{st}$ : Energia total armazenada [MWh];

$P_{max}$ : Potência máxima [MW].

- Eficiência ( $\eta$ ): Razão entre a energia entregue  $W_{ut}$  e a energia armazenada  $W_{st}$ , definido pela expressão (ROBIN, 2004):

$$\eta = \frac{W_{ut}}{W_{st}}, \quad (7)$$

em que:

$\eta$ : Eficiência da tecnologia de armazenamento [%];

$W_{ut}$ : Energia entregue ao sistema [MWh];

- Durabilidade: Dado pelo número de vezes que o dispositivo de armazenamento pode liberar energia, a partir do nível para o qual foi projetado. É traduzida pelo número máximo de ciclos,  $N$ , cada um correspondendo a um processo de carga e descarga;
- Autonomia: Tempo máximo que o sistema pode continuar fornecendo energia. É definido por:

$$a = \frac{W_{ut}}{P_{dt}}, \quad (8)$$

em que:

$a$ : Autonomia [h];

$P_{dt}$ : Potência máxima de descarga [MW].

Recentes pesquisas se concentram em um amplo espectro de equipamentos, incluindo horizontes de curto e longo prazo, instalação fixa ou móvel, centralizada ou distribuída, sendo diferenciadas pelos critérios técnicos e econômicos que variam de acordo com a necessidade (SAN MARTÍN, 2011). Como o ESS ideal não existe, a busca por uma combinação de tecnologias parece natural. (SANTOS, 2019)

## 2.7 Métodos de Otimização Matemática Aplicados à PDO

A otimização surgiu para auxiliar na tomada de decisões no intuito de minimizar ou maximizar a solução dos problemas. Em geral, o problema pode ser representado matematicamente pelas equações:

$$\text{Minimize } f(x) \quad (9)$$

$$\text{Sujeito a: } x \in \Omega \quad (10)$$

Sendo  $x$  um vetor com as variáveis de decisão,  $f(x)$  uma função escalar que representa um dado objetivo ou objetivos da otimização (*função objetivo*) e  $\Omega$  o conjunto de restrições que o delimitam. Sendo o  $\Omega \in$  a todo o  $\mathbb{R}^N$ , o problema é dito irrestrito.

O problema da programação da operação é um problema de otimização típico, para a solução do qual existem diversos métodos na literatura. Alguns utilizando metaheurísticas e outros a programação determinística. Por ser um

método presente em alguns *solvers* especializados do mercado e com o intuito da tese de analisar o comportamento do sistema, optou-se por aplicar a programação determinística através da técnica de Pontos Interiores (PI).

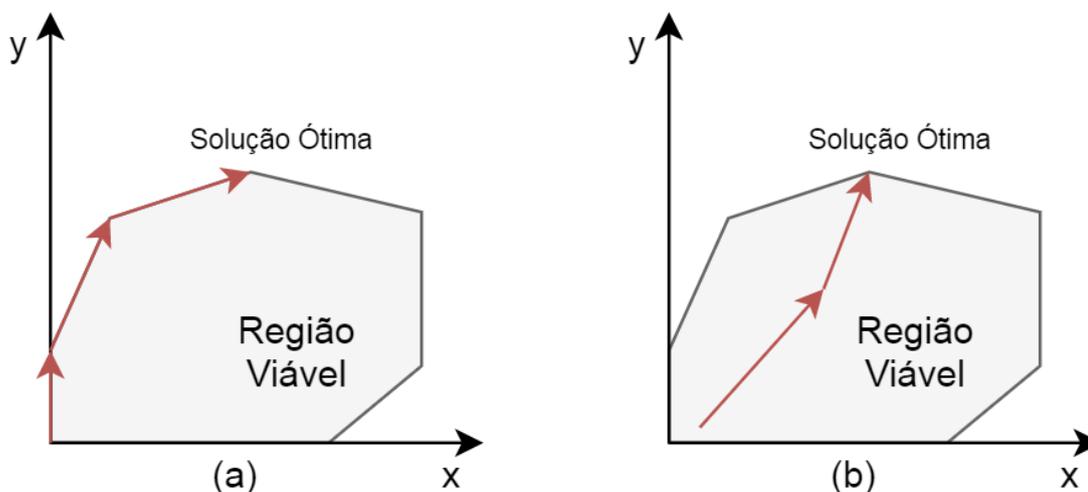
Os métodos para o problema de otimização vão variar de acordo com características de linearidade, continuidade, restrictibilidade, etc.. Mas, como a função objetivo, o conjunto de restrições de igualdade e desigualdade são funções lineares das variáveis do problema de otimização, ou seja, o trabalho trata de um Problema de Programação Linear (PL), a revisão matemática para a resolução do problema de PDO será focada nessa classe.

### 2.7.1 Programação Linear

A literatura sobre a solução de problemas de PL é vasta e os métodos numéricos utilizados são bastantes conhecidos. O método Simplex foi largamente utilizado entre os anos de 1950 e 1980, sendo praticamente imbatível por outras estratégias para solução de problemas de PL quanto ao tempo de processamento e confiabilidade (WRIGHT, 2004).

O método simplex é um método que inicia de uma solução básica inicial dentro do conjunto de soluções e atualiza-se para soluções adjacentes em busca do ponto ótimo. Pode ser representada de forma simples pela Figura 10.

Figura 10 - Busca de Solução pelo (a) Método Simplex e (b) MPI



Fonte: Próprio Autor

A forma de atualização e busca de uma solução torna o método Simplex um método de complexidade exponencial, o que trouxe um descontentamento de

pesquisadores da área de complexidade computacional, por volta das décadas de 60 e 70. Segundo um fundamento teórico da ciência da computação, um algoritmo rápido deve apresentar tempo polinomial, em que o número de operações necessárias para resolver o problema é limitado por um polinômio cujo grau depende da dimensão do problema.

Khachiyan (1979) apresentou o método Elipsoidal de Khachiyan, primeiro registro de algoritmo de PL de complexidade polinomial reconhecido. Mesmo que na análise de complexidade o método elipsoidal seja superior ao Simplex, seu tempo de processamento é extremamente elevado, o que torna esse método muito mais lento que o Simplex na maioria dos problemas práticos.

A programação linear (PL) é caracterizada pela função objetivo e todas as restrições serem lineares. Há uma grande diversidade de métodos de otimização para resolver problemas de PL (NOCEDAL;WRIGHT, 2006), (WRIGHT, 1997), (CONN *et al*, 2000) e (FLETCHER, 1987).

Outra expressão, não tão geral quanto (9) e (10), mas adequada a muitos problemas de otimização práticos é a seguinte:

$$\text{Minimize } f(x), \quad (11)$$

$$\text{Sujeito a: } g(x) = 0, \quad (12)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x}. \quad (12)$$

Sendo  $x$  o mesmo vetor de variáveis de decisão, mas agora sujeito a limites mínimos  $\underline{x}$  e máximos  $\bar{x}$  e o  $g(x) \in \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$  a função das restrições de igualdade.

### **2.7.2 Métodos de Penalidade e Barreira**

Nos métodos de penalidades, é adicionada na função objetivo um termo que incorpora um alto custo para violações das restrições. Em Luenberger (2005) são apresentadas as propriedades básicas destes. Na prática, quando o parâmetro penalidade é muito grande, os resultados computacionais obtidos na resolução dos problemas irrestritos associados podem não ser confiáveis (FLETCHER, 1987).

Já no caso dos métodos de barreiras, adiciona-se um termo que favorece pontos interiores à região viável em relação aos pontos que estão próximos da

fronteira da região. É criada a função de barreira, a qual é uma combinação da função objetivo original e uma soma ponderada de funções com uma singularidade positiva na fronteira das restrições. Quando o peso atribuído às singularidades aproxima-se de zero, o mínimo da função de barreira aproxima-se do mínimo do problema original. Como as aproximações sucessivas da solução são sempre estritamente viáveis, também são chamados métodos de Pontos Interiores (PI) (FRIEDLANDER, 1994).

O primeiro método de Pontos Interiores conhecido é o método da Barreira Logarítmica, desenvolvido por Frisch (1955), que na década de 60 foi estudado por Fiacco (1968) a fim de resolver problemas não lineares com restrições de desigualdade. Porém, o uso da função barreira não era satisfatório devido a problemas como:

- Mal condicionamento da matriz Hessiana da função barreira quando o parâmetro de penalidade tende a zero;
- Dificuldade na escolha do parâmetro barreira e de uma solução inicial;
- Aumento ilimitado da função barreira na vizinhança da fronteira.

Karmarkar (1984) desenvolveu um algoritmo para resolver problemas de programação linear (PL) com complexidade polinomial. Após isso, houve a extensão de alguns métodos, para a real aplicação da programação não linear (AKROTIRIANAKIS; RUSTEM, 1997), (EL-BAKRY, 1996), (GRANVILLE, 1994) e (VANDERBEI; SHANNO, 1999).

### **2.7.3 Métodos de Pontos Interiores**

Os métodos de pontos interiores (PI) são tidos hoje como umas das técnicas mais eficientes de solução de problemas práticos de otimização. É uma ferramenta que passou a ser utilizada com maior interesse a partir da publicação de Karmarkar (1984), mas que teve seu princípio em (FRISCH, 1955), que apresentou um método de barreira logarítmica, posteriormente desenvolvido por (FIACCO; MCCORMICK, 1968) e em (DIKIN, 1967) com o método “Dual Affine Scaling”.

Inicialmente dominada pelo método Simplex de George Dantzig, cujo atrativo era a forma inteligente de busca da solução ótima de programação linear, o Método de Pontos Interiores surgiu a partir da necessidade de redução do número de iterações, que crescem exponencialmente em função das  $n$  variáveis e

m restrições do problema. Em Ye, (1997) e Quintana, (1997) são apresentadas uma introdução e análise dos diferentes métodos de pontos interiores.

Os métodos de pontos-interiores são usualmente classificados em três categorias principais:

- Métodos de projeção;
- Métodos de escalamento afim;
- Métodos primal-dual.

Entre os métodos propostos na literatura de PI, a categoria do primal-dual aparece como a mais simples e natural, e tem sido objeto de intensa pesquisa ao longo dos anos, tendo sua denominação decorrente do fato que os problemas primal e dual são resolvidos ao mesmo tempo, como é explicado por Torres (2001).

Essa categoria vem sendo aplicada em diversas classes de problemas de programação linear, quadrática, programação semi-definida e não-linear, por exemplo. Por isso, o método primal-dual é o escolhido para resolver o problema tema da tese.

#### **2.7.4 Método Primal Dual de PI com Barreira Logarítmica para Programação Linear**

O método primal-dual para Programação Linear (PL) se caracteriza por calcular as direções de busca primal e dual do problema mediante variações do método de Newton aplicado às condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) de forma a garantir que as variáveis não negativas permaneçam estritamente positivas. Ao propor a aplicação simultânea desse método com o método de barreira logarítmica, Megiddo (1989) introduziu o método primal-dual de barreira logarítmica.

O algoritmo primal-dual de PI para resolver o problema opera sob uma modelagem modificada que emerge quando transformam-se as desigualdades de 2.7.1 em igualdades, através da adição do vetor variável de folga (TORRES; QUINTANA, 1998) e (VANDERBEI; SHANNO, 1999). Tomando essa modelagem juntamente com a barreira logarítmica, de forma simplificada tem-se:

$$\text{Minimize } c^T x - \mu_k \sum_{i=1}^n (\ln(x_i) + \ln(s_i)), \quad (13)$$

$$\text{Sujeito a: } Ax = b, \quad (14)$$

$$x - u + s = 0, \quad (15)$$

$$x > 0, s > 0, u > 0, \quad (16)$$

Sendo  $A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ ,  $b \in \mathbb{R}^m$ ,  $c \in \mathbb{R}^n$  são constantes,  $\mu_k$  o parâmetro de barreira que decresce para zero à medida que a iteração  $k$  progride,  $x \in \mathbb{R}^n$  é um vetor de variáveis de decisão, incluindo as variáveis de controle e estado,  $s \in \mathbb{R}^n$  é um vetor de variáveis de folgas e  $u$  limites superiores.

Dessa forma, a dimensão do problema será modificada, e as variáveis não negativas serão penalizadas através da barreira logarítmica (FRIEDLANDER, 1994).

As condições necessárias de otimalidade para se ter um vetor solução primal-dual com restrições de igualdades, com  $\mu_k$  fixo, podem ser derivadas da função de Lagrange  $L(y, \mu_k)$  em relação ao sistema (13):

$$L(y; \mu_k) = c^T x - \lambda^T (Ax - b) + w^T (x - y + s) - \mu_k \sum_{i=1}^n (\ln x_i + \ln s_i), \quad (17)$$

sendo:

$y$ : Vetor aglomerado  $(x, s, \lambda, w)$ ;

$\lambda$ : Multiplicador de Lagrange de igualdade;

$w$ : Multiplicador de Lagrange do limite superior;

Um mínimo local de (17) é caracterizado por um ponto estacionário de  $L(y, \mu_k)$ , o qual deve satisfazer às condições de primeira ordem de KKT (NOCEDAL et al, 2006):

$$\nabla_y L(y; \mu_k) = \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - w - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz - \mu_k e \\ Sw - \mu_k e \end{bmatrix} = 0 \quad (18)$$

sendo:

$S$ :  $\text{diag}(s_1, s_2, s_3, \dots, s_n)$ ;

$X$ :  $\text{diag}(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$ ;

$e$ :  $(1, 1, \dots, 1)^T$ .

Uma iteração do método primal dual de PI para resolver o problema aplica, invariavelmente, um passo do método de Newton, na intenção de achar as raízes da equação sobre (18), calcula o comprimento de passo na direção de Newton, atualiza as variáveis do problema e o parâmetro de barreira, e por fim, testa a convergência. Ao fim de cada iteração, caso as inviabilidades primal e dual e o resíduo de complementaridade atinjam valores pré-definidos, a solução encontrada é a ótima.

As direções de buscas de Newton,  $\Delta y$ , são usualmente aproximadas por uma só iteração do método de Newton para o sistema de KKT apresentado. Quando tomamos os termos de primeira-ordem na aproximação em série de Taylor do sistema acima em torno do ponto  $y_k$ , obtém-se:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta z \\ \Delta s \\ \Delta w \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - w - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz - \mu_k e \\ Sw - \mu_k e \end{bmatrix}, \quad (19)$$

em que:

$$Z = \text{diag} (z_1, z_2, \dots, z_n);$$

$$W = \text{diag} (w_1, w_2, \dots, w_n);$$

I= Matriz identidade.

Uma vantagem do método primal-dual é o uso de comprimentos de passos distintos no espaço primal e dual, o que é eficaz, reduzindo o número de iterações para a convergência. Os comprimentos de passo Primal  $\alpha_k^P$  e Dual  $\alpha_k^D$  na direção de Newton, que são escolhidos independentemente e de forma que cada componente do vetor primal  $(x, s)$  e do vetor dual  $(z, w)$  permaneça estritamente positivo, são calculados a partir do menor dos máximos comprimentos de passos (TORRES; QUINTANA, 1998) e (GRANVILLE, 1994):

$$\alpha_k^P = \min \left\{ 1, \gamma * \min_i \left\{ -\frac{s_i^k}{\Delta s_i} \left| \Delta s_i < 0, -\frac{x_i^k}{\Delta x_i} \left| \Delta x_i < 0 \right. \right\} \right\}, \quad (20)$$

$$\alpha_k^D = \min \left\{ 1, \gamma * \min_i \left\{ -\frac{z_i^k}{\Delta z_i} \left| \Delta z_i < 0, -\frac{w_i^k}{\Delta w_i} \left| \Delta w_i < 0 \right. \right\} \right\}, \quad (21)$$

Em que os escalares  $\alpha_k^P$  e  $\alpha_k^D \in (0,1]$  e  $\gamma \in (0,1)$  são fatores de segurança para melhorar a convergência e assegurar que o próximo ponto satisfará às condições de estrita positividade e não somente não-negativas (FIACCO et al,

1968) (WU et al, 1994). Um valor típico utilizado é 0,99995 (TORRES; QUINTANA, 1998) e (GRANVILLE, 1994).

Uma vez que a direção de busca e os passos Primal e Dual são obtidos, pode-se atualizar as variáveis do problema:

$$x_{k+1} = x_k + \alpha_k^P \Delta x \quad (22)$$

$$s_{k+1} = s_k + \alpha_k^P \Delta s$$

$$\lambda_{k+1} = \lambda_k + \alpha_k^D \Delta \lambda$$

$$w_{k+1} = w_k + \alpha_k^D \Delta w$$

$$z_{k+1} = z_k + \alpha_k^P \Delta z$$

Ao que diz respeito ao parâmetro de barreira, na k-ésima iteração, o resíduo de complementaridade (BARBOZA, 2006), (MARIANO, 2006) e (BOCANEGRA, 2005) é obtido por:

$$\rho_k = x_k^T z_k + s_k^T w_k. \quad (23)$$

O  $\rho_k$  estima a distância entre os problemas primal e dual em cada iteração e tem sua sequência convergindo para zero à medida que a solução se aproxima da ótima. Sua relação com  $\mu_k$  é implícita em (19) e (20) na forma

$$\rho_k = \sum_{i=1}^p x_i z_i + \sum_{i=1}^p s_i w_i = s^T \pi + z^T \hat{v} = 2p\mu_k, \quad (24)$$

sugerindo que  $\mu_k$  pode ser reduzido em função do decréscimo do resíduo de complementaridade da seguinte forma:

$$\mu_{k+1} = \sigma \frac{\rho_k}{2p}, \quad (25)$$

em que  $2p$  representa o número total de condições de otimalidade,  $\sigma \in (0,1)$ , denominado de parâmetro de centralização, é o decréscimo esperado  $\rho_k$ , mas não necessariamente realizado (OLIVEIRA,2008). Caso  $\sigma = 1$ , então o sistema de KKT define uma direção de centralização, um passo em direção a um ponto na trajetória de barreira. No outro extremo,  $\sigma = 0$  fornece o passo de Newton puro, conhecido como direção affine-scaling. Para compensar os objetivos de melhorar a direção central e reduzir o parâmetro de barreira,  $\sigma$  é escolhido dinamicamente (TORRES; QUINTANA, 1998):

$$\sigma^{k+1} = \max\{0,95\sigma^k, 0,1\} \text{ com } \sigma^0 = 0,2. \quad (26)$$

Por fim, para testar a convergência do problema, é necessário satisfazer simultaneamente:

$$\max \left\{ \frac{\|Ax-b\|}{1+\|b\|}, \frac{\|x+s-u\|}{1+\|b\|} \right\} < \varepsilon_1, \quad (27)$$

$$\frac{\|A^t\lambda+z-w-c\|}{1+\|c\|} < \varepsilon_1, \quad (28)$$

$$\mu_k < \varepsilon_1, \quad (29)$$

em que (27), (28) e (29) representam, respectivamente, a viabilidade primal, dual e as condições de complementaridade.  $\varepsilon_1$  é a tolerância de convergência típica, que foi considerada  $10^{-3}$ .

### **2.7.5 Métodos Primal Dual Preditor Corretor de PI com Barreira Logarítmica para Programação Linear**

O sistema (19) apresentado no método primal dual de pontos interiores com barreira logarítmica é a parte mais onerosa computacionalmente. O cálculo da direção  $\Delta y$  envolve a fatorização da matriz dos coeficientes do sistema (19) e a solução de dois sistemas triangulares utilizando essa fatoração. Como a fatoração da matriz é muito mais onerosa do que a solução de dois sistemas triangulares, acreditou-se ser possível melhorar o desempenho do algoritmo PI por meio da redução do número total de fatorações de matrizes a um mínimo necessário, mesmo com o inconveniente de algum acréscimo no custo de uma única iteração. Essa é a ideia central para o método preditor-corretor introduzido por Kojima, Mizuno e Yoshise, e posteriormente desenvolvido por Mehrotra (MEHROTRA, 1992) e (TORRES, 2001).

O que faz a técnica de Mehrotra ser altamente eficaz computacionalmente é que uma direção de busca muito mais efetiva é obtida pela resolução de dois sistemas lineares na mesma iteração. Essas soluções, conhecidas como os passos preditor e corretor, envolvem a mesma matriz de coeficientes de dois vetores independentes diferentes. Portanto, apenas uma fatoração de matriz é requerida; conseqüentemente, há pouco trabalho adicional para calcular o passo corretor se reutilizarmos a fatoração de matriz do passo preditor (TORRES, 2001).

Para obtermos o algoritmo preditor-corretor de Mehrotra, em vez de aplicarmos o método de Newton ao sistema (19) para obtermos a correção  $\Delta y$  para  $y_k$ , substituímos o novo ponto

$$y_{k+1} = y_k + \alpha_k \Delta y, \quad (30)$$

diretamente nas condições de KKT para obtermos a aproximação:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta z \\ \Delta s \\ \Delta w \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - w - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz \\ Sw \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \mu_k e \\ \mu_k e \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \Delta X \Delta z \\ \Delta S \Delta w \end{bmatrix}, \quad (31)$$

em que  $\Delta X = \text{diag} (\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n)$ , e  $\Delta S = \text{diag} (\Delta s_1, \Delta s_2, \dots, \Delta s_n)$ .

A maior diferença entre os sistemas de equações (19) e (31) é que o vetor do lado direito de sistema (31) não pode ser determinado de antemão por causa dos  $\Delta$  – termos não-lineares  $\Delta X \Delta z$  e  $\Delta S \Delta w$ . A direção  $\Delta y$ , que é obtida do sistema (31) consiste de três componentes:

$$\Delta y = \Delta y_{af} + \Delta y_{ce} + \Delta y_{co}, \quad (32)$$

sendo cada componente determinado por um dos três vetores no lado direito de sistema (31). As três componentes de direções podem ser interpretadas da seguinte forma:

- $\Delta y_{af}$ :

É uma direção “affine-scaling”, ou direção pura de Newton que é obtida quando é considerado  $\mu_k = 0$  no sistema (30). Esta direção é responsável por reduzir as inviabilidades primal e dual e o resíduo de complementaridade, ou seja, pela “otimização”.

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_{af} \\ \Delta \lambda_{af} \\ \Delta z_{af} \\ \Delta s_{af} \\ \Delta w_{af} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - w - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz \\ Sw \end{bmatrix}, \quad (33)$$

- $\Delta y_{ce}$ :

É uma direção de centralização, cujo tamanho é dado pelo parâmetro de barreira  $\mu_k$  que é escolhido adaptativamente. Sua função é tentar manter o ponto corrente afastado do limite da região viável e idealmente próximo da trajetória de barreira, aumentando assim as chances de se dar um grande passo na iteração seguinte:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_{ce} \\ \Delta \lambda_{ce} \\ \Delta z_{ce} \\ \Delta s_{ce} \\ \Delta w_{ce} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \mu_k e \\ \mu_k e \end{bmatrix}, \quad (34)$$

- $\Delta y_{co}$ :

É a direção corretora que ajuda a compensar algumas das não linearidades na direção “affine-scaling”. As direções  $\Delta y_{af}$  e  $\Delta y_{co}$  combinadas definem a direção de Newton que é calculada no sistema (19). Entretanto, para lidar com as não linearidades em (31), a direção  $\Delta y_{af}$  é calculada separadamente, e a priori, da direção  $\Delta y_{co}$ . Desta forma, pode-se escolher  $\mu_{k+1}$  adaptativamente em vez de a priori, e aproximar os termos de segunda ordem  $\Delta X \Delta z$  e  $\Delta S \Delta w$ :

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_{co} \\ \Delta \lambda_{co} \\ \Delta z_{co} \\ \Delta s_{co} \\ \Delta w_{co} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \Delta X \Delta z \\ \Delta S \Delta w \end{bmatrix}, \quad (35)$$

Uma iteração do método primal dual Predictor Corretor de PI para resolver a (19) é mostrado a seguir:

- **Passo Predictor**

Para determinar um passo que aproximadamente satisfaz (31), primeiro retiram-se os  $\mu_k$  – termos e os  $\Delta$  – termos no lado direito e resolve-se para a direção “affine-scaling”:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_{af} \\ \Delta \lambda_{af} \\ \Delta z_{af} \\ \Delta s_{af} \\ \Delta w_{af} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda_k + z_k - w_k - c \\ Ax_k - b \\ x_k - u + s_k \\ X_k z_k \\ S_k w_k \end{bmatrix}, \quad (36)$$

A direção  $\Delta y_{af}$  é então utilizada em duas formas distintas: (i) para aproximar os  $\Delta$  – termos no lado direito do (31) e (ii) para dinamicamente estimar o parâmetro de barreira  $\mu_{k+1}$ . Para essa estimativa, primeiro considera-se a regra padrão em (20) e (21) para o cálculo do comprimento de passo, determinando assim o passo  $\alpha_{af}$  que seria dado se a direção  $\Delta y_{af}$  fosse de fato utilizada:

$$\alpha_{af}^P = \min \left\{ 1, \gamma * \min_i \left\{ -\frac{x_i^k}{\Delta x_i^{af}} \left| \Delta x_i^{af} < 0, -\frac{s_i^k}{\Delta s_i^{af}} \left| \Delta s_i^{af} < 0 \right. \right\} \right\}, \quad (37)$$

$$\alpha_{af}^D = \min \left\{ 1, \gamma * \min_i \left\{ -\frac{z_i^k}{\Delta z_i^{af}} \left| \Delta z_i^{af} < 0, -\frac{w_i^k}{\Delta w_i^{af}} \left| \Delta w_i^{af} < 0 \right. \right\} \right\}, \quad (38)$$

segundo, calcula-se uma estimativa do resíduo de complementaridade por:

$$\rho_{af} = (x_k + \alpha_{af}^P \Delta x_{af})^T (z_k + \alpha_{af}^D \Delta z_{af}) + (s_k + \alpha_{af}^P \Delta s_{af})^T (w_k + \alpha_{af}^D \Delta w_{af}) \quad (39)$$

E finalmente, obtém-se uma estimativa  $\mu_{af}$  para  $\mu_{k+1}$ :

$$\mu_{af} = \min \left\{ \left( \frac{\rho_{af}}{\rho_k} \right)^2, 0,2 \right\} \frac{\rho_{af}}{n}, \quad (40)$$

Este procedimento escolhe  $\mu_{af}$  para ser pequeno se a direção  $\Delta y_{af}$  produz um decréscimo grande no resíduo de complementaridade, ou seja, se  $\rho_{af} \ll \rho_k$ , e escolhe  $\mu_{af}$  grande, caso contrário.

- **Passo Corretor**

Em vez de se calcular a direção composta de  $\Delta y_{ce} + \Delta y_{co}$  para adicionar a  $\Delta y_{af}$  e então se obter  $\Delta y$ , calcula-se a direção de Newton  $\Delta y$  de uma só vez:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta z \\ \Delta s \\ \Delta w \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - w - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz - \mu_{af} e + \Delta X \Delta z \\ Sw - \mu_{af} e + \Delta S \Delta w \end{bmatrix}, \quad (41)$$

Obtendo-se a direção  $\Delta y$  da Equação (41), são obtidos, da mesma forma descrita anteriormente, os comprimentos de passos  $\alpha_k^P$  e  $\alpha_k^D$  pelo sistema (20) e (21), atualizadas as variáveis por (22) e o parâmetro de barreira por (25). Ao fim de cada iteração, caso as inviabilidades primal e dual e o resíduo de complementaridade atinjam valores pré-definidos como mostrados nas equações (27), (28) e (29), a solução encontrada é a ótima.

Uma vez que os passos preditor e corretor são baseados na mesma fatoração de matriz, o esforço adicional no método preditor-corretor está na solução do sistema linear extra para calcular a direção  $\Delta y_{af}$ , e no teste extra utilizado para calcular  $\mu_{af}$ . Pelo fato do parâmetro de barreira ter sido calculado adaptativamente, o problema converge mais rapidamente para o ótimo, diminuindo o número de iterações e o tempo total de solução (TORRES, 2001).

### **3 MODELOS PARA A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO (PDO)**

A depender da natureza do sistema e sua representação, do tipo de acoplamento (dinâmico ou estático), se existe alocação das unidades geradoras ou se a rede elétrica é considerada, Lima (2007) mostra que existem inúmeras variantes para o problema da PDO na literatura internacional desde a década de 40.

A modelagem do problema da PDO abordado nesta tese está sob o enfoque do funcionamento da geração e da transmissão de energia conforme aumenta-se a penetração das fontes eólicas e solar. Dessa forma, é feito um acoplamento dinâmico no horizonte do tempo para as tomadas de decisões das gerações considerando as restrições elétricas. É utilizada a programação determinística, assim, valores de carga e geração das fontes intermitentes são conhecidas, como considerado por Cotia (2019). Em paralelo, são implementados os SAEs, aqui modelados como baterias (BESS - *Battery Energy Store System*), de forma a auxiliar tanto na estabilidade energética e elétrica como econômica.

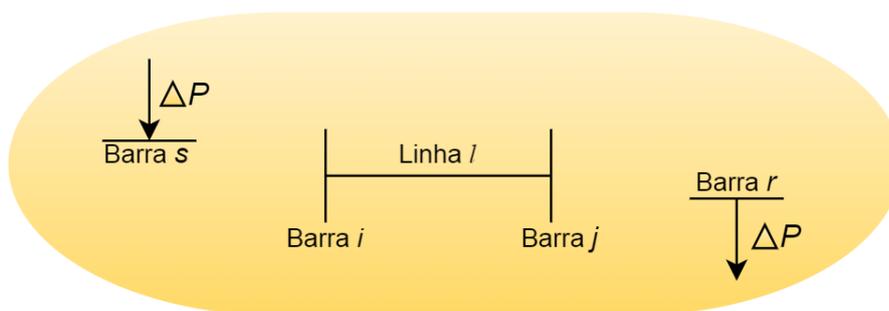
#### **3.1 Implementação da Matriz PTDF para o Fluxo de Potência Ótimo Linearizado**

Na literatura, para o desenvolvimento tradicional do modelo linearizado de fluxo de potência ótimo (DCOPF) com restrição de segurança, Monticelli (1983) demonstra a relação da potência ativa com a abertura angular da tensão nas barras. Dessa maneira, as amplitudes das tensões nodais são consideradas 1 pu, e a potência reativa e taps dos transformadores são desconsiderados. Obtém-se assim um resultado aceitável, principalmente para tensões mais elevadas, com baixo nível de robustez computacional. Cheng (2005) traz a matriz PTDF aplicada à sistemas de potência equivalente.

Como o enfoque final do trabalho envolve precificar através da análise de sensibilidade dos fluxos das linhas de transmissão com relação às mudanças na geração e carga, optou-se por utilizar uma matriz de fatores de distribuição para transferência de potência - PTDF para se obter o FPO. Essa matriz indica como as potências injetadas ou extraídas de determinadas barras se distribuem pela rede.

Baseado em (WOOD et al., 2013), pode-se demonstrar a formulação da PTDF a partir do modelo de fluxo de potência linear mostrado em (MONTICELLI, 1983). Para isso, considera-se a transferência (ou variação) de 1 unidade de potência entre as barras  $s$  e  $r$  através da linha  $l$ , como mostra a Figura 11:

Figura 11 - Efeito do Fluxo na linha  $l$  da transferência de potência da barra  $s$  para a barra  $r$



Fonte: Adaptado de (WOOD et al., 2013)

Então, para o cálculo do fluxo DC na linha  $l$ :

$$\Delta\theta_{ij} = [X].\Delta P_{sr}, \quad (42)$$

em que:

$[X]$ : Matriz Reatância;

$\Delta P_{sr}$ : Variação de potência injetada/extraída nas/das barras  $s$  e  $r$  [MW];

$\Delta\theta_{ij}$ : Diferença do ângulo de fase da tensão na linha  $l$  [ $\theta$ ].

Aplicando para um sistema completo:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \vdots \\ \Delta\theta_i \\ \Delta\theta_j \\ \vdots \\ \Delta\theta_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_{11} & \cdots & X_{1,i} & \cdots & X_{1,n} \\ \vdots & & & & \vdots \\ X_{i,1} & & \ddots & & X_{i,i} \\ \vdots & & & & \vdots \\ X_{n,1} & \cdots & X_{n,i} & \cdots & X_{n,n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ +1 \\ -1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \Delta P_{sr}. \quad (43)$$

Isolando as barras que compõem a linha  $l$ :

$$\Delta\theta_i = (X_{is} - X_{ir}) \Delta P_{sr}, \quad (44)$$

$$\Delta\theta_j = (X_{js} - X_{jr}) \Delta P_{sr}. \quad (45)$$

Utilizando a Equação (42) modificada para o cálculo da variação do fluxo de potência da linha  $l$  ( $\Delta f_l$ ) em Equação (46), e inserindo as Equações (44) e (45):

$$\Delta f_l = \frac{1}{X_l} (\Delta \theta_i - \Delta \theta_j), \quad (46)$$

$$\Delta f_l = \frac{1}{X_l} \left( (X_{is} - X_{ir}) - (X_{js} - X_{jr}) \right) \Delta P_{sr}. \quad (47)$$

Como a matriz PTDF mostra a fração da potência transferida que flui por determinada linha  $\Delta f_l$  devido a uma variação de potência  $\Delta P_{sr}$  entre barras do sistema (na demonstração adotado  $\Delta P_{sr} = 1$  unidade de potência), temos que:

$$PTDF_{l,sr} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_{sr}} = \frac{1}{X_l} \left( (X_{is} - X_{ir}) - (X_{js} - X_{jr}) \right). \quad (48)$$

Generalizando, chega-se à conclusão que o quanto uma injeção ou extração de uma unidade de potência da barra  $i \in \Omega_n$  afetará no fluxo de potência na linha  $k \in \Omega_m$  pode ser relacionada através da matriz PTDF pela Equação (42):

$$PTDF_{k,i} = \frac{\Delta f_k}{\Delta p_i}, \quad (49)$$

em que:

$PTDF_{k,i}$ : Matriz PTDF relacionado com a linha  $k$  e barra  $i$ ;

$\Delta f_k$ : Variação do fluxo de potência na linha  $k$  [MW];

$\Delta p_i$ : Variação de potência na barra  $i$  [MW];

$\Omega_n$ : Conjunto de barras do sistema;

$\Omega_m$ : Conjunto de linhas do sistema.

Objetivando deixar o processo mais prático, baseado em Jiangtao (2012), o cálculo da matriz PTDF visto acima pode ser decomposto através de algumas manipulações matriciais e apresentado em função da matriz admitância e da matriz de incidência reduzida, eliminando-se a coluna referente à barra de folga (slack bus). Assim, a matriz PTDF, dada pela Equação (50), possui os PTDFs referentes à barra *slack* iguais a zero.

$$PTDF = (Y \cdot A) \cdot (A \cdot Y^T \cdot A)^{-1}, \quad (50)$$

em que:

Y: Matriz admitância [ $m \times m$ ];

A: Matriz incidência reduzida [ $m \times (n - 1)$ ].

Por sua sensibilidade, os fatores de distribuição de transferência de potência serão usados em aplicações de administração do congestionamento da transmissão quando deseja-se maximizar o fluxo de potência sem exceder os

limites da linha e também no cálculo do preço marginal locacional (LMP), abordado posteriormente.

Dessa forma, a relação entre os fluxos de potência das linhas e as potências ativas das barras pode ser expressa pela Equação (51):

$$f = PTDF \cdot \Delta p, \quad (51)$$

em que:

$f$ : Vetor dos fluxos de potência das linhas [ $m \times 1$ ] [MW];

$\Delta p$ : Vetor de variação das potências nas barras [ $n \times 1$ ] [MW];

Comparativamente à equação de Monticelli, que necessita das variáveis de potência e diferença dos ângulos de fase da tensão das barras envolvidas, a principal vantagem da obtenção do FPO pela matriz PTDF é a redução do número de variáveis de decisão, por depender apenas de  $\Delta p$ , e conseqüentemente menor número de restrições.

### 3.2 Função Objetivo

O problema de otimização que é tema desta tese tem como função objetivo, a ser minimizado, o custo de operação relativo ao uso das usinas termelétricas, que se considera ter a seguinte expressão:

$$ct = \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega_{pt}} [c_i \cdot pt_i(t)], \quad (52)$$

em que:

$ct$ : Custo total no horizonte da programação [R\$];

$c_i$ : Custo relacionado com o uso do combustível da termelétrica na barra  $i$  [R\$/MW];

$pt_i(t)$ : Potência gerada pela termelétrica na barra  $i$  no tempo  $t$  [MW];

$\Omega_{pt}$ : Conjunto das usinas termelétricas do sistema.

Van Den Boch (1985) mostra que há diferentes modos de expressar o custo de geração, sendo (52) justamente um deles.

### 3.3 Restrições do Sistema

O principal fundamento que une as restrições com as variáveis de decisão do problema é o acoplamento temporal, ou seja, ao realizar a programação diária

da operação para as 24 horas, a tomada de decisão é dinâmica e dependentemente de cada variável de estado limitada por suas inviabilidades técnicas de operação real. Restrições como rampa de partida, potencial de carga e descarga de geradores e níveis físicos de armazenamento são exemplos dessa característica

### 3.3.1 Atendimento à Demanda

Um dos requisitos para a convergência da PDO é realizar o atendimento energético para todas as barras do sistema e em todas as horas avaliadas. Pelo princípio da conservação energética e para fins econômicos, a energia total produzida precisa ser exatamente a demandada pelo sistema. Pela formulação tradicional encontrada na literatura, pode-se representar o balanço energético de acordo com a Equação (53):

$$\sum_{i \in \Omega_i} pg_i(t) = \sum_{i \in \Omega_i} d_i(t), \quad (53)$$

em que:

$pg_i(t)$ : Injeção líquida da potência gerada na barra  $i$  no tempo  $t$  [MW];

$d_i(t)$ : Demanda total na barra  $i$  no tempo  $t$  [MW];

$\Omega_i$ : Conjunto das barras do sistema.

Quando adotada uma análise linear por DCOPF, tradicionalmente todas as perdas são desprezadas. Como pretende-se precificar localmente a energia, as perdas que surgem para fazer a “entrega” da energia precisam ser quantificadas no balanço energético. Tais perdas aparecem como uma carga adicional a ser suprida pelos geradores. Fangxing Li (2007) traz uma representação destas através do fator perda marginal – MLF (*Marginal Loss Factor*) e pelo fator entrega marginal – MDF (*Marginal Delivery Factor*) pelas Equações (54) e (55):

$$mlf_i(t) = \frac{\partial pl(t)}{\partial pg_i(t)}, \quad (54)$$

$$mdf_i(t) = 1 - mlf_i(t), \quad (55)$$

em que:

$mlf_i(t)$ : Componente do fator de perda marginal na barra  $i$  no tempo  $t$ ;

$pl(t)$ : Total de perdas do sistema no tempo  $t$  [MW];

$mdf_i(t)$ : Componente do fator de entrega marginal na barra  $i$  no tempo  $t$ ;

A formulação para o cálculo das perdas do sistema é mostrado na Equação (56):

$$pl(t) = \sum_{k \in \Omega_k} [f_k(t)^2 \cdot r_k], \quad (56)$$

em que:

$f_k(t)$ : Fluxo de potência na linha  $k$  no tempo  $t$  [MW];

$r_k$ : Resistência da linha  $k$  [ $\Omega$ ].

Fazendo a substituição da representação do fluxo de potência pela PTDF (Equação 51) na Equação (56), e posteriormente na Equação (54) tem-se:

$$mlf_i(t) = \frac{\partial}{\partial pg_i(t)} \left[ \sum_{k \in \Omega_k} \left[ \sum_{i \in \Omega_i} [PTDF_{ki} \cdot pg_i(t)]^2 \cdot r_k \right] \right]. \quad (57)$$

Resolvendo a derivada:

$$mlf_i(t) = 2 \cdot \left[ \sum_{k \in \Omega_k} [r_k \cdot PTDF_{ki} \cdot pg_i(t)] \right]. \quad (58)$$

A interpretação do equacionamento acima é que o fator de perda marginal  $mlf$  é o montante da perda envolvida em detrimento da linha por uma variação de potência em uma barra do sistema. Esse  $mlf$  da barra pode ser tanto positivo como negativo. Em caso positivo, significa que um aumento de injeção de potência na barra aumenta a perda total do sistema. Caso seja negativo, indica que um aumento da injeção de potência na barra reduz a perda total do sistema.

Ao inserir as perdas marginais na restrição do balanço energético, há uma superestimação da perda real como mostrado no Apêndice A. Desta forma, pode-se dizer que a função objetivo está sujeita à restrição do balanço energético dado pela Equação (59):

$$\sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot pg_i(t)] = \sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot d_i(t)] - pl(t). \quad (59)$$

### 3.3.2 Fluxo de Carga

Na modelagem tradicional para restrição elétrica do DCOPF, as perdas são desconsideradas, ficando tal restrição limitada ao valor bruto da capacidade de transmissão da linha, visto na Equação (60):

$$-F_k^{max} \leq f_k \leq F_k^{max}, \quad (60)$$

em que:

$F_k^{max}$ : Capacidade máxima de potência na linha  $k$  [MW].

Sabendo que o fluxo em uma determinada linha pode ser obtido através da matriz PTDF pela variação de potência entre barras, temos de maneira geral que:

$$-F^{max} \leq PTDF(pg - d) \leq F^{max}. \quad (61)$$

Analisando a formulação da Equação (61), conclui-se que as restrições de fluxo de linha ainda assumem uma rede sem perdas elétricas, uma vez que a Equação (59) de restrição de balanço energético demonstrou que a geração total deverá ser maior que a demanda total mais a perda média do sistema. Como em qualquer FPO existe a escolha da barra Swing, ou Slack, para a referência do sistema, a situação descrita traz um desbalanço energético (Geração na barra - Demanda na barra + Fluxos de todas as linhas ligadas a barra) fazendo com que as perdas totais ( $pl$ ) sejam absorvidas pela barra de referência.

Para resolver essa incompatibilidade na barra de referência, aborda-se um conceito da Demanda Nodal Fictícia – DNF para representar as perdas das linhas conectadas a uma barra. Desta forma, as perdas da linha são distribuídas entre as barras ligadas a ela, eliminando o desbalanço energético na barra de referência.

Para a implementação da DNF segundo Fangxing (2007), a perda em cada linha de transmissão é dividida em duas partes iguais e conectada às barras dessa linha sendo representada como uma demanda extra nodal mostrada na Equação (62) e Figura 12

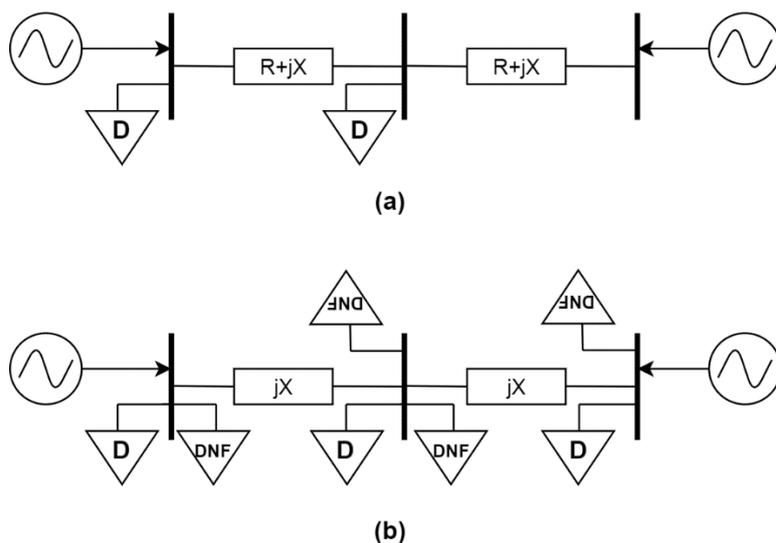
$$dnf_i(t) = \sum_{k \in \Omega_j} \left[ \frac{1}{2} f_k(t)^2 \cdot r_k \right], \quad (62)$$

em que:

$dnf_i(t)$ : Demanda Nodal Fictícia na barra  $i$  no tempo  $t$ ;

$\Omega_j$ : Conjunto de linhas de transmissão ligadas a barra  $i$ .

Figura 12 - Representação do (a) Sistema Normal (b) Sistema com DNF



Fonte: Próprio Autor

Dessa forma, a Equação geral (61) de restrição de fluxo na linha admite a modelagem apresentada na Equação (63):

$$-F^{max} \leq PTDF(pg - d - dnf) \leq F^{max}. \quad (63)$$

### 3.3.3 Sistema de Armazenamento de Energia - SAE

Os SAEs possuem características de operação próprias de acordo com sua natureza. Como mencionado anteriormente, o armazenamento de energia foi modelado como direcionado ao BESS e segue os trabalhos de (Wang, 2017), (Lu; Shahidehpour, 2005) e (FANG et al., 2016).

Quando analisado na literatura, é comum encontrar o termo SoC – *State-of-Charge* representando o nível percentual de armazenamento de energia no sistema, como mostrado na Equação (64):

$$soc_i(t) = \frac{e_i(t)}{e_i^{max}}, \quad (64)$$

em que:

$soc_i(t)$ : Nível de armazenamento da bateria na barra  $i$  no tempo  $t$  [%];

$e_i(t)$ : Energia armazenada disponível na barra  $i$  no tempo  $t$  [MWh];

$e_i^{max}$ : Capacidade máxima de armazenamento na barra  $i$  [MWh].

As variáveis  $e_i$  e  $soc_i$  possuem seus respectivos limites técnicos apresentados nas Equações 65 e 66:

$$e_i^{min} \leq e_i(t) \leq e_i^{max}, \quad (65)$$

$$soc_i^{min} \leq soc_i(t) \leq soc_i^{max}, \quad (66)$$

em que:

$e_i^{min}$ : Capacidade mínima de armazenamento na barra  $i$  [MWh].

$soc_i^{min}$ : Nível mínimo de armazenamento da bateria na barra  $i$  [%].

$soc_i^{max}$ : Nível máximo de armazenamento da bateria na barra  $i$  [%].

No intuito de reduzir o número de equações, pode-se combinar as Equações 64 e 66, obtendo a Equação (67) de restrição para o limite de energia armazenada disponível:

$$soc_i^{min} e_i^{max} \leq e_i(t) \leq soc_i^{max} e_i^{max}. \quad (67)$$

Tratando o SAE como uma fonte não convencional de energia, o estado de carga energético para o último período considerado deverá ser igual ao seu estado inicial da análise, não comprometendo a próxima programação de operação. Portanto, representa-se tal restrição pela Equação (68):

$$e_i(t_0) = e_i(T), \quad (68)$$

em que:

$e_i(t_0)$ : Energia inicialmente armazenada disponível na barra  $i$  para o período da simulação  $t$ . Neste caso,  $t_0 = 1$  [MWh];

$e_i(T)$ : Energia final que deverá estar armazenada na barra  $i$  para o período da simulação  $T$  [MWh];

Como a abordagem para a PDO é em um horizonte temporal de curto prazo, a capacidade de fornecimento de energia precisa levar em conta tanto a eficiência quanto a taxa de auto descarga do SAE. Desta forma, a real energia armazenada disponível para um determinado período  $t$  é restrita pela Equação (69):

$$e_i(t + 1) = (1 - \gamma_i) \cdot e_i(t) - \left( \frac{psd_i(t)}{\eta_i} - psc_i(t) \cdot \eta_i \right) \cdot \Delta t, \quad (69)$$

em que:

$\gamma_i$ : Taxa de auto descarga do SAE na barra  $i$  [%];

$\eta_i$ : Eficiência do SAE na barra  $i$  [%];

$psd_i(t)$ : Descarga do SAE na barra  $i$  no tempo  $t$  [MW];

$psc_i(t)$ : Carga do SAE na barra  $i$  no tempo  $t$  [MW];

$\Delta t$ : Intervalo entre dois tempos consecutivos. Neste caso,  $\Delta t = 1h$ .

A energia líquida utilizada no processo de carga ou descarga do SAE em uma barra relaciona as variáveis  $psd_i(t)$  e  $psc_i(t)$  pela Equação (70):

$$ps_i(t) = psd_i(t) - psc_i(t), \quad (70)$$

em que:

$ps_i(t)$ : Potência líquida do SAE na barra  $i$  no tempo  $t$  [MW].

No teorema apresentado em Zhang et al.(2016), tendo  $psd_i(t)$  e  $psc_i(t)$  como soluções de um problema de FPO, representam-se os limites de carga e descarga de forma independente para a formulação do problema:

$$0 \leq psc_i(t) \leq psc_i^{max}, \quad (71)$$

$$0 \leq psd_i(t) \leq psd_i^{max}, \quad (72)$$

em que:

$psc_i^{max}$ : Limite máximo de carga do SAE na barra  $i$  [MW];

$psd_i^{max}$ : Limite máximo de descarga do SAE na barra  $i$  [MW];

### 3.3.4 Capacidade de Geração

Na modelagem da geração para o problema de programação diária, a rigor, devem-se representar as características detalhadas das máquinas das centrais geradoras, levando a uma diminuição do grau de incerteza na operação diária.

Entretanto, como o objetivo é analisar a operação para o comportamento das curvas de geração e carga juntamente com a presença de SAEs e energia renovável, características de funcionamento não foram inseridas na modelagem, tendo as potências máximas e mínimas das centrais geradoras como restrições, juntamente com a restrição de rampa.

- **Centrais Hidrelétricas**

As UHEs possuem seus limites operativos vinculados a uma série de características como o potencial hidráulico do rio, perfil topográfico da região, nível do volume de armazenamento, altura de queda, vazão turbinada, etc. Com a

modelagem adotada, a restrição do limite operativo é mostrada pela Equação (73):

$$ph_i^{min} \leq ph_i(t) \leq ph_i^{max}, \quad (73)$$

em que:

$ph_i(t)$ : Potência gerada pela UHE na barra  $i$  no tempo  $t$  [MW];

$ph_i^{min}$ : Limite mínimo de potência na operação da UHE na barra  $i$  [MW];

$ph_i^{max}$ : Limite máximo de potência na operação da UHE na barra  $i$  [MW];

- **Centrais Eólica e Solar**

A modelagem adotada para a geração renovável neste trabalho foi a central eólica e solar devido à perspectiva de uma maior representatividade em termos de potência instalada no Brasil. A partir disso, a implementação não considera a geração renovável sendo abatida diretamente da carga, ou que não exista o controle da potência gerada como mostrado nos trabalhos de (ZHENG et al., 2015), (COTIA et al., 2019) e (IMANI et al, 2019). O posicionamento da geração eólica e solar é tratado como determinístico, permitindo a ampla variação da potência gerada com fins operativos, desde cortes parciais até a restrição total do fornecimento como mostrado na Equação (74) e (75):

$$0 \leq pw_i(t) \leq pw_i^*(t), \quad (74)$$

$$0 \leq pph_i(t) \leq pph_i^*(t), \quad (75)$$

em que:

$pw_i(t)$ : Potência gerada pela eólica na barra  $i$  no tempo  $t$  [MW];

$pw_i^*(t)$ : Previsão da potência gerada pela eólica na barra  $i$  no tempo  $t$  [MW];

$pph_i(t)$ : Potência gerada pela fotovoltaica na barra  $i$  no tempo  $t$  [MW];

$pph_i^*(t)$ : Previsão da potência gerada pela fotovoltaica na barra  $i$  no tempo  $t$  [MW];

- **Centrais Termelétricas**

Na formulação tradicional para este tipo de central, utiliza-se a potência gerada pela usina sujeita aos limites máximo e mínimo como mostrado pela Equação (76):

$$pt_i^{min} \leq pt_i(t) \leq pt_i^{max}, \quad (76)$$

em que:

$pt_i(t)$ : Potência gerada pela UTE na barra  $i$  no tempo  $t$  [MW];

$pt_i^{min}$ : Limite mínimo de potência na operação da UTE na barra  $i$  [MW];

$pt_i^{max}$ : Limite máximo de potência na operação da UTE na barra  $i$  [MW];

Pela característica do sistema elétrico de variar de forma brusca a quantidade de energia requerida e devido às limitações operativas das UTEs, é imposta a restrição de rampa no problema. Essa restrição acopla a potência gerada entre dois períodos consecutivos de uma unidade não permitindo variações abruptas.

Por essa restrição, o limite de variação de potência gerada em dois intervalos de tempo consecutivos é limitado aos valores individuais de cada central como mostrado pela Equação (77):

$$-\Delta rpt_i \leq pt_i(t) - pt_i(t-1) \leq \Delta rpt_i, \quad (77)$$

em que:

$\Delta rpt_i$ : Variação da potência gerada pela UTE na barra  $i$  em dois intervalos de tempo consecutivos [MW].

### 3.4 Formulação Geral do Processo Iterativo

Como abordado anteriormente, a otimização do problema da PDO precisa chegar ao menor custo viável pela função objetivo atendendo o balanço energético, elétrico e restrições individuais em cada barra do sistema e em todo o período estudado de forma conjunta.

Sob esse ponto de vista, as variáveis de decisão do problema são as gerações das unidades térmicas, hidráulicas e eólicas, além da quantidade de energia armazenada, carregada e descarregada pelo SAE. Embora na problemática determinística exista a curva de potência para as eólicas, como existe a possibilidade de *constrained-off* a mesma torna-se uma variável de controle.

Como citado anteriormente, a função objetivo considera apenas o custo de uso das térmicas e que são considerados nulos os custos operativos das usinas hidráulicas, eólicas e solar. Para fins de otimização, por considerar questões

operativas reais, o programa como ordem de prioridade as gerações eólicas e solares a fim de aproveitar o máximo da energia renovável, depois a geração pelo BESS e por fim a geração das hidráulicas, no intuito de se manter a água armazenada e maiores níveis dos reservatórios, embora o programa não modele a hidroelétrica dessa forma. Para tal, é estabelecido um custo ínfimo como peso para a escolha na otimização.

Então, considerando todas as expressões apresentadas nas seções 3.1, 3.2, e 3.3, o problema apresenta a seguinte formulação geral:

$$\text{Minimizar } ct = \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega_{pt}} [c_i \cdot pt_i(t)]$$

Sujeito a:

$$\sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot pg_i(t)] = \sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot d_i(t)] - pl(t) \quad t = 1, 2, \dots, T$$

$$ps_i(t) = psd_i(t) - psc_i(t) \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T$$

$$e_i(t+1) = (1 - \gamma_i) \cdot e_i(t) - \left( \frac{psd_i(t)}{\eta_i} - psc_i(t) \cdot \eta_i \right) \cdot \Delta t \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T$$

$$e_i(t_0) = e_i(T) \quad \forall i \in \Omega_i$$

$$-\Delta rpt_i \leq pt_i(t) - pt_i(t-1) \leq \Delta rpt_i \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T$$

$$-F_k^{max} \leq PTDF_{ki}(pg_i(t) - d_i(t) - dnf_i(t)) \leq F_k^{max} \quad \forall i \in \Omega_k, t = 1, 2, \dots, T$$

$$ph_i^{min} \leq ph_i(t) \leq ph_i^{max} \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T$$

$$pt_i^{min} \leq pt_i(t) \leq pt_i^{max} \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T$$

$$soc_i^{min} e_i^{max} \leq e_i(t) \leq soc_i^{max} e_i^{max} \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T$$

$$0 \leq pw_i(t) \leq pw_i^*(t) \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T$$

$$0 \leq psd_i(t) \leq psd_i^{max} \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T$$

$$0 \leq psc_i(t) \leq psc_i^{max} \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T$$

$$ph_i(t), pt_i(t), pw_i(t), pph_i(t), psd_i(t), psc_i(t), e_i(t) \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T$$

em que:

$$pg_i(t) = ph_i(t) + pt_i(t) + pw_i(t) + pph_i(t) + ps_i(t).$$

Analisado as equações, verifica-se que as variáveis  $mlf, mdf, dnf, pl$  influenciam diretamente no fluxo de carga das linhas, mas precisam de tal fluxo para ser calculadas. Desta forma, essas variáveis precisam ser inicializadas para um primeiro ciclo. Para contornar esse problema, primeiro resolve-se o FPO

adotando o  $mlf = 0$  (consequentemente  $mdf = 1$ ),  $dnf = 0$  e  $pl = 0$ , ou seja, não existindo as perdas energéticas para o sistema. Em seguida, após a obtenção do fluxo de carga, estimam-se tais variáveis e dá-se início ao processo iterativo definitivo, atualizando-as até atingir os critérios de parada da metodologia de PI.

A maneira de resolução do processo iterativo pode ser vista de forma resumida no Algoritmo 1:

#### Algoritmo 1 – Método de Resolução do Problema

1. Fazer  $mlf_i(t) = 0$ ,  $mdf_i(t) = 1$ ,  $pl(t) = 0$ ,  $dnf_i(t) = 0$  em  $k=0$ , sendo  $k$  o número da iteração;
2. Resolver DCOPF através da matriz PTDF e Otimizar pelo MPI Primal-Dual Predictor-Corretor;
3. Fazer  $k \leftarrow k + 1$  e atualizar  $mlf_i(t)$ ,  $mdf_i(t)$ ,  $pl(t)$ ,  $dnf_i(t)$  através das equações (58), (55), (56) e (62).
4. Resolver DCOPF através da matriz PTDF e Otimizar pelo MPI Primal-Dual Predictor-Corretor
5. Se

$$\left| \sum_{i=1}^{\Omega_n} pg_i^k - pg_i^{k-1} \right| < tol$$

sendo  $i \in \Omega_n$  e  $tol = 10^{-6}$ , então seguir para o passo 6. Senão, retornar para o passo 3.

6. Utilizar a Equação (80) para o cálculo o LMP (mostrado no próximo tópico). FIM.

Fonte: próprio autor.

### 3.5 Formação dos Preços Marginais Locacionais - LMP

O método de precificação alocado para todos os usuários é estratégico para recuperar o investimento e a operação da rede. Existem duas formas básicas de precificação: precificar a linha ou a energia. O primeiro trata de recuperar o investimento na rede para os operadores do sistema. Os métodos comuns incluem o preço relacionado a custos de investimentos, *Investment Cost-Related Pricing (ICRP)*, aplicado no Brasil (MARANGON et al., 2007), e custo incremental de longo prazo, *Long-run incremental cost (LRIC)*, no Reino Unido (LI; TOLLEY, 2007). Adotado pelos Estados Unidos, o principal método de

precificação de energia é o *Locational Marginal Pricing (LMP)* para o cálculo dos custos de energia em locais específicos (LI, 2007) (YAN et al., 2018).

Devido à paulatina desregulamentação que o mercado de energia elétrica vem sofrendo como apresentado em (CASTRO, 2017), e a tendência de modificação do perfil energético brasileiro junto às renováveis e SAEs, a forma que os preços atuais são projetados precisa se espelhar em mercados mais modernos. Nesse contexto, a teoria da precificação formulada em (Schweppe et al., 1988), e destacada para mercados mais modernos em (KORITAROV, 2004), traz o Preço Marginal Locacional – *LMP* como o sinal econômico comumente encontrado na literatura de mercados elétricos.

O LMP reflete o valor da energia em uma localidade específica e no momento em que ocorre o despacho. Como no problema é calculado após uma otimização, os valores dos LMPs representam o menor custo marginal para o suprimento energético do sistema por região. Pode ser utilizado tanto para calcular o mercado futuro, calculados a intervalos de hora em hora como em (YONG FU; ZUYI LI, 2006), como para o mercado spot de tempo real, de cinco em cinco minutos, visto em (RIVIER; PÉREZ-ARRIAGA, 1993).

A fim de se obter um melhor aproveitamento sob a perspectiva operativa e de formação dos preços, a sinalização de preço apresentada pelo LMP nas barras do sistema reflete características como o custo da geração de energia, análise de segurança operativa e perdas na transmissão. Assim, a decomposição dos LMPs associados aos nós do sistema, após a solução do FPO pode ser dado por:

$$lmp_i(t) = \frac{\partial L(t)}{\partial a_i(t)}, \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (78)$$

em que:

$lmp_i(t)$ : LMP da barra  $i$  no tempo  $t$  [R\$/MW];

$L(t)$ : Função Lagrangeana no tempo  $t$ .

De forma que:

$$\begin{aligned} L(t) = & \sum_{i \in \Omega_{pt}} [c_i \cdot pt_i(t)] - \lambda(t) \cdot [\sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot pg_i(t) - mdf_i(t) \cdot d_i(t)] + pl(t)] \\ & - \sum_{k \in \Omega_k} \overline{\pi(t)}_k \cdot [\sum_{i \in \Omega_i} [PTDF_{ki} (pg_i(t) - d_i(t) - dnf_i(t)) - F_k^{max}] \\ & - \sum_{k \in \Omega_k} \underline{\pi(t)}_k \cdot [\sum_{i \in \Omega_i} [PTDF_{ki} (d_i(t) - pg_i(t) + dnf_i(t)) + F_k^{max}];, \quad t = 1, 2, \dots, T \end{aligned} \quad (79)$$

em que:

$\lambda(t)$ : Multiplicador de Lagrange relacionado à restrição do balanço energético no tempo  $t$ ;

$\overline{\pi(t)}_k$ : Multiplicador de Lagrange relacionado à restrição do limite superior da linha  $k$  no tempo  $t$ ;

$\underline{\pi(t)}_k$ : Multiplicador de Lagrange relacionado à restrição do limite inferior da linha  $k$  no tempo  $t$ ;

Substituindo a Equação (79) na (78) e resolvendo, pode-se rearranjar o resultado e separa-lo em três parcelas:

$$lmp_i(t) = \overbrace{\lambda(t)}^{LMP_E} + \underbrace{\sum_{k \in \Omega_k} \overline{\pi(t)}_k \cdot PTDF_{ki} - \sum_{k \in \Omega_k} \underline{\pi(t)}_k \cdot PTDF_{ki}}_{LMP_C} + \overbrace{\lambda(t)[mdf_i(t) - 1]}^{LMP_P}$$

$$\forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (80)$$

em que:

$LMP_E$ : Parcela do preço marginal da energia baseado no custo da geração no tempo  $t$  [R\$/MW];

$LMP_C$ : Parcela do preço marginal da energia baseado no congestionamento da linha  $k$  devido à variação na barra  $i$  no tempo  $t$  [R\$/MW];

$LMP_P$ : Parcela do preço marginal da energia baseado na perda marginal da barra  $i$  no tempo  $t$  [R\$/MW].

A parcela do preço marginal de energia refere-se ao valor pago envolvendo os combustíveis das geradoras, e apresenta-se como um valor único ignorando as perdas e a congestão para todo o sistema. Refere-se ao custo da fonte geradora disponível mais barata para atender a variação de 1 MW na unidade de consumo.

Já a parcela do preço marginal devido a congestionamento surge quando a energia de menor custo ainda está disponível, mas não pode ser despachada para todas as cargas devido a capacidade de transmissão nas instalações não estarem adequadas para entregar essa energia. Isso contribui para elevar o custo na barra que encontra-se em restrição com o despacho de geradores mais caros no próprio local.

A última parcela apresentada envolve as perdas devido às características elétricas do sistema, e por esse motivo varia a depender da localidade da geração

e carga. As perdas são sempre calculadas com relação ao preço marginal de energia do sistema, paga pela carga e recebida como benefício pelo gerador. Quanto mais energia for transmitida por uma linha de transmissão, maiores serão as perdas e conseqüentemente a parcela do preço marginal da energia baseado na perda marginal da barra.

## 4 RESULTADOS

Neste capítulo apresentam-se os resultados de validação para a metodologia apresentada anteriormente e a aplicação para um modelo padrão IEEE adaptado para o sistema Nordeste na problemática da PDO com a penetração das renováveis e armazenamento de energia influenciando no cálculo do LMP. Todos os problemas foram resolvidos no *software* MATLAB®.

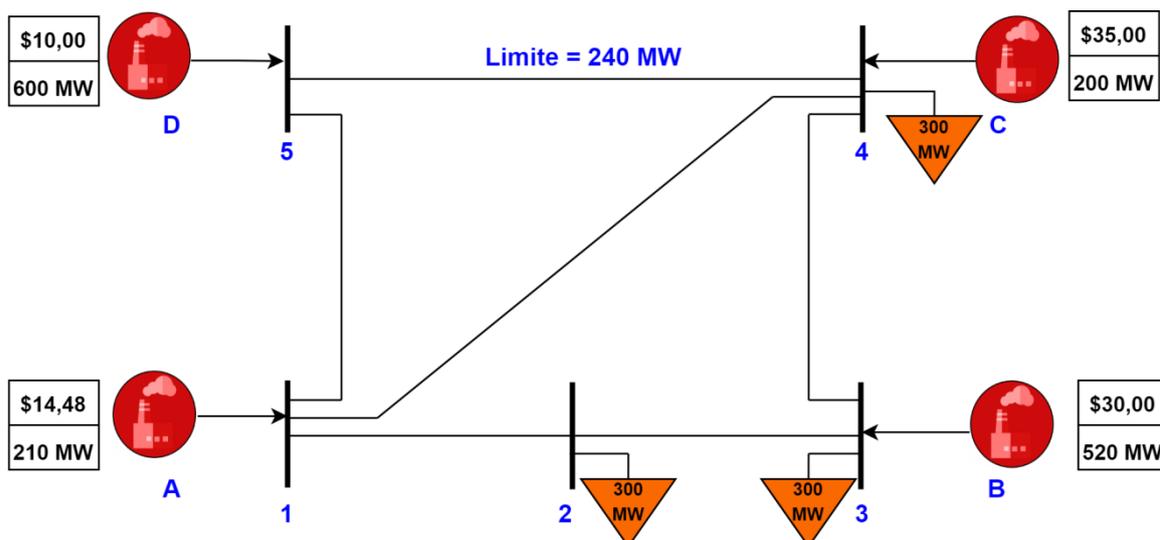
### 4.1 Sistema Teste

Para o modelo teste utilizou-se o sistema PJM de 5 barras encontrado em (LI; BO, 2007; BO; LI, 2008; HU et al., 2010; JAIN; MAHAJAN, 2017) reunindo os dados necessários para a análise. É apresentada uma avaliação comparativa dos resultados do MPI Primal-Dual Preditor-Corretor implementado com os da função *Linprog* presente na *toolbox* do *software* MATLAB e com o sistema de (LI; BO, 2007).

#### 4.1.1 O sistema teste

É considerado o sistema de 5 barras apresentado na Figura 13 abaixo:

Figura 13 - Caso Base Adaptado PJM - 5 Barras



Fonte: próprio Autor

Esse sistema é composto por quatro usinas termelétricas com as características de potências mínima ( $pt^{min}$ ) e máxima ( $pt^{max}$ ), rampas ( $\Delta r_{pt}$ ) e

custos (**C**) descritos na Tabela 2, não existindo a presença de geração eólica, solar e SAEs.

Tabela 2 - Características das UTEs

UTE	$pt^{min}$ [MW]	$pt^{max}$ [MW]	$\Delta rpt$ [MW/h]	<b>C</b> [\$/MWh]
<b>A</b>	0	210	210	14,48
<b>B</b>	0	520	260	30
<b>C</b>	0	200	100	35
<b>D</b>	0	600	300	10

Fonte: (LI; BO, 2007; BO; LI, 2008; HU et al., 2010; JAIN; MAHAJAN, 2017)

Observa-se que em comparação ao sistema original adotado como base, os limites mínimos de todas as unidades geradoras foram colocados para zero, possibilitando agora o desligamento das termelétricas. Outra consideração adotada foi a unificação das máquinas da usina, tornando-a acoplada à barra. A barra adotada como referência foi a 4.

Preservando a identidade do sistema, a demanda foi considerada igual e fixa nas barras 2, 3 e 4 com o valor de 300 MW e os dados das linhas são mostrados na Tabela 3:

Tabela 3 - Parâmetros de Linha

Linha	$R$ [p.u.]	$X$ [p.u.]	$F^{max}$ [MW]
<b>1-2</b>	0,00281	0,0281	ilimitado
<b>1-4</b>	0,00304	0,0304	ilimitado
<b>1-5</b>	0,00064	0,0064	ilimitado
<b>2-3</b>	0,00108	0,0108	ilimitado
<b>3-4</b>	0,00297	0,0297	ilimitado
<b>4-5</b>	0,00297	0,0297	240

\*\*Potência de base: 100MVA

Fonte: (LI; BO, 2007; BO; LI, 2008; HU et al., 2010; JAIN; MAHAJAN, 2017)

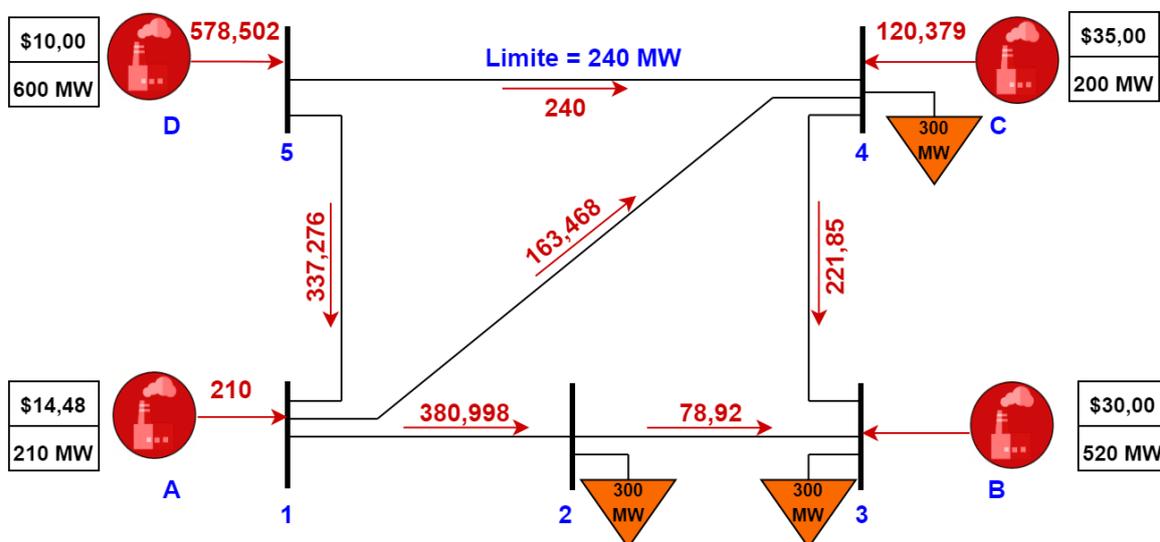
#### 4.1.2 Resultados e Análise do Sistema Teste

A solução resultante do MPI Primal-Dual Preditor-Corretor implementado apresentou o mesmo resultado do *Linprog* do MATLAB, o qual pode ser visto na Tabela 4 e Figura 14 e resultados de fluxo de potência e potências injetadas muito semelhantes aos obtidos em (LI; BO, 2007), mostrado na Tabela 5 e 6:

Tabela 4 - Resultados para o Sistema Teste

Barra	$pg$ [MW]	$dnf$ [MW]	$mlf$	$LMP_E$ [\$/MWh]	$LMP_C$ [\$/MWh]	$LMP_P$ [\$/MWh]
1	210	2,81	0,011		-6,588	-0,253
2	0	2,073	-0,01		1,165	0,232
3	0	0,764	- 0,012	22,69	4,144	0,271
4	120,379	1,992	0,001		12,338	-0,028
5	578,502	1,219	0,015		-12,338	-0,3515
<b>Custo Operacional</b>						
<b>[\$]:</b>					13.039,091	

Figura 14 - Resultados dos Fluxos para o Sistema Teste



Fonte: próprio autor

Tabela 5 - Comparação das Gerações com os Resultados de (LI; BO, 2007)

<b>Barra</b>	<b><math>pg^1</math></b> <b>[MW]</b>	<b><math>pg^2</math></b> <b>[MW]</b>	<b><i>Erro</i></b> <b>[%]</b>
<b>1</b>	210	210	0
<b>2</b>	0	0	0
<b>3</b>	0	0	0
<b>4</b>	120,379	120,39	$9 \cdot 10^{-5}$
<b>5</b>	578,502	578,49	$2,1 \cdot 10^{-5}$

em que:

$pg^1$ : Potência injetada pelo gerador do sistema teste [MW];

$pg^2$ : Potência injetada pelo gerador do sistema (LI; BO, 2007) [MW].

Tabela 6 - Comparação dos Fluxos com os Resultados de (LI; BO, 2007)

<b>Linha</b>	<b><i>Fluxo</i><sup>1</sup></b> <b>[MW]</b>	<b><i>Fluxo</i><sup>2</sup></b> <b>[MW]</b>	<b><i>Erro</i></b> <b>[%]</b>
<b>1-2</b>	380,998	380,99	$2,1 \cdot 10^{-5}$
<b>1-4</b>	163,468	163,47	$1,2 \cdot 10^{-5}$
<b>1-5</b>	-337,28	-337,27	$1,8 \cdot 10^{-5}$
<b>2-3</b>	78,92	78,92	0
<b>3-4</b>	-221,85	-221,84	$4,5 \cdot 10^{-5}$
<b>4-5</b>	-240	-240	0

em que:

$Fluxo^1$ : Fluxo resultante na linha do sistema teste;

$Fluxo^2$ : Fluxo resultante na linha do sistema teste (LI; BO, 2007).

Para ambos os casos, não foi utilizada uma curva de carga para as 24 horas, como espera-se para uma PDO, já que o intuito aqui foi obter os mesmos resultados ótimos do processo de otimização implementado no trabalho.

Nota-se uma pequena divergência de fluxos e gerações em relação ao trabalho de (Li; Bo, 2007). Mas como não se deixa claro o método de otimização

utilizado por ele e todos os critérios de convergência, devido ao baixo erro percentual, considera-se que os resultados aqui obtidos estão corretos.

Analisando a Figura 14 nota-se que a linha entre as barras 4 e 5 aparece no limite da capacidade permitida do fluxo, apresentando congestionamento. Esse congestionamento influencia no curso natural e até intuitivo da distribuição do fluxo de potência na malha, já que observa-se que o despacho por ordem de mérito dos geradores não é exatamente obedecida. Isso só ocorreria na ausência de restrição nas linhas do sistema.

Quando há congestionamento de transmissão, a distribuição dos fluxos fica comprometida porque passa a existir segmentação no mercado. A localização dessa restrição influi diretamente no custo final da operação e no preço marginal, já que o novo despacho vai estar diretamente relacionado com a sensibilidade da rede elétrica, ou de forma simples, relacionado com a matriz sensibilidade *PTDF*. Dessa forma, o custo marginal de atender a demanda em um local é diferente do custo marginal de atender a demanda em outro local já que os geradores possuem custos e ofertas de suprimento diferentes, ou seja, LMPs diferentes.

Analisando os *LMPs* da Tabela 4, notam-se componentes negativas para duas parcelas do *LMP*. A primeira é o  $LMP_C$  que, como mencionado anteriormente, representa a influência do congestionamento, em termos monetários, no custo de operação total do sistema em relação ao custo marginal da operação. Ou seja, o preço marginal locacional de congestionamento, que está associado à passagem de 1 unidade de potência a mais por determinada linha congestionada, é correlacionada pela diferença no sistema dos custos das térmicas e da variação de suas potências para proporcionar tal incremento de fluxo. Com essa ampliação da capacidade, o contexto de distribuição de fluxo e geração de contra fluxo nas linhas irá mudar. Como toda a análise do sistema é refletida para as barras, o peso de determinado congestionamento de linha, será diluído através da *PTDF* para as barras. Caso o  $LMP_C$  apresenta-se com valor negativo, o acréscimo de 1 unidade de potência àquela barra, devido ao congestionamento, irá diminuir o custo de operação do sistema. Comporta-se de forma complementar em caso de  $LMP_C$  positivo.

A segunda parcela é o  $LMP_P$ , que é o preço incremental das perdas em um barramento com base em fatores de perda marginal na otimização. Os custos

dessas perdas são devidos a um aumento ou modificação na geração de uma barra, causado pela variação de carga ou limite de linha, que implica a mudança da dinâmica dos fluxos e contra fluxos das linhas do sistema elétrico. Como tais fluxos são diretamente proporcionais às perdas do sistema, o sinal positivo ou negativo do  $LMP_p$  indica o incremento ou o benefício das perdas ocasionada pela alteração de 1 unidade de potência.

A leitura final para a simulação acima, é que a matriz de sensibilidade  $PTDF$  influencia na tomada de decisão do despacho quando consideradas as perdas e restrições para o sistema. O preço marginal da energia em barras com restrição termina sendo mais caro do que em barras irrestritas e a não contabilização das perdas para o despacho econômico ótimo provoca uma geração insuficiente, observado no somatório das gerações da primeira coluna da Tabela 5 em comparação a demanda total do sistema ( $908,78-900=8,78$  MW de perdas). Já o congestionamento apesar de interferir diretamente no preço marginal, na realidade torna-se um indicador ativo de possíveis necessidades do sistema, principalmente a partir do momento da inserção de um grande número de fontes intermitentes escoando por linhas já existentes e variações instantâneas da demanda.

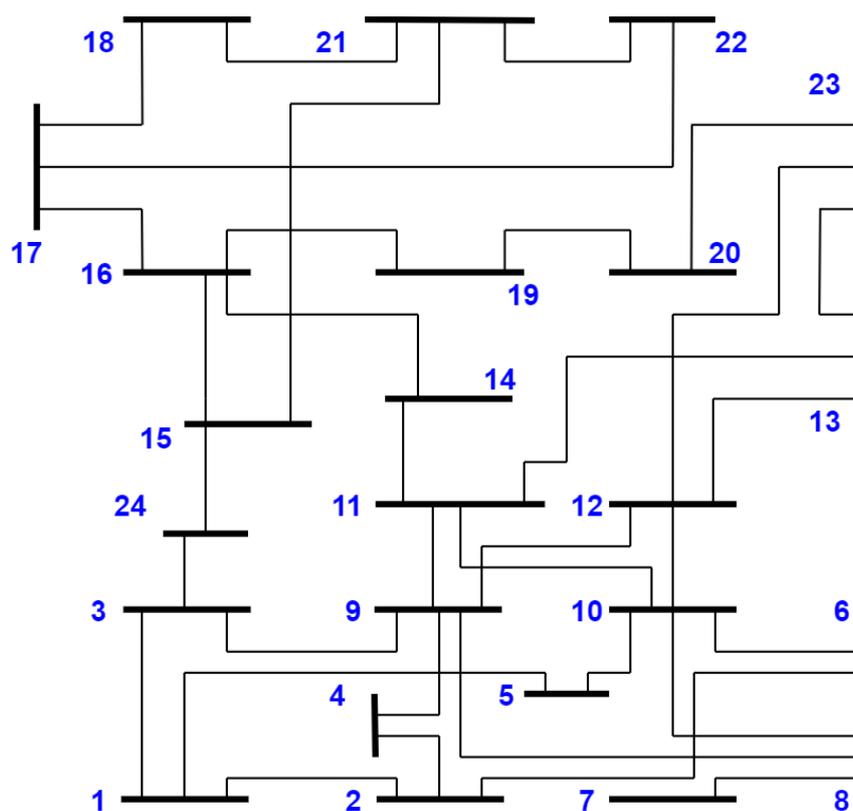
## **4.2 Sistema de Estudo IEEE 24 adaptado**

Após validação do método no tópico anterior, a análise será aplicada a um sistema modificado do IEEE Reliability Test System – RTS de 24 barras e 34 circuitos encontrado em (GRIGG et al., 1999; BORGES et al., 2019). A adaptação desse sistema tem por objetivo simular o que hoje é encontrado no Nordeste do Brasil com relação ao avanço das fontes renováveis em interação com a curva de carga e geradores térmicos e hidráulico.

### **4.2.1 O sistema**

O sistema original considerado de 24 barras é apresentado de forma simplificada na Figura 15 abaixo:

Figura 15 - Diagrama IEEE 24 Barras



Fonte: próprio autor

As informações do sistema de transmissão são apresentadas na Tabela 7. Esta mostra os dados originais da resistência e reatância dos circuitos, assim como as capacidades original e reduzida para 85%. Esta última informação é necessária para tornar os circuitos mais restritivos e próximos, em alguns trechos e horários, dos fluxos despachados, tornando possível determinadas análises de situações que passaram a ocorrer na configuração real do sistema.

Tabela 7 - Parâmetros de Linha

Linha	$R$ [p.u.]	$X$ [p.u.]	$F^{\max}$ [MW]	$F^{\max}$
				Reduzido [MW]]
1-2	0,0026	0,0139	175	148,75
1-3	0,0546	0,2112	175	148,75
1-5	0,0218	0,0845	175	148,75
2-4	0,0328	0,1267	175	148,75
2-6	0,0497	0,192	175	148,75

<b>3-9</b>	0,0308	0,119	175	148,75
<b>3-24</b>	0,0023	0,0839	400	340
<b>4-9</b>	0,0268	0,1037	175	148,75
<b>5-10</b>	0,0228	0,0883	175	148,75
<b>6-10</b>	0,0139	0,0605	175	148,75
<b>7-8</b>	0,0159	0,0614	175	148,75
<b>8-9</b>	0,0427	0,1651	175	148,75
<b>8-10</b>	0,0427	0,1651	175	148,75
<b>9-11</b>	0,0023	0,0839	400	340
<b>9-12</b>	0,0023	0,0839	400	340
<b>10-11</b>	0,0023	0,0839	400	340
<b>10-12</b>	0,0023	0,0839	400	340
<b>11-13</b>	0,0061	0,0476	500	425
<b>11-14</b>	0,0054	0,0418	500	425
<b>12-13</b>	0,0061	0,0476	500	425
<b>12-23</b>	0,0124	0,0966	500	425
<b>13-23</b>	0,0111	0,0865	500	425
<b>14-16</b>	0,005	0,0389	500	425
<b>15-16</b>	0,0022	0,0173	500	425
<b>15-21</b>	0,0063	0,049	500	425
<b>15-24</b>	0,0067	0,0519	500	425
<b>16-17</b>	0,0033	0,0259	500	425
<b>16-19</b>	0,003	0,0231	500	425
<b>17-18</b>	0,0018	0,0144	500	425
<b>17-22</b>	0,0135	0,1053	500	425
<b>18-21</b>	0,0033	0,0259	500	425
<b>19-20</b>	0,0051	0,0396	500	425
<b>20-23</b>	0,0028	0,0216	500	425

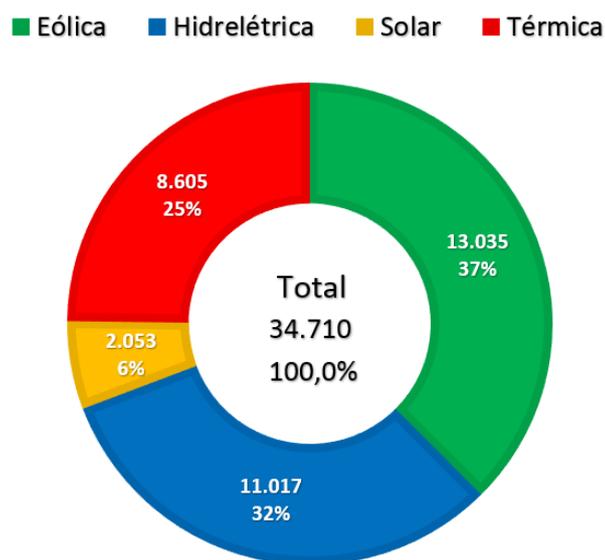
21-22	0,0087	0,0678	500	425
-------	--------	--------	-----	-----

Fonte: (LI; BO, 2007; BO; LI, 2008; HU et al., 2010; JAIN; MAHAJAN, 2017)

O parque gerador foi composto baseado na configuração percentual dos tipos de fontes energéticas presentes na Região Nordeste do Brasil apresentado pelo Operador Nacional do Sistema em (ONS, 2020) no mês de agosto de 2019. Dessa forma, a potência instalada original por barra manteve-se aproximadamente a mesma, mas o parque gerador do sistema original variou percentualmente entre usinas hidráulica, térmica, eólica e solar, como mostrado na Figura 16 e apresentado nos tópicos subsequentes.

Nota-se que em todas as tabelas de distribuição de potência dos geradores a seguir existe uma coluna de Potência Adaptada. Este valor refere-se a um valor médio de potência adicionada para todos os geradores do sistema a fim de igualar com a potência original total do IEE RTS de 24 barras.

Figura 16 - Capacidade Instalada por Tipo de Usina no Nordeste em Agosto/2019



Fonte: (ONS, 2020)

#### 4.2.1.1 *Parque Gerador Hidráulico*

É baseado em usinas reais do Nordeste brasileiro extraídas de (ONS, 2020), cujo os dados necessários para o estudo são apresentados na Tabela 8.

Dentre os geradores disponíveis do sistema original, escolheram-se as duas maiores barras com potência instalada ( $pt^{max}$ ) para representar as usinas hidráulicas. As características utilizadas para a simulação foram suas

capacidades máxima e mínima de geração, tendo o custo de geração hidráulica (ou custo da água) considerado igual a zero.

Tabela 8 - Parque Gerador Hidráulico

Barra	$pt^{\max}$	$pt^{\max}$	$pt^{\min}$	$pt$	Usina de Referência
	Original	Modificada	Modificada	Adaptada	
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
13	591	462	210	15,48	Itapebi
23	660	794,2	260	15,48	Paulo Afonso III
<b>Total</b>	1251	1256,2	470	-	-

#### 4.2.1.2 Parque Gerador Térmico

O percentual das térmicas apresentado na Figura 16 foi distribuído em duas barras do sistema original, como mostra a Tabela 9, aproximando ao máximo das potências iniciais. As rampas de tomada e de descida de carga para tais usinas foram baseadas em suas respectivas capacidades mínimas e os custos operacionais foram obtidos de usinas de mesmo porte e tipo de combustível, sendo baseadas em usinas reais do Nordeste brasileiro extraídas de (ONS, 2020) e (ANEEL, 2020).

Tabela 9 - Parque Gerador Térmico

Barra	$pt^{\max}$	$pt^{\max}$	$pt^{\min}$	$pt$	$\Delta r_{pt}$ [MW/h]	C [US\$/MWh]	Usina de Referência
	Original [MW]	Modificada [MW]	Modificada [MW]	Adaptada [MW]			
18	400	381	95	15,48	95	300	Suape II
21	400	365	91	15,48	91	174,84	Porto Pecém II
<b>Total</b>	800	746	186	-	-	-	-

#### 4.2.1.3 Parque Gerador Eólico

Devido ao maior percentual e perspectiva de crescimento, os geradores eólicos foram distribuídos em um número maior de barras com menor potência,

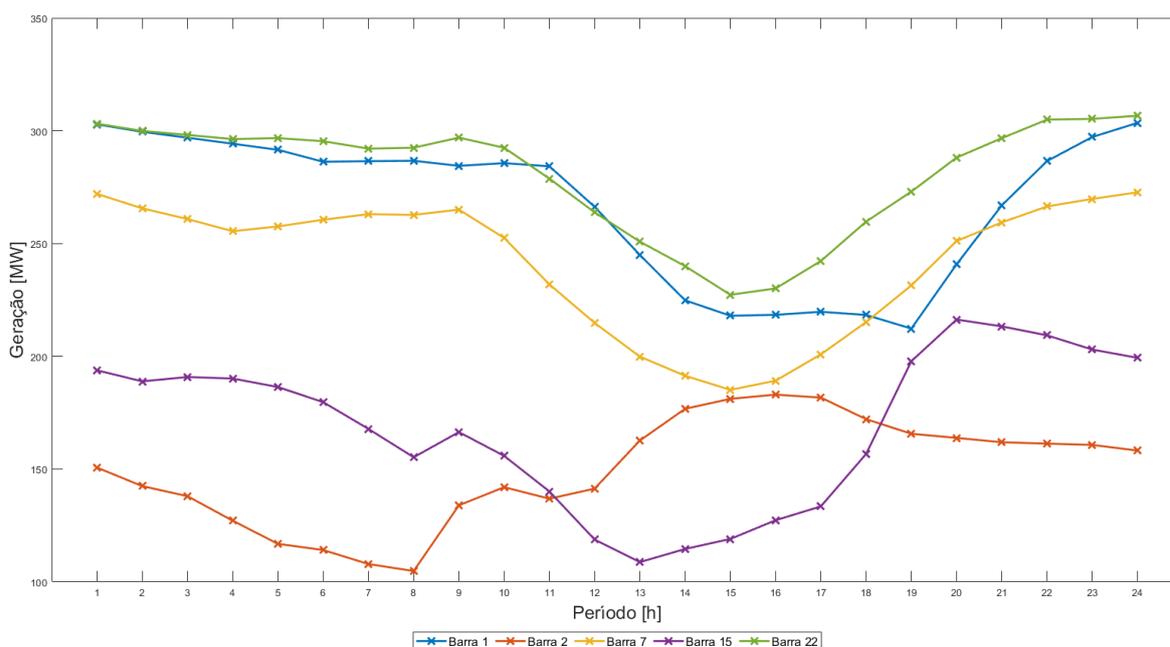
visto na Tabela 10. O valor líquido gerado por usina foi obtido das curvas de gerações reais de usinas do Nordeste brasileiro extraídas de (ONS, 2020) e discretizadas em base horária para 24 horas. O custo da geração eólica, assim como a hidráulica, é considerado zero, mas estabeleceu-se uma ordem de prioridade do despacho da eólica em relação ao hidráulico.

Como pode ser visto no Gráfico 3, as características das curvas de geração eólica são diferentes devido à escolha dos parques em diferentes regiões do Nordeste. Para todas as curvas, a data referência foi agosto de 2019, em que se constata o mês com maior abundância de ventos.

Tabela 10 - Parque Gerador Eólico

<b>Barra</b>	<b>Capacidade Original [MW]</b>	<b>Capacidade Modificada [MW]</b>	<b>pt Adaptada [MW]</b>	<b>Usina de Referência</b>
<b>01</b>	193	320	15,48	Conj. Eól. Amazonas Chapada I - PI
<b>02</b>	192	167	15,48	Conj. Eól. Amazonas Itarema V – CE
<b>07</b>	300	257	15,48	Conj. Eól. Amazonas Campo Largo – BA
<b>15</b>	215	200	15,48	Conj. Eól. Amazonas – RN
<b>22</b>	300	291	15,48	Conj. Eól. Amazonas Umburanas - BA
<b>Total</b>	1200	1235	-	-

Gráfico 3 - Curvas de Geração Eólica



#### 4.2.1.4 Parque Gerador Solar

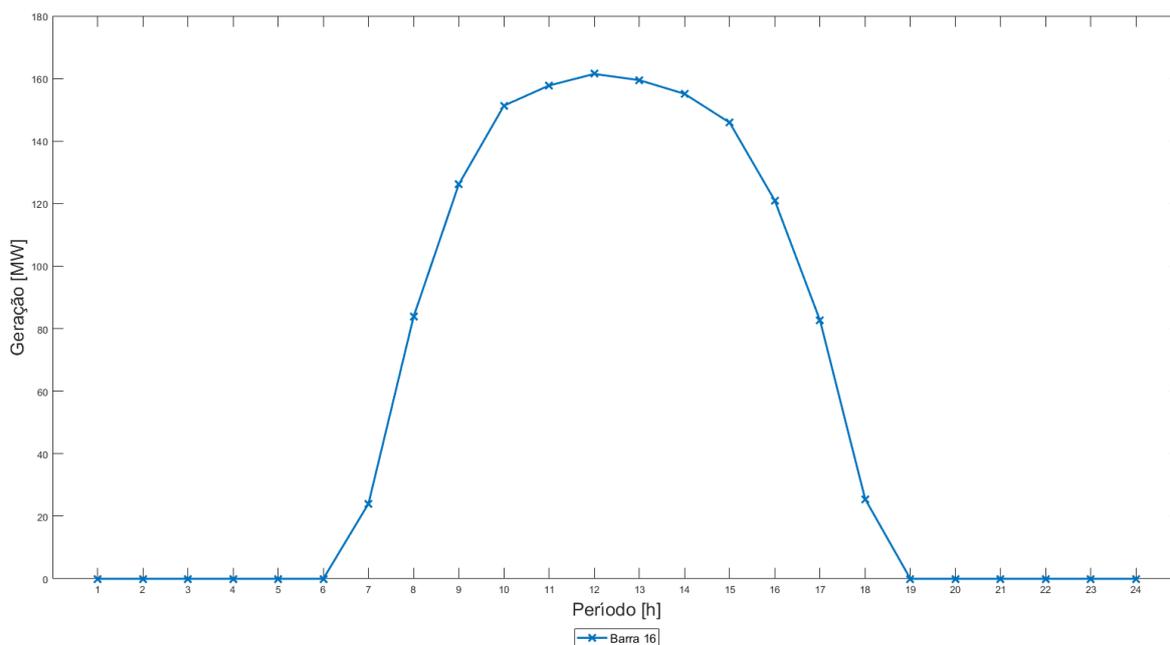
Embora esse tipo de geração desponte atualmente com uma enorme perspectiva, a representatividade percentual no período de agosto de 2019 ainda é baixa. Desta forma, o parque gerador solar foi representado em uma barra de forma centralizada, Tabela 11.

O valor líquido gerado pela fazenda solar foi obtido da curva de geração real baseado em uma usina do Nordeste brasileiro extraídas de (ONS, 2020), Gráfico 4. O custo da geração solar, assim como a eólica, é considerado zero, mas sem ordem de prioridade do despacho em relação à eólica e com prioridade à hidroelétrica.

Tabela 11 - Parque Gerador Solar

Barra	Capacidade Original [MW]	Capacidade Modificada [MW]	pt Adaptada [MW]	Usina de Referência
16	155	145	15,48	Ituverava - BA
<b>Total</b>	155	145	-	-

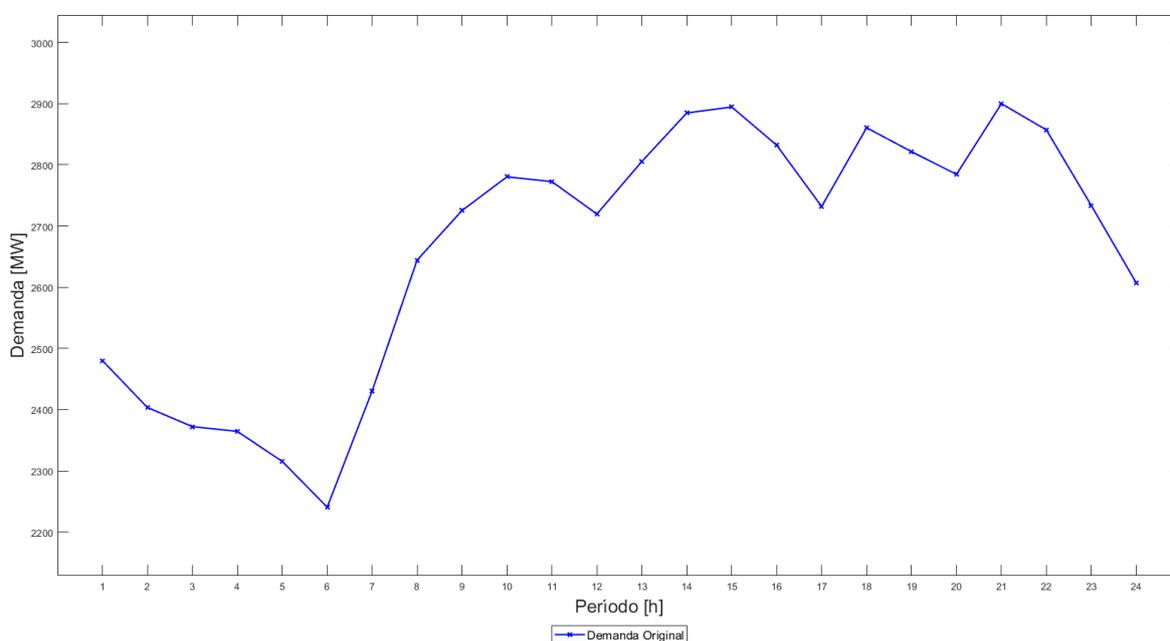
Gráfico 4 - Grafico da Geração Solar



#### 4.2.1.5 Curva de Carga

A curva de carga foi obtida, mais uma vez, em (ONS, 2020) para o mês de agosto de 2019 em base horária para 24 horas. No intuito de se preservar ao máximo a configuração do sistema original, a curva original foi normalizada e aplicado um fator no valor de 2900 que representa aproximadamente a carga instalada máxima do sistema IEE 24 barras, como pode ser visto no Gráfico 5:

Gráfico 5: Gráfico da Curva de Carga

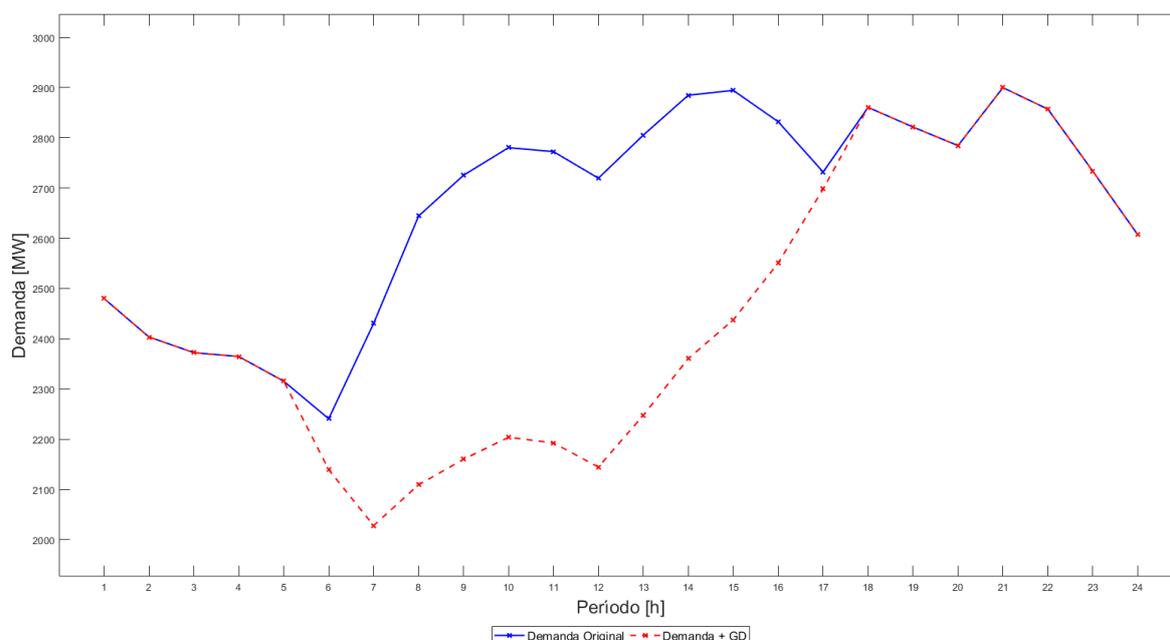


#### 4.2.1.6 *Inclusão da Geração Distribuída*

Ao longo do texto foi frisado que embora o problema seja determinístico com a curva de potência para eólica e solar, foi implementada a possibilidade de corte dessas gerações (*constrained-off*) tornando-as variáveis de controle.

De acordo com (PDE, 2029), existe previsão para uma grande oferta de Geração Distribuída (GD), principalmente solar fotovoltaica. Assim, como essa forma de oferta não é despachável, é utilizado o abatimento direto na curva horária da demanda com um fator de impacto de 20% da demanda máxima, como mostrado o Gráfico 6:

Gráfico 6 - Gráfico Resultante da Demanda



#### 4.2.1.7 *Sistema de Armazenamento de Energia (SAE)*

Pela análise do sistema sem a presença do SAE, optou-se por inserir um único sistema de armazenamento onde existisse limitação em relação ao despacho da geração eólica. A dimensão do SAE foi baseada em informações obtidas em (PRPA, 2017) de sistemas que já são aplicados na prática, e suas características foram adaptadas em dados utilizados na literatura, como mostrado na Tabela 12.

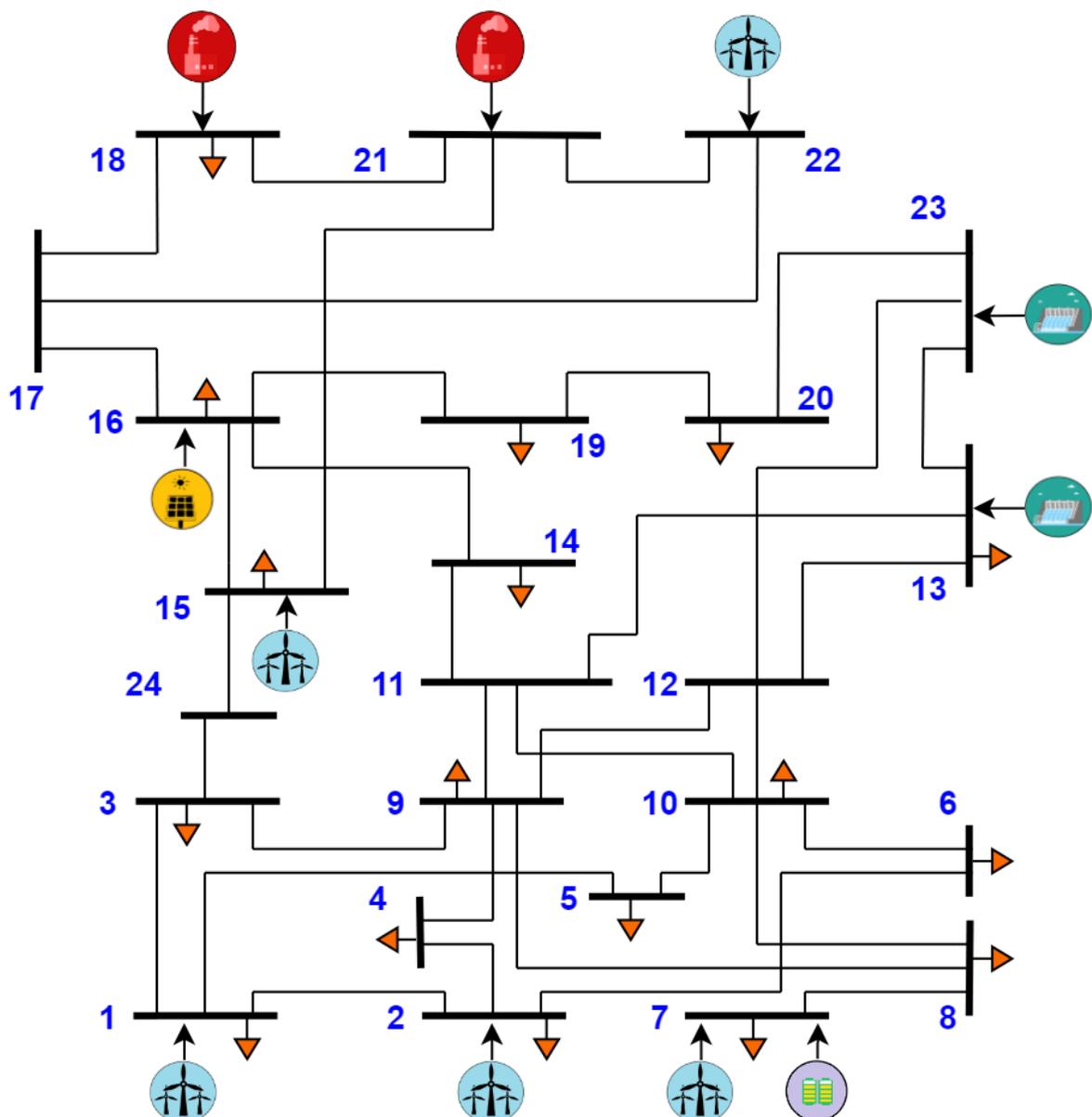
Tabela 12 - Parâmetros do SAE

Barra	$psd^{max}$ e $psc^{max}$ [MW]	$e^{max}$ [MWh]	$\gamma$ [%]	$\eta$ [%]	$soc^{min}$ [%]	$soc^{max}$ [%]	$soc^{inicial}$ [%]
7	50	200	0.02	95	10	90	10
Total	50	200	-	-	-	-	-

#### 4.2.2 Sistema em análise final

De forma compacta, a distribuição e informações dos parques geradores apresentam-se na Figura 17 abaixo:

Figura 17 - Diagrama Modificado do IEEE 24 Barras



Fonte: próprio autor

### 4.2.3 Resultados e Análise do Sistema Teste

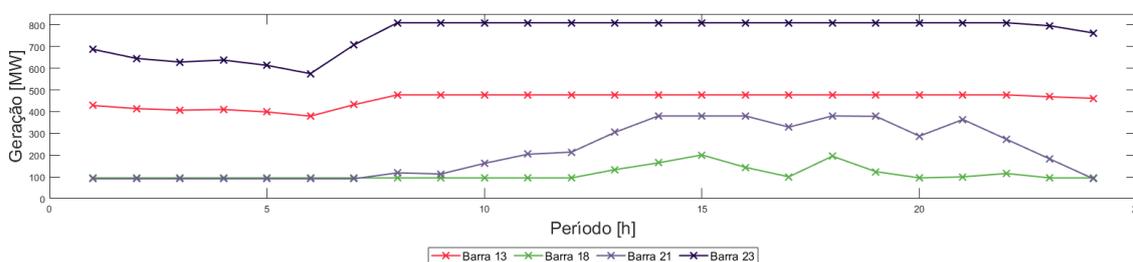
Para o estudo final do trabalho, são elencados três cenários conforme histórico de surgimento/implementação de fontes geradoras. Tais cenários abrangem a utilização ou não do Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) e da Geração Distribuída (GD).

#### 4.2.3.1 Análise do cenário com ausência do SAE e da GD

O cenário escolhido foi para um ambiente que já contava com a presença de grandes parques eólicos no Nordeste, mas que o impacto energético de normas regulamentadoras para a GD, como a NR 482 e 687, e a viabilidade de uso de baterias como SAE ainda não era uma realidade.

O Gráfico 7 mostra o comportamento dos geradores térmicos (Barras 18 e 21) e hidráulicos (Barras 13 e 23) para as 24 horas de operação para o atendimento da demanda mostrada no Gráfico 5. A participação da geração eólica, descrito ao longo do tópico 4.2 e mostrada nos Gráficos 3 e 4, influencia diretamente a dinâmica de funcionamento desses geradores e conseqüentemente no CMO do sistema, visto mais à frente.

Gráfico 7 - Comportamento dos Geradores Térmicos e Hidráulicos do Primeiro Cenário

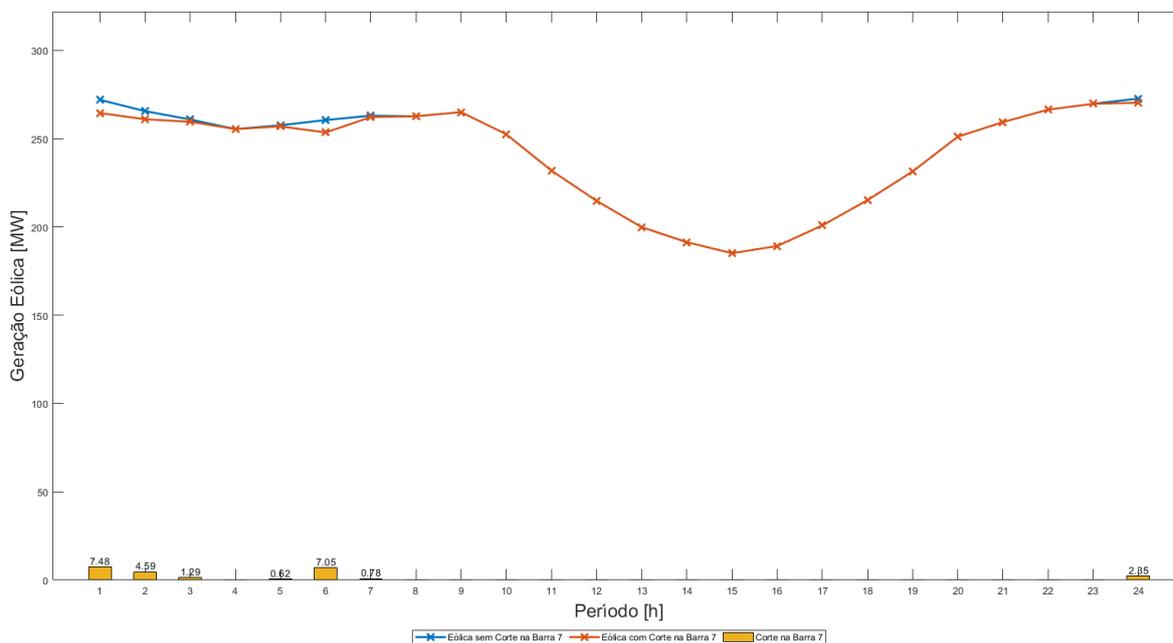


Como dito anteriormente, a utilização dos geradores eólicos foi implementada como variável de decisão, podendo ser operado caso necessário. Vemos que há uma postergação natural do acionamento dos geradores térmicos, além da sua operação mínima, devido ao conjunto de eólicas.

A operação dos geradores eólicos se dá conforme suas disponibilidades máximas mostrado no Gráfico 3, com a exceção do aerogerador alocado na barra 7. Para tal, houve o *constrained-off*, mostrado no Gráfico 8, ocasionado pelo congestionamento da linha de exportação envolvendo as barras 7 e 8. Tal situação aparece todas as vezes que a disponibilidade de geração da usina eólica

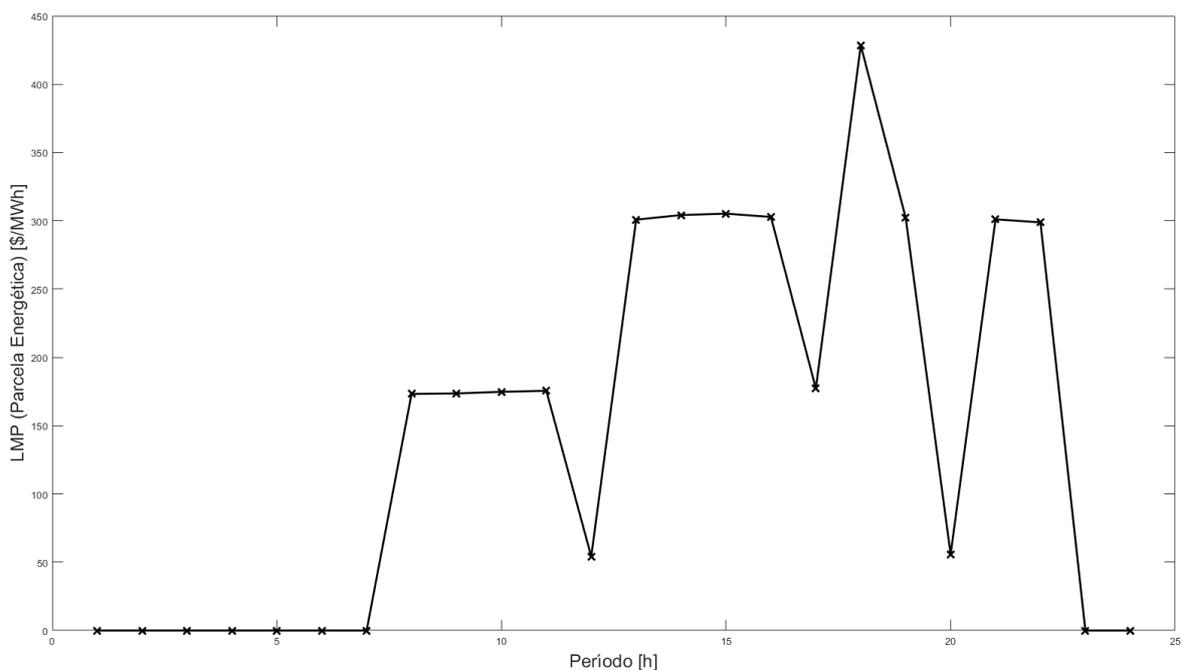
da barra 7 supre totalmente a carga local e é limitada pela restrição da capacidade máxima de fluxo da linha. No caso simulado, houve um corte total de aproximadamente 24,17 MW de geração eólica com um custo médio horário da operação diária de US\$ 71.494,77.

Gráfico 8 - Comparação entre a Geração máxima e a Despachada na Barra 7 do Primeiro Cenário



Os comportamentos das gerações e do corte refletem-se no preço nodal de operação do sistema, funcionando como um sinal econômico para o operador e participantes do mercado. A interpretação do LMP energético (ou CMO) do Gráfico 9, por exemplo, nos mostra que o despacho, mesmo com corte da geração, foi por ordem de mérito, já que manteve-se com valor nulo, nos mesmos horários de registro do *constrained-off* e sem o acionamento das termelétricas.

Gráfico 9 - LMP Energético do Primeiro Cenário



A composição final do LMP, Gráfico 12, para um real sinal da operação de rede, como apresentada ao longo do trabalho, agrega ainda a parcela de congestionamento e a de perdas, mostradas respectivamente no Gráfico 10 e 11.

Gráfico 10 - LMP de Congestionamento do Primeiro Cenário

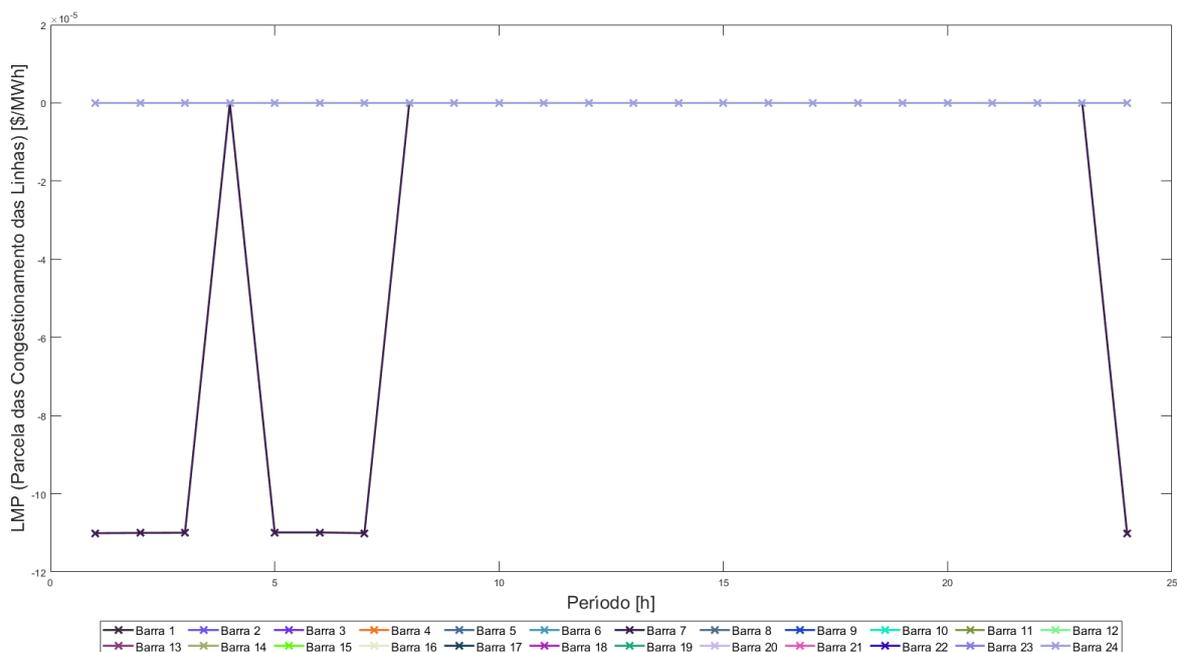
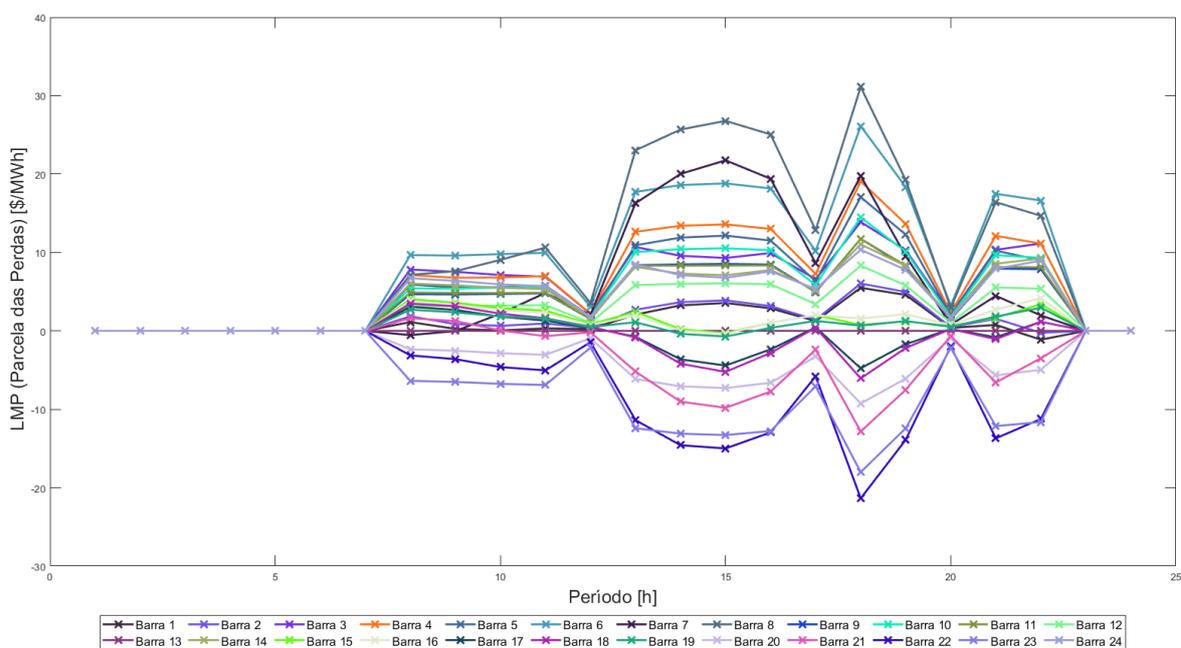
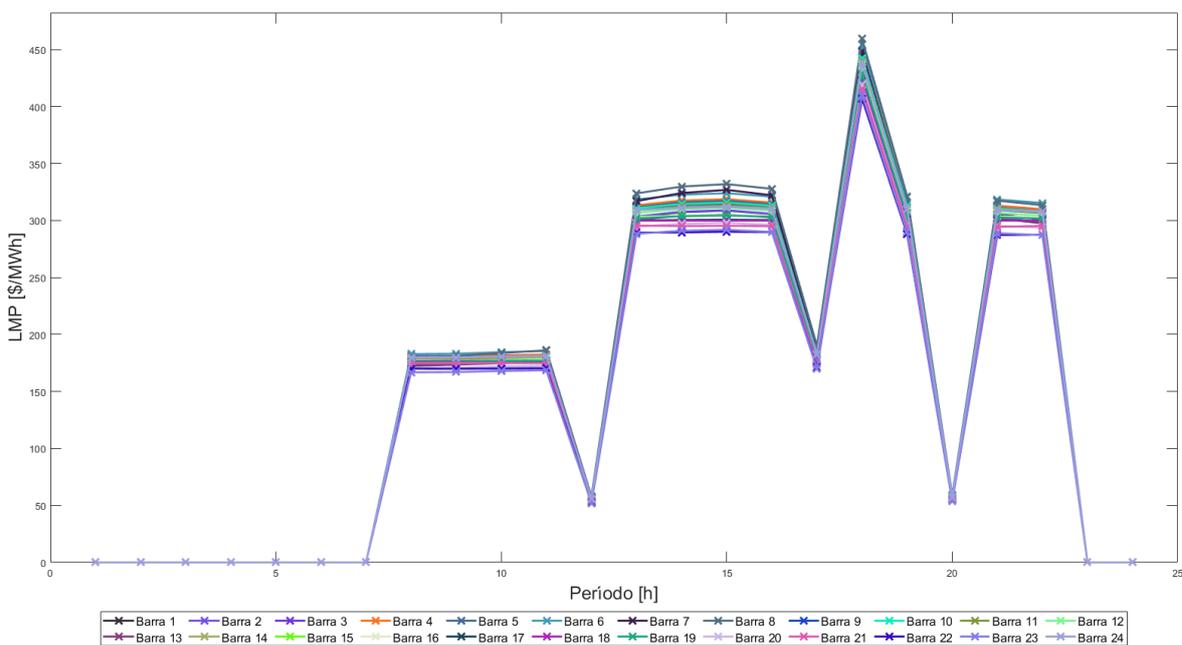


Gráfico 11 - LMP de Perdas do Primeiro Cenário



Ambas para esse cenário não assumem valores muito significativos, principalmente a parcela de congestionamento, que mesmo havendo restrição de linha, o efeito para a passagem de 1 MW a mais não interfere de forma atuante, já que ainda existe disponibilidade do fator água no sistema, como mostrado no Gráfico 7.

Gráfico 12 - LMP Final do Primeiro Cenário



O LMP final mostra que nas circunstâncias do cenário, o sinal de preço de cada barra para cada horário não modifica-se de maneira acentuada em relação à parcela energética, não impactando na operação em si da rede.

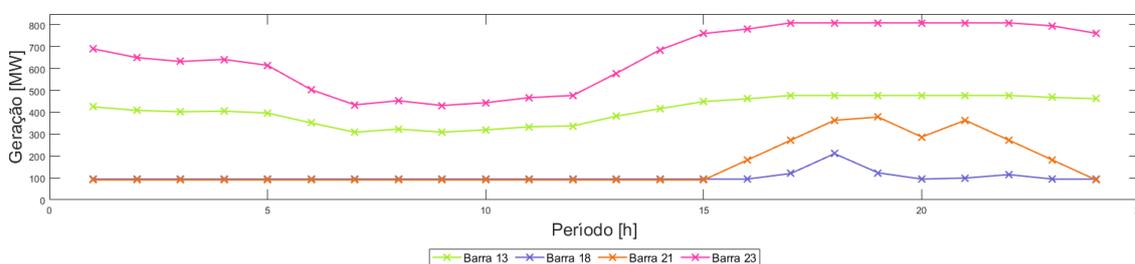
#### 4.2.3.2 *Análise do cenário com ausência do SAE e presença da GD*

As medidas assumidas pelas normas regulamentadoras para Geração Distribuída e os incentivos com isenções de impostos alavancaram a geração descentralizada no país, principalmente ao que se refere a energia solar fotovoltaica. Dessa forma, o cenário escolhido assemelha-se à atual situação no Nordeste com a existência de grandes parques e um número cada vez maior de usinas descentralizadas não despacháveis.

A presença das baterias como armazenador de energia para GD embora uma realidade, ainda é pouco utilizada pelo seu alto custo. O (PDE 2030) estima aproximadamente R\$ 4.500 /kWh como valor médio de referência para baterias residencial ou comercial de íon-lítio em 2020. Dessa maneira, não é utilizada em nenhum dos cenários.

Com inserção da GD, os geradores térmicos e hidráulicos têm sua operação mostrada no Gráfico 13 para a demanda nas 24 horas apresentada do Gráfico 6.

Gráfico 13 - Comportamento dos Geradores Térmicos e Hidráulicos do Segundo Cenário



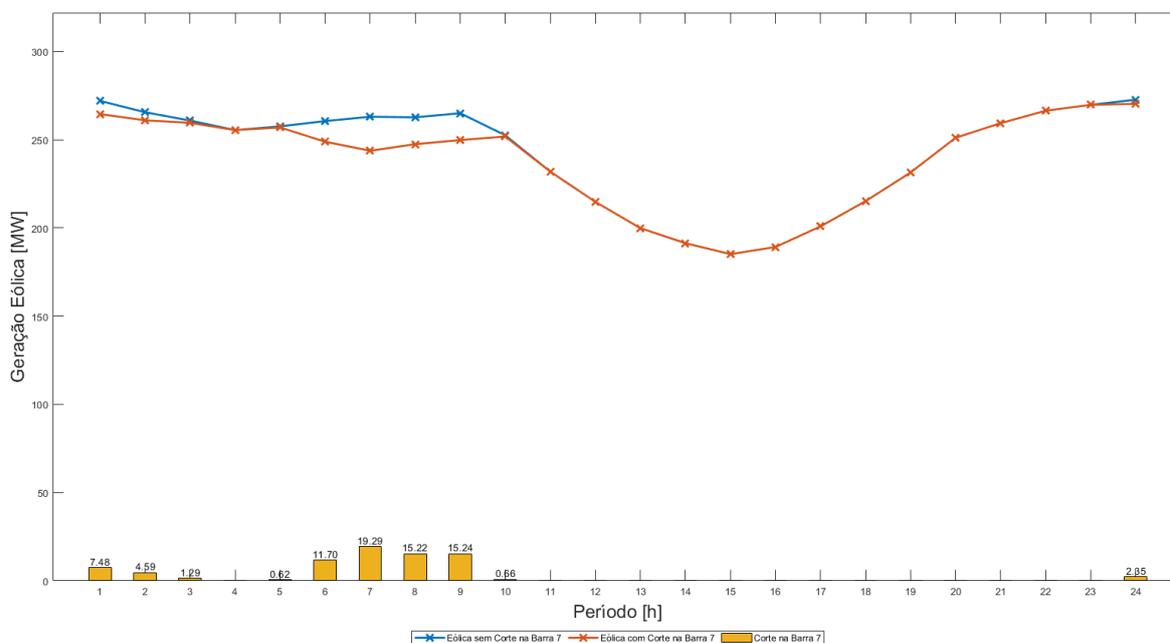
Em comparação ao Gráfico 7 do cenário anterior, o impacto da produção da GD durante o período considerado implica a diminuição do fornecimento da geração hidráulica e a postergação do acionamento das usinas térmicas além do seu despacho mínimo. Isso reflete diretamente no CMO, já que a demanda atendida passa a contar com a geração e consumo instantâneo na própria carga. A operação das usinas despacháveis agora é reduzida em determinados horários,

que a longo prazo, começam a ser significantes no tocante de níveis de reservatório e emissão de CO<sub>2</sub>.

Quando analisada a operação dos aerogeradores, novamente o locado na barra 7 possui geração despachada menor que sua disponibilidade, além de apresentar um aumento de frequência e volume de energia restringidos maior, como mostrado no Gráfico 14. Em todos os horários de corte o congestionamento da linha é o fator decisivo, mesmo a demanda do sistema sendo menor do que o cenário anterior. Ou seja, com a inserção da GD nesse cenário, aumentou-se a frequência de *constrained-off* nos horários de 8, 9 e 10 horas, além do volume ter passado para aproximadamente 78,47 MW. Em decorrência da diminuição da demanda e postergação do acionamento das térmicas, o custo médio horário da operação diária passou para aproximadamente US\$ 58.343,22.

A explicação do maior volume de corte é diretamente relacionada com a baixa demanda no período de atuação da GD. Já com relação ao comportamento da frequência de corte, a característica de rampa das termelétricas juntamente com o montante de demanda e a oferta de energia mais barata estão correlacionadas.

Gráfico 14 - Comparação entre a Geração máxima e a Despachada na Barra 7 do Segundo Cenário



No primeiro cenário com a demanda maior, as gerações hidráulicas, eólicas, solar e a geração mínima das termelétricas não são suficientes para

atendimento total da carga. Assim, as térmicas que serão acionadas e por sua vez, limitadas por sua rampa, provocam a diminuição da geração eólica na linha de transmissão ao ponto de não haver congestionamento, mesmo constatando-se um maior valor absoluto de geração eólica no sistema. Já para o segundo cenário, com a diminuição imediata da demanda na barra, o sistema consegue atender a carga por mais tempo sem a necessidade de acionamento das térmicas, mas ocasionando mais frequentemente o congestionamento na linha de transmissão. Como há uma menor demanda na própria barra, o *constrained-off* passa a ser maior também.

A interpretação do sinal econômico nulo do LMP energético, ou seja o CMO, do Gráfico 15 mostra que as gerações de custo operativo de combustível zero ficaram inferiores às suas capacidades máximas. A parcela de perdas do LMP do Gráfico 16, em termos comparativos com o cenário anterior é menor, justamente pela diminuição do volume de fluxo nas linhas ocasionado por uma demanda mais baixa.

Gráfico 15 - LMP Energético do Segundo Cenário

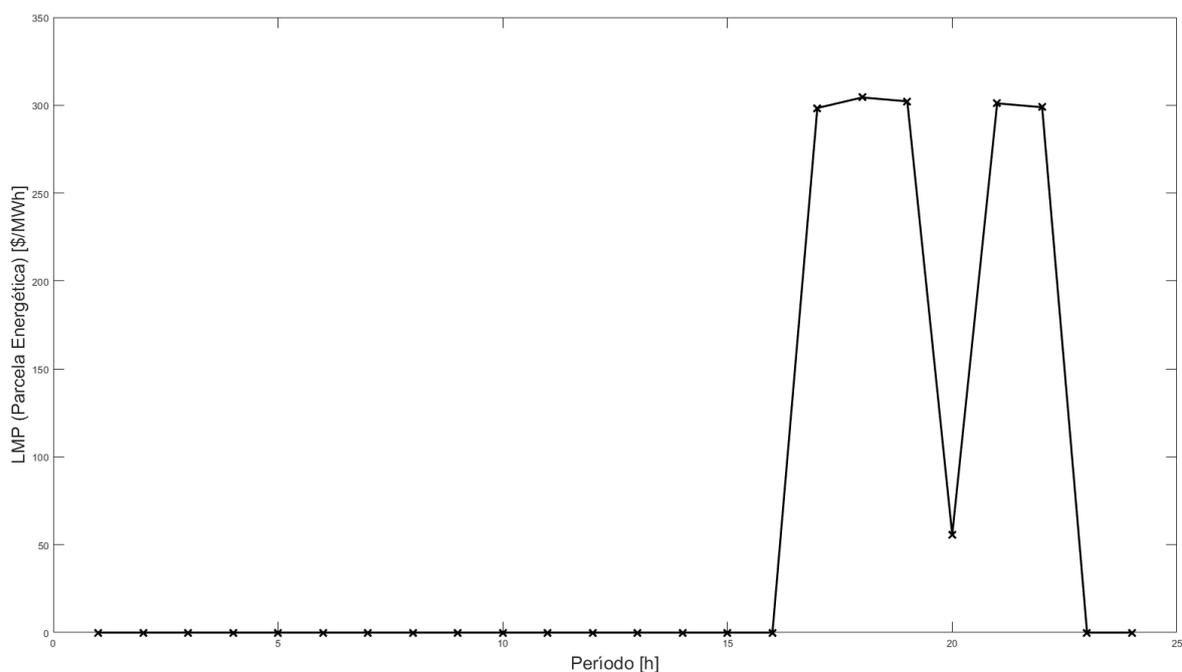
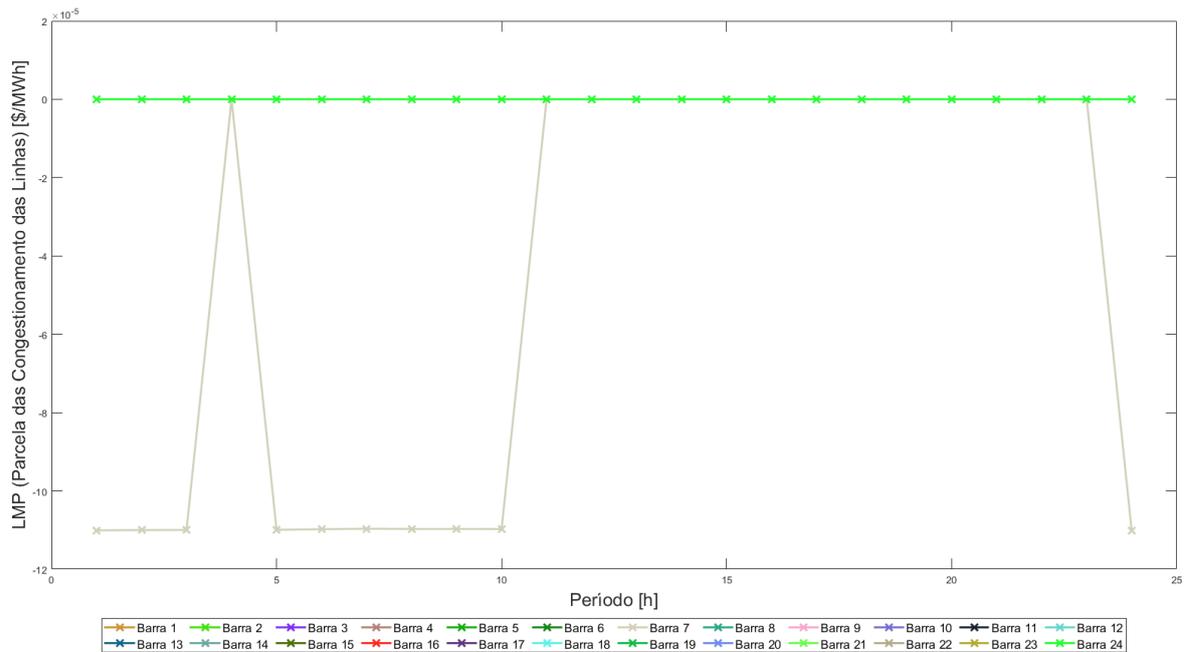


Gráfico 16 - LMP de Congestionamento do Segundo Cenário



Novamente, mesmo apresentando restrições de despacho em relação à capacidade máxima de transmissão, o sinal de LMP de congestionamento, Gráfico 17 não interfere de forma significativa no LMP final para cada uma das regiões/barras avaliadas, como mostra o Gráfico 18.

Gráfico 17 - LMP de Perdas do Segundo Cenário

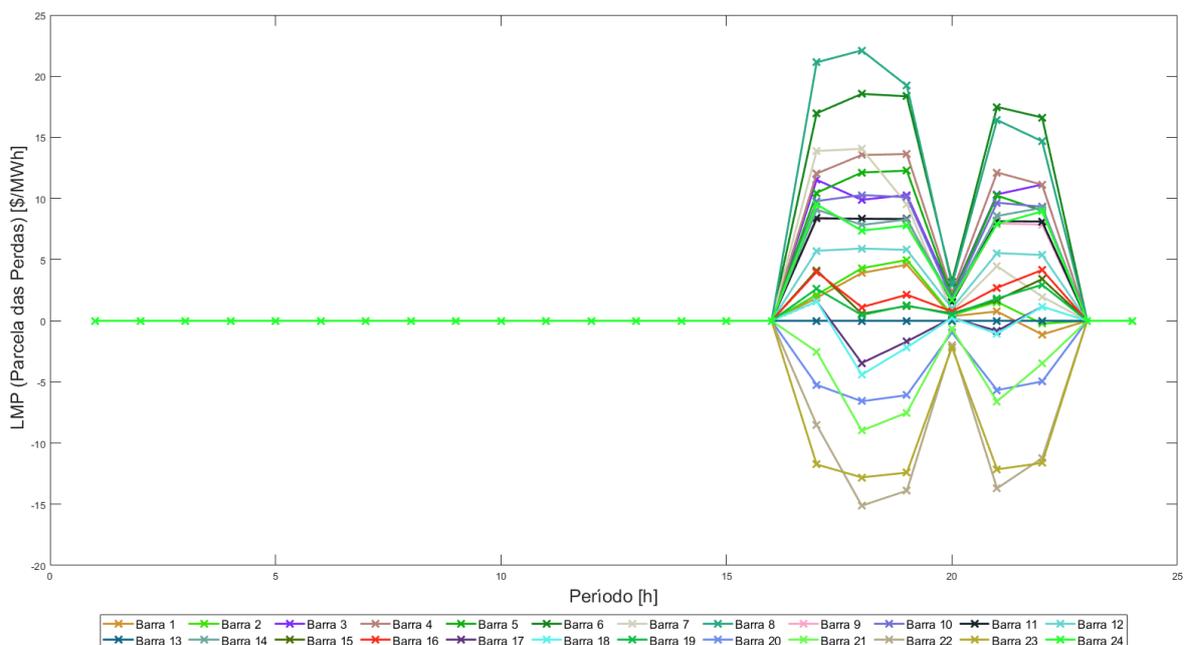
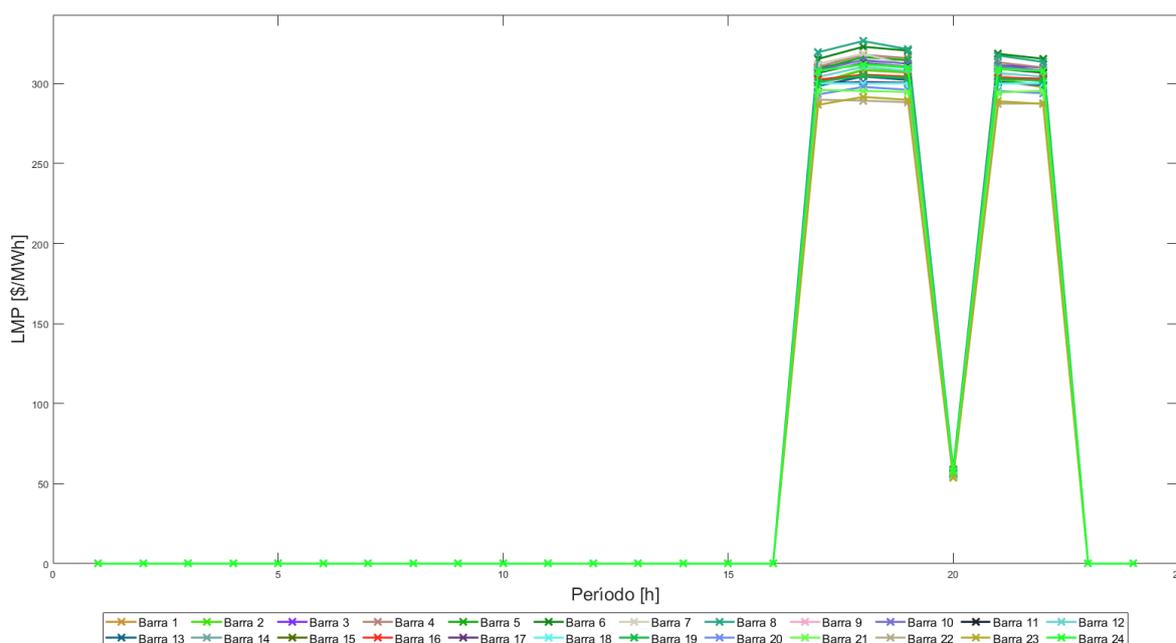


Gráfico 18 - LMP Final do Segundo Cenário



Nota-se que o sinal de preço marginal do Gráfico 18 apresenta valores médios inferiores ao Gráfico 12. De forma direta, isso se deve pela maior disponibilidade, com relação ao volume da demanda, das gerações hidráulica, eólica e solar de custo zero. Esse sinal final indica para operador o menor custo marginal para o suprimento do sistema por região/barramento.

#### 4.2.3.3 *Análise do cenário com a presença do SAE e da GD*

A perspectiva de implantação em escada dos SAEs em gerações centralizadas é realidade e tem sido empregada no mundo. Dessa forma, o cenário simulado conta com a presença de um SAE implementado através de banco de baterias, alocado no barramento da linha que vem apresentando restrições nos cenários passados.

No Gráfico 19 a seguir, são pequenas as mudanças operativas dos geradores em relação ao Gráfico 13 do cenário anterior devido principalmente à representatividade quantitativa do SAE. Essas modificações são atribuídas aos volumes de energias injetados em determinados horários pela ação do banco de baterias na barra 7, como mostrado no Gráfico 20.

Gráfico 19 - Comportamento dos Geradores Térmicos e Hidráulicos do Terceiro Cenário

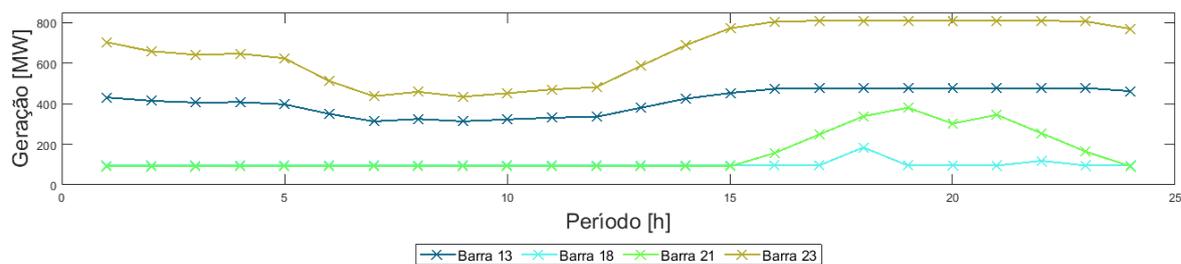
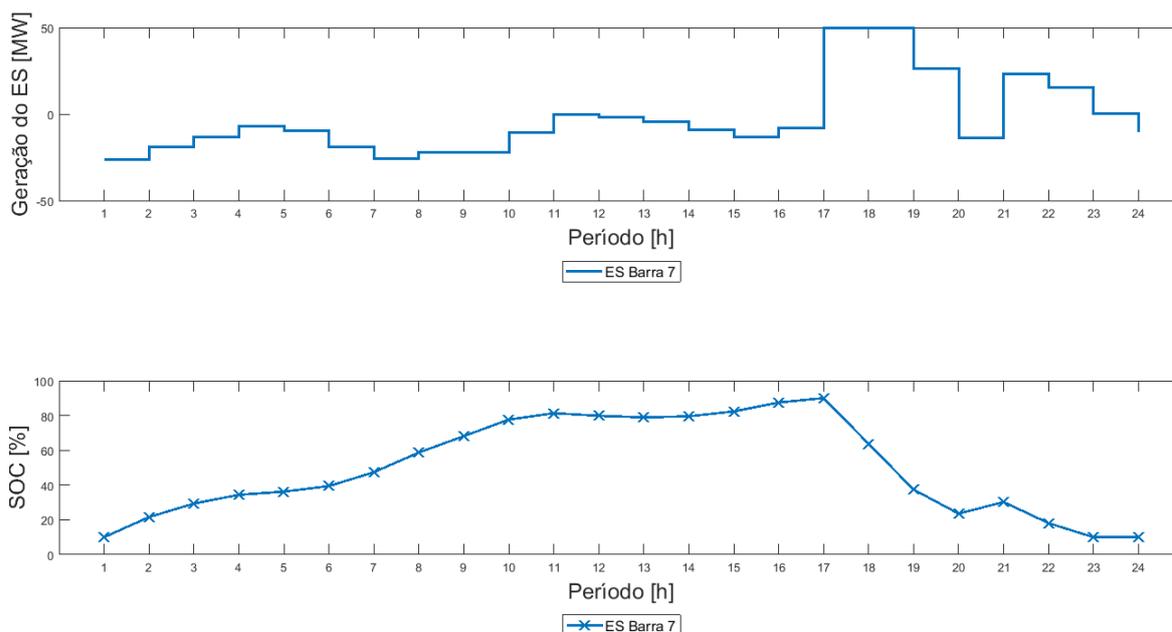


Gráfico 20 - Comportamento do Banco de Baterias



Ao longo do dia em análise, o banco de bateria que está alocado no mesmo barramento em que existe um gerador eólico, passa a armazenar a energia gerada excedente. Ou seja, o banco de bateria auxilia na diminuição do corte e a energia *constrained-off* (cenário anterior) fica disponível para flexibilizar a operação futura no atendimento a demanda, diminuindo, portanto, o custo resultante da operação diária do sistema.

A escolha do barramento na localização da bateria foi de evitar os constantes congestionamentos e conseqüentemente, melhorar a utilização da energia, visto no Gráfico 21. O volume energético cortado nesse cenário foi de 0,01247 MW e o custo médio horário da operação diária reduzido para aproximadamente US\$ 56.457,06. Experimentou-se o mesmo SAE em outras barras, mas não houve melhor efetividade.

O Gráfico 22 comparativamente ao Gráfico 15, devido à presença da GD, também apresenta LMP energético nulo até as 17h. A partir desse ponto, o fator SAE reflete seu impacto na operação da rede diminuindo o custo médio total energético, que é o objetivo principal do operador nesse tipo de análise.

Gráfico 21 - Fluxo de Potência na Linha 11 (Barra 7 – Barra 8)

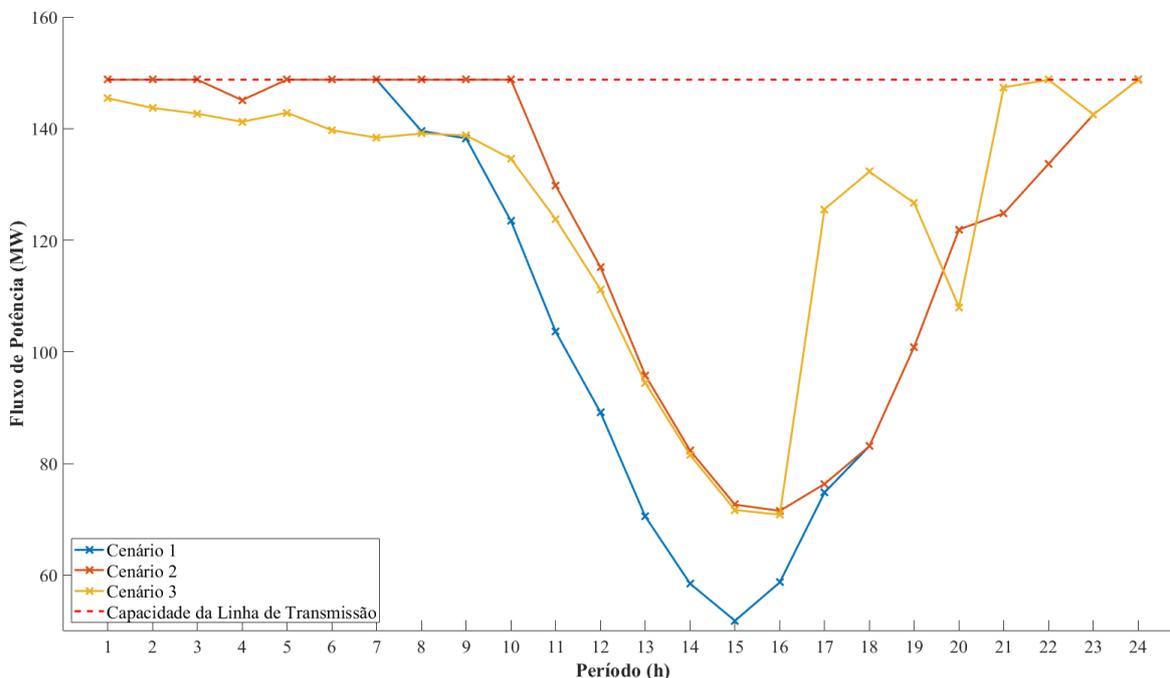
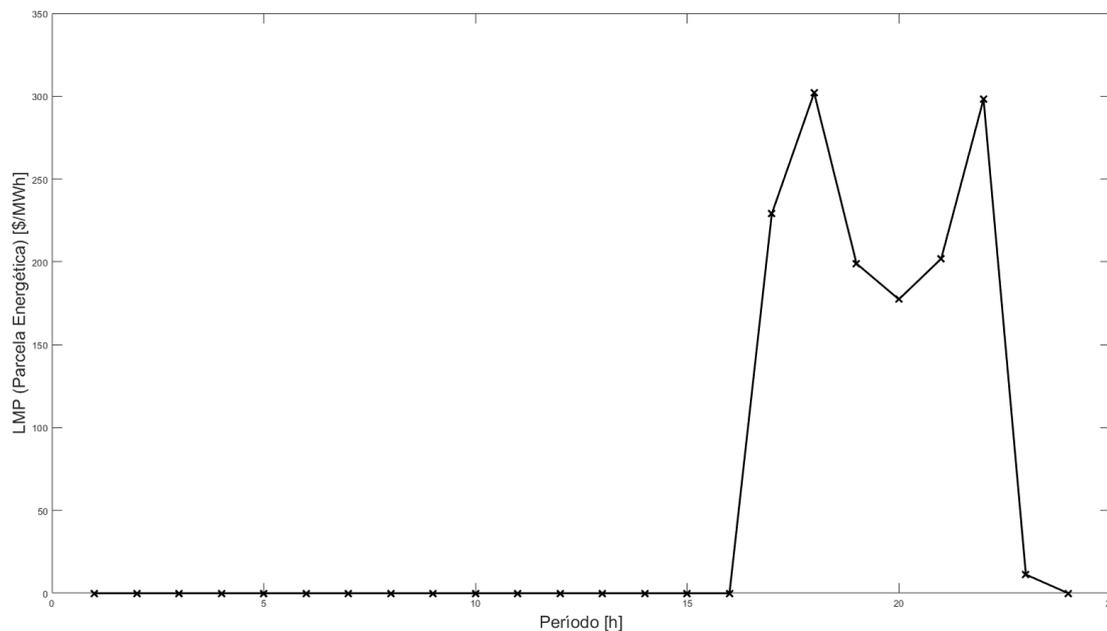


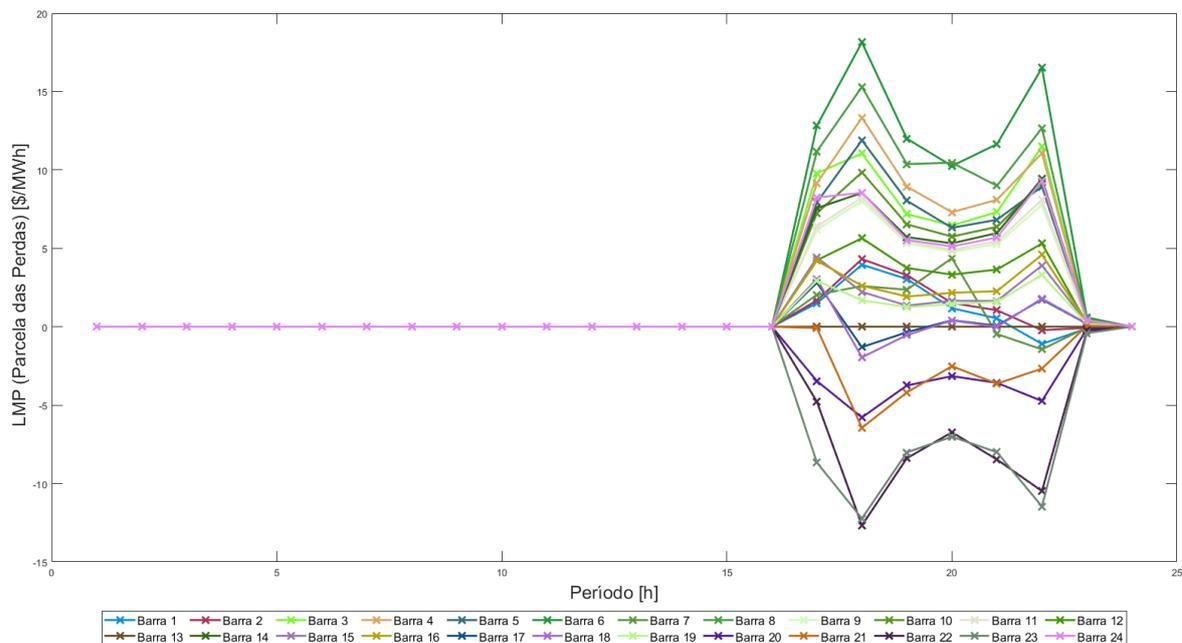
Gráfico 22 - LMP Energético do Terceiro Cenário



As perdas apresentadas no Gráfico 23 ficam mais uniformemente distribuídas durante o período devido à interferência do banco de baterias. Ao armazenar energia nos horários preliminares e despachar no horário de ponta, faz

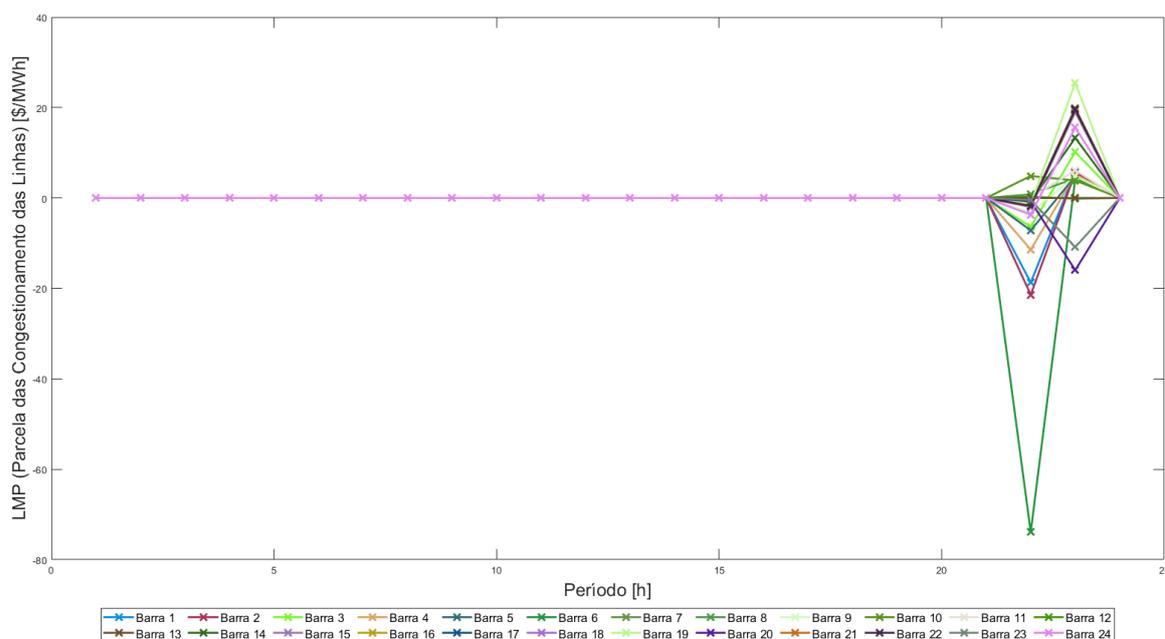
com que geradores mais distantes das cargas não precisem fornecer energia, evitando o fluxo pelas linhas e diminuindo perdas.

Gráfico 23 - LMP de Perdas do Terceiro Cenário



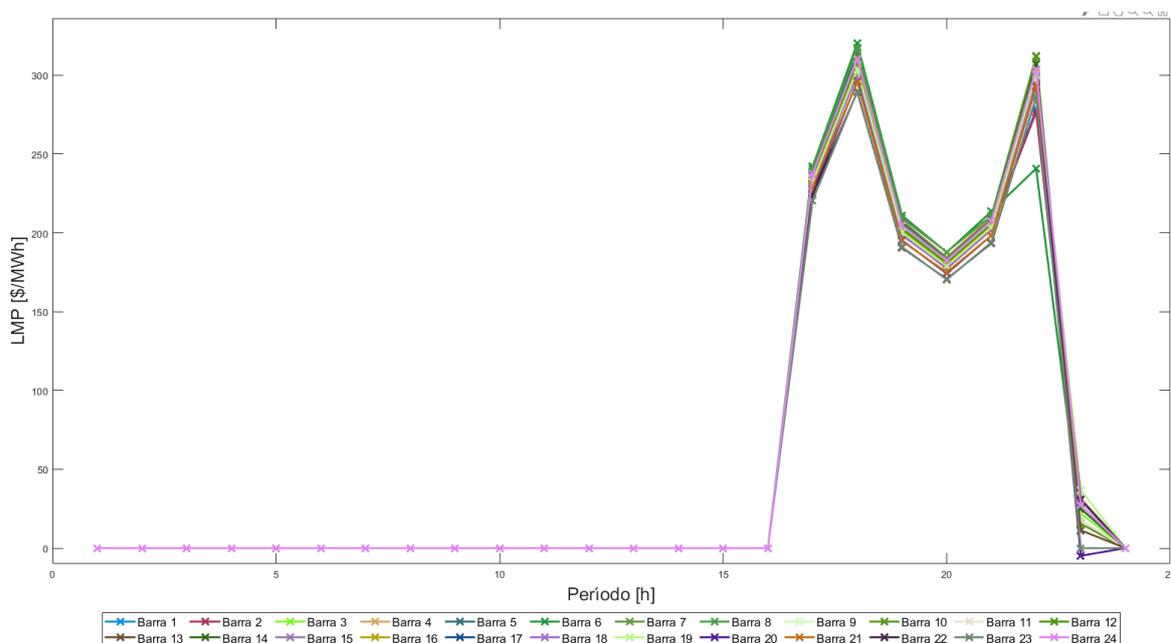
A análise do LMP de congestionamento não é uma forma de penalização do evento congestionamento, mas sim, uma sinalização operativa para a diminuição do custo final diário. No Gráfico 24, o valor negativo do LMP da barra sinaliza, entre outras coisas, que o despacho por ordem de mérito dos geradores não é exatamente obedecido, o que só ocorreria na ausência de restrição nas linhas do sistema. Dessa forma, haveria melhora do custo marginal caso a limitação da linha envolvendo a barra específica fosse eliminada.

Gráfico 24 - LMP de Congestionamento do Terceiro Cenário



Por fim, o LMP final no Gráfico 25, mostra o custo e a característica de deslocamento dessa energia armazenada.

Gráfico 25 - LMP Final do Terceiro Cenário

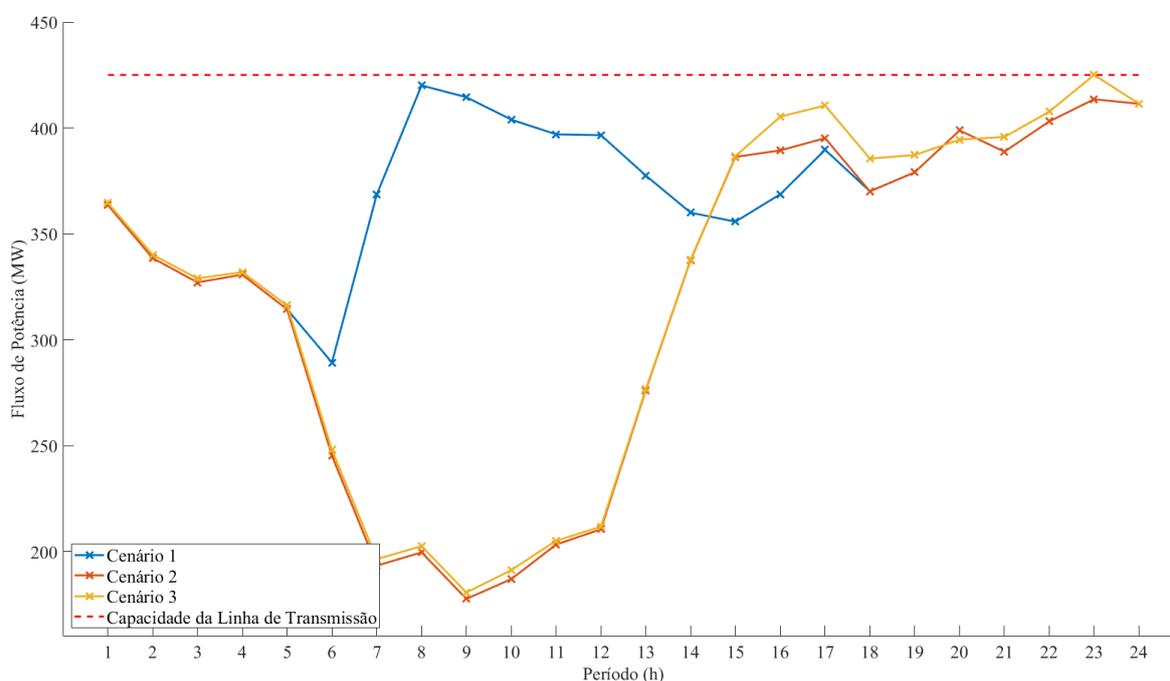


Na metodologia de precificação marginal local, o LMP final negativo mostra em geral duas situações: a primeira é que quando há um excesso de geração com relação à demanda, em que é economicamente mais viável estimular o consumo de energia ao invés de realizar o corte/desligamento manual de usinas

para manter o equilíbrio, os geradores sinalizariam estarem dispostos a pagar pelo fornecimento de energia naquele momento.

A segunda situação, que é a apresentada no Gráfico 25, retrata a oferta de geração, normalmente a preços baixos, e uma restrição importante que limita o despacho dessa energia. Nesse caso, devido ao acúmulo energético no banco de baterias na barra 7 e dessa forma, o despacho financeiramente mais vantajoso nas horas finais, fez com que houvesse uma menor necessidade de geração térmica da barra 21 mas paralelamente um aumento da geração hidráulica da barra 23, congestionando a linha entre as barras 20 e 23, visto na Gráfico 26. A restrição para esse horário foi significativa ao ponto do custo pago pelo congestionamento e perdas apresentar valor superior ao preço energético.

Gráfico 26 - Fluxo de Potência na Linha 33 (Barra 20 – Barra 23)



Pelos Gráficos 27 e 28 é possível Identificar de maneira geral os custos operativos e o preço médio de forma horária. Fica evidente que a presença cada vez maior das fontes renováveis e SAEs proporcionam custos menores ao sistema, sem considerar o risco operativo, que seria solucionado pela presença de térmicas de acionamento rápido, conseqüentemente um custo agregado permanente maior. Ainda assim, análises pontuais horárias apresentadas nesses gráficos indicam vantagens e desvantagens na tomada de decisão e comercialização energética em curto prazo.

Gráfico 27 - Custo Operacional para os Três Cenários

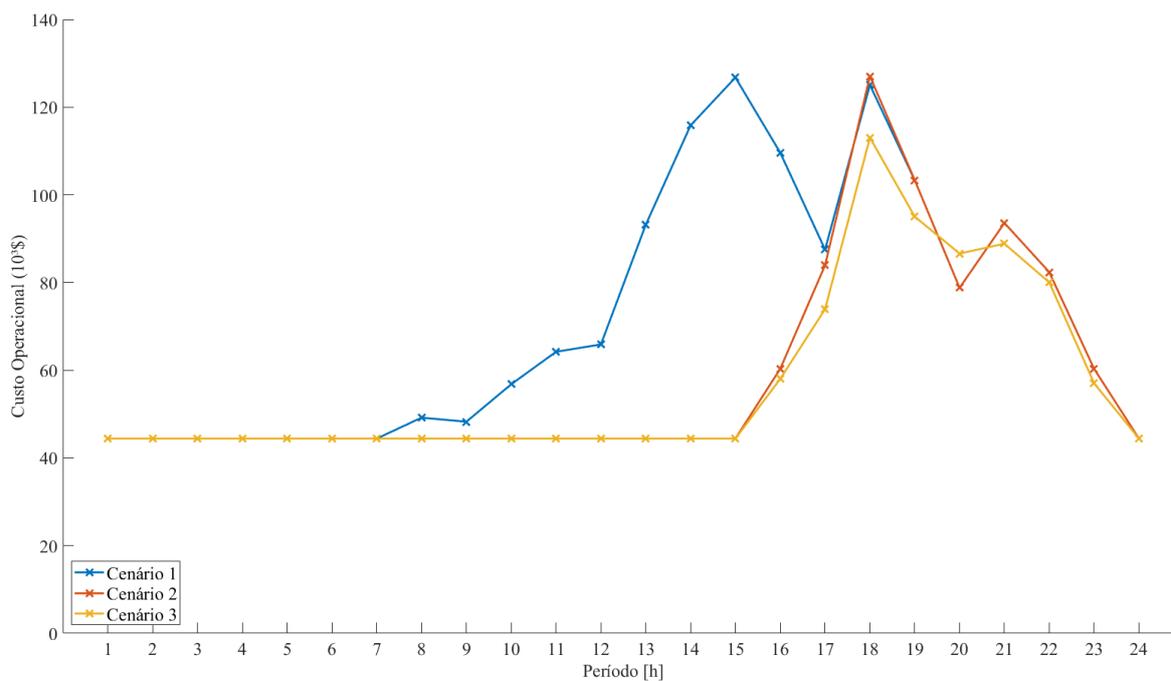
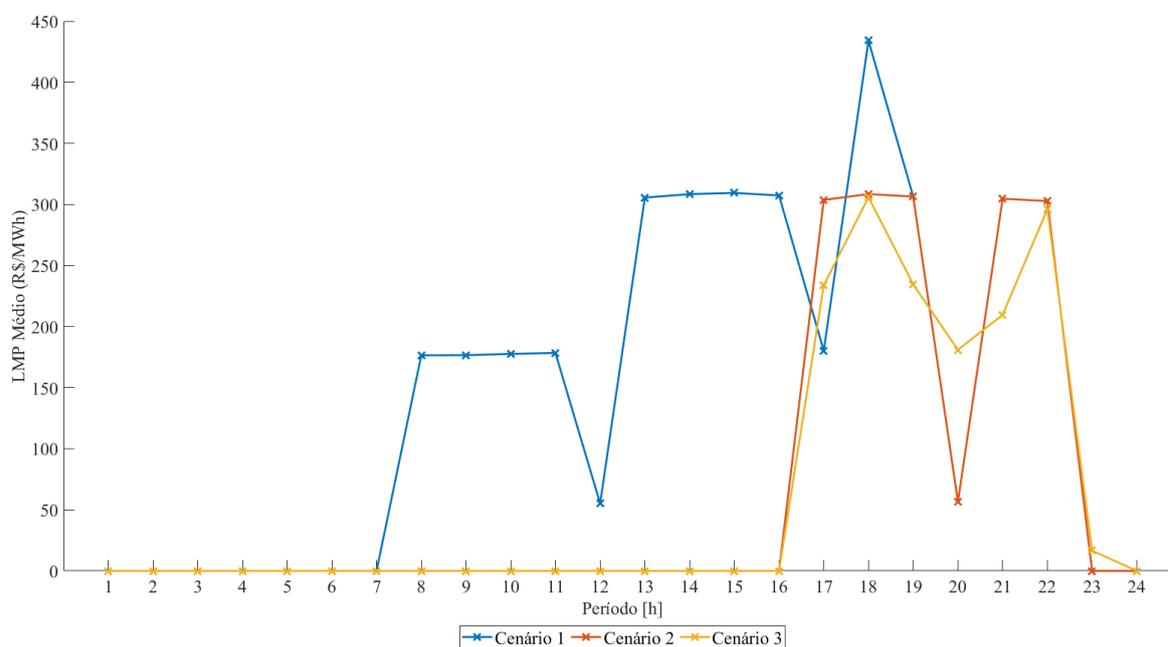


Gráfico 28 - LMP Médio para os Três Cenários



## 5 CONCLUSÃO

O sistema elétrico brasileiro em poucos anos vai precisar adaptar seu planejamento ao novo perfil de carga, ou seja, multidirecionalidade do fluxo de potência por questões da imprevisibilidade de geração centralizada e distribuída. A atual forma de planejar ainda possui limitações na representação em curto prazo, tornando-o crítico com a presença cada vez maior das fontes intermitentes na matriz. Devido impactar diretamente no preço horário médio da energia, as buscas e estudos por soluções em novos modelos de mercado ganham cada vez mais importância.

Neste cenário, esta tese utilizou de uma forma mais ampla a precificação locacional marginal para a Programação Diária da Operação no mercado do Nordeste, que possui forte presença de fontes intermitentes. Ao invés de analisar cortes específicos no tempo de forma estática, vinculando despacho energético e capacidade de transmissão, é explorado dinamicamente o horizonte de tempo de 1 dia, com discretização horária.

Para obter o Fluxo de Potência Ótimo, ao invés da metodologia tradicional descrita por Monticelli (1983), é implementado uma Matriz de Fatores de Distribuição para Transferência de Potência, que traduz a sensibilidade do sistema com as variações de potência. Dessa forma, com as componentes dessa matriz, o sistema é precificado por região.

A fim de tornar o problema abordado real, o mercado energético e todas as fontes geradoras são tratados com dados reais obtidos do Operador Nacional do Sistema. Assim, ao abordar de forma cronológica o incentivo da geração centralizada, da geração distribuída e do uso de armazenadores de energia, os resultados finais concluem de forma quantitativa os problemas que veem surgindo na operação de curto prazo, como os *constrained-off* e congestionamento de linhas de transmissão.

Finalmente, a metodologia da tese apresenta ótimos resultados práticos na análise da Programação Diária da Operação. Através das características dos preços marginais locacionais, permite discretizar de forma macro os problemas das redes do sistema que estão ou estarão sujeitas às intermitências das fontes renováveis.

## 5.1 Proposta de Trabalhos Futuros

Com a forte previsão de novos empreendimentos de geração eólica e solar, de forma centralizada e descentralizada, principalmente no nordeste brasileiro, é preciso promover novas ferramentas e modelos de análise para a operação energética nesse novo mercado. Dessa forma, sugere-se:

- Incorporar a análise de risco no processo da otimização da operação de forma econômica, mas assegurando a confiabilidade;
- Promover ferramentas e modelos de análise vinculados à IA para operação energética que envolva os macros e micros mercados associados às fontes renováveis e SAE's;
- Implementar metodologia de monitoramento e operação para sistemas micros por região, dialogando entre si, assumindo a expansão da geração distribuída pelo ONS e distribuidoras.

## REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA. Boletim anual da geração eólica (ano 2019). São Paulo, Brasil: **Associação Brasileira de Energia Eólica**, 2019.

ANEEL. **Atlas de Energia Hidráulica**. 2001. [Online: Acessado em 14-10-2020]. Disponível em: < [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas\\_par2\\_cap3.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par2_cap3.pdf) >.

ANEEL. **Sistema de Informação de Geração da ANEEL – SIGA**. [Online: Acessado em 11-2020]. Disponível em: < <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>

AKROTIRIANAKIS, I.; RUSTEM, B. **Globally convergent interior point algorithm for general non-linear programming problems**. *Journal of Optimization Theory and Applications* Technical report 97/14, Dept. of Computing, Imperial College.

ALVES, W. F. **Proposição de sistemas-teste para análise computacional de sistemas de potência**. Dissertação (Mestrado) - Niterói/UFF, 2007.

ANAGNOSTOPOULOS, J. S.; PAPANTONIS, D. E. Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant. **Energy Conversion and Management**, v. 48, n. 11, nov. 2007.

ANEKE, M.; WANG, M. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. **Applied Energy**, v. 179, out. 2016.

BARBOZA, L. V. Método Não-Linear de Pontos Interiores Aplicado à Minimização de Perdas em Sistemas de Potência. **TEMA - Tendências em Matemática Aplicada e Computacional**, v. 7, n. 2, 29 ago. 2006.

BEN – Balanço Energético Nacional. [Online: Acessado em 10-2020]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>.

BHATNAGAR, D. et al. **MARKET AND POLICY BARRIERS TO ENERGY STORAGE DEPLOYMENT A Study for the Energy Storage Systems Program**. 2013. Disponível em: <<http://www.ntis.gov/help/ordermethods.asp?loc=7-4-0#online>>.

BOCANEGRA, S. **Algoritmos de Newton-Krylov pré-condicionados para métodos de pontos interiores**. Belo Horizonte, Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Minas Gerais, UFMG, 2011.

BOICEA, V. A. Energy Storage Technologies: The Past and the Present. **Proceedings of the IEEE**, v. 102, n. 11, nov. 2014.

BORGES, C. et al. Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydrothermal systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Elsevier**, v. 113, p. 539–548, 2019.

CICLOVIVO. [Online; Acessado em 10-2020], 2018. Disponível em: <<https://ciclovivo.com.br/planeta/energia/energia-eolica-14gw-capacidade/#:~:text=Para%20produzir%20energia%20e%C3%B3lica%20s%C3%A3o,no%20Brasil%20nos%20%C3%BAltimos%20anos>>.

CAISO .[Online; Acessado em 10-2020], 2016 Disponível em: <[http://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables\\_FastFacts.pdf](http://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf)>.

CASTRO, R. Perspectivas para aprimoramento da formação de preços no brasil. In: **IV Simpósio Nacional de Regulação, Economia e Mercados de Energia Elétrica**. 2017.

CERQUEIRA JUNIOR, S. N. C. **Pré-Despacho hidrotérmico baseado na maximização dos lucros dos Agentes Geradores via Otimização por Enxame de Partículas**. São Luís, Tese (Mestrado) – Universidade Federal do Maranhão, 2012.

- Cheng, X.; Overbye, T. J; PTDF-Based Power System Equivalents. **IEEE Transactions on Power Systems**, 20(4), 1868–1876, 2005.
- CONN, A. R.; GOULD, N. I. M.; TOINT, P. L. **Trust Region Methods**. [s.l.] Society for Industrial and Applied Mathematics, 2000.
- COTIA, B. P. **Flexibilização da geração eólica na programação diária da operação hidrotérmica com vistas a minimizar o custo total**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Junho, 2018.
- COTIA, B. P.; BORGES, C. L. T.; DINIZ, A. L. Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydrothermal systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 113, dezembro 2019.
- DEN BOSCH, P. P. J. Optimal Static Dispatch With Linear, Quadratic and Non-Linear Functions of the Fuel Costs. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-104, n. 12, dez. 1985.
- DIAS, B. H. **Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos**. Rio de Janeiro: [s.n.].
- DIKIN, I., I. Iterative solution of problems of linear and quadratic programming. **Doklady Akademii Nauk, SSSR** 174, p. 747-748. Traduzido para o inglês em *Soviet Mathematics Doklady* 8:674-675, 1967.
- DINIZ, A.; SANTOS, T.; P. MACEIRA, M. Short Term Security Constrained Hydrothermal Scheduling Considering Transmission Losses. **IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America**. 2006.
- E.F. project, **Regulatory barriers to energy storage deployment: The UK perspective**, Disponível em: <<http://www.restless.org.uk/>>, 2016.

EL-BAKRY, A. S. et al. On the formulation and theory of the Newton interior-point method for nonlinear programming. **Journal of Optimization Theory and Applications**, v. 89, n. 3, jun. 1996.

FILHO, C. L. **Contribuição ao planejamento da produção de energia em sistemas de potência**. Campinas, Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Junho 1984.

FIACCO, A. V.; MCCORMICK, G. P. **Nonlinear programming: sequential unconstrained minimization techniques**. New York: John Wiley & Sons, 1968.

FLETCHER, R., **Practical methods of optimization**, New York: John Wiley & Sons, 1987.

FORTUNATO, L. A. M., ARARIPE NETO, T. A., ALBUQUERQUE, J. C. R. et al.. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**, Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990.

FRIEDLANDER, A. **Elementos de Programação Não Linear**. 1. ed. Campinas: [s.n.].

FRISCH, K. R.; 1955 **The logarithmic potential method of convex programming**. Oslo: Unpublished manuscript, 1955.

GISSEY, G. C.; DODDS, P. E.; RADCLIFFE, J. **Regulatory barriers to energy storage deployment: the UK perspective, RESTLESS** . [s.l: s.n.].

GORENSTIN, B. G. et al. Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 2, maio 1992.

GRANVILLE, S. Optimal reactive dispatch through interior point methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 1, 1994.

GRIGG, C. et al. The IEEE reliability test system-1996. a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee. **IEEE Transactions on power systems, IEEE**, v. 14, n. 3, p. 1010–1020, 1999

GUNEY, M. S.; TEPE, Y. Classification and assessment of energy storage systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, ago. 2017.

HOSSAIN, E. et al. A Comprehensive Review on Energy Storage Systems: Types, Comparison, Current Scenario, Applications, Barriers, and Potential Solutions, Policies, and Future Prospects. **Energies**, v. 13, n. 14, 15 jul. 2020.

HOSSEINI IMANI, M.; NIKNEJAD, P.; BARZEGARAN, M. R. Implementing Time-of-Use Demand Response Program in microgrid considering energy storage unit participation and different capacities of installed wind power. **Electric Power Systems Research**, v. 175, out. 2019.

HU, W. et al. Optimal energy storage system allocation and operation for improving wind power penetration. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, n. 16, 3 dez. 2015.

JIANG, T. et al. Load Shaping Strategy Based on Energy Storage and Dynamic Pricing in Smart Grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 6, nov. 2014.

KADOWAKI, M. **Modelo de Programação da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Predominantemente Hidrelétricos**. Campinas, Tese (Doutorado) – UNICAMP, 2012.

KARMAKAR, N. **A new polynomial-time algorithm for linear programming**. Proceedings of the sixteenth annual ACM symposium on Theory of computing - STOC '84. **Anais...**New York, New York, USA: ACM Press, 1984

KHACHIYAN, L. G. Polynomial algorithms in linear programming. **USSR Computational Mathematics and Mathematical Physics**, v. 20, n. 1, jan. 1980.

KLIGERMAN, A. S. **Operação ótima de subsistemas hidrotérmicos interligados utilizando programação dinâmica estocástica dual**. Campinas, Tese (Mestrado) – UNICAMP, 1992.

KORITAROV, V. S. Real-world market representation with agents. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 2, n. 4, jul. 2004.

LETCHER, T. M., LAW, R., REAY, D. **Storing Energy: With Special Reference to Renewable Energy Sources**. Elsevier, 2016.

LI, F.; BO, R. DCOPF-based LMP simulation: Algorithm, comparison with ACOPF, and sensitivity. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 1475–1485, nov. 2007.

LI, F.; TOLLEY, D. L. Long-Run Incremental Cost Pricing Based on Unused Capacity. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, nov. 2007.

LI, J.; LI, F. **A congestion index considering the characteristics of generators & networks**. 2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). **Anais...IEEE**, set. 2012

LIMA, A. L. D. S. **Uma estratégia de decomposição por relaxação lagrangeana para a otimização da programação diária da operação em sistemas hidrotérmicos com modelagem detalhada da rede elétrica - aplicação ao sistema brasileiro**. Rio de Janeiro, Tese (Doutorado) – UFRJ, 2007.

LIMA, L. M. M.; LIMA, J. W. M. Invested Related Pricing for Transmission Use: Drawbacks and Improvements in Brazil. **IEEE Lausanne Power Tech**. jul. 2007

LOPES, J. E. G. **Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica**. São Paulo, Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, 2007.

LU, B.; SHAHIDEHPOUR, M. Short-Term Scheduling of Battery in a Grid-Connected PV/Battery System. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 2, maio 2005.

LUENBERGER, D. G. **Linear and nonlinear programming**. Ed. New York: Springer, 2005

LUND, H.; SALGI, G. The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems. **Energy Conversion and Management**, v. 50, n. 5, maio 2009.

- LUO, X. et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, v. 137, jan. 2015.
- MACEIRA, M. et al. Energy evaluation of the north/northeastern and south/southeastern interconnection with newave model. **VI SEPOPE – Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning**, Salvador, Brasil, 1998.
- MARIANO, C. R. **Estudo e análise do desempenho do método barreira modificada**. São Carlos: [s.n.].
- MARQUES, J. A. R. **Hidroeletricidade e Barragens Reversíveis-Panorama Actual**. Tese (Mestrado) – Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, 2015.
- MASSÉ, P.; GIBRAT, R. Application of Linear Programming to Investments in the Electric Power Industry. **Management Science**, v. 3, n. 2, jan. 1957.
- MEGIDDO, N. Pathways to the Optimal Set in Linear Programming. In: **Progress in Mathematical Programming**. New York, NY: Springer New York, 1989.
- MEHROTRA, S. On the Implementation of a Primal-Dual Interior Point Method. **SIAM Journal on Optimization**, v. 2, n. 4, nov. 1992.
- MELO, R. N. DE. **Métodos de Otimização para Resolução do Problema do Despacho Hidrotérmico Considerando a Geração Eólica em Três Patamares de Carga**. Recife, Tese (Dissertação) – Universidade Federal de Pernambuco, 2016.
- MENEZES, R. F. A. **Programação diária da operação de sistemas Térmicos utilizando Algoritmo genérico adaptativo e métodos de pontos interiores**. São Cristóvão, Tese (Mestrado) – Universidade Federal de Sergipe, 2017.
- MME – Ministério de Minas e Energia. [Online; Acessado em 09-2020]. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico> , 2017.

MME – Ministério de Minas e Energia. Boletim mensal de monitoramento do sistema elétrico brasileiro [Online; Acessado em 06-2019].

MONTICELLI, AL. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. [s.l: s.n.].

MUMMEY, J. F. C. **Uma contribuição metodológica para a otimização da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro mediante a representação estocástica da geração eólica**. São Paulo: [s.n.].

NOCEDAL, J.; WRIGHT, S. J.; 2006 **Numerical optimization**. Ed. New York: Springer.2006.

OLIVEIRA, M. L.; 2008. Método de pontos interiores com técnicas de região de garantia para resolver o problema de fluxo de potência ótimo reativo. **Relatório técnico**.2008.

ONS – Operador Nacional do Sistema. [Online; Acessado em 10-2020]. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/cmo-semi-horario/visao-geral>>.

ONS – Operador Nacional do Sistema. [Online; Acessado em 12-2020]. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao> >.

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. [Online; Acessado em 10-2020]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>.

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. [Online; Acessado em 02-2021]. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-564/Minuta\\_do\\_Plano\\_Decenal\\_de\\_Expansao\\_de\\_Energia\\_2030\\_\\_PDE\\_2030.pdf#page=288&zoom=100,53,93](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-564/Minuta_do_Plano_Decenal_de_Expansao_de_Energia_2030__PDE_2030.pdf#page=288&zoom=100,53,93)>.

PEREIRA, I. F. et al. **Using stochastic dual dynamic programming and a periodic autoregressive model for wind-hydrothermal long-term planning.**

2015 IEEE Eindhoven PowerTech. **Anais...IEEE**, jun. 2015

PMO – Programa Mensal da Operação Energética. [Online; Acessado em 08-2020]. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros> >.

PRESCOTT, P. Constrained-off e vertimentos turbináveis. **Canal Energia**, 12 ago. 2019.

PRPA - Platte River Power Authority, *Battery Energy Storage Technology Assessment*, Fort Collins, CO, USA, 2017.

QUINTANA, V., H.; TORRES, G., L. Introduction to Interior-Point Methods. **IEEE PES Task Force on Interior-Point Methods Applications to Power Systems**. 1997.

RAFAJ, P.; KYPREOS, S. Internalisation of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL model. **Energy Policy**, v. 35, n. 2, fev. 2007.

RASTLER, D. Electric Energy Storage Technology Options: A Primer on Applications, Costs and Benefits. Palo Alto, CA: PI: EPRI Report ID 1020676. 2010.

REIS, L. B. dos. **Geração de Energia Elétrica**. [S.l.]: Ed. Manole, 2017.

RIBEIRO, A. E. D. **Análise da Influência da Localização, Área e Forma de Sítios no Potencial de Geração de Energia Elétrica de Pequena Escala no Brasil: Um método para as Fontes Solar e Eólica**. Rio de Janeiro, Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

RISSI, G. F. **Modelo de Otimização de Despacho Hidrotérmico com Risco de Déficit Controlado**. São Carlos: [s.n.].

- RIVIER, M.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J. **Computation and decomposition of spot prices for transmission pricing**. Madrid - Spain: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/245739246>>.
- ROBIN, G. et al. Solutions de stockage de l'énergie pour les systèmes de production intermittente d'électricité renouvelable **I-Energies renouvelables et stockage**. 2004.
- RODRIGUES, M., et al. Sistema de encadeamento de modelos energéticos. **Anais do XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, v. 1, Campinas, Brasil.2001.
- SAN MARTÍN, J. I. et al. Energy storage technologies for electric applications. **Renewable Energy and Power Quality Journal**, maio 2011.
- SANGHVI, A. P.; SHAVEL, I. H. Investment Planning for Hydro-Thermal Power System Expansion: Stochastic Programming Employing the Dantzig-Wolfe Decomposition Principle. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 1, n. 2, 1986.
- SANTOS, H. L. **Metodologia para Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Considerando Critérios Ambientais e a Interação Oferta-Demanda**. Rio de Janeiro, Tese (Doutorado) – UFRJ, 2017.
- SANTOS, S. P. **Metodologia de Planejamento da Expansão em Sistemas com Grande Participação de Fontes Renováveis e Dispositivos de Armazenamento**. Recife, Tese (Doutorado) – UFPE, 2019.
- SCHWEPPE, F. C, CARAMANIS, M.C., TABORS, R. D. **Spot Pricing of Electricity**. Springer, Kluwer Academic, 1988.
- SPARACINO, A. R. et al. **Survey of battery energy storage systems and modeling techniques**. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...IEEE**, jul. 2012.
- TOLMASQUIM, M. T. **Geração de energia elétrica no Brasil**. [S.l.]: Editora Interciência, 2005.

TORRES, G. L.; QUINTANA, V. H. An interior-point method for nonlinear optimal power flow using voltage rectangular coordinates. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 4, 1998.

TORRES, G. L.; 2001. Caderno da disciplina Programação Matemática. 2001.

VANDERBEI, R. J.; SHANNO, D. F. **An Interior-Point Algorithm for Nonconvex Nonlinear Programming Computational Optimization and Applications**. [s.l.: s.n.].

WANG, Y. **Energy Storage Operation with Wind Uncertainty**. Tese (Doutorado) – University of Washington, 2017.

WEI, Y. et al. Strategic scheduling of energy storage for load serving entities in locational marginal pricing market. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 5, 7 abr. 2016.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F.; SHEBLÉ, G. B.; Power Generation, Operation and Control. Ed.: Wiley-Interscience, ISBN: 978-0-471-79055-6, Nov-2013.

WRIGHT, M. H. The interior-point revolution in optimization: History, recent developments, and lasting consequences. **Bulletin of the American Mathematical Society**, v. 42, n. 01, 21 set. 2004.

WRIGHT, S. J. Primal - Dual Interior-Point Methods, **Society for Industrial and Applied Mathematics - SIAM** , Philadelphia. 1997.

XAVIER, L. N. R. et al. **Aprimoramento da Modelagem da Função de Produção Energética das Usinas Hidroelétricas no modelo Decomp: Metodologia e Resultados**. XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. **Anais...**Curitiba - Paraná: 16 out. 2005

YAN, X. et al. LMP-Based Pricing for Energy Storage in Local Market to Facilitate PV Penetration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 3, maio 2018.

Ye, Y. Interior point algorithms: theory and analysis. Ed.: JohnWiley & Sons. 1997.

YONG FU; ZUYI LI. **Different models and properties on LMP calculations.**  
2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. **Anais...IEEE**, 2006

ZAMBELLI, M. DE S.; CICOGNA, M. A.; SOARES, S. Planejamento da operação energética baseado em curvas-guias de armazenamento. **SBPE - Revista Brasileira de Energia Vol. 12 | N o 2** , [s.d.].

ZHANG, Y. et al. Day-Ahead Smart Grid Cooperative Distributed Energy Scheduling With Renewable and Storage Integration. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 4, out. 2016.

## APÊNDICE A – DEDUÇÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO COM O FATOR DE PERDA MARGINAL

Pelo balanço energético tradicional de um sistema para o FPO, a potência gerada precisa ser igual a demanda:

$$\sum_{i \in \Omega_i} pg_i(t) - \sum_{i \in \Omega_i} d_i(t) = 0$$

Inserindo o fator complementar das perdas mlf respectivo para cada gerador e consumidor que ocasiona um aumento ou diminuição de fluxo nas linhas, e conseqüentemente as perdas marginais:

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot pg_i(t)] &= \sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot d_i(t)] \\ \underbrace{\sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot pg_i(t)] - \sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot d_i(t)]}_W &= \sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot (pg_i(t) - d_i(t))] \end{aligned}$$

Fazendo a substituição do lado esquerdo por  $W$  e assumindo  $P_i$  como a potência líquida na barra  $i$ , temos a equação a seguir, em que  $mdf_i(t)$  é substituída pela Equação (55):

$$W = \sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot (P_i(t))] = \sum_{i \in \Omega_i} \left[ \left( 1 - \frac{\partial pl(t)}{\partial P_i} \right) \cdot P_i(t) \right]$$

Substituindo na Equação anterior as perdas totais do sistema, Equação (56), e derivando:

$$\begin{aligned} W &= \sum_{i \in \Omega_i} P_i(t) - \sum_{i \in \Omega_i} \left[ \left( \frac{\partial pl(t)}{\partial P_i} \right) \cdot P_i(t) \right] \\ W &= \sum_{i \in \Omega_i} P_i(t) - \sum_{i \in \Omega_i} \left[ \left[ \sum_{k \in \Omega_k} [2r_k \cdot PTDF_{ki} \cdot pg_i(t)] \right] \cdot P_i(t) \right] \\ W &= \sum_{i \in \Omega_i} P_i(t) - \sum_{k \in \Omega_k} \left[ 2r_k \cdot f_k(t) \cdot \left[ \sum_{i \in \Omega_i} [PTDF_{ki} \cdot P_i(t)] \right] \right] \\ W &= \sum_{i \in \Omega_i} P_i(t) - \sum_{k \in \Omega_k} [2r_k \cdot f_k(t) \cdot f_k(t)] = \sum_{i \in \Omega_i} P_i(t) - 2 \sum_{k \in \Omega_k} (r_k \cdot f_k(t)^2) \\ W &= \sum_{i \in \Omega_i} P_i(t) - 2 \cdot \sum_{k \in \Omega_k} P_i(t) = pl(t) - 2 \cdot pl(t) = -pl(t) \end{aligned}$$

Assim, a equação final do balanço energético quando inserido o componente do fator de perda marginal é:

$$\sum_{i \in \Omega_i} [\text{mdf}_i(t) \cdot \text{pg}_i(t)] - \sum_{i \in \Omega_i} [\text{mdf}_i(t) \cdot \text{d}_i(t)] = -\text{pl}(t)$$