

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

THIAGO HANISCH DOS SANTOS

ALGORITMO BASEADO EM EVOLUÇÃO DIFERENCIAL PARA OTIMIZAÇÃO DO
MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO
VARIÁÇÕES DE GERAÇÃO

CURITIBA

2022

THIAGO HANISCH DOS SANTOS

ALGORITMO BASEADO EM EVOLUÇÃO DIFERENCIAL PARA OTIMIZAÇÃO DO
MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO
VARIAÇÕES DE GERAÇÃO

Dissertação apresentada ao curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^a Dra. Juliana Almansa Malagoli

CURITIBA

2022

S237a

Santos, Thiago Hanisch dos

Algoritmo baseado em evolução diferencial para otimização do montante de uso do sistema de transmissão considerando variações de geração [recurso eletrônico] / Thiago Hanisch dos Santos -- Curitiba, 2022.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Profa. Dra. Juliana Almansa Malagoli

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Energia – Fontes alternativas. 3. Energia - Transmissão. I. Universidade Federal do Paraná. II. Malagoli, Juliana Almansa. III. Título.

CDD 621.3191

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **THIAGO HANISCH DOS SANTOS** intitulada: **ALGORITMO BASEADO EM EVOLUÇÃO DIFERENCIAL PARA OTIMIZAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO VARIAÇÕES DE GERAÇÃO**, sob orientação da Profa. Dra. JULIANA ALMANSA MALAGOLI, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

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

CURITIBA, 21 de Fevereiro de 2022.

Assinatura Eletrônica

21/02/2022 11:34:00.0

JULIANA ALMANSA MALAGOLI

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

22/02/2022 16:47:46.0

ELIZETE MARIA LOURENÇO

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

21/02/2022 15:22:44.0

ADELICIO MAXIMIANO SOBRINHO

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO TOCANTINS)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus.

A minha família, principalmente meus pais, por todo o suporte e oração nesses anos.

A Prof. Dra. Juliana Almansa Malagoli, pela confiança e compreensão, mesmo nos momentos mais difíceis.

A todos os docentes do departamento de Engenharia Elétrica da UFPR.

A CAPES pelo apoio financeiro fornecida através de bolsa de estudos.

Aos amigos e colegas.

RESUMO

A desverticalização do setor elétrico brasileiro iniciou-se em meados de 1990 devido a necessidade de se haver um consumidor livre e independente, onde as empresas poderiam ter acesso as redes da distribuição e da transmissão. Com a reestruturação do setor, foi estabelecido que a fiscalização e regulamentação seriam responsabilidade do estado, enquanto que os investimentos seriam tarefa do setor privado. Nessas condições, foi incumbida às concessionárias de distribuição a determinação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). Ao levantar o cenário atual, a entrada de diferentes tipos de gerações, a chamada de energia renovável variável apresenta variações diárias ou sazonais e características particulares, o que acaba dificultando a análise de contratação. O presente trabalho busca realizar, utilizando-se do algoritmo de Evolução Diferencial (ED), uma análise para otimizar a contratação do MUST. Dessa maneira, a partir da inserção dessas incertezas encontradas no sistema elétrico brasileiro, essas sendo as variações de energia que cada tipo de gerador proporciona de acordo com os dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico e as contingências que o sistema teste IEEE-24 barras apresenta, o estudo proposto analisa de uma forma mais abrangente a contratação sobre o MUST, proporcionando um valor contratado com maior exatidão acarretando em um menor custo anual sobre o montante contrato ao se considerar as parcelas de ineficiência, tanto para sobrecontratação como para subcontratação. Por fim, com a análise dos resultados obtidos, através da comparação do método com as incertezas e a comparação com a literatura tornou-se possível uma contratação com uma economia de até 13,44% e uma cobertura dos casos de contingências simuladas de mais de 90%, demonstrando a efetividade da contratação do valor do MUST para o estudo implementado através da ED e a inserção das energias de fontes renováveis do sistema elétrico brasileiro.

Palavras-chaves: Otimização. Montante de Uso do Sistema de Transmissão. Evolução Diferencial. Energia Renovável Variável. Contingências

ABSTRACT

The de-verticalization of the Brazilian electricity sector began in the mid-1990s due to the need for a free and independent consumer, where companies could have access to the distribution and transmission networks. With the restructuring of the sector, it was established that inspection and regulation would be the responsibility of the state, while investments would be the task of the private sector. Under these conditions, the distribution concessionaires were responsible for determining the Amount for Use of the Transmission System. When surveying the current scenario, the entry of different types of generations, the so-called variable renewable energy has daily or seasonal variations and particular characteristics, which ends up making the analysis of hiring difficult. The present work seeks to carry out, using the Differential Evolution (DE) algorithm, an analysis to optimize the hiring of MUST. In this way, from the insertion of these uncertainties found in the Brazilian electric system, these being the energy variations that each type of generator provides according to the data provided by the National Electric System Operator and the contingencies that the system tests IEEE-24 bars presents, the proposed study analyzes in a more comprehensive way the contracting on the MUST, providing a contracted value with greater accuracy, resulting in a lower annual cost on the contract amount when considering the inefficiency portions, both for overcontracting and for subcontracting. Finally, with the analysis of the results obtained, by comparing the method with the uncertainties and the comparison with the literature, it became possible to contract with a savings of up to 13.44% and a coverage of cases of simulated contingencies of more of 90%, demonstrating the effectiveness of contracting the value of the MUST for the study implemented through the ED and the inclusion of energies from renewable sources in the Brazilian electricity system.

Key-words: Optimization. Transmission System Usage Amount. Differential Evolution. Variable Renewable Energy. Contingencies

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – Linha do tempo do setor elétrico.	18
FIGURA 2 – Ponto de conexão.	21
FIGURA 3 – Comparação da matriz elétrica brasileira entre 2019 e 2020. . . .	29
FIGURA 4 – Geração de energia da usina Salto Osório do período de 2018 até 2020.	29
FIGURA 5 – Geração de energia do parque eólico do Horizonte do período de 2018 até 2020.	30
FIGURA 6 – Geração de energia diária do parque eólico do Horizonte.	31
FIGURA 7 – Geração de energia da usina fotovoltaica Megawatt em Santa Catarina do período de 2018 até 2020.	32
FIGURA 8 – Geração de energia fotovoltaica no período de uma semana. . . .	33
FIGURA 9 – Geração de energia térmica a biomassa no período de 2017 até 2020.	33
FIGURA 10 – Fundamentação teórica do algoritmo.	37
FIGURA 11 – Processo para geração do vetor doador de uma função de duas dimensões.	38
FIGURA 12 – Processo de cruzamento binomial $\alpha = 2, \beta = 4$ e $\gamma = N_p$	39
FIGURA 13 – Processo de cruzamento exponencial $\alpha = 2, \beta = 4$ e $\gamma = N_p$	40
FIGURA 14 – Fluxograma do algoritmo de evolução diferencial.	42
FIGURA 15 – Sistema de RTS IEEE 24-Barras.	47
FIGURA 16 – Sistema de RTS IEEE 24-Barras modificado.	48
FIGURA 17 – Geração das usinas de biomassa subsistema sul.	55
FIGURA 18 – Geração das usinas de carvão subsistema sul.	57
FIGURA 19 – Geração das usinas de gás natural subsistema sul.	59
FIGURA 20 – Geração das usinas nucleares.	61
FIGURA 21 – Geração das Usinas de Petróleo.	63
FIGURA 22 – Geração da PCH Eng. Ernesto Jorge Dreher - subsistema sul. . .	67
FIGURA 23 – Carga do sistema em 2019.	70
FIGURA 24 – Fluxograma método proposto.	74
FIGURA 25 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 3 (janeiro-junho)	83
FIGURA 26 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 3 (julho-dezembro)	84

FIGURA 27 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 9 (janeiro-junho)	88
FIGURA 28 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 9 (julho-dezembro)	89
FIGURA 29 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 10 (janeiro-junho)	93
FIGURA 30 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 9 (julho-dezembro)	94
FIGURA 31 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 3 (janeiro-junho)	99
FIGURA 32 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 3 (julho-dezembro)	100
FIGURA 33 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 9 (janeiro-junho)	104
FIGURA 34 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 9 (julho-dezembro)	105
FIGURA 35 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 10 (janeiro-junho)	107
FIGURA 36 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 10 (julho-dezembro)	108

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – ESTRATÉGIAS DE BUSCA DA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL . . .	41
TABELA 2 – CUSTO E CAPACIDADE DE GERAÇÃO	44
TABELA 3 – RESULTADOS	45
TABELA 4 – ESPECIFICAÇÃO GERADORES	49
TABELA 5 – DIVISÃO DOS GERADORES PELAS MATRIZES ELÉTRICAS . .	50
TABELA 6 – ESPECIFICAÇÕES GERADORES - DISTRIBUIDORA	50
TABELA 7 – ESPECIFICAÇÕES GERADORES - SIN	51
TABELA 8 – HISTÓRICO DE GERAÇÃO SOLAR EM <i>MW</i>	52
TABELA 9 – RAZÃO DE GERAÇÃO SOLAR	52
TABELA 10 – HISTÓRICO DE GERAÇÃO EÓLICA EM <i>MW</i>	53
TABELA 11 – RAZÃO DE GERAÇÃO EÓLICA	54
TABELA 12 – RAZÃO MÉDIA DE GERAÇÃO EÓLICA	54
TABELA 13 – HISTÓRICO DE GERAÇÃO DE BIOMASSA EM <i>MW</i>	56
TABELA 14 – RAZÃO DE BIOMASSA	56
TABELA 15 – HISTÓRICO DE GERAÇÃO DE CARVÃO EM <i>MW</i>	57
TABELA 16 – RAZÃO USINA DE 20 <i>MW</i> - CARVÃO	58
TABELA 17 – RAZÃO USINA DE 76 <i>MW</i> - CARVÃO	58
TABELA 18 – GERAÇÃO DAS USINAS DE GÁS NATURAL SUBSISTEMA SUL EM <i>MW</i>	59
TABELA 19 – RAZÃO USINA DE 12 <i>MW</i> - GÁS NATURAL	60
TABELA 20 – RAZÃO USINA DE 50 <i>MW</i> - GÁS NATURAL	60
TABELA 21 – GERAÇÃO DAS USINAS NUCLEARES EM <i>MW</i>	61
TABELA 22 – RAZÃO USINA DE 76 <i>MW</i> - NUCLEAR	62
TABELA 23 – Geração das usinas de petróleo EM <i>MW</i>	62
TABELA 24 – RAZÃO USINA DE 76 <i>MW</i> -PETRÓLEO	63
TABELA 25 – GERAÇÃO DA UHE SALTO OSÓRIO DE 2017 ATÉ 2020 EM <i>MW</i>	64
TABELA 26 – RAZÃO USINA DE 197 <i>MW</i> - UHE	65
TABELA 27 – RAZÃO USINA DE 155 <i>MW</i> - UHE	65
TABELA 28 – RAZÃO USINA DE 400 <i>MW</i> - UHE	66
TABELA 29 – RAZÃO USINA DE 350 <i>MW</i> - UHE	66
TABELA 30 – GERAÇÃO DA PCH ENG. ERNESTO JORGE DREHER-SUBSISTEMA SUL DE 2017 ATÉ 2020 EM <i>MW</i>	67
TABELA 31 – RAZÃO USINA DE 12 <i>MW</i> -PCH	68
TABELA 32 – RAZÃO USINA DE 76 <i>MW</i> -PCH	68
TABELA 33 – PROPORCIONALIDADE USINA DE 100 <i>MW</i> - PCH	69

TABELA 34 – VARIAÇÃO DE CARGAS NO SISTEMA EM <i>MWh</i> -2019	70
TABELA 35 – VARIAÇÃO DE CARGAS NO SISTEMA TESTE	71
TABELA 36 – CONTINGÊNCIAS DO SISTEMA IEEE 24 BARRAS - RTS	71
TABELA 37 – LIMITES DE PROCURA DO MUST	75
TABELA 38 – CONTINGÊNCIA ANÁLISE PARA BARRA 3-JANEIRO-JUNHO- <i>MW</i>	80
TABELA 39 – CONTINGÊNCIA ANÁLISE PARA BARRA 3-Julho-Dezembro . .	81
TABELA 40 – LIMITES DE MAIOR OCORRÊNCIA-BARRA	82
TABELA 41 – CONTINGÊNCIAS - ANÁLISE PARA BARRA 9-JANEIRO-JUNHO- <i>MW</i>	85
TABELA 42 – CONTINGÊNCIA ANÁLISE PARA BARRA 9-JULHO-DEZEMBRO	86
TABELA 43 – LIMITES DE MAIOR OCORRÊNCIA-BARRA 9	87
TABELA 44 – CONTINGÊNCIAS - ANÁLISE PARA BARRA 10-JANEIRO-JUNHO- <i>MW</i>	90
TABELA 45 – CONTINGÊNCIA ANÁLISE PARA BARRA 10-JULHO-DEZEMBRO	91
TABELA 46 – LIMITES DE MAIOR OCORRÊNCIA-BARRA 10	92
TABELA 47 – LIMITES DE MAIOR OCORRÊNCIA-BARRA 3	95
TABELA 48 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA NA BARRA 3 (JANEIRO - JUNHO)	96
TABELA 49 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA NA BARRA 3 (JULHO - DEZEMBRO)	97
TABELA 50 – LIMITES DE OCORRÊNCIA - BARRA 9	101
TABELA 51 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA NA BARRA 9-JANEIRO- JUNHO	101
TABELA 52 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA NA BARRA 9 (JULHO - DEZEMBRO)	102
TABELA 53 – LIMITES DE MAIOR OCORRÊNCIA-BARRA 10	106
TABELA 54 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA NA BARRA 10 - JANEIRO- JUNHO	109
TABELA 55 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA NA BARRA 10 - JULHO- DEZEMBRO	110
TABELA 56 – CUSTOS ANUAIS EM CONTRATAÇÃO PERMANENTE	111
TABELA 57 – CUSTOS ANUAIS EM CONTRATAÇÃO CONSIDERANDO PAR- CELAS DE INEFICIÊNCIA	111

LISTA DE ABREVIATURA E DE SIGLAS

ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CGH	Central Geradora Hidráulica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
ED	Evolução Diferencial
ELETROBRAS	Empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A
EUST	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão
GE	General Electric
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MUSD	Montante do Uso do Sistema de Distribuição
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
OEP	Otimização por Enxame de Partículas
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OTM	Otimização do MUST
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
SEP	Sistema Elétrico de Potência

SIN Sistema Interligado Nacional

TUSD Tarifa do Uso de Sistema de Distribuição

TUST Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UHE Usinas Hidrelétricas de grande porte

UTES Usinas Termelétricas

LISTA DE SÍMBOLOS

$N - 1$	Sistema elétrico de potência com contingência de um elemento
$EU ST_{PER}$	Encargos de uso do sistema de transmissão associados aos MUST a serem remunerados por ponto de conexão
$MUST_{PER P}$	MUST vigente no mês, no período de ponta, associado ao ponto de conexão
$MUST_{PER FP}$	MUST vigente no mês, no período fora de ponta, associado ao ponto de conexão
$TUST_P$	Tarifa de uso do sistema de transmissão vigente no mês, no período de ponta, associado ao ponto de conexão
$TUST_{FP}$	Tarifa de uso do sistema de transmissão vigente no mês, no período fora de ponta, associado ao ponto de conexão
PI_S	Parcela de ineficiência por sobrecontratação por ponto de conexão
$MUST_{FP}$	MUST vigente no mês, no período fora de ponta, associado ao ponto de conexão
$MUST_P$	MUST vigente no mês, no período de ponta, associado ao ponto de conexão
$D_{MAX ANUAL P}$	Demanda máxima anual medida no ponto de conexão em horário de ponta quando inferior a 90 % do MUST contratado
$D_{MAX ANUAL FP}$	Demanda máxima anual medida no ponto de conexão em horário fora de ponta quando inferior a 90% do MUST contratado
PI_U	Parcela de ineficiência por ultrapassagem por ponto de conexão
$D_{MAX MES P}$	Demanda máxima mês medida no ponto de conexão em horário de ponta quando superior a 110 % do MUST contratado
$D_{MAX MES FP}$	Demanda máxima mês medida no ponto de conexão em horário fora de ponta quando superior a 110 % do MUST contratado
P_S	Parcela subcontratação por ponto de conexão
$\vec{x}_{r1}, \vec{x}_{r2}$ e $\vec{x}_{r3}$	Vetores Iniciais
F	Taxa de perturbação

$\vec{v}_i$	Novo vetor Gerado
$X_{\alpha}^{(q)} X_{\beta}^{(q)} X_{\gamma}^{(q)}$	Vetores
$V^{(q+1)}$	Processo de Mutação (vetor doador)
X, u	Vetor
α, β, γ	Índices
F_p	Fator de Perturbação
$X_s^{(q)}$	Vetor alvo
s	Índice
NP	Tamanho da população
$U^{(q+1)}$	Vetor Experimental
i	Índice
P_c	Probabilidade de cruzamento (crossover)
$rand$	Número gerado aleatoriamente no intervalo [0,1]
f	Vetor de Objetivos
C	Custo
P_g	Potência Gerador
Mn	Mínimo
RZ_{max}	Razão Máxima
RZ_{med}	Razão Média
V_{cg}	Valor de carga ou geração
σ	Letra grega sigma
V_{MC}	Montante Contrato
V_{MV}	Montante de verificado
V_{1i}	Montante contratado sem penalizações para o mês i
V_{2i}	Montante contratado com penalizações por subcontratação para o mês i

V_3	Montante contratado com penalizações por sobrecontratação para o ano de contrato
$M_{V_{\text{anual}}}$	Maior valor de montante verificado no ano

SUMÁRIO

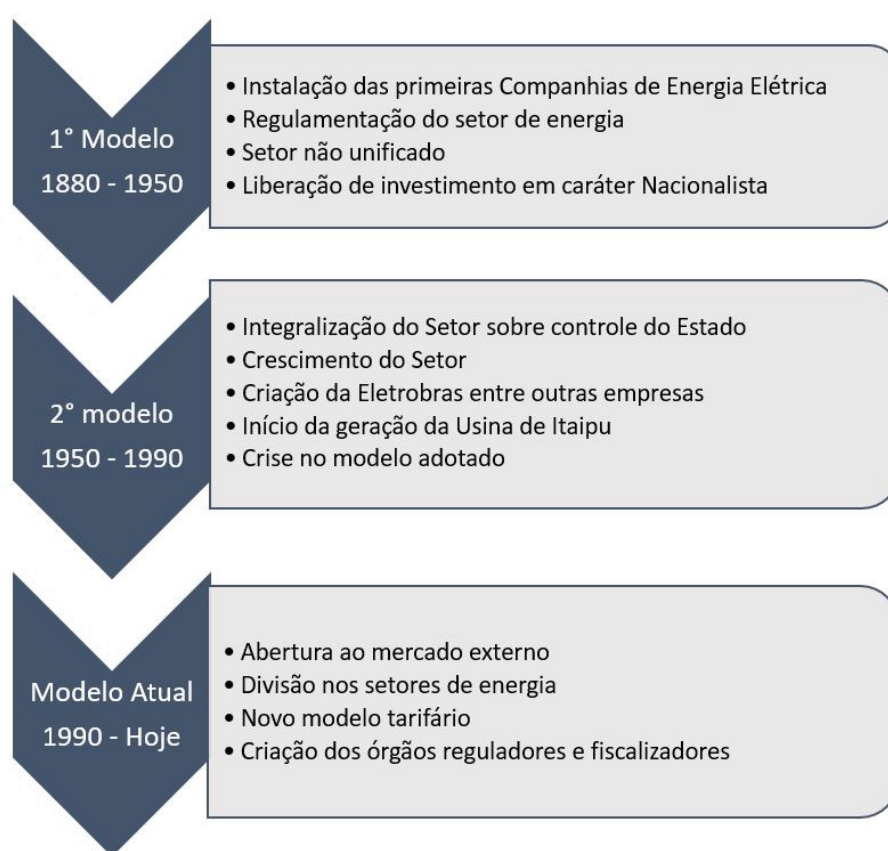
1	INTRODUÇÃO	18
1.1	MOTIVAÇÕES	22
1.2	OBJETIVOS	23
1.2.1	Objetivos Específicos	23
1.3	JUSTIFICATIVAS	24
1.4	CONTRIBUIÇÕES	24
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	25
2	MONTANTE DO USO DE SISTEMA DE TRANSMISSÃO	26
2.1	TARIFAÇÃO SOBRE O MUST	26
2.2	INCERTEZAS NA OTIMIZAÇÃO	28
2.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	34
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	35
3	ALGORITMO DE EVOLUÇÃO DIFERENCIAL	36
3.1	EXPLICAÇÃO DO MÉTODO DE EVOLUÇÃO DIFERENCIAL	36
3.1.1	Mutação	37
3.1.2	Cruzamento	38
3.1.3	Seleção	40
3.2	ESTRATÉGIAS DE BUSCA	41
3.3	PASSO A PASSO	41
3.4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	43
3.5	EXEMPLO DE APLICAÇÃO	44
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	45
4	MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO DO PROBLEMA PROPOSTO	47
4.1	SISTEMA IEEE 24 BARRAS - RTS	47
4.2	DADOS DE GERAÇÃO	49
4.2.1	Gerador Solar	51
4.2.2	Gerador Eólico	53
4.2.3	Geradores Termoelétricos	54
4.2.3.1	Biomassa	55
4.2.3.2	Carvão	56
4.2.3.3	Gás Natural	58
4.2.3.4	Nuclear	60
4.2.3.5	Petróleo	62

4.2.4	Hidroelétricas	63
4.2.4.1	Usina hidrelétrica de grande porte	64
4.2.4.2	Pequena Central Hidrelétrica	66
4.3	CARGA DO SISTEMA	69
4.4	VARIAÇÃO DAS GERAÇÕES	69
4.5	CONTINGÊNCIAS DO SISTEMA	71
4.6	FLUXOGRAMA	73
4.7	DEFINIÇÃO DOS LIMITES DE BUSCA	73
4.8	IMPLEMENTAÇÃO DO MUST NO ED	75
4.9	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	77
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	78
5.1	MÉTODOS NA LITERATURA	78
5.2	CONTRATAÇÃO SEGUNDO CRITÉRIO DAS MÉDIAS DE GERAÇÃO E CARGA	78
5.2.1	Contratação Barra 3	79
5.2.2	Contratação Barra 9	84
5.2.3	Contratação Barra 10	89
5.2.4	Conclusão	94
5.3	CONTRATAÇÃO SEGUNDO MÉTODO PROPOSTO	95
5.3.1	Contratação Barra 3	95
5.3.2	Contratação Barra 9	100
5.3.3	Contratação Barra 10	105
5.3.4	Comparação entre métodos	111
5.4	RESULTADOS OBTIDOS	112
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	114
	REFERÊNCIAS	117

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro nos moldes atuais começou a ser estruturado em meados da década de 90. Porém para compreender o sistema elétrico atual de energia brasileiro é necessário retroceder e entender as principais mudanças que ocorreram no setor. Essas mudanças podem ser divididas em três etapas e através da FIGURA 1 é possível destacar os períodos de cada modelo e os principais fatos.

FIGURA 1 – Linha do tempo do setor elétrico.



Fonte: Autor, 2021.

A primeira etapa teve início no final do século XIX até meados de 1950. Teve seu início marcado pelo convite de D. Pedro II a Thomas Alva Edison para realizar a implementação de sua criação na iluminação interna da estação central de ferro, no Rio de Janeiro (CAMARGO, 2005). Caracterizou-se por ser uma época de crescimento e de modelo privado de capital estrangeiro. O sistema elétrico brasileiro era organizado por "ilhas elétricas", onde cada região respondia pelas principais demandas de energia. Essas peculiaridades começaram a mudar na década de 30, com revoluções nacionalistas e com o fim da segunda guerra mundial (OLIVEIRA, 2000).

Nesse período, foram relatadas as primeiras atividades de consumo, geração de energia elétrica e as primeiras atividades das empresas do setor elétrico, como Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e *General Electric* (GE) (ALMEIDA; SOUZA RAMOS, 2007). No ano de 1934, o Presidente Getúlio Vargas promulgou o Código das Águas, através do decreto-lei nº 24.643, que regulamentava a atividade do setor com o uso das fontes energéticas, além de designar o dever de fiscalizar as concessionárias de energia elétrica.

Já na segunda etapa, que iniciou na década de 50 e encerrou no início dos anos de 1990, teve sua principal característica de ser um modelo de monopólio público e possuir uma alta na demanda por energia elétrica. Além disso, devido a mudança no estilo de consumo, onde antes principalmente voltado para agronegócio, viu a expansão dos grandes centros urbanos e do setor industrial (VEIGA; FONSECA, 2002).

A partir dos novos moldes, o governo federal integralizou o setor de geração, transmissão e para os estados ficou incumbido a distribuição da energia. A iniciativa do governo federal em assumir este controle sobre a base da energia elétrica brasileira se decorreu da necessidade de fortificar e desenvolver o setor, acompanhando o crescimento econômico (OLIVEIRA, 2000).

Em 1961, foi criada a Empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A (ELETROBRAS). A empresa era responsável por coordenar, administrar e financiar, centralizando as decisões e tomadas de investimentos do setor elétrico (ELETROBRAS, 2021). Outro marco nesse período, em 1984, foi o início de operação do primeiro dos vinte geradores da usina hidrelétrica de Itaipu Binacional (ITAIPU BINACIONAL, 2021).

O segundo modelo entrou em crise no final da década de 80 devido à política de compensação tarifária com a intenção de combater a inflação, a baixa ineficiência do sistema e o fim de financiamentos no setor, tanto em âmbito nacional como internacional. Além disso, os fatores desencadearam a necessidade de uma nova estruturação do setor, tanto de crescimento, como de aplicação de capital (FERREIRA; PINHEIRO; FUKASAKU, 2000).

O início da terceira e atual etapa, ficou marcado por um período em que se iniciou o processo de abertura. O setor elétrico se encontrava numa situação complicada, num ambiente de crise financeira onde o principal problema enfrentado era de gestão econômica financeira. Sendo o estado o principal investidor da área, a privatização do setor foi a solução encontrada no momento pelo governo devido a alegação, por parte do Estado, de não ter mais condições de investir no setor (OLIVEIRA, 2000).

Os principais objetivos que começavam a surgir eram baseados nas reformas

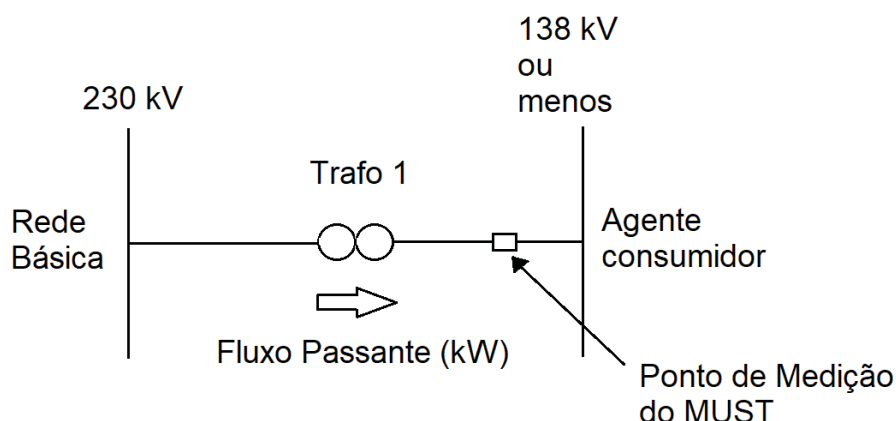
que aconteciam em todo o mundo. O setor elétrico caminhava para a premissa de se haver um consumidor livre e independente, e de empresas que poderiam ter acesso livre tanto às redes de transmissão como de distribuição, eram discutidas para o novo modelo. O primeiro passo para o novo modelo foi dado no governo de Itamar Franco, com a aprovação da Lei nº 8.631 de 1993 que criou um novo modelo tarifário para as companhias do setor elétrico. Em 1995, no governo de Fernando Henrique Cardoso as Leis 8.987 e 9.074, dentre outras leis e decretos, foram responsáveis pelas grandes mudanças. Podem-se destacar as que mais impactaram no setor:

- Desverticalização do setor, antes, todos os setores da energia elétrica eram globalizados, com isso houve a ruptura do setor em quatro vertentes: geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- Privatização dos setores, vista como o melhor caminho para a melhor destinação dos investimentos e situação econômica do estado;
- Livre acesso às redes de transmissão e distribuição, dentro das normas criadas para as concessões e permissões do serviço público;
- Criação da modalidade de cliente livre de energia elétrica;
- Instauração de competição ao nível de geração e distribuição.

Em 1997, além das normatizações e concessões, foram criadas as principais instituições que estariam incumbidas pelos deveres destinados. Dentre elas a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que é responsável em regular e fiscalizar a distribuição, geração, comercialização e transmissão. Seguindo com as mudanças, a instituição ONS foi criada, com a finalidade de centralizar as operações do sistema elétrico e ligada ao Mercado Atacadista de Energia (MAE). No governo do Luiz Inácio Lula da Silva, em 2004, o MAE foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que tem como finalidade organizar e tornar mais viável a comercialização entre os agentes conectados ao setor elétrico (FILIETAZ; MARTINS; SANTOS, 2019).

Com o setor dividido em quatro vertentes: comercialização, distribuição, transmissão e geração, a ANEEL definiu como pontos de conexão os locais onde há interligação entre níveis de tensão que são iguais ou superiores a 230 *kV* e ocorre o rebaixamento para níveis de tensão menor ou igual a 138 *kV*. Os pontos de conexão interligam os acessantes e o Sistema Interligado Nacional (SIN), exemplificado na FIGURA 2. Sendo assim, tornou-se responsabilidade das empresas distribuidoras de energia as unidades de transformação de potência onde há ponto de conexão.

FIGURA 2 – Ponto de conexão.



Fonte: Autor, 2021.

De acordo com a resolução da ANEEL, as empresas distribuidoras têm o dever de limitar o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) para dois patamares de carregamento. Definiu-se esses patamares como demanda de ponta e demanda fora de ponta. Estes valores representam o montante esperado de potência ativa por ponto de conexão em que a distribuidora possui com SIN (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 1999).

Desta forma, os valores são firmados no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) para um ano de vigência. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tem a tarefa de administrar e de controlar a operação do SIN e monitorar a eficiência do CUST (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2018). Os valores verificados de MUST devem permanecer dentro de uma parcela de eficiência. Esta é delimitada por um limite superior e inferior respectivamente representando o valor de 110% do valor contratado e de 90% do valor contratado. A resolução ainda trata que, caso os montantes contratados não apresentem a eficiência de contratação, penalidades de sobrecontratações e subcontratações serão aplicadas (ANEEL, 2015).

Além das dificuldades em se determinar os montantes de energia, existe ainda as dificuldades na construção de novas e grandes usinas hidrelétricas. Usinas desse tipo apresentam significativos impactos sociais e ambientais. Assim é crescente o número de usinas de pequeno porte ou centrais eólicas e solares para abastecer a demanda de consumo (TURATTI, 2001). Em 2019, no Brasil culminaram num incremento de 15,5% no montante de geração de energia em usinas eólicas, enquanto que a energia solar teve aumento de 92,2% sobre os valores computados no ano anterior. Isso representa, em GWh, um crescimento de 7.510 e 3.193 respectivamente. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020a).

O aumento das variações de produção de energia causadas por esses tipos de instalações é um problema para a determinação do MUST. As usinas eólicas e solares têm sua geração variável durante o dia, o que traz dificuldade para se determinar o montante que irá representar o fluxo de potência ativa nos pontos de conexão com o SIN (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2020).

Da mesma maneira, em uma análise temporal maior, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) sofrem com as influências climáticas, causando diferentes valores de fluxo de potência nos pontos de interligação durante o ano. Considerando que os montantes firmados no CUST são verificados para um ano de vigência e as variações de geração têm uma mudança sazonal ou até diária, se torna um desafio para se determinar um valor de MUST que signifique menores gastos às distribuidoras (PIRES; HOLTZ, 2011).

As Usinas Termelétricas (UTES), encontradas no Brasil movida a de biomassa, carvão, gás natural, nuclear e derivados do petróleo representam mais de 24,4% da geração do Brasil. Dentre elas, as consideráveis como fonte de energia renovável variável, como a biomassa irão crescer 18,7%, adicionando 2,5 *GW* ao sistema até 2029. Esse tipo de geração tem a característica de ser sazonal, muitas vezes dependendo diretamente da produção de cana e similares para realizar a queima e a transformação em energia elétrica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Ademais, a distribuidora é responsável por prever o funcionamento do seu sistema em caso de contingências simples, denominadas de *N-1*, sem interrupções no provimento de energia elétrica.

1.1 MOTIVAÇÕES

As dificuldades no início da análise são encontradas pelo fato de não existir um procedimento padrão entre as distribuidoras. Assim tornando o problema de contratação do MUST, o qual preveja a maneira em que o Sistema Elétrico de Potência (SEP) se comporta nos pontos de interligação, tanto para a área do SIN, como da rede de acesso, um caso complexo. Isso se apresenta em razão de que cada subsistema elétrico tem sua característica, sendo influenciada por fatores diversos que vão além de problemas elétricos, como problemas climáticos, econômicos, políticos e culturais da região.

Além dos problemas citados, as variações derivadas da geração de fonte renovável é o principal ponto para a definição do montante hoje e para os próximos anos. Com o alto crescimento nas instalações desse tipo de fonte nos últimos anos, causadas pela necessidade do SIN não ser dependente em sua maior parcela por apenas uma fonte, as usinas hidrelétricas, as quais são responsáveis por mais de 60% da fonte elétrica do Brasil. Sejam elas de grande porte ou pequeno porte, são

suscetíveis a períodos de secas, sendo a intensidade sendo diretamente proporcional ao tamanho de sua barragem, quando houver. Os períodos de seca têm se intensificado pelas mudanças climáticas, o que está alterando a análise a ser realizada para a contratação do montante, uma vez que a instalação das usinas de fontes renováveis com variação da geração e a diminuição em determinadas épocas na geração das usinas hidrelétricas causam uma mudança no fluxo de potência nos pontos de conexão e conseqüentemente uma contratação diferente sobre o MUST.

Tendo em vista que o assunto é de âmbito interno das distribuidoras e concessionárias, existem poucas pesquisas relacionadas diretamente ao assunto. O problema será verificado realizando uma simulação mês a mês para cada barra verificada e usando como base um sistema teste do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) .

A questão de otimização do valor contratado terá a sua formulação aplicada em algoritmo de Evolução Diferencial e desenvolvida em código computacional no software MATLAB. Após realizada a otimização, será comparada a mesma formulação a procedimentos usados com outros trabalhos na literatura, verificando a efetividade e os métodos adotados.

1.2 OBJETIVOS

O propósito do presente trabalho é realizar um estudo de otimização sobre o fluxo de potência ativa nos pontos de conexão denominados como das distribuidoras levando em consideração os aspectos mencionados de geração e carga e proporcionando assim uma nova análise de como efetuar uma contratação mais correta sobre o montante estudado, o MUST. Neste contexto, a análise será importante para as distribuidoras de energia elétrica avaliarem os valores contratados nos pontos de conexão entre a rede básica e a rede de alta tensão das distribuidoras.

1.2.1 Objetivos Específicos

- Avaliar o fluxo de potência ativa nos pontos de interligação entre a rede de distribuição e a rede básica;
- Determinar o valor ótimo de MUST para os casos simulados;
- Desenhar um caso condizente com a realidade de alguma região específica do Brasil;
- Realizar a inserção das usinas presentes na matriz energética Brasileira, juntamente com suas variações;

- Analisar quais pontos de interligação e situações apresentaram resultados mais críticos;
- Validar a análise realizada com a literatura e o método sem as restrições.

1.3 JUSTIFICATIVAS

O estudo possibilita uma visão diferente do fluxo de potência ativa e o montante para cada ponto de conexão diante das inconsistências apresentadas no SEP em períodos determinados. Além disso, proporciona um método capaz de determinar um valor ótimo de MUST e o menor valor pago anualmente pelas distribuidoras. Por fim, considerando-se as incertezas no problema de otimização, o valor final será mais condizente com a realidade (ANEEL, 2015).

O assunto é de extrema importância, visto que o valor contratado de MUST reverte diretamente no valor da Tarifa do Uso de Sistema de Distribuição (TUSD). O encargo é convertido na conta de energia do usuário final, o consumidor de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005). Dessa forma, a análise pode ajudar as empresas distribuidoras de energia a reduzir os valores pagos pelos montantes contratados e evitar parcelas de ineficiência na contratação.

Além da questão econômica, o método proporciona aos envolvidos no estudo uma melhor análise, uma vez que pode ser realizada a inserção de diferentes tipos de variáveis e incertezas, nestes casos as contingências e o modo de operação dos geradores conectadas no sistema. O tempo destinado para análise seria menor e menos exaustiva para o operador, sendo que depois de determinado uma metodologia padrão pela equipe, o método se encarregaria em realizar a análise.

1.4 CONTRIBUIÇÕES

As contribuições da dissertação de mestrado podem ser divididas em:

- Otimizar as contratações do MUST, considerando diversas incertezas do sistema, através de um estudo analítico que irá proporcionar um entendimento sobre como a inclusão de incertezas aumenta a qualidade na contratação;
- Disseminar outros métodos possíveis para contratação de montantes, não especificamente do MUST, como o Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) e demandas de energia, para se obter o melhor uso dos sistemas de potências;
- Implementar as normas vigentes sobre o MUST no método evolução diferencial, um método heurístico, que não usa derivadas, tornando o processo de implementação mais fácil;

- Demonstrar de uma maneira analítica como a inserção das chamadas gerações variáveis de fonte renovável podem impactar a contratação do MUST;

1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A fim de alcançar os objetivos aqui propostos, esta dissertação de mestrado será construída com a seguinte estrutura:

- O Capítulo 1 apresenta uma introdução, as motivações, os objetivos gerais, os objetivos específicos, as justificativas e as contribuições da dissertação;
- O Capítulo 2 mostra o problema do MUST e a revisão bibliográfica;
- O Capítulo 3 descreve o método de otimização implementado;
- O Capítulo 4 apresenta a metodologia aplicada ao problema;
- O Capítulo 5 mostra os resultados;
- E, por fim, o Capítulo 6 descreve as considerações e conclusões finais.

2 MONTANTE DO USO DE SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Com a regulamentação do setor elétrico brasileiro, a ANEEL determinou que as distribuidoras e agentes consumidores da rede básica devem firmar no CUST, o MUST que representa o máximo valor declarado de potência injetada no ponto de conexão, ou seja, a previsão de demanda que cada ponto de conexão irá consumir da rede básica. Estes valores são supervisionados e controlados pelo ONS (ANEEL, 2015).

Os agentes consumidores devem determinar no CUST o valor do MUST para cada ponto de conexão e para quatro anos civis subsequentes. O MUST é dividido em dois horários de contratação, horário de ponta e horário fora de ponta. Estes valores devem ser informados ao ONS até o último dia do mês de outubro para entrar em vigor no primeiro dia do ano posterior (ANEEL, 2015).

2.1 TARIFAÇÃO SOBRE O MUST

Os encargos referentes a utilização da potência nos pontos de conexão são precificadas a partir do produto entre a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e o MUST, sendo denominado como Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST). A TUST representa o valor em reais por kW consumido por mês em cada horário de contratação. A formulação é apresentada em 2.1.

$$EUST_{PER} = (TUST_P * MUST_{PERP}) + (TUST_{FP} * MUST_{PERFP}) \quad (2.1)$$

onde:

$EUST_{PER}$: são os encargos de uso do sistema de transmissão associados aos MUST a serem remunerados por ponto de conexão;

$MUST_{PERP}$: é o MUST vigente no mês, no período de ponta, associado ao ponto de conexão;

$MUST_{PERFP}$: é o MUST vigente no mês, no período fora de ponta, associado ao ponto de conexão;

$TUST_P$: é a tarifa de uso do sistema de transmissão vigente no mês, no período de ponta, associado ao ponto de conexão;

$TUST_{FP}$: é a tarifa de uso do sistema de transmissão vigente no mês, no período fora de ponta, associado ao ponto de conexão.

Porém, ao ser computado o montante contratado e efetuada a verificação mensal ou anual, pode ocorrer parcelas de ineficiências. Estas parcelas são especificadas

como os valores em que o MUST verificado se apresentou fora da faixa de 90% a 110% do valor contratado e podem ocorrer por diversos motivos, uma delas contratação errada sobre o MUST que ocorrem quando há variações adversas no sistema, como uma variação não prevista na geração e, ou contingências não planejadas do sistema, estas não previstas na análise. Nestes casos, existe o acréscimo no valor pago pela distribuidora, aplicado pela ONS.

As parcelas podem ocorrer em duas ocasiões, sendo uma quando o maior valor verificado anual não atinge os 90 % do valor contratado. Além disso, é denominada como parcela por sobrecontratação e é aplicada após o fim do ano civil de contrato. A penalidade será aplicada através da Equação 2.2.

$$PI_S = 12 * [(0,9 * MUST_{FP} - D_{MAX ANUAL FP}) * (TUST_{FP})] + 12 * [(0,9 * MUST_P - D_{MAX ANUAL P}) * (TUST_P)] \quad (2.2)$$

onde:

PI_S : é a parcela de ineficiência por sobrecontratação por ponto de conexão;

$MUST_{FP}$: é o MUST vigente no mês, no período fora de ponta, associado ao ponto de conexão;

$MUST_P$: é o MUST vigente no mês, no período de ponta, associado ao ponto de conexão;

$D_{MAX ANUAL P}$: é a demanda máxima anual medida no ponto de conexão em horário de ponta quando inferior a 90 % do MUST contratado;

$D_{MAX ANUAL FP}$: é a demanda máxima anual medida no ponto de conexão em horário fora de ponta quando inferior a 90% do MUST contratado.

A outra possibilidade de ocorrer a parcela de ineficiência se apresenta quando o valor registrado do mês ultrapassa o limite de 110 % do valor contratado. A verificação é realizada mês a mês e se existir mais de uma ultrapassagem é computada sempre a de maior valor do mês referente. A parcela é aplicada segundo a Equação 2.3.

$$PI_U = 3 * [(D_{MAX MES FP} - 1.10 * MUST_{FP}) * (TUST_{FP})] + 3 * [(D_{MAX MES P} - 1.10 * MUST_P) * (TUST_P)] \quad (2.3)$$

onde:

PI_U : é a parcela de ineficiência por ultrapassagem por ponto de conexão;

$D_{MAX MES P}$: é a demanda máxima mês medida no ponto de conexão em horário de ponta quando superior a 110 % do MUST contratado;

$D_{MAX MES FP}$: é a demanda máxima mês medida no ponto de conexão em horário fora

de ponta quando superior a 110 % do MUST contratado;

A ANEEL considera os dois casos como parcela de ineficiência, porém os valores entre 100% e 110% da demanda contratada não são considerados como penalidade, pois estão dentro dos limites de contratação. Como não apresentam taxa de penalidade, o valor registrado nesta faixa são subsidiados pela distribuidora e não são repassados para o consumidor (ANEEL, 2015). Nesta faixa, o cálculo é realizado segundo a Fórmula 2.4.

$$P_S = [(D_{MAX\ MES\ FP} - MUST_{FP}) * (TUST_{FP})] + [(D_{MAX\ MES\ P} - MUST_P) * (TUST_P)] \quad (2.4)$$

onde:

P_S : é a parcela subcontratação por ponto de conexão.

Devido as penalizações cabe aos usuários uma contratação com responsabilidade, otimizando os gastos em cada ponto de conexão, evitando parcelas de ineficiência e garantindo a operação do sistema. Na próxima seção, serão descritos alguns problemas relatados e encontrados para ser realizada a otimização do MUST.

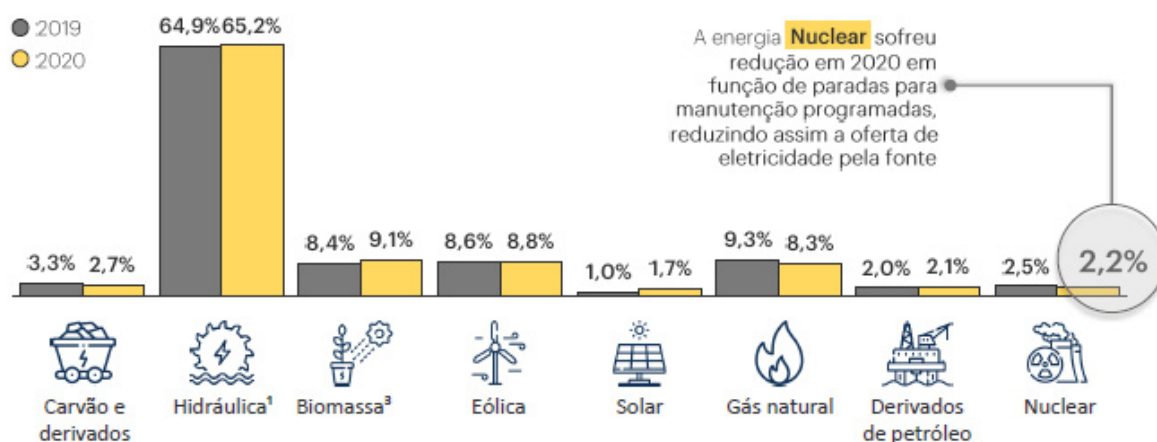
2.2 INCERTEZAS NA OTIMIZAÇÃO

A necessidade das distribuidoras determinarem um valor de potência injetada para todos os pontos de conexão se torna o primeiro desafio enfrentado pelos responsáveis pela contratação. Cada ponto de conexão tem suas peculiaridades no sistema elétrico, sendo influenciado por vários fatores, exemplo, os climáticos que interferem na geração, políticos e econômicos que modificam a base de produção e incentivos para instalação de novas centrais geradoras e melhorias do sistema elétrico designados a distribuidora.

O principal critério que deve ser respeitado se caracteriza como critério de segurança. O SIN é dimensionado respeitando contingências $N - 1$, isso significa que o sistema deve operar sem violações na operação com a perda de até um elemento elétrico. Tal situação faz com que o montante deva ser contratado assegurando o critério, pois tais contingências podem interferir diretamente no fluxo de potência nos pontos de contratação, alterando o valor de MUST.

Outro fator que deve ser levado em consideração na análise é a influência da geração tanto conectada ao SIN quanto a distribuidora. Para isso, destacam-se as principais fontes de energias a serem analisadas. No balanço energético divulgado em 2021 são apresentados na FIGURA 3 os valores de crescimento e geração instalada.

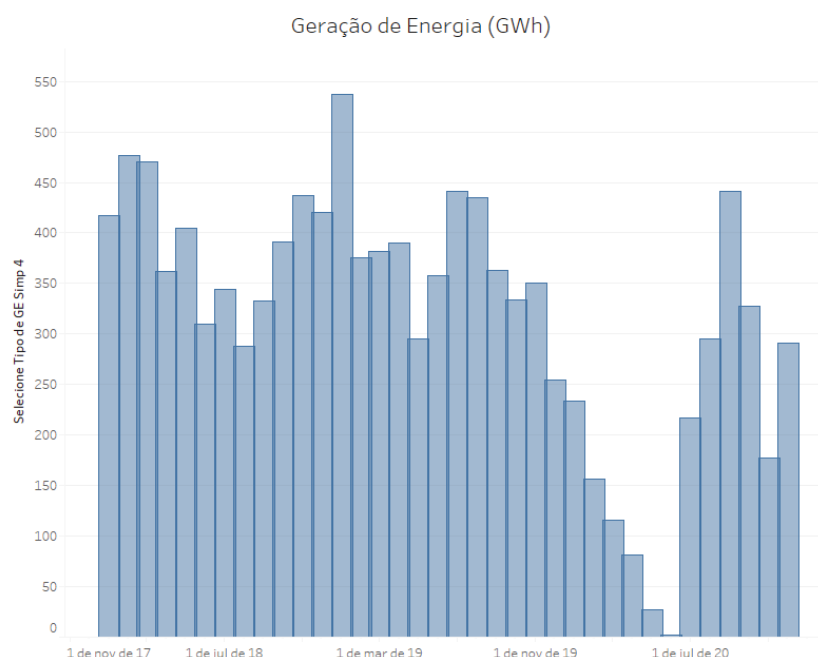
FIGURA 3 – Comparação da matriz elétrica brasileira entre 2019 e 2020.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2021).

A principal fonte de energia elétrica no Brasil é renovável, representando 83% em 2019 e 84,8% em 2021. Entre essas fontes as principais são as Usinas Hidráulicas, com 65,2%. Em segundo, se destaca a biomassa, subsequente a eólica e a de gás natural, esta não sendo uma fonte renovável e por último as usinas solares (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).

FIGURA 4 – Geração de energia da usina Salto Osório do período de 2018 até 2020.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021).

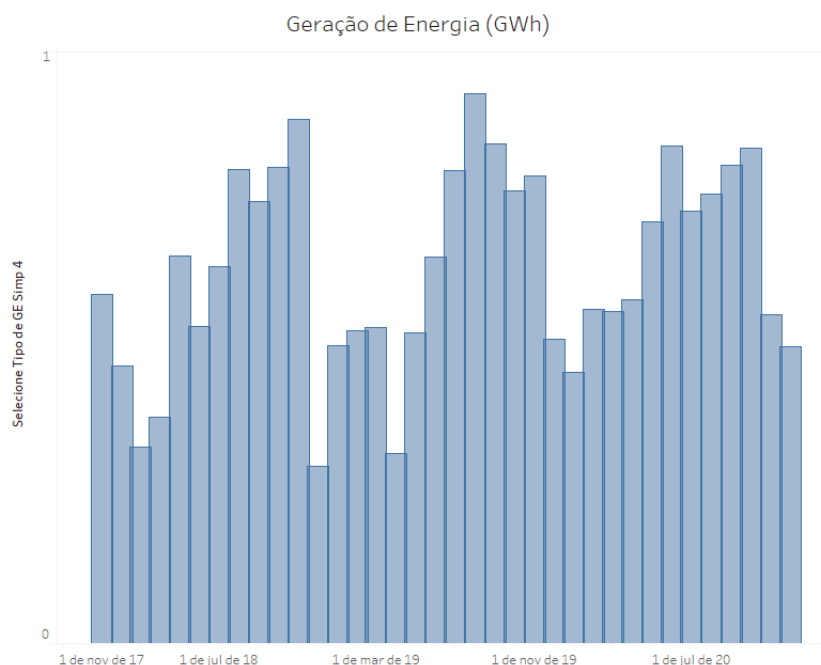
Como deve ser determinado um valor a ser considerado durante o ano de vigência por ponto de conexão, o montante contratado sofre interferência direta na

sazonalidade na geração de alguns tipos de usinas. Os períodos de chuva e secas interferem na produção das usinas hidrelétricas. Dessa maneira, na FIGURA 4 é destacada a geração da usina hidrelétrica de Salto Osório, encontrada no sul do Brasil.

Assim, pode-se observar um padrão de geração, nos meses de outono e inverno, onde existe a redução na produção da Usina. Esse fator se deve pela característica de baixo nível de chuva nesse período na região sul do Brasil, diminuindo o valor de geração. Já em 2020, se tem um fato importante, ano que ficou marcado por ser um período de predominância do La Niña, o fenômeno responsável em provocar baixo nível de chuvas no sul e sudeste do Brasil (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2021).

Da mesma maneira, outros tipos de usinas tem variações de geração. A usina Eólica, que apresentou crescimento na capacidade de geração de 15,5% no ano de 2019, atuando com um total de 8,6% da oferta total de energia do Brasil, representa uma grande fatia da geração. A usina eólica mostra a variação sazonal e diária, criando incertezas para a análise da contratação do MUST em alguns pontos do SIN(EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020a). As FIGURA 5 e FIGURA 6 apresentam a Usina do Horizonte, localizada em Santa Catarina, no Sul do Brasil.

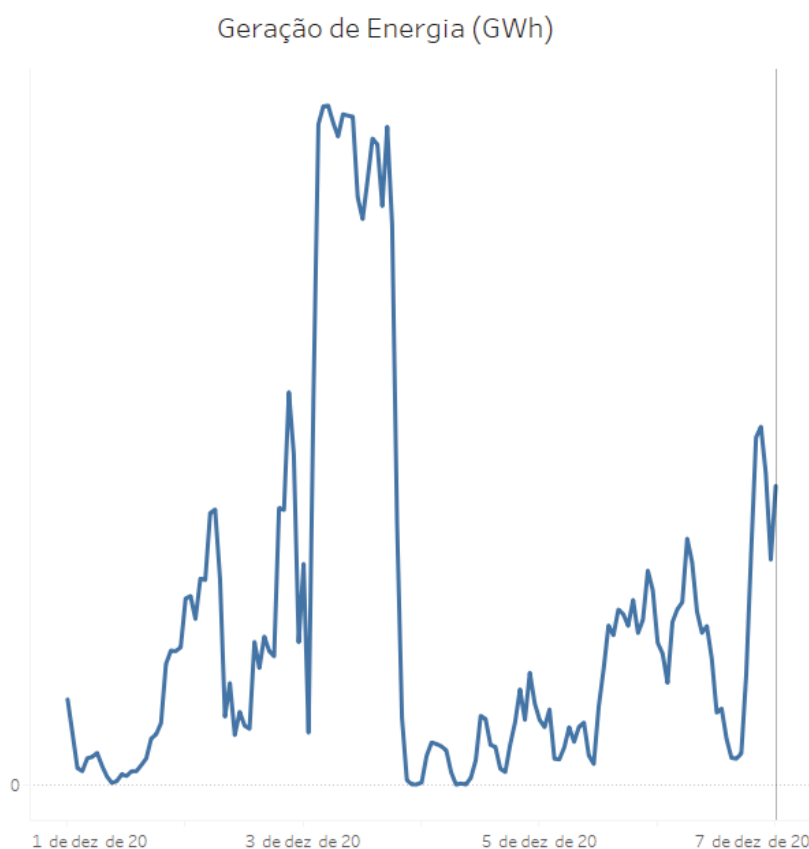
FIGURA 5 – Geração de energia do parque eólico do Horizonte do período de 2018 até 2020.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021).

Quando trata-se em uma escala de tempo anual, constata-se períodos de maior produção e outros com uma redução considerável. Isso ocorre, devido a variância de direção do vento e intensidade no decorrer do ano(SILVEIRA; ALVES; MURARA,

FIGURA 6 – Geração de energia diária do parque eólico do Horizonte.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021).

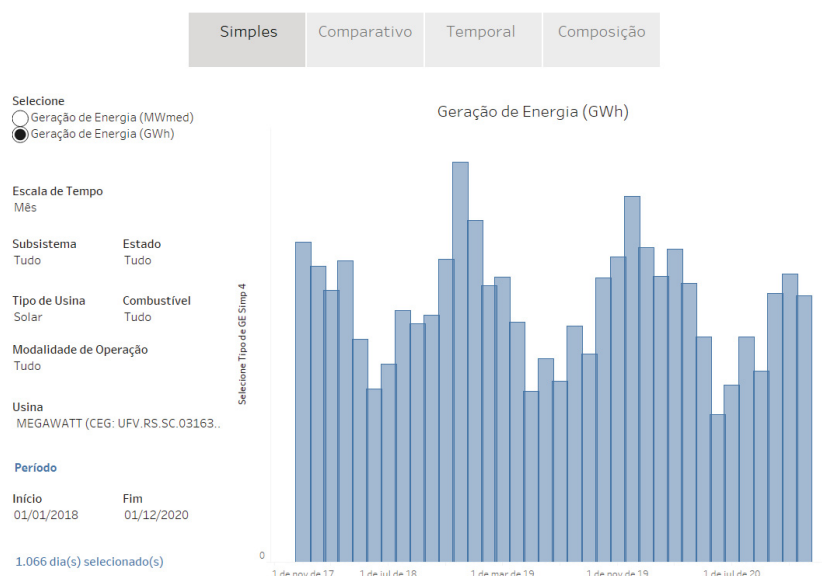
2014). Com isso, no período destacado foi registrado um valor máximo de geração de 0,93 *MW* e um mínimo de 0,3 *MW*. Para um período semanal com escala diária, esta fluabilidade de geração fica ainda mais visível. A energia solar fotovoltaica por sua vez, apresentou um crescimento de 92,2%, representando 1% da produção total de energia. Por ter sua geração dependente da irradiação, a produção gera variações e picos de produção (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020a).

Na região sul, por exemplo, as variações na geração ocorrem devido ao clima temperado e influência de sistemas provindos do polo antártico, o que contribui para a nebulosidade na região no inverno. Outro fator é a maior distância da linha do equador, influenciando no fotoperíodo, provocando menores índices de irradiação principalmente no inverno. Já na região norte e central do Brasil, por sua vez, recebe maior irradiação nos meses entre julho e setembro quando os níveis de chuva são menores. Estes são alguns dos fatores que ocasionam alterações na irradiação em algumas regiões do Brasil (PEREIRA et al., 2017).

Tais fatos são destacados na FIGURA 7 com as variações no decorrer do ano, da usina fotovoltaica Megawatt instalada em Florianópolis, Santa Catarina, onde é

possível observar a menor produção nos períodos de inverno, chegando a patamares de 69 MWh , menos da metade se comparado aos períodos de verão.

FIGURA 7 – Geração de energia da usina fotovoltaica Megawatt em Santa Catarina do período de 2018 até 2020.



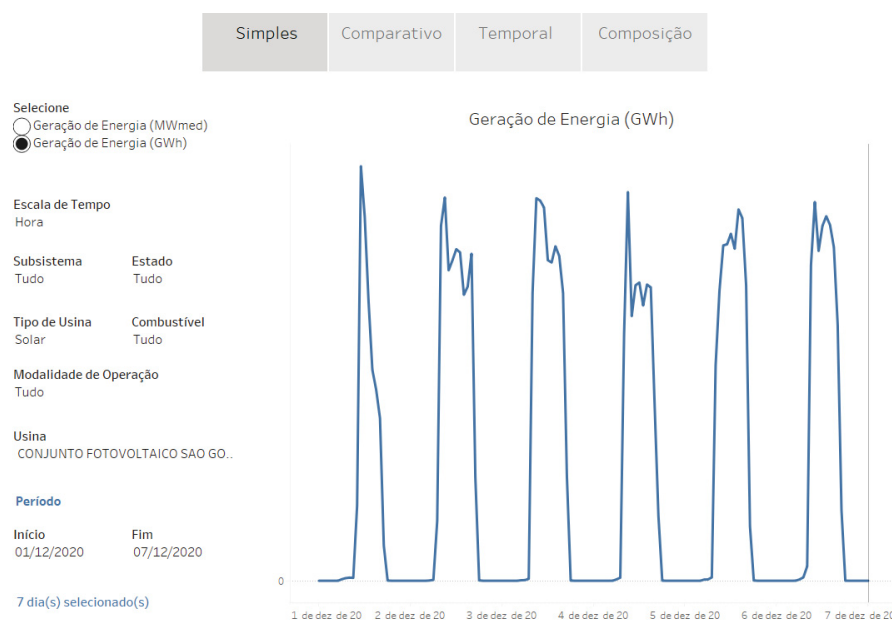
Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021).

Na FIGURA 8 destaca-se a variação que essa fonte pode proporcionar ao sistema elétrico, este fato causado na geração de energia pode ser ocasionada por nuvens e outros fatores climáticos podendo variar rapidamente e alterando a produção. Além disso, existe o fato das usinas fotovoltaicas, as quais não possuem baterias, não serem capaz de injetar energia nos períodos sem sol, precisando necessariamente de fonte complementar.

Deve-se destacar também a produção de energia termoelétrica, por exemplo, a provida da queima de biomassa. Por ter recurso dependente de safras, algumas centrais geradores ficam com períodos sem produzir. Além disso, possuem um custo de produção mais alto, dependendo de questões políticas e climáticas para serem acionadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), como mostrado na FIGURA 9.

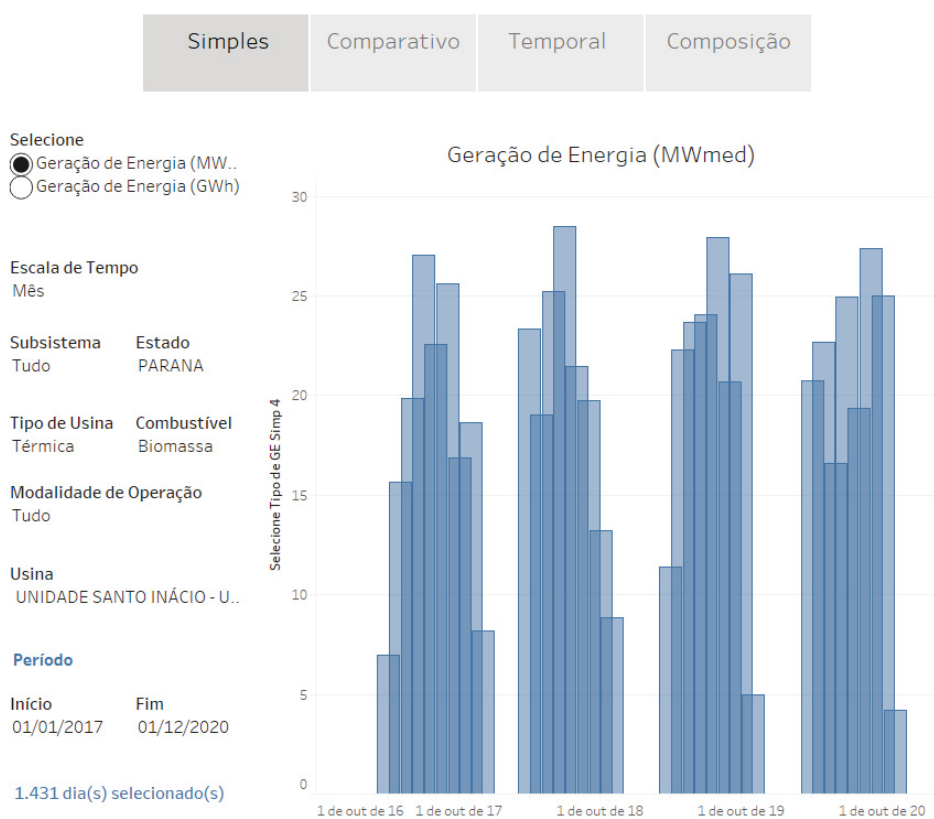
Considerando as exigências determinadas para a contratação do MUST e as incertezas encontradas no SIN e a rede da distribuidora, vários estudos foram realizados a fim de criar uma metodologia para efetuar uma contratação ótima do montante. Muitos fatores influenciam diretamente na contratação, logo a contratação pode ser efetuada por meio de várias abordagens. Alguns dos estudos serão relatados na Seção 2.3 a fim de servir como referência ao presente estudo.

FIGURA 8 – Geração de energia fotovoltaica no período de uma semana.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021).

FIGURA 9 – Geração de energia térmica a biomassa no período de 2017 até 2020.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021).

2.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Após a determinação da ANEEL sobre a mudança do setor elétrico brasileiro, diversos trabalhos englobando o problema de contratação dos montantes foram realizados. Assim, os trabalhos sobre a metodologia de aplicação da TUST, previsão de carga para determinação do montante, congestionamento do sistema de transmissão e otimização do MUST para diferentes situações foram publicados.

Em 2007, em um trabalho de graduação, foi evidenciado o problema enfrentado pelas distribuidoras, uma vez que a contratação era realizada sem uma base de informação concreta e desatualizadas e sem nenhuma técnica de otimização, sendo determinada pelo engenheiro responsável. No trabalho, foram utilizado o *software* de Análise de Redes Elétricas (ANAREDE) e os dados de entrada para determinar o fluxo passante de cada ponto do sistema estudado (MARTINS, 2007). No ano seguinte, no artigo publicado no seminário nacional de distribuição de energia elétrica, mostrou uma metodologia baseada em redes neurais, evidenciando a necessidade de se realizar um estudo prevendo os fluxos passantes nos pontos de conexão das distribuidoras (FERREIRA; AOKI; ROCCO, 2009).

Já em 2008, em um trabalho de dissertação, o montante foi tratado como um caso de problema de previsão de carga usando a técnica de redes neurais artificiais. Além disso, usou-se a base de dados de uma concessionária onde realizou-se o treinamento da máquina, para as simulações não foram utilizadas variáveis climáticas, as quais influenciariam diretamente na previsão de MUST (ROCCO, 2008). Em 2011, o artigo apresentado no Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica trouxe o problema de MUST aplicado ao sistema da concessionária LIGHT do Rio de Janeiro. No artigo foi desenvolvido um programa computacional chamado de Otimização do MUST (OTM), a fim de equilibrar os gastos com subcontratação ou sobre contratação e obter um valor ótimo para o problema (LIMA et al., 2011).

Em 2015, o problema do montante foi aplicado para uma PCH, nesse caso o problema determinou-se o valor de Montante do Uso do Sistema de Distribuição (MUSD). No trabalho foram usados procedimentos de coletas de dados históricos de geração a fim de otimizar o valor do CUST, demonstrando a possibilidade de se realizar o estudo em uma PCH com característica fio d'água e o ciclo hidrológico sazonal (ALVES; NEGRÃO, 2015).

Em 2018, o problema de MUST foi implementado no algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas (OEP), garantindo as exigências regulatórias de qualidade e continuidade de fornecimento de energia (TESTI, 2018). No mesmo ano, o MUST foi apresentado e aplicado em uma região de concessão da Companhia Paranaense de Energia (COPEL). O estudo foi realizado para os períodos de Ponta e Fora de Ponta,

considerando fatores históricos de geração e contingências da concessionária e do SIN, os casos foram simulados no *software* ANAREDE e destacavam as ultrapassagens para cada ponto de conexão e as diferentes contingências (FILIEZ; MARTINS; SANTOS, 2019).

No ano seguinte, outro artigo propôs a otimização a partir de equivalentes de redes flexíveis e fluxo de potência probabilístico ou estocástico. No estudo, incertezas de carga, geração e topologia são incluídos e a metodologia foi aplicada para um caso acadêmico (CASTRO et al., 2019).

Pode-se concluir que, apesar do tempo em que o MUST se tornou um fator a ser averiguado e determinado por todos os órgãos que tem algum ponto de conexão com o SIN, as distribuidoras de energia ainda encontram dificuldades em determinar o valor ótimo para cada ponto de conexão.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentado o MUST, expondo a tarifação e as incertezas aplicadas sobre o problema. Por fim, realizou-se uma revisão bibliográfica sobre os estudos abrangendo o MUST e tarifações relacionadas, salientando as dificuldades para se realizar esses estudos e a complexidade do problema.

O entendimento sobre a tarifação é de suma importância pois as regras vigentes sobre o MUST irão incidir diretamente na aplicação sobre a ED. Além disso a entrada das usinas renováveis com variação na geração interferem diretamente na análise e a inserção do seu funcionamento possibilita uma modelagem mais real do sistema.

3 ALGORITMO DE EVOLUÇÃO DIFERENCIAL

A técnica de otimização Evolução Diferencial, foi desenvolvido por Storn e Price em 1996, se destaca por ser uma variante das Metaheurísticas. Além disso, suas principais características do algoritmo são (MALAGOLI, 2016):

- Sua busca é estocástica, gerado pela seleção natural;
- Através da manipulação de uma população de soluções faz busca da solução ótima global;
- Por não fazer uso de derivadas em sua implementação, se torna eficaz na solução de problemas com funções descontínuas;
- Os dados de entrada e saída não necessitam de processamento extra, pois são tratados como números reais;
- Fundamentada através de operações vetoriais, tem elaboração puramente matemática, assim é tratada como uma abordagem estrutural.

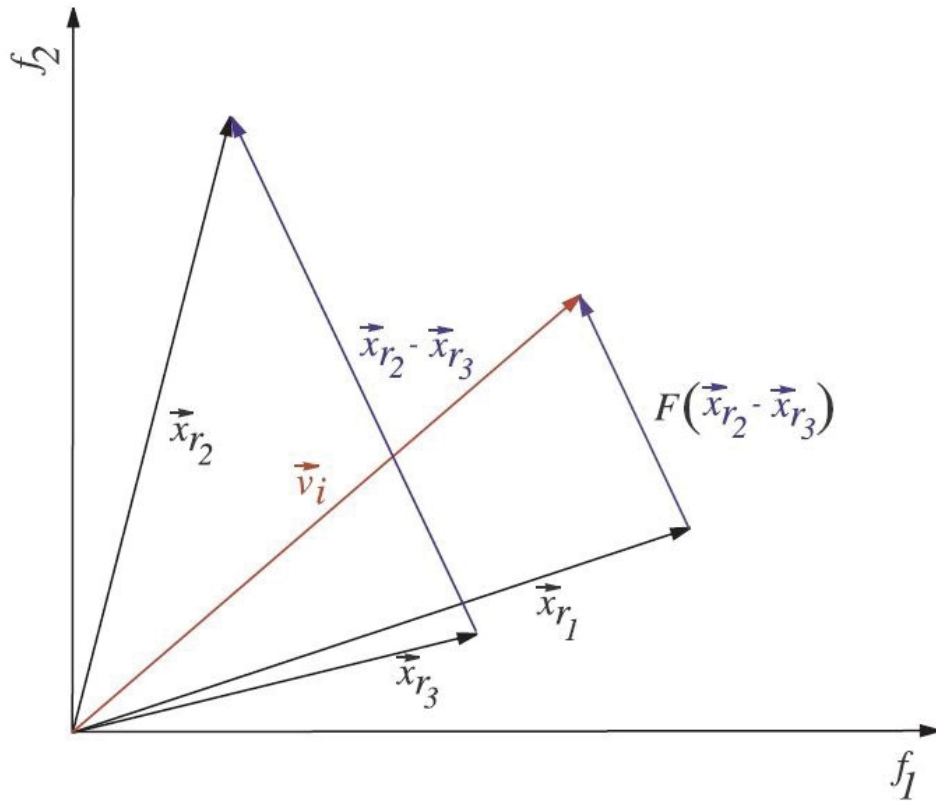
3.1 EXPLICAÇÃO DO MÉTODO DE EVOLUÇÃO DIFERENCIAL

Através da abordagem vetorial, a FIGURA 10 apresenta a fundamentação teórica do algoritmo de ED que a partir de três vetores $\vec{x}_{r1}, \vec{x}_{r2}$ e $\vec{x}_{r3}$, dois são escolhidos aleatoriamente e realizado a subtração, no caso exemplificado $\vec{x}_{r2}$ e $\vec{x}_{r3}$. A partir do resultado é realizada a multiplicação por um escalar F , originando um vetor com módulo distinto da subtração original. Posteriormente, o novo vetor gerado é somado ao vetor $\vec{x}_{r1}$, concedendo o vetor $\vec{v}_i$. Esse vetor $\vec{v}_i$ posicionará um novo ponto no espaço, ou seja, um novo indivíduo gerado (LOBATO, 2008).

O algoritmo de ED apresenta três pontos principais na operação chamados de mutação, cruzamento e seleção. A mutação consiste em gerar novos indivíduos, apresentados como vetores modificados ou doadores, pela soma da diferença vetorial ponderada entre dois indivíduos aleatórios da população gerada ao terceiro indivíduo. Já o cruzamento, traduz-se no processo em que as componentes do novo indivíduo doador são misturadas com as componentes do indivíduo escolhido aleatoriamente, este denominado como vetor alvo ou vetor a ser substituído. Tal procedimento é realizado a fim de se criar o vetor tentativa ou vetor experimental. Por último, a seleção corresponde na operação de se realizar a conferência de valor do vetor experimental. Caso este seja menor que o valor do alvo, o vetor experimental será o vetor alvo da

geração seguinte. Para finalizar o algoritmo, é necessário algum critério de parada (SILVA OLIVEIRA, 2006).

FIGURA 10 – Fundamentação teórica do algoritmo.



Fonte: Lobato (2008).

Nas próximas seções serão descritos os operadores, com a finalidade de se entender como o algoritmo mantém a diversidade da população, evitando breves convergências e obtendo a melhor solução.

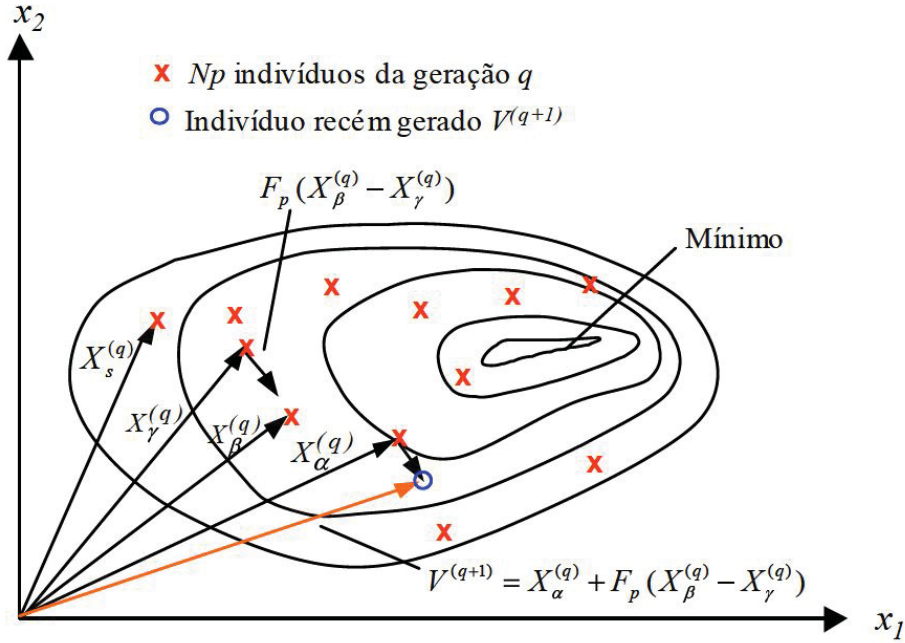
3.1.1 Mutação

A mutação ocorre através da escolha aleatória, dentro de uma população com NP indivíduos, de três vetores $X_{\alpha}^{(q)}$, $X_{\beta}^{(q)}$ e $X_{\gamma}^{(q)}$ diferentes entre si, para obtenção do vetor doador $V^{(q+1)}$. Desta forma, se faz uso de um par de vetores, nesta exemplificação X_{β} e X_{γ} da q -ésima geração, estabelecendo o vetor diferença entre os dois vetores escolhidos. A fim de causar uma perturbação no terceiro vetor X_{α} , a diferença é multiplicada por F_p , apontado como a diferença vetorial ponderada. Já o vetor perturbação F_p é um número real, positivo e pertencente ao intervalo $[0, 1]$, a fim de controlar a amplitude do vetor diferença. Assim, o processo de mutação pode ser descrito como 3.1 (SILVA OLIVEIRA, 2006). Na FIGURA 11 é demonstrado o processo bidimensional,

como exemplo, ilustrando os diferentes vetores que geram o vetor doador.

$$V^{(q+1)} = X_{\alpha}^{(q)} + F_p(X_{\beta}^{(q)} - X_{\gamma}^{(q)}) \quad (3.1)$$

FIGURA 11 – Processo para geração do vetor doador de uma função de duas dimensões.



Fonte: Silva Oliveira (2006).

3.1.2 Cruzamento

O cruzamento se apresenta com o intuito de aumentar a diversidade entre os indivíduos após o processo de mutação, com a geração de um vetor doador, sendo cada vetor alvo $X_s^{(q)}$, $s \in \{1, \dots, N_p\}$ e diferente dos coeficientes α , β e γ . Assim, faz-se o uso do vetor doador e alvo, além das variáveis do vetor experimental $U^{(q+1)}$ que são escolhidas de acordo a comparação 3.2 (SILVA OLIVEIRA, 2006).

$$u^{(q+1)} = \begin{cases} V(i)^{(q+1)}, & \text{se } \text{rand}_i \leq P_c \\ X_s(i)^{(q)}, & \text{se } \text{rand}_i > P_c, i = 1, \dots, n \end{cases} \quad (3.2)$$

onde:

$V(i)^{(q+1)}$ = $(q + 1)$ -ésima componente do vetor doador $v^{(q+1)}$;

$X_s(i)$ = componente do vetor alvo $X_s(i)^{(q)}$;

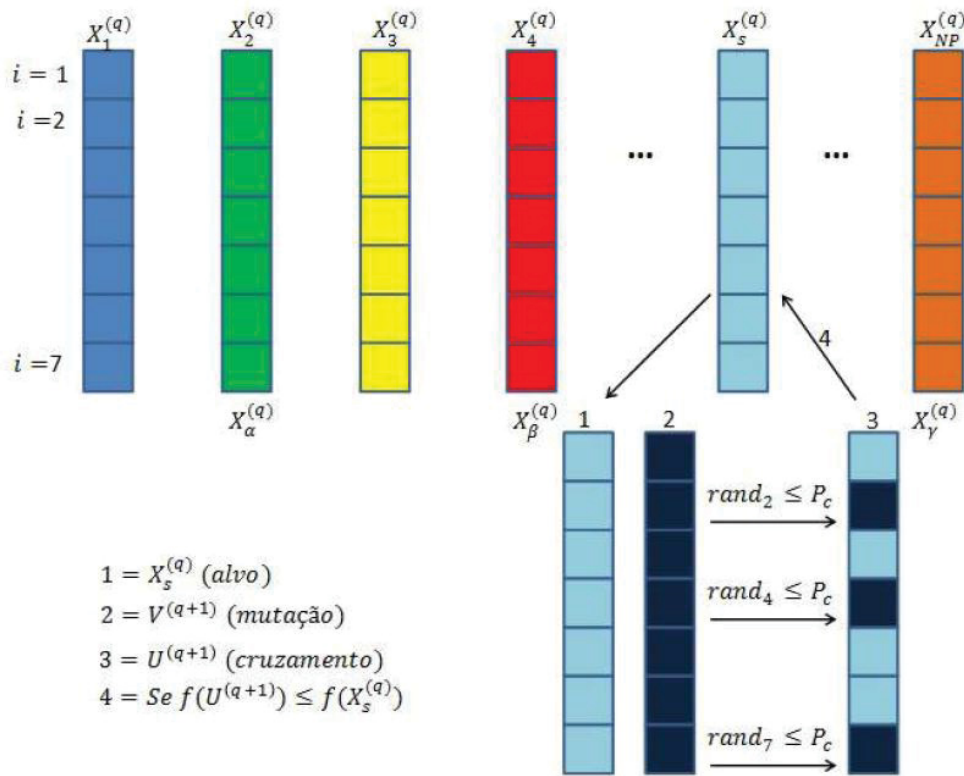
rand_i = valor gerado aleatoriamente no intervalo $[0, 1]$;

P_c = probabilidade do cruzamento, dentro de $[0, 1]$.

A comparação P_c representa a probabilidade do vetor doador transmitir valores das suas variáveis para o vetor experimental. Podemos exemplificar a utilização da seguinte forma, quando $P_c=1$ todas as componentes do vetor experimental virão do vetor doador $V^{(q+1)}$ ou se $P_c=0$, todas as componentes do vetor experimental virão do vetor alvo $X_s^{(q)}$ (SILVA OLIVEIRA, 2006).

Esta operação descrita é denominada de operador de cruzamento binomial, ou seja, é efetuado nas variáveis quando a probabilidade de um número aleatório de $rand \in [0,1]$ for menor que a probabilidade de cruzamento P_c (STORN; PRICE, 1995). A FIGURA 12 apresenta através de uma função procedimento de cruzamento global.

FIGURA 12 – Processo de cruzamento binomial $\alpha = 2, \beta = 4$ e $\gamma = N_p$.



Fonte: Silva Oliveira (2006).

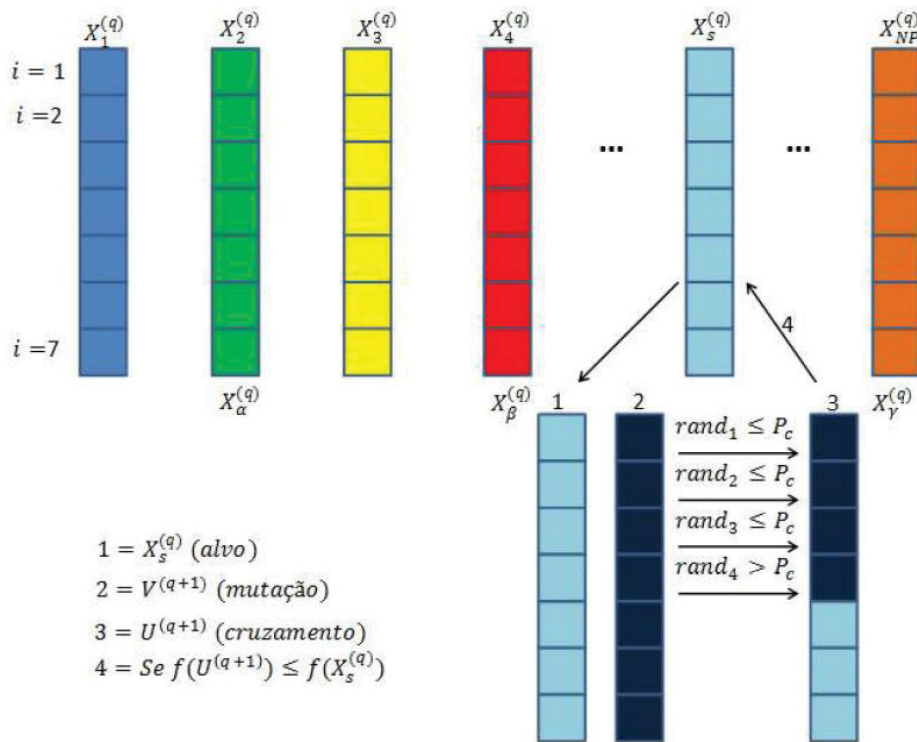
O operador de cruzamento exponencial é realizado quando as variáveis, onde a probabilidade de um número aleatório de $rand \in [0,1]$ for menor que a probabilidade de cruzamento P_c . Assim, quando ultrapassar o valor P_c na primeira vez, nenhum cruzamento é executado e nenhuma outra variável sofre alteração. Dessa maneira, o processo é descrito segundo fórmula 3.3 (STORN; PRICE, 1995).

$$\begin{cases} rand_i \leq P_c, u(i)^{(q+1)} = v(i)^{(q+1)}, \\ rand_i > P_c, u(j)^{(q)} = x_s(j)^{(q)}, j = i + 1, \dots, n \end{cases} \quad (3.3)$$

Caso após o cruzamento algum dos componentes do vetor experimental esteja fora da região de busca, são realizadas as correções descritas em 3.4. O processo é ilustrado através da FIGURA 13.

$$\begin{cases} \text{Se } u(i) < x(i)^{inf}, \text{ então faz } u(i) = x(i)^{inf}, \\ \text{Se } u(i) > x(i)^{sup}, \text{ então faz } u(i) = x(i)^{sup}, i = 1, \dots, n. \end{cases} \quad (3.4)$$

FIGURA 13 – Processo de cruzamento exponencial $\alpha = 2, \beta = 4$ e $\gamma = N_p$.



Fonte: Silva Oliveira (2006).

3.1.3 Seleção

A seleção é a responsável na geração de melhores descendentes para o processo, consiste no cálculo e na comparação do custo vetor experimental $U^{(q+1)}$ com o custo do vetor alvo $X_s^{(q)}$. Caso o custo do vetor experimental seja menor que o custo do vetor alvo, o vetor experimental entrará no lugar do vetor alvo da próxima geração, ao contrário permanece o vetor alvo na próxima geração. O processo é finalizado por meio de um critério de parada, além do número de gerações ser determinado (SILVA OLIVEIRA, 2006). O processo pode ser descrito de acordo com a Equação 3.5.

$$\begin{cases} \text{Se } f(U^{(q+1)}) \leq f(X_s^{(q)}), \text{ então } (X_s^{(q+1)}) = U^{(q+1)} \\ \text{Se } f(U^{(q+1)}) > f(X_s^{(q)}), \text{ então } (X_s^{(q+1)}) = X_s^{(q)} \end{cases} \quad (3.5)$$

3.2 ESTRATÉGIAS DE BUSCA

O método ED tem 10 estratégias de busca distintas, variando o mecanismo de mutação, representados pela TABELA 1.

TABELA 1 – ESTRATÉGIAS DE BUSCA DA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL

Estratégia	Representação	Mecanismo de Mutação
1	$V^{(q+1)} = X_{\alpha}^{(q)} + F_p(X_{\beta}^{(q)} - X_{\gamma}^{(q)})$	ED/rand/1/bin
2	$V^{(q+1)} = X_{best}^{(q)} + F_p(X_{\beta}^{(q)} - X_{\gamma}^{(q)})$	ED/best/1/bin
3	$V^{(q+1)} = X_{\alpha}^{(q)} + F_p(X_{\rho}^{(q)} - X_{\beta}^{(q)}) + F_p(X_{\gamma}^{(q)} - X_{\delta}^{(q)})$	ED/rand/2/bin
4	$V^{(q+1)} = X_{best}^{(q)} + F_p(X_{\alpha}^{(q)} - X_{\beta}^{(q)}) + F_p(X_{\gamma}^{(q)} - X_{\delta}^{(q)})$	ED/best/2/bin
5	$V^{(q+1)} = X_{old}^{(q)} + F_p(X_{best}^{(q)} - X_{old}^{(q)}) + F_p(X_{\gamma}^{(q)} - X_{\delta}^{(q)})$	ED/rand-to-best/2/bin
6	$V^{(q+1)} = X_{\alpha}^{(q)} + F_p(X_{\beta}^{(q)} - X_{\gamma}^{(q)})$	ED/rand/1/exp
7	$V^{(q+1)} = X_{best}^{(q)} + F_p(X_{\beta}^{(q)} - X_{\gamma}^{(q)})$	ED/best/1/exp
8	$V^{(q+1)} = X_{\alpha}^{(q)} + F_p(X_{\rho}^{(q)} - X_{\beta}^{(q)}) + F_p(X_{\gamma}^{(q)} - X_{\delta}^{(q)})$	ED/rand/2/exp
9	$V^{(q+1)} = X_{best}^{(q)} + F_p(X_{\alpha}^{(q)} - X_{\beta}^{(q)}) + F_p(X_{\gamma}^{(q)} - X_{\delta}^{(q)})$	ED/best/2/bin
10	$V^{(q+1)} = X_{old}^{(q)} + F_p(X_{best}^{(q)} - X_{old}^{(q)}) + F_p(X_{\gamma}^{(q)} - X_{\delta}^{(q)})$	ED/rand-to-best/2/exp

Fonte: Malagoli (2016)

Cada tipo de variação apresenta uma resolução diferente, dependendo do problema a ser solucionado, um método pode se sobressair em velocidade de convergência ou no desvio do resultado final sobre outro.

3.3 PASSO A PASSO

Para evidenciar o funcionamento do método, a FIGURA 14 irá simplificar os passos para entendimento da ED. Dessa maneira, os passos representam um caso geral, entre as estratégias de busca, evidenciando o funcionamento entre as etapas de mutação, cruzamento e seleção do método de ED.

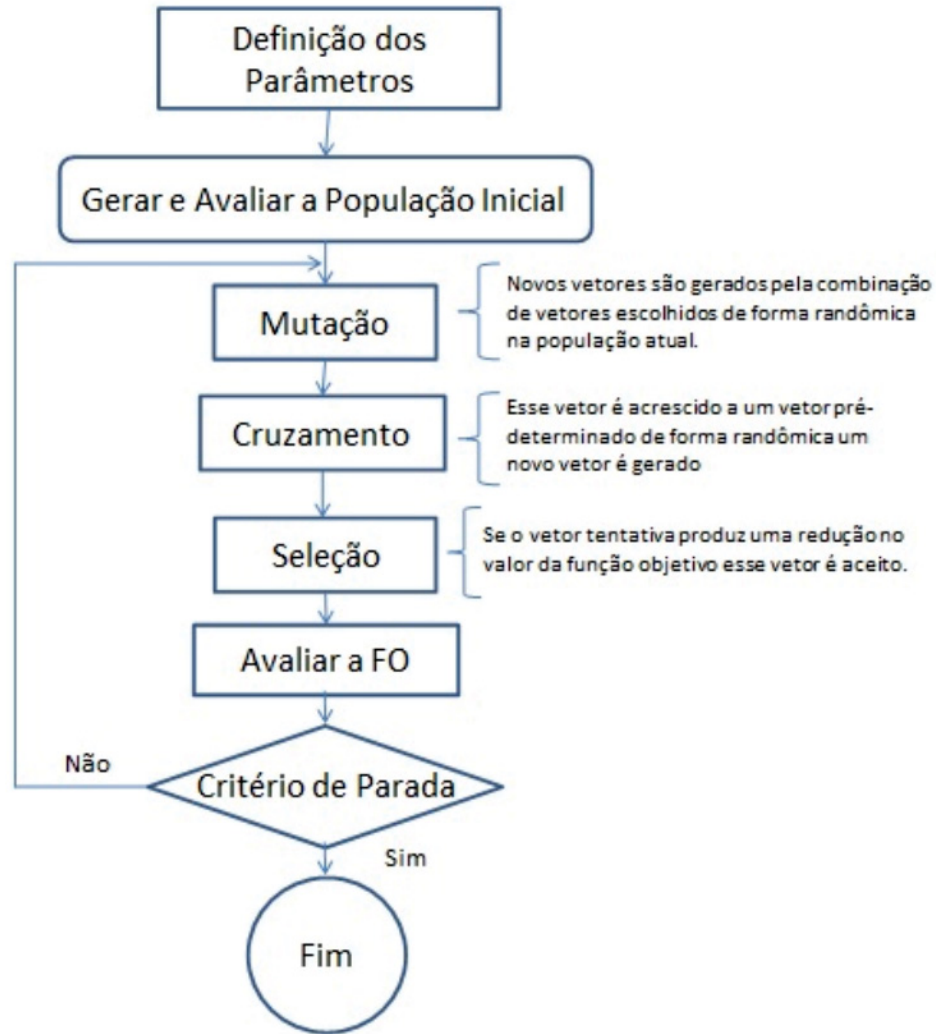
1. Inicialização:

- Gerar uma população inicial aleatória, dentro das restrições;
- Escolher um indivíduo aleatório $X_s^{(q)}$ ou adotar $X_{best}^{(q)}$, de acordo com a estratégia escolhida, a ser substituído (alvo);
- Escolher outros três indivíduos $X_{\alpha}^{(q)}$, $X_{\beta}^{(q)}$ e $X_{\gamma}^{(q)}$, $\alpha \neq \beta \neq \gamma \neq s$ ou cinco indivíduos distintos, dependendo da estratégia adotada.

2. Mutação:

- Gerar um indivíduo doador $V^{(q+1)}$ de acordo com a estratégia escolhida;

FIGURA 14 – Fluxograma do algoritmo de evolução diferencial.



Fonte: Malagoli (2016).

3. Cruzamento:

- Gerar um indivíduo $U^{(q+1)}$ a ser comparado com $X_s^{(q)}$ ou $X_{best}^{(q)}$ através da equa o dado por:

$$u^{(q+1)} = \begin{cases} v(i)^{(q+1)}, & \text{se } \text{rand}_i \leq P_c \\ x_s(i)^{(q)} \text{ ou } x_{best}(i)^{(q)}, & \\ \text{se } \text{rand}_i > P_c, i = 1, \dots, n \end{cases} \quad (3.6)$$

- Se após o cruzamento uma ou mais componentes de $U^{(q+1)}$ estiver fora da região de busca, faz-se a seguinte corre o:

$$\begin{cases} \text{rand}_i \leq P_c, u(i)^{(q+1)} = v(i)^{(q+1)}, \\ \text{rand}_i > P_c, u(j)^{(q)} = x_s(j)^{(q)}, \\ j = i + 1, \dots, n \end{cases} \quad (3.7)$$

4. Seleção:

- Escolher o melhor indivíduo analisando a função objetivo:

$$\begin{cases} \text{Se } u(i) < x(i)^{inf}, \text{ então faz } u(i) = x(i)^{inf}, \\ \text{Se } u(i) > x(i)^{sup}, \text{ então faz } u(i) = x(i)^{sup}, \\ i = 1, \dots, n. \end{cases} \quad (3.8)$$

5. Critério de Parada:

- Se o critério for satisfeito, o algoritmo finaliza. Senão, inicia a próxima geração e volta ao passo item 2.

3.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A técnica de otimização Evolução Diferencial teve seu primeiro artigo publicado em 1996, por Storn, e desde então já teve mais de vinte mil citações. O artigo, publicado no ano de 2020, relaciona os principais artigos de cada área. Além disso, destacam-se os principais trabalhos publicados usando das técnicas de ED em engenharia elétrica na área de sistemas de energia, na qual se enquadra esta dissertação. Alguns dos estudos serão descritos para demonstrar o potencial da técnica de otimização para o problema de MUST (BILAL et al., 2020).

Segundo Chang, em um artigo publicado em 2007, o método robusto de busca de evolução diferencial híbrida é para resolver um problema de otimização de sistemas não lineares inteiros de grande escala. Nesse novo método, o esquema de busca em multidireção e de redução de espaço da busca são embutidos no algoritmo híbrido de ED. Esses dois novos esquemas são implantados para aperfeiçoar o método, a fim de obter uma melhor capacidade de inicialização, assim atingindo uma busca mais eficiente em problemas de grande porte. Por fim, o método é usado para resolver alocação de capacitores em sistema de distribuição (CHANG et al., 2007).

No ano seguinte, Nomam e Iba utilizaram o algoritmo de ED para resolver um problema de despacho de carga econômico. O caso de despacho econômico, caracterizado por ser um problema de otimização restrito do mundo real, com restrições de igualdade e desigualdade foi atendido de maneira eficaz pelo ED (NOMAN; IBA, 2008). Já em 2010, Bhattacharya e Chattopadhyay apresentaram uma técnica híbrida para resolver o problema anterior, porém nesse caso para unidades de geração térmica. Para o estudo foram considerados várias restrições específicas do problema. Para melhorar a qualidade da solução e a velocidade de convergência, usaram duas técnicas, a evolução diferencial e o algoritmo de otimização baseado em biogeografia (BHATTACHARYA; CHATTOPADHYAY, 2010). No mesmo ano, Wang em seu artigo

tratou o problema de despacho econômico usando o algoritmo de ED juntamente com estimativas de distribuição, criando assim o algoritmo denominado de “Estimativa de Distribuição e Cooperação em Evolução Diferencial” (WANG; LI; WEISE, 2010).

Em 2010, o artigo de Zhang, propôs um novo algoritmo denominado de evolução diferencial auto-adaptativa multi-grupo dinâmica para resolver o problema de otimização da potência reativa do sistema de potência. O objetivo do algoritmo era minimizar as perdas de potência ativa na rede de transmissão, mantendo a qualidade das tensões (ZHANG et al., 2010). Já em 2011, Boussaïd, usou o método de otimização baseada em biogeografia, para desenvolver a otimização baseada em biogeografia-evolução diferencial restrito. O objetivo do estudo foi minimizar a energia total gasta por toda a rede de sensores sob um critério de desempenho desejado, que é especificado como a probabilidade de erro de detecção (BOUSSAID et al., 2011).

Em 2012, foi proposta uma nova abordagem nomeada como evolução diferencial multiagente, para resolver problema não convexo e não suave de fluxo de potência ótimo das curvas de custo de combustível do gerador. Esta integração trouxe ao problema resultados convergentes e mais rápidos que os relatados anteriormente (SIVASUBRAMANI; SWARUP, 2012).

Portanto, os artigos foram alguns dos principais trabalhos acerca deste assunto, publicados nos últimos 20 anos trazem o algoritmo de evolução diferencial e suas modificações aplicadas aos problemas enfrentados nos sistemas de potência.

3.5 EXEMPLO DE APLICAÇÃO

Para evidenciar um estudo de caso usando o algoritmo de ED, usou-se o método minimizar o custo de quatro geradores em um problema de despacho de carga econômica. A função de geração de custo de cada máquina e a capacidade em *MW* são mostradas na Tabela 2 e a perda de potência ativa nas linhas é expressa na Equação 3.9. Além disso, a função custo é expressa pela Equação 3.10 e as restrições pelas Equações 3.11 e 3.12. O problema é encontrar um valor para potência do gerador (P_g) que minimize a função custo.

TABELA 2 – CUSTO E CAPACIDADE DE GERAÇÃO

Gerador	Custo [\$ /h]	Limites [MW]
1	$C_1(P_{g1}) = 9 * 10^{-3} P_{g1}^2 + 80 * P_{g1} + 140$	$0 \leq P_{g1} \leq 400$
2	$C_2(P_{g2}) = 8 * 10^{-3} P_{g2}^2 + 90 * P_{g2} + 100$	$10 \leq P_{g2} \leq 400$
3	$C_3(P_{g3}) = 8 * 10^{-3} P_{g3}^2 + 70 * P_{g3} + 90$	$0 \leq P_{g3} \leq 400$
4	$C_4(P_{g4}) = 80 * P_{g4} + 100$	$0 \leq P_{g4} \leq 300$

$$P_i(P_g) = P_g * \begin{bmatrix} 2 * 10^{-4} & 10^{-4} & 0 & 10^{-4} \\ 10^{-4} & 2 * 10^{-4} & 10^{-4} & 10^{-4} \\ 0 & 10^{-4} & 2 * 10^{-4} & 10^{-4} \\ 0 & 10^{-4} & 2 * 10^{-4} & 3 * 10^{-4} \end{bmatrix} * P_g^T \quad (3.9)$$

$$\text{Mín } C(P_g) = P_g^t * Q * P_g + b^t P_g + co \quad (3.10)$$

$$\sum_{i=1}^4 P_{gi} - P_d - P_I(P_g) \quad (3.11)$$

$$P_g = \begin{bmatrix} P_{g1} & P_{g2} & P_{g3} & P_{g4} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

A Tabela 3 apresenta o mínimo, a média, a mediana, o máximo e o desvio padrão após 30 execuções no algoritmo, juntamente com o respectivo valor de P_g para o mínimo e máximo valor.

TABELA 3 – RESULTADOS

Informações	Resultados
Mínimo	32065.334396
Valores P_g	$P_g = [104.391, 10, 307.549, 0]$
Média	32065.337454
Mediana	32065.334397
Máximo	32065.399963
Valores P_g	$P_g = [105.387, 10, 306.458, 0.002]$
Desvio Padrão	0.012145
Teste dos postos	$1,673. 10^{-6}$

Ao problema exemplificado, o algoritmo ED se mostrou satisfatório. O valor de desvio padrão é muito baixo, aproxima-se rapidamente do ponto ótimo. Nas 30 simulações, os valores máximos e mínimos são bem próximos, verificando que mesmo considerando apenas uma simulação, a probabilidade do valor ser muito próximo do ponto ótimo é relevante. Ao ser implementado em casos complexos diminui o tempo de simulação ou a quantidade de casos a serem simulados para verificar a eficiência.

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Os problemas que envolvem otimização na engenharia são em muitos casos multiobjetivos. Este capítulo destacou-se o método de otimização de evolução diferencial, uma revisão bibliográfica sobre as principais aplicações publicadas no últimos

anos que usam a ED na área de sistemas de energia e a utilização em um problema de custo de despacho de energia relacionado ao problema a ser solucionado.

O entendimento sobre o Método faz parte do processo de desenvolvimento do problema. O entendimento das variáveis e como é realizado o processo é importante para aplicar da maneira correta o problema do MUST, além de proporcionar a otimização de forma rápida e precisa de acordo com as restrições impostas.

A utilização do método de otimização de ED foi escolhida devido a facilidade de implementação no problema e por utilizar de uma população inicial, no caso, os resultados obtidos através da análise de fluxo de potência. Além disso, em diversos estudos se demonstra a efetividade e velocidade para isso tipo de problema e outros, como em Silva Oliveira (2006) onde os problemas aplicados a ED foram processados em menos da metade do tempo quando comparados aos algoritmos genéticos.

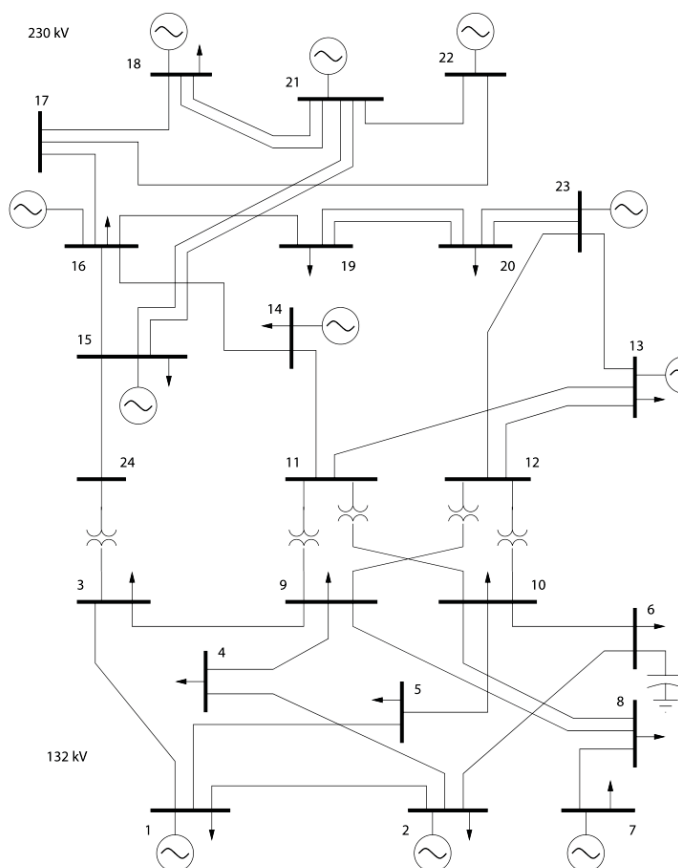
4 MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO DO PROBLEMA PROPOSTO

Após definir e escolher o método para o estudo de MUST, realizou-se um estudo sobre o algoritmo e suas implicações na análise do problema. Além disso, analisou-se o fluxo de potência através do teste do IEEE 24 barras. O processo será descrito nas próximas seções, com o propósito de esclarecer o sistema, os dados de geração e carga, o método para variação de carga, as contingências possíveis, a definição da busca (restrições) e como o problema do MUST foi desenvolvido usando o algoritmo de ED.

4.1 SISTEMA IEEE 24 BARRAS - RTS

Para o desenvolvimento desta análise, escolheu-se o sistema IEEE 24 barras - RTS. Por representar um sistema elétrico de fronteira, onde dimensionou-se um sistema de 230 kV interligado ao um sistema de 138 kV e realizaram-se as medições do montante. A FIGURA 15 apresenta o sistema teste original.

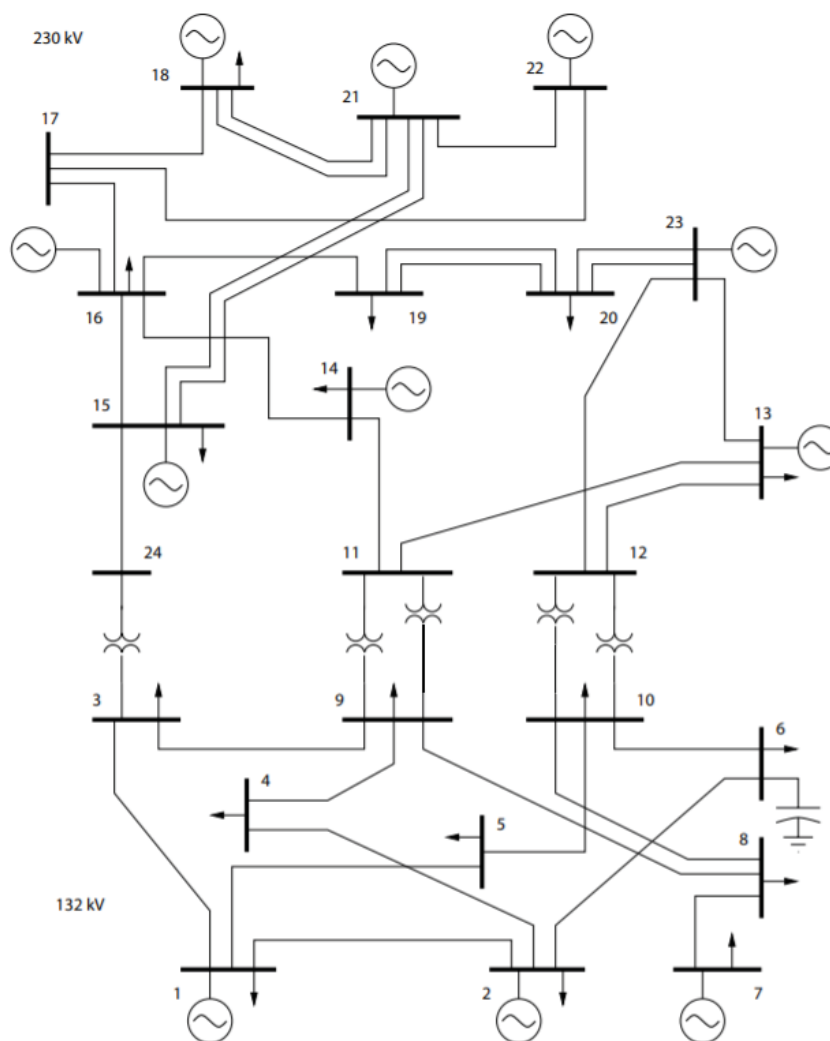
FIGURA 15 – Sistema de RTS IEEE 24-Barras.



Fonte: IEEE.

Nota-se que os transformadores encontrados interligando a Barra 10 para 11 e a Barra 9 para 12 estão descaracterizando a situação real de MUST. O montante é computado entre as barras distintas e no caso original existe o cruzamento dos transformadores e as duas barra diferentes. Assim, criou-se entre as barras os transformadores duplos. Desta forma, o sistema teste IEEE modificado se apresenta de acordo a FIGURA 16.

FIGURA 16 – Sistema de RTS IEEE 24-Barras modificado.



Fonte: O Autor, 2021.

Para a análise tem-se três pontos de interligação do sistema de transmissão com o sistema de distribuição, entre as Barras 24 - 3, 11 - 9 e 12 - 10. Cada ponto de conexão será nomeado pela sua barra ligada em tensão de 138 kV , obtendo os pontos 3, 9 e 10 para ser realizado a verificação do montante a ser contratado.

4.2 DADOS DE GERAÇÃO

Após a definição do ponto que será realizado a medição nas variações de geração e carga durante o ano. O caso padroniza os dados de geração segundo a TABELA 4, onde os dados de geração são estáticos, podendo variar dentro dos limites pré-determinados. Tal situação não representa a realidade na contratação do MUST.

TABELA 4 – ESPECIFICAÇÃO GERADORES

Barra	Potência Gerada (MW)	Potência Máxima (MW)	Potência Mínima (MW)
1	20,0	20,0	16,0
1	17,0	20,0	16,0
1	29,0	76,0	15,2
1	51,0	76,0	15,2
2	19,0	20,0	16,0
2	17,0	20,0	16,0
2	28,0	76,0	15,2
2	19,0	76,0	15,2
7	52,0	100,0	25,0
7	95,0	100,0	25,0
7	70,0	100,0	25,0
13	176,0	197,0	69,0
13	73,0	197,0	69,0
13	133,0	197,0	69,0
15	4,0	12,0	2,4
15	10,0	12,0	2,4
15	5,0	12,0	2,4
15	4,0	12,0	2,4
15	11,0	12,0	2,4
15	120,0	155,0	2,4
16	134,0	155,0	2,4
18	123,0	400,0	100,0
21	307,0	400,0	100,0
22	15,0	50,0	10,0
22	32,0	50,0	10,0
22	22,0	50,0	10,0
22	33,0	50,0	10,0
22	16,0	50,0	10,0
22	11,0	50,0	10,0
23	70,0	155,0	54,3
23	101,0	155,0	54,3
23	168,0	350,0	140,0

Dessa maneira, para apresentar a simulação com a realidade de produção, as gerações das usinas respeitaram o histórico das usinas instaladas no SIN, caracterizando a variação de produção e as singularidades de cada usina. Ademais, será

representada a variedade na tipologia de gerações, definindo quais dos geradores serão usinas solares, eólicas, termoeletricas de diferentes fontes primárias, e hidráulicas, respeitando a proporcionalidade encontrada no sistema de elétrico brasileiro e a potência de cada usina da base de dados com a realidade.

Assim, a distribuição das gerações no sistema proposto é definida na TABELA 5, onde são apresentados os tipos de geração encontrados no fornecimento elétrico brasileiro e a porcentagem de cada matriz (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). Destaca-se, a potência a ser considerada no sistema teste, sabendo que a potência máxima de todas as unidades geradoras é de 3405 *MW*.

TABELA 5 – DIVISÃO DOS GERADORES PELAS MATRIZES ELÉTRICAS

Tipo	Parcela de Geração (%)	Potência (<i>MW</i>)
Hidráulica	65,2	2220
Carvão	2,7	92
Biomassa	9,1	310
Eólica	8,8	300
Solar	1,7	58
Gás Natural	8,3	283
Petróleo	2,1	72
Nuclear	2,2	75

Com a potência de cada matriz energética definida, os geradores foram distribuídos no sistema segundo a TABELA 6 dentro da área da distribuidora e na área do SIN de acordo com a TABELA 7. Desta forma, as próximas seções tratarão da premissa instaurada sobre as gerações de cada matriz energética, assim como os dados usados.

TABELA 6 – ESPECIFICAÇÕES GERADORES - DISTRIBUIDORA

Barra	Potência Máxima (<i>MW</i>)	Matriz
1	20,0	Solar
1	20,0	Solar
1	76,0	Carvão
1	76,0	Hidráulica
2	20,0	Solar
2	20,0	Carvão
2	76,0	Petróleo
2	76,0	Nuclear
7	100,0	Eólica
7	100,0	Hidráulica
7	100,0	Hidráulica

TABELA 7 – ESPECIFICAÇÕES GERADORES - SIN

Barra	Potência Máxima (<i>MW</i>)	Matriz
13	197,0	Hidráulica
13	197,0	Hidráulica
13	197,0	Hidráulica
15	12,0	Gás Natural
15	12,0	Gás Natural
15	12,0	Gás Natural
15	12,0	Hidráulica
15	12,0	Hidráulica
15	155,0	Eólica
16	155,0	Hidráulica
18	400,0	Hidráulica
21	400,0	Hidráulica
22	50,0	Gás Natural
22	50,0	Gás Natural
22	50,0	Gás Natural
22	50,0	Gás Natural
22	50,0	Gás Natural
22	50,0	Eólica
23	155,0	Biomassa
23	155,0	Biomassa
23	350,0	Hidráulica

4.2.1 Gerador Solar

Em 2020, os geradores solares representavam 1,7% da demanda elétrica instalada no Brasil, subdivididos em dois tipos de sistemas: as pequenas centrais geradoras e as usinas de geração centralizada. Ao serem analisadas as usinas instaladas no sul do Brasil, nos meses de inverno são apresentados menores índices de produção (PEREIRA et al., 2017). Além disso, a variação anual, como a produção dependem exclusivamente da presença de irradiação. Assim, esta produção atinge níveis nulos quando não existe a presença de irradiação e de produção máximas nos períodos de maior irradiação. A FIGURA 7 e FIGURA 8, apresentadas no Capítulo 2 demonstram exatamente essa variação.

Dessa maneira, usou-se o histórico de geração, fornecido pelo ONS, do período de 2017 até final de 2020, da usina Megawatt, sendo obtido os dados da TABELA 8.

TABELA 8 – HISTÓRICO DE GERAÇÃO SOLAR EM *MW*

Mês/Ano	2017	2018	2019	2020	Maior	Média
Janeiro	0,147	0,124	0,132	0,122	0,147	0,131
Fevereiro	0,123	0,115	0,107	0,111	0,123	0,114
Março	0,112	0,105	0,11	0,121	0,121	0,114
Abril	0,089	0,117	0,093	0,108	0,117	0,109
Maio	0,071	0,087	0,066	0,087	0,087	0,082
Junho	0,07	0,067	0,079	0,057	0,079	0,071
Julho	0,098	0,077	0,07	0,069	0,098	0,079
Agosto	0,091	0,098	0,092	0,087	0,098	0,094
Setembro	0,097	0,092	0,081	0,074	0,097	0,086
Outubro	0,115	0,096	0,11	0,104	0,115	0,106
Novembro	0,138	0,117	0,118	0,112	0,138	0,121
Dezembro	0,128	0,155	0,142	0,103	0,155	0,139

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021)

As usinas dimensionadas no sistema base são de 20 *MW*, para implementação dos dados da TABELA 8 foi realizada a razão entre o valor máximo de potência (RZ_{max}) encontrado no período analisado e o valor de potência instalada no sistema teste, juntamente com a razão média (RZ_{med}) do sistema para cada mês em análise. Na TABELA 9 são apresentados os dados.

TABELA 9 – RAZÃO DE GERAÇÃO SOLAR

Mês	RZ_{max} Solar	Geração Máxima (<i>MW</i>)	RZ_{med} Solar	Geração Média (<i>MW</i>)
Janeiro	0,948	18,97	0,847	16,94
Fevereiro	0,794	15,87	0,735	14,71
Março	0,781	15,61	0,737	14,74
Abril	0,755	15,10	0,702	14,03
Maio	0,561	11,23	0,527	10,55
Junho	0,510	10,19	0,455	9,10
Julho	0,632	12,65	0,506	10,13
Agosto	0,632	12,65	0,605	12,10
Setembro	0,626	12,52	0,555	11,10
Outubro	0,742	14,84	0,685	13,71
Novembro	0,890	17,81	0,782	15,65
Dezembro	1,000	20,00	0,895	17,90

Baseado na premissa que o valor máximo de geração para cada mês será como o apresentado na TABELA 9 e o valor mínimo de geração para cada mês será de zero, devido a variação de produção que ocorre durante o dia, a margem de variação

para cada mês irá do valor máximo definido ao valor nulo de geração, obtendo assim uma realidade maior sobre o sistema analisado.

4.2.2 Gerador Eólico

Os geradores eólicos interligados ao sistema elétrico de potência brasileiro representam 8,8% da matriz energética. No sistema base utilizado, somam um total de 305 *MW* de potência instalada, subdivida em 3 usinas de 50 *MW*, uma de 100 *MW* e outra de 155 *MW*. Da mesma maneira das usinas solares, os aerogeradores são dependentes de uma fonte variável, o vento.

Essa fonte de energia tem sua variação diária e sazonal, variando diretamente na produção de energia. A FIGURA 5 e FIGURA 6 do capítulo 2, demonstraram o comportamento da variação de uma usina eólica localizada no sul do Brasil. A partir dos dados históricos da usina de Água Doce, em Santa Catarina, do período de 2017 até final de 2020, foi elaborada a TABELA 10.

TABELA 10 – HISTÓRICO DE GERAÇÃO EÓLICA EM *MW*

Mês/Ano	2017	2018	2019	2020	Maior	Média
Janeiro	1,05	1,18	1,25	0,97	1,25	1,11
Fevereiro	1,04	0,99	1,17	1,19	1,19	1,10
Março	1,23	0,75	1,13	1,2	1,23	1,08
Abril	1,78	0,83	0,74	1,23	1,78	1,15
Maio	1,72	1,43	1,32	1,7	1,72	1,54
Junho	1,8	1,4	1,69	2,19	2,19	1,77
Julho	2,18	1,61	1,81	1,67	2,18	1,82
Agosto	1,8	1,73	2,07	1,67	2,07	1,82
Setembro	1,77	1,57	1,69	1,75	1,77	1,70
Outubro	1,94	1,61	1,49	1,62	1,94	1,67
Novembro	1,48	1,85	1,47	1,19	1,85	1,50
Dezembro	1,18	1,02	1,13	1,07	1,18	1,10

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021)

Ademais, a geração máxima para cada mês segue de acordo com a TABELA 11. O maior valor encontrado no período representa a potência máxima de cada gerador, neste caso no mês de junho e na TABELA 12 é definida a média de produção nas usinas que será implementada no caso teste. As duas Tabelas, assim como as demais no decorrer do trabalho seguem a definição da razão aplicada anteriormente.

TABELA 11 – RAZÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

Mês	RZ_{max} Eólica	Usina 50 MW	Usina 100 MW	Usina 155 MW
Janeiro	0,571	28,54	57,08	88,47
Fevereiro	0,543	27,17	54,34	84,22
Março	0,562	28,08	56,16	87,05
Abril	0,813	40,64	81,28	125,98
Maio	0,785	39,27	78,54	121,74
Junho	1,000	50,00	100,00	155,00
Julho	0,995	49,77	99,54	154,29
Agosto	0,945	47,26	94,52	146,51
Setembro	0,808	40,41	80,82	125,27
Outubro	0,886	44,29	88,58	137,31
Novembro	0,845	42,24	84,47	130,94
Dezembro	0,539	26,94	53,88	83,52

TABELA 12 – RAZÃO MÉDIA DE GERAÇÃO EÓLICA

Mês	RZ_{med} Eólica	Usina 50 MW	Usina 100 MW	Usina 155 MW
Janeiro	0,508	25,40	50,80	78,74
Fevereiro	0,501	25,06	50,11	77,68
Março	0,492	24,60	49,20	76,26
Abril	0,523	26,14	52,28	81,04
Maio	0,704	35,22	70,43	109,17
Junho	0,808	40,41	80,82	125,27
Julho	0,830	41,50	82,99	128,64
Agosto	0,830	41,50	82,99	128,64
Setembro	0,774	38,70	77,40	119,97
Outubro	0,760	38,01	76,03	117,84
Novembro	0,684	34,19	68,38	105,99
Dezembro	0,502	25,11	50,23	77,85

A premissa adotada para as usinas solares, foi utilizada para as usinas eólicas, sabendo que existe a possibilidade das usinas em algum momento estarem inoperantes, a geração varia de zero até o máximo encontrado para cada período.

4.2.3 Geradores Termoelétricos

As usinas termoelétricas representam as usinas que convertem calor em energia, ou seja, podem ter como sua fonte primária a biomassa: o carvão, o gás natural, a nuclear e o petróleo. No sistema interligado brasileiro representam um

montante total de 24,4%, tendo cada tipo de usina uma parcela de 9,1%, 2,7%, 8,3%, 2,2% e 2,1%, respectivamente.

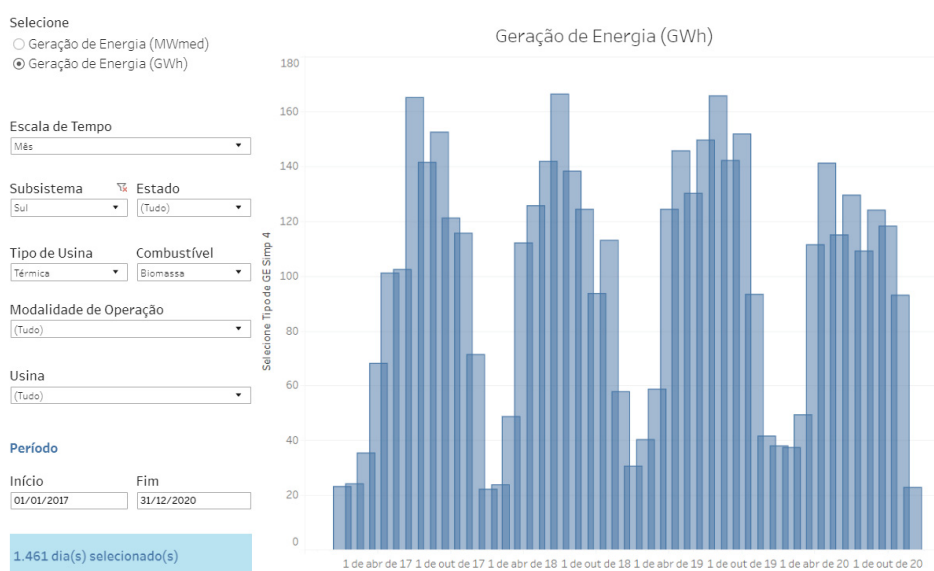
Das fontes citadas anteriormente, as usinas termoeletricas tem sua fonte constante e dependente exclusivamente do acionamento e da fonte de energia primária para o funcionamento, sendo aliada direta da base energética do Brasil. Por exemplo, ocorre nos períodos de seca e baixa produção de energia hidroelétrica, onde as usinas termoeletricas tem sua produção aumentada para suprir a demanda de energia. Nas próximas seções serão descritas as operações de cada fonte primária.

4.2.3.1 Biomassa

Com 9,1% do montante de energia consumido, as termoeletricas movidas a biomassa são dimensionadas no sistema teste por duas unidades de 155 *MW* cada. Sua geração é representada pela soma das gerações das usinas do subsistema sul, apresentado na FIGURA 17.

A TABELA 13 apresenta o histórico de geração do período de 2017 até final de 2020, sendo calculada a média de geração e o mínimo registrado no período definido. Desta forma, a geração máxima para cada mês segue de acordo com a TABELA 14. O maior valor encontrado no período representa a potência máxima de cada gerador, seguindo a razão com as médias e mínimos encontrados.

FIGURA 17 – Geração das usinas de biomassa subsistema sul.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021).

TABELA 13 – HISTÓRICO DE GERAÇÃO DE BIOMASSA EM *MW*

Mês/Ano	2017	2018	2019	2020	Maior	Média	Mínimo
Janeiro	23	22	31	38	38	28,5	22
Fevereiro	24	24	40	37	40	31,25	24
Março	35	49	59	49	59	48	35
Abril	68	112	124	112	124	104	68
Maio	101	126	146	141	146	128,5	101
Junho	103	142	130	115	142	122,5	103
Julho	165	167	150	130	167	153	130
Agosto	142	138	166	109	166	138,75	109
Setembro	153	124	142	124	153	135,75	124
Outubro	121	94	152	118	152	121,25	94
Novembro	116	113	93	93	116	103,75	93
Dezembro	71	58	42	23	71	48,5	23

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021)

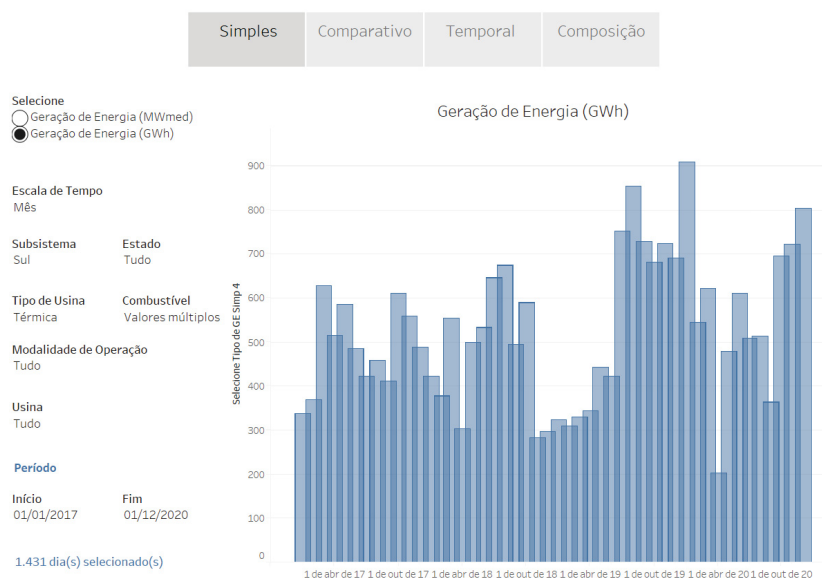
TABELA 14 – RAZÃO DE BIOMASSA

Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior <i>MW</i>	Limite Inferior <i>MW</i>	Média <i>MW</i>
Janeiro	0,228	0,132	0,171	35,27	20,42	26,45
Fevereiro	0,240	0,144	0,187	37,13	22,28	29,00
Março	0,353	0,210	0,287	54,76	32,49	44,55
Abril	0,743	0,407	0,623	115,09	63,11	96,53
Maio	0,874	0,605	0,769	135,51	93,74	119,27
Junho	0,850	0,617	0,734	131,80	95,60	113,70
Julho	1,000	0,778	0,916	155,00	120,66	142,01
Agosto	0,994	0,653	0,831	154,07	101,17	128,78
Setembro	0,916	0,743	0,813	142,01	115,09	126,00
Outubro	0,910	0,563	0,726	141,08	87,25	112,54
Novembro	0,695	0,557	0,621	107,66	86,32	96,29
Dezembro	0,425	0,138	0,290	65,90	21,35	45,01

4.2.3.2 Carvão

As termoeletricas movidas a carvão representam no sistema 2,7% do montante de energia consumido. No sistema teste são dimensionadas por duas unidades de 20 *MW* e outra de 76 *MW*, sua geração será representada pela soma das gerações das usinas do subsistema Sul, apresentado na FIGURA 18. A TABELA 15 apresenta o histórico de geração do período de 2017 até final de 2020, o maior e o menor valor registrados e a média encontrada no período analisado.

FIGURA 18 – Geração das usinas de carvão subsistema sul.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021).

TABELA 15 – HISTÓRICO DE GERAÇÃO DE CARVÃO EM MW

Mês/Ano	2017	2018	2019	2020	Maior	Média	Mínimo
Janeiro	337	422	323	909	909	497,75	323
Fevereiro	368	378	309	546	546	400,25	309
Março	628	554	329	621	628	533	329
Abril	516	303	345	203	516	341,75	203
Maio	586	500	443	479	586	502	443
Junho	486	533	422	611	611	513	422
Julho	422	645	753	508	753	582	422
Agosto	458	675	855	514	855	625,5	458
Setembro	412	494	729	364	729	499,75	364
Outubro	610	590	682	695	695	644,25	590
Novembro	560	282	723	722	723	571,75	282
Dezembro	488	297	691	803	803	569,75	297

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021)

Desta forma, a geração máxima para cada mês segue de acordo com a TABELA 16 e a TABELA 17. O maior valor encontrado no período representa a potência máxima de cada gerador, seguindo a razão com as médias e mínimos encontrados.

TABELA 16 – RAZÃO USINA DE 20 *MW* - CARVÃO

Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior <i>MW</i>	Limite Inferior <i>MW</i>	Média <i>MW</i>
Janeiro	1,000	0,355	0,547	20,00	7,11	10,95
Fevereiro	0,601	0,340	0,440	12,01	6,80	8,81
Março	0,691	0,362	0,586	13,82	7,24	11,73
Abril	0,568	0,223	0,375	11,35	4,47	7,52
Maio	0,645	0,487	0,552	12,89	9,75	11,05
Junho	0,672	0,464	0,564	13,44	9,28	11,29
Julho	0,828	0,464	0,640	16,57	9,28	12,81
Agosto	0,941	0,504	0,688	18,81	10,08	13,76
Setembro	0,802	0,400	0,549	16,04	8,01	11,00
Outubro	0,765	0,649	0,708	15,29	12,98	14,17
Novembro	0,795	0,310	0,628	15,91	6,20	12,58
Dezembro	0,883	0,327	0,626	17,67	6,53	12,54

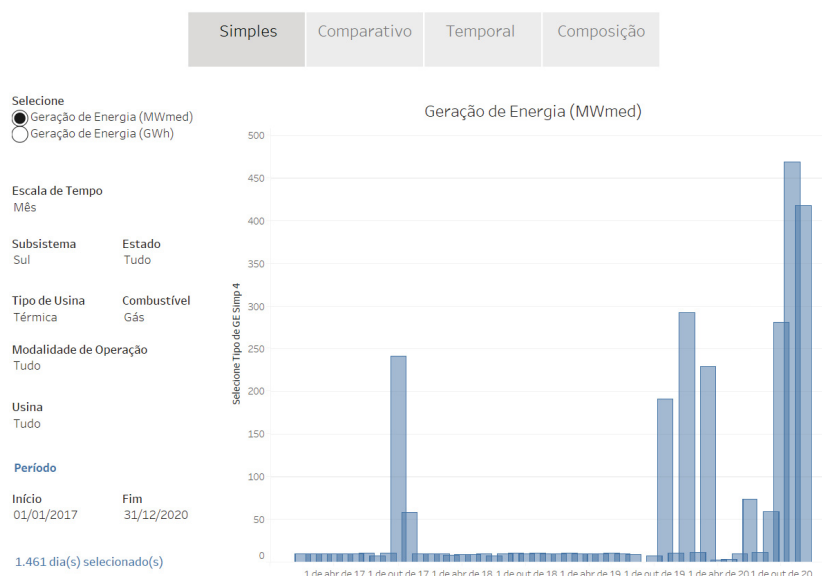
TABELA 17 – RAZÃO USINA DE 76 *MW* - CARVÃO

Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior <i>MW</i>	Limite Inferior <i>MW</i>	Média <i>MW</i>
Janeiro	1,000	0,355	0,548	76,00	27,01	41,62
Fevereiro	0,601	0,340	0,440	45,65	25,83	33,46
Março	0,691	0,362	0,586	52,51	27,51	44,56
Abril	0,568	0,223	0,376	43,14	16,97	28,57
Maio	0,645	0,487	0,552	48,99	37,04	41,97
Junho	0,672	0,464	0,564	51,08	35,28	42,89
Julho	0,828	0,464	0,640	62,96	35,28	48,66
Agosto	0,941	0,504	0,688	71,49	38,29	52,30
Setembro	0,802	0,400	0,550	60,95	30,43	41,78
Outubro	0,765	0,649	0,709	58,11	49,33	53,86
Novembro	0,795	0,310	0,629	60,45	23,58	47,80
Dezembro	0,883	0,327	0,627	67,14	24,83	47,64

4.2.3.3 Gás Natural

O gás natural soma um montante de energia consumida pelo sistema de 8,3%. Além disso, são dimensionadas por 8 unidades geradoras, sendo 3 de 12 *MW* e outras 5 de 50 *MW*. A geração será representada pela soma do subsistema Sul, como mostrado na FIGURA 19. Portanto, destaca-se na imagem os meses de maior geração, onde são acionadas para suprir a falta de demanda de outras fontes.

FIGURA 19 – Geração das usinas de gás natural subsistema sul.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021).

A TABELA 18 apresenta o histórico de geração do período de 2017 até final de 2020, o maior e o menor valor registrados e a média encontrada no período analisado.

TABELA 18 – GERAÇÃO DAS USINAS DE GÁS NATURAL SUBSISTEMA SUL EM MW

Mês/ Ano	2017	2018	2019	2020	Máximo	Mínimo	Média
Janeiro	10	10	10	292	292	10	80,5
Fevereiro	10	10	10	11	11	10	10,25
Março	10	8	10	229	229	8	64,25
Abril	10	9	10	3	10	3	8
Maio	10	9	10	4	10	4	8,25
Junho	10	10	11	10	11	10	10,25
Julho	11	7	10	73	73	7	25,25
Agosto	7	10	9	12	12	7	9,5
Setembro	11	11	0	59	59	0	20,25
Outubro	241	10	7	282	282	7	135
Novembro	58	11	192	469	469	11	182,5
Dezembro	10	10	11	418	418	10	112,25

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021)

Desta forma, a geração máxima para cada mês segue de acordo com a TABELA 19 e a TABELA 20. O maior valor encontrado no período representa a potência máxima de cada gerador, seguindo a razão com as médias e mínimos encontrados.

TABELA 19 – RAZÃO USINA DE 12 *MW* - GÁS NATURAL

Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior <i>MW</i>	Limite Inferior <i>MW</i>	Média <i>MW</i>
Janeiro	0,623	0,021	0,172	7,47	0,26	2,06
Fevereiro	0,023	0,021	0,022	0,28	0,26	0,26
Março	0,488	0,017	0,137	5,86	0,20	1,64
Abril	0,021	0,006	0,017	0,26	0,08	0,20
Maio	0,021	0,009	0,018	0,26	0,10	0,21
Junho	0,023	0,021	0,022	0,28	0,26	0,26
Julho	0,156	0,015	0,054	1,87	0,18	0,65
Agosto	0,026	0,015	0,020	0,31	0,18	0,24
Setembro	0,126	0,000	0,043	1,51	0,00	0,52
Outubro	0,601	0,015	0,288	7,22	0,18	3,45
Novembro	1,000	0,023	0,389	12,00	0,28	4,67
Dezembro	0,891	0,021	0,239	10,70	0,26	2,87

TABELA 20 – RAZÃO USINA DE 50 *MW* - GÁS NATURAL

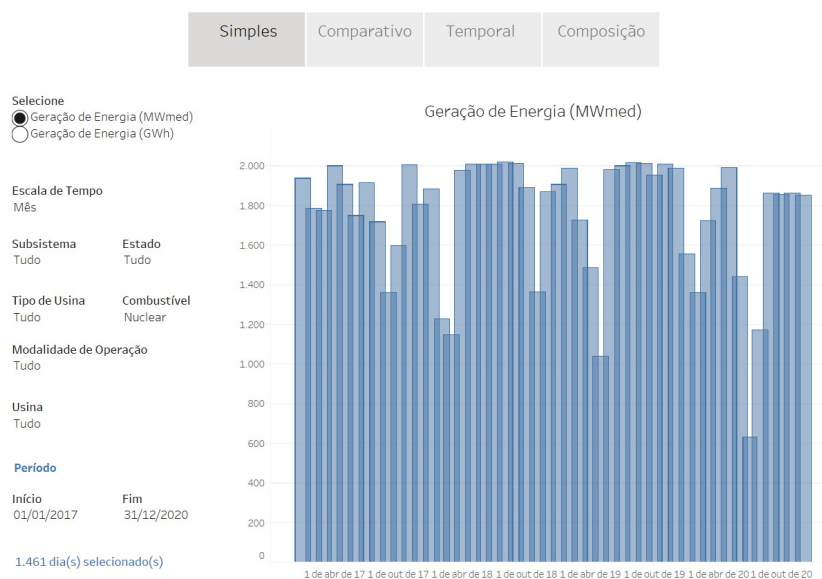
Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior <i>MW</i>	Limite Inferior <i>MW</i>	Média <i>MW</i>
Janeiro	0,623	0,021	0,172	31,13	1,07	8,58
Fevereiro	0,023	0,021	0,022	1,17	1,07	1,09
Março	0,488	0,017	0,137	24,41	0,85	6,85
Abril	0,021	0,006	0,017	1,07	0,32	0,85
Maio	0,021	0,009	0,018	1,07	0,43	0,88
Junho	0,023	0,021	0,022	1,17	1,07	1,09
Julho	0,156	0,015	0,054	7,78	0,75	2,69
Agosto	0,026	0,015	0,020	1,28	0,75	1,01
Setembro	0,126	0,000	0,043	6,29	0,00	2,16
Outubro	0,601	0,015	0,288	30,06	0,75	14,39
Novembro	1,000	0,023	0,389	50,00	1,17	19,46
Dezembro	0,891	0,021	0,239	44,56	1,07	11,97

4.2.3.4 Nuclear

A energia nuclear representa 2,2% do montante de energia consumido. No sistema teste é dimensionada por uma unidade geradora de 76 *MW*, onde sua geração

será representada pela soma das gerações das usinas de Angra I e Angra II, do Rio de Janeiro, já que não existem fontes de energia nuclear no subsistema sul do Brasil. A FIGURA 20 mostra o comportamento das usinas nucleares ente 2017 e 2020. A TABELA 21 apresenta os dados de geração do período de 2017 até final de 2020, o máximo valor encontrado no mês junto ao mínimo e a média registrada.

FIGURA 20 – Geração das usinas nucleares.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021)

TABELA 21 – GERAÇÃO DAS USINAS NUCLEARES EM MW

Mês/Ano	2017	2018	2019	2020	Máximo	Mínimo	Média
Janeiro	1.937	1.882	1.906	1.557	1937	1557	1.821
Fevereiro	1.784	1.227	1.990	1.363	1990	1227	1.591
Março	1.776	1.150	1.726	1.723	1776	1150	1.594
Abril	1.999	1.978	1.485	1.887	1999	1485	1.837
Maio	1.906	2.009	1.038	1.992	2009	1038	1.736
Junho	1.749	2.009	1.982	1.441	2009	1441	1.795
Julho	1.914	2.007	2.002	631	2007	631	1.639
Agosto	1.719	2.022	2.016	1.173	2022	1173	1.733
Setembro	1.361	2.012	2.014	1.864	2014	1361	1.813
Outubro	1.597	1.891	1.955	1.857	1955	1597	1.825
Novembro	2.005	1.366	2.007	1.862	2007	1366	1.810
Dezembro	1.810	1.871	1.988	1.854	1988	1810	1.881

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021)

Na TABELA 22 mostra que o maior valor encontrado no período representa a potência máxima do gerador, o menor valor encontrado no período e a média de geração esperada. Todos os valores são obtidos através da razão definida previamente.

TABELA 22 – RAZÃO USINA DE 76 MW - NUCLEAR

Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior MW	Limite Inferior MW	Média MW
Janeiro	0,958	0,770	0,900	72,81	58,52	68,43
Fevereiro	0,984	0,607	0,787	74,80	46,12	59,80
Março	0,878	0,569	0,788	66,75	43,22	59,90
Abril	0,989	0,734	0,909	75,14	55,82	69,06
Maio	0,994	0,513	0,859	75,51	39,01	65,26
Junho	0,994	0,713	0,888	75,51	54,16	67,48
Julho	0,993	0,312	0,810	75,44	23,72	61,59
Agosto	1,000	0,580	0,857	76,00	44,09	65,12
Setembro	0,996	0,673	0,897	75,70	51,16	68,14
Outubro	0,967	0,790	0,903	73,48	60,03	68,60
Novembro	0,993	0,676	0,895	75,44	51,34	68,03
Dezembro	0,983	0,895	0,930	74,72	68,03	70,69

4.2.3.5 Petróleo

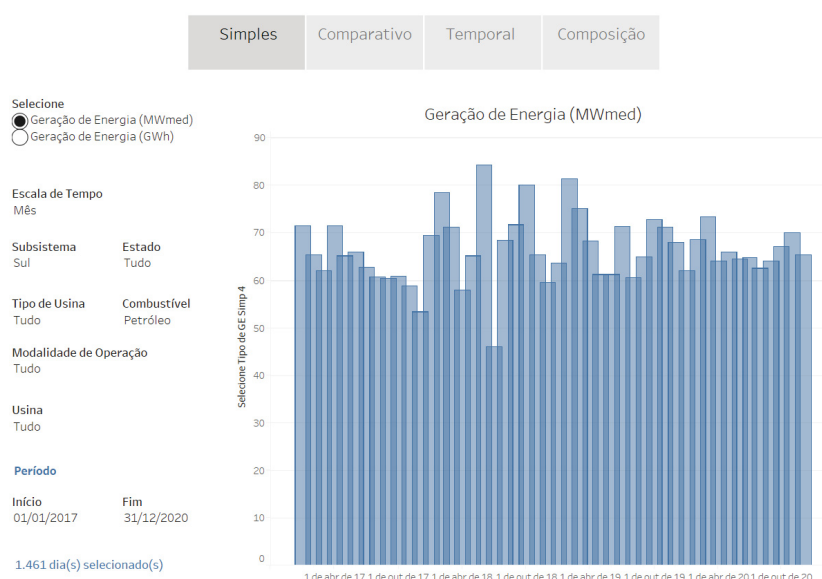
Já a queima do petróleo representam 2,1% do montante de energia consumido, no sistema é dimensionado uma unidade geradora de 76 MW, onde a geração será a soma das usinas do subsistema sul. A FIGURA 21 mostra o comportamento da geração das usinas movidas do derivado de petróleo e a TABELA 23 apresenta o histórico de geração de 2017 até 2020. Desta maneira, a razão da usina segue de acordo com a TABELA 24, onde o maior valor encontrado no período representa a potência máxima do gerador, o menor valor o mínimo encontrado no período e a média de geração esperada. Todos os valores são obtidos através da razão definida previamente.

TABELA 23 – Geração das usinas de petróleo EM MW.

Mês/Ano	2017	2018	2019	2020	Maior	Média	Mínimo
Janeiro	72	69	64	62	72	66,75	62
Fevereiro	65	78	81	69	81	73,25	65
Março	62	71	75	73	75	70,25	62
Abril	72	58	68	64	72	65,5	58
Maio	65	65	61	66	66	64,25	61
Junho	66	84	61	65	84	69	61
Julho	63	46	71	65	71	61,25	46
Agosto	61	68	61	63	68	63,25	61
Setembro	60	72	65	64	72	65,25	60
Outubro	61	80	73	67	80	70,25	61
Novembro	59	65	71	70	71	66,25	59
Dezembro	53	60	68	65	68	61,5	53

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021).

FIGURA 21 – Geração das Usinas de Petróleo.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021).

TABELA 24 – RAZÃO USINA DE 76 MW -PETRÓLEO

Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior MW	Limite Inferior MW	Média MW
Janeiro	0,857	0,738	0,795	65,14	56,10	60,39
Fevereiro	0,964	0,774	0,872	73,29	58,81	66,27
Março	0,893	0,738	0,836	67,86	56,10	63,56
Abril	0,857	0,690	0,780	65,14	52,48	59,26
Maio	0,786	0,726	0,765	59,71	55,19	58,13
Junho	1,000	0,726	0,821	76,00	55,19	62,43
Julho	0,845	0,548	0,729	64,24	41,62	55,42
Agosto	0,810	0,726	0,753	61,52	55,19	57,23
Setembro	0,857	0,714	0,777	65,14	54,29	59,04
Outubro	0,952	0,726	0,836	72,38	55,19	63,56
Novembro	0,845	0,702	0,789	64,24	53,38	59,94
Dezembro	0,810	0,631	0,732	61,52	47,95	55,64

4.2.4 Hidroelétricas

As usinas hidroelétricas representam a principal matriz elétrica do Brasil, totalizando 65,2 %, podem-se citar: as usinas de pequeno porte, com potência menor ou igual a 1 MW, denominada de Central Geradora Hidráulica (CGH) ; as de potência entre 1 MW e 30 MW, denominadas de PCH e as usinas de maior porte, denominadas Usinas Hidrelétricas de grande porte (UHE) com capacidade maior de 30 MW (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PCHS E CGHS, 2021).

Além da diferença de potência, as UHE possuem grandes reservatórios, os quais propiciam operação em épocas de grandes secas, já as PCHs funcionam de maneira distinta, em sua maioria são usinas do tipo fio d'água, ou seja, não possuem grandes reservatórios, operam de acordo ao fluxo d'água, nas épocas de cheia funcionam em capacidade máxima e nos períodos de seca, tem sua capacidade reduzida a zero ou próxima a isso. O fenômeno descrito pode ser analisado na FIGURA 4 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PCHS E CGHS, 2021). Para isso foram distintos os dois tipos de usina no sistema teste. As próximas seções demonstram os dados e as premissas usadas para cada tipo de usina, de pequeno e grande porte.

4.2.4.1 Usina hidrelétrica de grande porte

AS UHE são usinas de grande porte, as quais administram sua geração através da capacidade d'água disponível em suas barragens. Desta maneira, representam o grande suporte do sistema elétrico ao se tratar de geração. O exemplo tratado na FIGURA 4 demonstra a geração em períodos de seca e cheia de uma usina no subsistema sul. Já na TABELA 25 apresenta o histórico de geração do período de 2017 até final de 2020, destacando os valores máximos, mínimos e médios registrados.

TABELA 25 – GERAÇÃO DA UHE SALTO OSÓRIO DE 2017 ATÉ 2020 EM *MW*

Mês/Ano	2017	2018	2019	2020	Maior	Mínimo	Média
Janeiro	594	417	537	233	594	233	445,25
Fevereiro	557	476	375	157	557	157	391,25
Março	496	471	382	116	496	116	366,25
Abril	349	362	390	82	390	82	295,75
Maio	184	405	295	27	405	27	227,75
Junho	292	310	358	2	358	2	240,5
Julho	492	344	441	217	492	217	373,5
Agosto	503	288	435	295	503	288	380,25
Setembro	488	333	363	441	488	333	406,25
Outubro	388	391	334	327	391	327	360
Novembro	462	437	350	178	462	178	356,75
Dezembro	501	420	254	291	501	254	366,5

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021)

No sistema teste as UHE serão representadas pelas usinas interligas às Barras 13, 16, 18, 21 e 23, com potência máxima equivalente de três unidades de $197MW$ na Barra 13, uma unidade de $155MW$ na barra 16, uma unidade de $400MW$ na Barra 18, uma unidade de $400MW$ na barra 21 e uma unidade de $350MW$ na Barra 23, um total de $1896MW$. Foram definidas essas usinas do sistema teste por estarem localizadas no lado de 230 kV do sistema teste e serem maiores que 30 MW . As Tabelas 26, 27, 28 e 29 demonstram os limites implementados para cada usina e as médias registradas.

TABELA 26 – RAZÃO USINA DE 197 MW - UHE

Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior <i>MW</i>	Limite Inferior <i>MW</i>	Média <i>MW</i>
Janeiro	1,000	0,392	0,750	197,00	77,27	147,67
Fevereiro	0,938	0,264	0,659	184,73	52,07	129,76
Março	0,835	0,195	0,617	164,50	38,47	121,47
Abril	0,657	0,138	0,498	129,34	27,20	98,09
Maio	0,682	0,045	0,383	134,32	8,95	75,53
Junho	0,603	0,003	0,405	118,73	0,66	79,76
Julho	0,828	0,365	0,629	163,17	71,97	123,87
Agosto	0,847	0,485	0,640	166,82	95,52	126,11
Setembro	0,822	0,561	0,684	161,85	110,44	134,73
Outubro	0,658	0,551	0,606	129,68	108,45	119,39
Novembro	0,778	0,300	0,601	153,22	59,03	118,32
Dezembro	0,843	0,428	0,617	166,16	84,24	121,55

TABELA 27 – RAZÃO USINA DE 155 MW - UHE

Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior <i>MW</i>	Limite Inferior <i>MW</i>	Média <i>MW</i>
Janeiro	1,000	0,392	0,750	155,00	60,80	116,18
Fevereiro	0,938	0,264	0,659	145,35	40,97	102,09
Março	0,835	0,195	0,617	129,43	30,27	95,57
Abril	0,657	0,138	0,498	101,77	21,40	77,17
Maio	0,682	0,045	0,383	105,68	7,05	59,43
Junho	0,603	0,003	0,405	93,42	0,52	62,76
Julho	0,828	0,365	0,629	128,38	56,62	97,46
Agosto	0,847	0,485	0,640	131,25	75,15	99,22
Setembro	0,822	0,561	0,684	127,34	86,89	106,01
Outubro	0,658	0,551	0,606	102,03	85,33	93,94
Novembro	0,778	0,300	0,601	120,56	46,45	93,09
Dezembro	0,843	0,428	0,617	130,73	66,28	95,64

TABELA 28 – RAZÃO USINA DE 400 MW - UHE

Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior MW	Limite Inferior MW	Média MW
Janeiro	1,000	0,392	0,750	400,00	156,90	299,83
Fevereiro	0,938	0,264	0,659	375,08	105,72	263,47
Março	0,835	0,195	0,617	334,01	78,11	246,63
Abril	0,657	0,138	0,498	262,63	55,22	199,16
Maio	0,682	0,045	0,383	272,73	18,18	153,37
Junho	0,603	0,003	0,405	241,08	1,35	161,95
Julho	0,828	0,365	0,629	331,31	146,13	251,52
Agosto	0,847	0,485	0,640	338,72	193,94	256,06
Setembro	0,822	0,561	0,684	328,62	224,24	273,57
Outubro	0,658	0,551	0,606	263,30	220,20	242,42
Novembro	0,778	0,300	0,601	311,11	119,87	240,24
Dezembro	0,843	0,428	0,617	337,37	171,04	246,80

TABELA 29 – RAZÃO USINA DE 350 MW - UHE

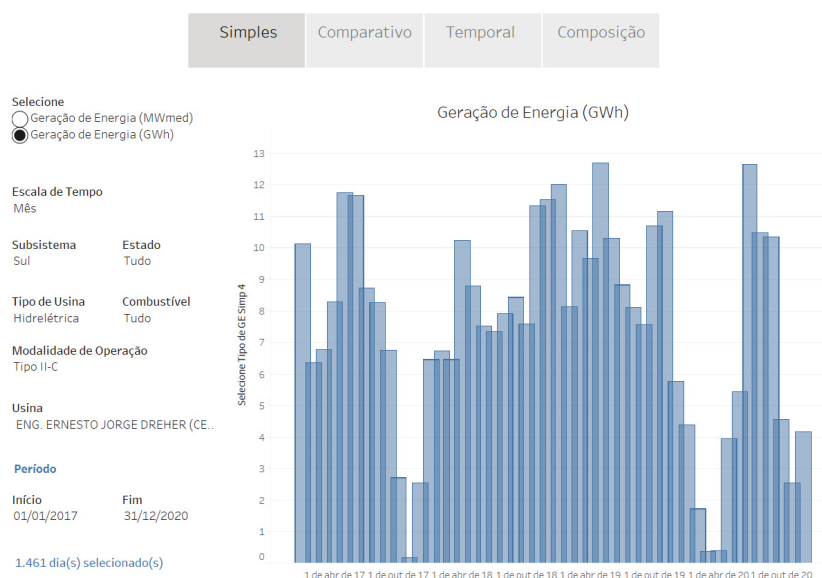
Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior MW	Limite Inferior MW	Média MW
Janeiro	1,000	0,392	0,750	350,00	137,29	262,35
Fevereiro	0,938	0,264	0,659	328,20	92,51	230,53
Março	0,835	0,195	0,617	292,26	68,35	215,80
Abril	0,657	0,138	0,498	229,80	48,32	174,26
Maio	0,682	0,045	0,383	238,64	15,91	134,20
Junho	0,603	0,003	0,405	210,94	1,18	141,71
Julho	0,828	0,365	0,629	289,90	127,86	220,08
Agosto	0,847	0,485	0,640	296,38	169,70	224,05
Setembro	0,822	0,561	0,684	287,54	196,21	239,37
Outubro	0,658	0,551	0,606	230,39	192,68	212,12
Novembro	0,778	0,300	0,601	272,22	104,88	210,21
Dezembro	0,843	0,428	0,617	295,20	149,66	215,95

4.2.4.2 Pequena Central Hidrelétrica

As PCHs funcionam com uma concepção diferente, por serem usinas sem grandes barragens, sua maioria funciona pelo sistema de fio d'água. Assim, as usinas são suscetíveis a intempéries da natureza. Os grandes períodos de secas causados por fenômenos naturais acarretam, uma geração nula ou próxima disso. Na FIGURA 22,

demonstra a produção da PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher, localizada no subsistema sul e a TABELA 30, apresenta o histórico de geração do período de 2017 até final de 2020.

FIGURA 22 – Geração da PCH Eng. Ernesto Jorge Dreher - subsistema sul.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021).

TABELA 30 – GERAÇÃO DA PCH ENG. ERNESTO JORGE DREHER-SUBSISTEMA SUL DE 2017 ATÉ 2020 EM MW

Mês/Ano	2017	2018	2019	2020	Maior	Mínimo	Média
Janeiro	10,1	6,5	12	4,4	12	4,4	8,25
Fevereiro	6,4	6,7	8,1	1,7	8,1	1,7	5,725
Março	6,8	6,5	10,5	0,4	10,5	0,4	6,05
Abril	8,3	10,2	9,7	0,4	10,2	0,4	7,15
Maio	11,8	8,8	12,7	3,9	12,7	3,9	9,3
Junho	11,7	7,5	10,3	5,4	11,7	5,4	8,725
Julho	8,7	7,4	8,8	12,7	12,7	7,4	9,4
Agosto	8,3	7,9	8,1	10,5	10,5	7,9	8,7
Setembro	6,8	8,4	7,6	10,4	10,4	6,8	8,3
Outubro	2,7	7,6	10,7	4,6	10,7	2,7	6,4
Novembro	0,2	11,3	11,2	2,6	11,3	0,2	6,325
Dezembro	2,5	11,5	5,8	4,2	11,5	2,5	6

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021)

Para representar no sistema teste, as unidades geradoras conectadas com as Barras 1, 7 e 15 foram selecionadas. Por mais que segundo a definição, PCHs sejam usinas menores de 30 MW, as unidades geradoras interligadas nas Barras 1 e 7 foram selecionadas por estarem localizadas na área de 138 kV, local onde geralmente esse

tipo de usina se encontra, assim sendo caracterizada como um grupo de PCHs. Além disso, na Barra 1 é definido um grupo gerador de 76 *MW*, na Barra 7 são dois grupos geradores de 100 *MW* e na Barra 15 são 2 unidades geradores de 12 *MW*. As Tabelas 31, 32 e 33 demonstram os limites implementados para cada usina.

TABELA 31 – RAZÃO USINA DE 12 *MW*-PCH

Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior <i>MW</i>	Limite Inferior <i>MW</i>	Média <i>MW</i>
Janeiro	0,945	0,346	0,650	11,34	4,16	7,80
Fevereiro	0,638	0,134	0,451	7,65	1,61	5,41
Março	0,827	0,031	0,476	9,92	0,38	5,72
Abril	0,803	0,031	0,563	9,64	0,38	6,76
Maio	1,000	0,307	0,732	12,00	3,69	8,79
Junho	0,921	0,425	0,687	11,06	5,10	8,24
Julho	1,000	0,583	0,740	12,00	6,99	8,88
Agosto	0,827	0,622	0,685	9,92	7,46	8,22
Setembro	0,819	0,535	0,654	9,83	6,43	7,84
Outubro	0,843	0,213	0,504	10,11	2,55	6,05
Novembro	0,890	0,016	0,498	10,68	0,19	5,98
Dezembro	0,906	0,197	0,472	10,87	2,36	5,67

TABELA 32 – RAZÃO USINA DE 76 *MW*-PCH

Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior <i>MW</i>	Limite Inferior <i>MW</i>	Média <i>MW</i>
Janeiro	0,945	0,346	0,650	71,81	26,33	49,37
Fevereiro	0,638	0,134	0,451	48,47	10,17	34,26
Março	0,827	0,031	0,476	62,83	2,39	36,20
Abril	0,803	0,031	0,563	61,04	2,39	42,79
Maio	1,000	0,307	0,732	76,00	23,34	55,65
Junho	0,921	0,425	0,687	70,02	32,31	52,21
Julho	1,000	0,583	0,740	76,00	44,28	56,25
Agosto	0,827	0,622	0,685	62,83	47,28	52,06
Setembro	0,819	0,535	0,654	62,24	40,69	49,67
Outubro	0,843	0,213	0,504	64,03	16,16	38,30
Novembro	0,890	0,016	0,498	67,62	1,20	37,85
Dezembro	0,906	0,197	0,472	68,82	14,96	35,91

TABELA 33 – PROPORCIONALIDADE USINA DE 100 MW - PCH

Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média	Limite Superior MW	Limite Inferior MW	Média MW
Janeiro	0,945	0,346	0,650	94,49	34,65	64,96
Fevereiro	0,638	0,134	0,451	63,78	13,39	45,08
Março	0,827	0,031	0,476	82,68	3,15	47,64
Abril	0,803	0,031	0,563	80,31	3,15	56,30
Maio	1,000	0,307	0,732	100,00	30,71	73,23
Junho	0,921	0,425	0,687	92,13	42,52	68,70
Julho	1,000	0,583	0,740	100,00	58,27	74,02
Agosto	0,827	0,622	0,685	82,68	62,20	68,50
Setembro	0,819	0,535	0,654	81,89	53,54	65,35
Outubro	0,843	0,213	0,504	84,25	21,26	50,39
Novembro	0,890	0,016	0,498	88,98	1,57	49,80
Dezembro	0,906	0,197	0,472	90,55	19,69	47,24

4.3 CARGA DO SISTEMA

Juntamente com a variação na geração, descrita nas seções anteriores, o uso da energia pelos consumidores finais podem variar em consequência de variações climáticas e dos inúmeros ciclos de atividades dos setores produtivos. Tais mudanças podem alterar o consumo médio, em patamares anuais, em até 15% acima ou abaixo. Ao se falar em uma visão do consumo em intervalos diários, essa variação pode chegar em amplitudes de 50% a 150% da média diária (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020b). Com os dados de carga de 2019 retratadas pela TABELA 34 e ilustradas na FIGURA 23 percebe-se essa variação.

Tendo como base as cargas registradas no sistema elétrico brasileiro em 2019, o sistema base estudado foi dimensionado. Dessa maneira, o método implementado usará das margens de variações, através das razões e limites especificados na TABELA 35 e aplicadas nas barras do sistema.

4.4 VARIAÇÃO DAS GERAÇÕES

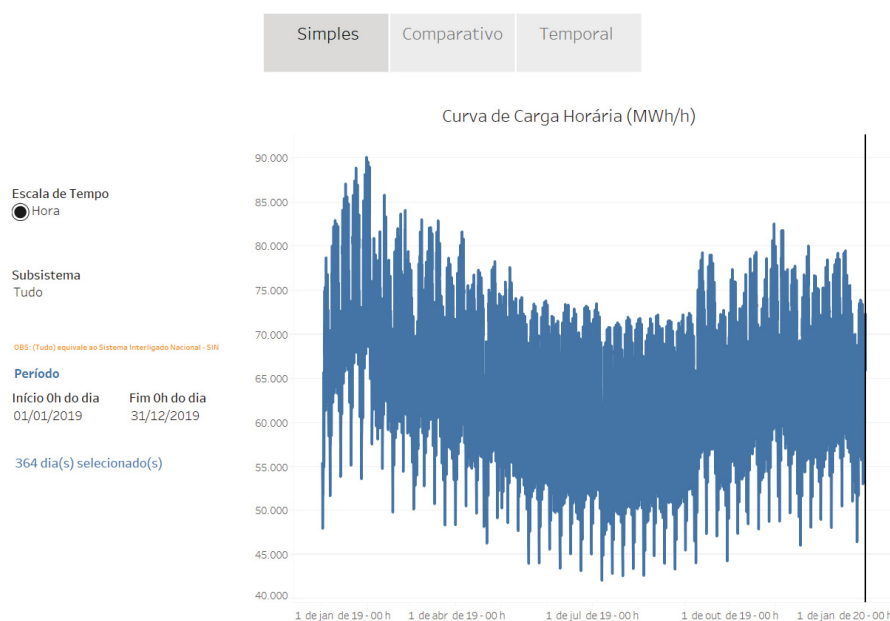
Para não serem criados valores aleatórios para o sistema, os quais poderiam acarretar situações não condizentes com a realidade, o método se utiliza dos dados apresentados de geração e carga do sistema para variar de acordo com a maior

TABELA 34 – VARIAÇÃO DE CARGAS NO SISTEMA EM MWh -2019

Mês	Maior	Menor	Média
Janeiro	90.120	47.996	71.101
Fevereiro	89.039	49.840	69.706
Março	83.044	48.366	66.611
Abril	81.662	46.309	65.409
Maio	77.618	44.014	62.761
Junho	73.423	43.189	60.018
Julho	73.515	42.093	59.385
Agosto	72.253	42.645	60.223
Setembro	79.293	44.069	63.113
Outubro	82.568	47.411	65.493
Novembro	81.810	46.067	65.341
Dezembro	79.518	46.469	65.241

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021)

FIGURA 23 – Carga do sistema em 2019.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021).

probabilidade de ocorrência segundo o histórico. Através de 4.1, o método gera novos valores a cada iteração.

$$V_{cg} = \sigma * rand[0, 1] \quad (4.1)$$

onde:

V_{cg} : é o valor de carga ou geração para cada iteração;

σ : é o desvio padrão da matriz energética;

TABELA 35 – VARIAÇÃO DE CARGAS NO SISTEMA TESTE

Mês	Razão Máxima	Razão Mínima	Razão Média
Janeiro	1,000	0,533	0,789
Fevereiro	0,988	0,553	0,773
Março	0,921	0,537	0,739
Abril	0,906	0,514	0,726
Maio	0,861	0,488	0,696
Junho	0,815	0,479	0,666
Julho	0,816	0,467	0,659
Agosto	0,802	0,473	0,668
Setembro	0,880	0,489	0,700
Outubro	0,916	0,526	0,727
Novembro	0,908	0,511	0,725
Dezembro	0,882	0,516	0,724

$rand[0, 1]$: gerador de número aleatório entre 0 e 1.

4.5 CONTINGÊNCIAS DO SISTEMA

Com os dados de geração e carga definidos para o período de doze meses e predefinido os valores em que será realizada a variação, o método entra na etapa de realização das contingências do sistema. A distribuidora é a responsável por prever o funcionamento do sistema em caso de contingências simples, denominadas de $N - 1$, sem interrupções no provimento de energia elétrica.

Assim, o primeiro passo do método consiste em verificar todas as contingências e gerar uma lista de quais não decorrem em parte do sistema ilhado, permitindo o funcionamento normal do sistema. O segundo passo do método efetua as contingências identificadas pela lista inicial retirando cada elemento do sistema, a cada contingência efetuada o método realiza o fluxo de potência através do método desacoplado rápido versão XB, armazena o resultado, retoma o elemento retirado e recomeça o processo até a lista ser finalizada. As contingências verificadas pelo método são apresentadas na TABELA 36.

TABELA 36 – CONTINGÊNCIAS DO SISTEMA IEEE 24 BARRAS - RTS

Contingência	Da Barra	Para Barra
1	1	2
2	1	3
3	1	5
4	2	4
5	2	6

TABELA 36 – (continuação)

Contingência	Da Barra	Para Barra
6	3	9
7	3	24
8	4	9
9	5	10
10	6	10
11	7	8
12	8	9
13	8	10
14	9	11
15	10	12
16	9	11
17	10	12
18	11	13
19	11	14
20	12	13
21	12	23
22	13	23
23	14	16
24	15	16
25	15	21
26	15	21
27	15	24
28	16	17
29	16	19
30	17	18
31	17	22
32	18	21
33	18	21
34	19	20
35	19	20
36	20	23
37	20	23
38	21	22

Finalizada as contingências para uma variação de geração, o método realiza o mesmo processo para o número de variações predefinida. Com todas as contingências realizadas, o método atualiza os limites de geração e realiza o processo descrito

anteriormente para o próximo mês até completar os doze meses de vigência de contrato. Essa etapa do método finaliza retornando com uma Tabela de dimensão de 12 colunas, correspondente aos meses de vigência, pelo número de variações de geração multiplicado pelo o número de contingências.

4.6 FLUXOGRAMA

Para simplificar o entendimento do método, o fluxograma da FIGURA 24 apresenta o passo a passo de como é realizado.

4.7 DEFINIÇÃO DOS LIMITES DE BUSCA

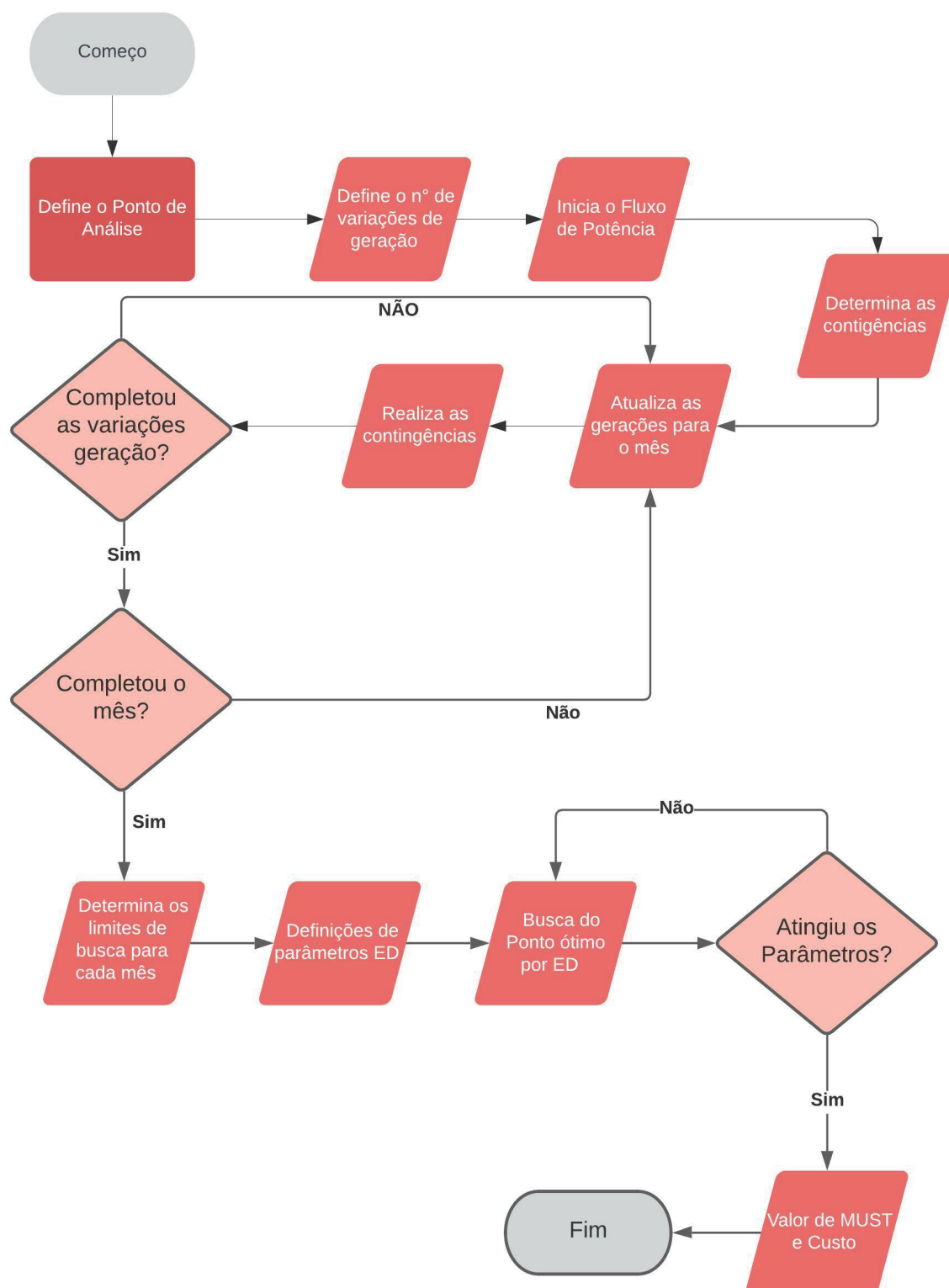
Sendo o MUST um problema caracterizado em se obter o menor valor a ser gasto na contratação sobre um período de 12 meses, a análise deve primeiramente, definir as margens de contratação. As margens de contratação são definidas mês a mês dentro da maior ocorrência de contingências de uma faixa de valores, sendo um limite inferior e outro limite superior. Então, exemplificando, dentro da TABELA 37, no mês um a faixa entre 141 e 152 foram encontradas 10 contingências dentro dessa faixa, representando que a probabilidade de ocorrência dentro desse período é maior que as outras.

Esta faixas foram escolhidas devido a necessidade de realizar a busca do ponto ótimo através de limites superiores e inferiores, relacionada a cada mês, o método realiza a busca da maior probabilidade de ocorrência dentro de faixas de valores previamente definidas por um intervalo, que é definido por 5% da média do maior e menor valor registrado de MUST, em MW .

A partir das faixas de busca obtidas, a escolha das margens de maior ocorrência em cada mês consiste na procura das margens onde o maior valor de ocorrência de MUST é verificado. No período em que dentro de uma faixa de valores ocorreu o maior número de montantes verificados, para o ponto de conexão analisado, é definido como o limite de busca para o mês. Com isso são definidos 12 limites inferiores e 12 limites superiores, vinculados ao mês verificado. Essa etapa do método retorna uma Tabela com os 12 meses de contratação com seus respectivos limites e o número de contingências encontradas dentro da faixa indicada, caracterizada pela TABELA 37 em um período de 5 meses.

Para evitar picos de contingências o método realiza a busca sempre analisando a vizinhança. Assim, quando um maior valor é encontrado, este valor é somado aos seus vizinhos e comparados aos outros maiores valores de contingências com seus respectivos vizinhos. Esse critério foi utilizado devido a necessidade de se realizar uma contratação que verifique as contingências $N - 1$, assim como a probabilidade

FIGURA 24 – Fluxograma método proposto.



Fonte: O Autor, 2021.

de ocorrência. Um método que utilize a pior situação, acarretaria em um problema de sobrecontratação.

TABELA 37 – LIMITES DE PROCURA DO MUST

Mês	Contingências	Limite Inferior [MW]	Limite Superior [MW]
1	10	141	152
2	15	123	134
3	22	115	126
4	21	159	170
5	17	101	112

Após finalizada a busca de maior ocorrência em cada mês, o método entra no refinamento dos limites de busca. Como as margens criadas anteriormente contém uma quantidade de valores de contingências expressivas, devido a quantidade de variações realizadas, o método busca margens de contratação com limites mais próximos, com a finalidade de buscar um valor final de contratação mais restritivo.

Desta forma, o método finaliza essa etapa com novos limites de busca, os quais o método da ED irá realizar a procura do ponto ótimo de contratação. Os valores obtidos nessa etapa são apresentados em uma tabela semelhante a TABELA 37. Além dos limites máximos e mínimos de cada mês, o método define a área de busca do montante a ser contratado, que é estabelecido pelo menor valor encontrado na simulação e o maior, representando respectivamente o limite mínimo e máximo. Totalizando no total 26 limites de contratação.

Como os limites de busca são muito próximos e menores que os limites de contratação de 90% e 110%, a inserção dos limites de cada mês no método de ED como variáveis de otimização não interferem na análise do problema. Neste caso meses onde os valores de limites são elevados acarretam em valores mais altos de contratação e respectivamente para os menores valores. A determinação dos meses como variáveis foi implementada para acelerar a otimização do montante, ao se pensar de maneira prática, a determinação de um valor dentro dos limites determinados condiz com a realidade, uma vez que o montante verificado é armazenado como o maior valor a ser registrado dentro do período. Como os limites definidos pelo método representam uma faixa de valor, a probabilidade de ocorrência dentro desses é a maior dos casos simulados, o valor otimizado representaria um valor de maior ocorrência dentro dessa faixa de valores predeterminados pelo método antes de entrar puramente na otimização.

4.8 IMPLEMENTAÇÃO DO MUST NO ED

Com os limites máximos e mínimos definidos o método entra puramente na otimização usando o algoritmo de ED, através das variáveis de cada ponto de conexão, e os 12 limites superiores e inferiores para cada mês de contratação. O método utiliza

os limites de maior probabilidade de ocorrência para determinar a área de busca para cada mês, atualizando através do algoritmo de ED a cada iteração buscando o ponto ótimo para o período de vigência do contrato.

O algoritmo usa ainda as margens de contratação de 90% de limite inferior e 110% de limite superior como margens na contratação. Assim, para cada mês o método analisa se para o montante contratado apresenta dentro dos limites, como apresentado nas Equações 4.2, 4.3 e 4.4:

$$\text{Se } V_{MC} < V_{MV} \leq 1,1 * V_{MC} \Rightarrow \begin{cases} V_{1i} = V_{MV} \\ V_{2i} = 0 \end{cases} \quad (4.2)$$

$$\text{Se } 1,1 * V_{MC} < V_{MV} \Rightarrow \begin{cases} V_{1i} = V_{MV} \\ V_{2i} = V_{MV} - 1,1 * V_{MC} \end{cases} \quad (4.3)$$

$$\text{Se } V_{MV_{anual}} < 0,9 * V_{MV} \Rightarrow \begin{cases} V_3 = 0,9 * V_{MC} - V_{MV_{anual}} \end{cases} \quad (4.4)$$

onde:

V_{MC} : é o montante de contratação;

V_{MV} : é o montante de verificado;

i : é o mês de análise, variando de 1 até 12;

V_{1i} : é o montante contratado sem penalizações para o mês i ;

V_{2i} : é o montante contratado com penalizações por subcontratação para o mês i ;

V_3 : é o montante contratado com penalizações por sobrecontratação para o ano de contrato;

$M_{V_{anual}}$: é o maior valor de montante verificado no ano.

A partir dos valores de V_1 e V_2 para cada mês e o V_3 para análise anual serem definidos para a iteração corrente, o método utiliza valores para encontrar o custo final anual através da função custo. Assim, a função objetivo se resume no somatórios de todas as variáveis dos meses analisados, para obter o custo anual de contrato sobre o montante. A função objetiva é expressa por 4.5:

$$Custos = \sum_{i=1}^{12} [V_{1i} * (TUST) + V_{2i} * (3 * TUST)] + V_3 * (12 * TUST) \quad (4.5)$$

O método para cada iteração gera um novo valor de montante contratado, para ser testado, a fim de encontrar o valor a ser contratado para se obter o menor custo anual sobre o contrato do MUST, respeitando os limites predeterminados para cada mês.

4.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Os dados de geração e carga apresentados são a base da análise, criando assim a definição dos limites de geração. Com os valores máximos, mínimos e médios, é adotada uma curva sobre o desvio padrão, assim garante que os valores ficarão o mais próximo da média apresentada e variando dentre outros cenários possíveis mas menos prováveis. Tal método foi adotado para tornar a variação de geração mais rápida e não depender diretamente da curva de geração e carga de cada usina, o que traria uma robustez ainda maior ao método, acarretando uma simulação mais demorada e um número de restrições que seriam adotadas maiores para cada tipo de usina.

Como o método varia um número determinado de vezes, criando uma infinidade de cenários, a probabilidade de algum cenário real ser realizado pelo método é muito alta e aumenta de acordo com o número de vezes em que se determina em que se realize as variações. Foi adotado essa variação determinística devido a características dos dados de gerações, por apresentarem um valor máximo possível de geração e um histórico o qual determina a geração mínima, uma variação dentro desses limites irá abranger os possíveis cenários adotados.

Na próxima seção será mostrado a análise de contratação do MUST usando o algoritmo de ED. Além disso, descreverá métodos na literatura para efetuar a comparação dos resultados encontrados.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para realizar a contratação do MUST de maneira eficiente, é necessária uma análise robusta, considerando várias situações que ocorrem no decorrer do ano. Dentro dessa premissa, o método descrito anteriormente utiliza o algoritmo de ED para realizar uma análise mais rápida e eficiente. O presente capítulo descreverá métodos encontrados na literatura para efetuar a comparação e análise de contratação do MUST.

5.1 MÉTODOS NA LITERATURA

O método proposto em Filietaz, Martins e Santos (2019) usa o *software* ANA-REDE para realizar as simulações em 3 pontos de conexão no estado do Paraná. Para cada ponto foram consideradas duas situações, a primeira considerando que as usinas na área externa da distribuidora geravam o máximo de capacidade instalada e a segunda considerando o valor estipulado na base fornecida. Nas duas situações foi considerado que as usinas ligadas na rede interna da distribuidora geravam a média registrada nos últimos anos.

As simulações foram realizadas para cada mês, considerando o período de ponta e fora de ponta, identificando as contingências em Tabelas, evidenciando qual contingência foi realizada, qual o valor de potência verificado e em qual período se encontrava. Métodos como esse podem demorar de 15 a 60 dias, dependendo do grupo de colaboradores e o nível de experiência de cada um, a forma que são realizadas as simulações e os pontos considerados para o estudo (TESTI, 2018).

Já em Castro et al. (2018), o método proposto utiliza-se das técnicas de redução de redes, incertezas de geração e carga do sistema e uma técnica simples de otimização estocástica. O método implementado usa o sistema teste IEEE de 24 barras para realizar a análise, porém com carga e geração sendo 90%, 70% e 50% do pico, variando proporcionalmente. Neste estudo, para os pontos de contratação 3, 9 e 10 foram encontrados os valores de MUST para um intervalo de 100, 166,78 MW, 180,45 MW e 256,47MW, respectivamente (CASTRO et al., 2018). Tais valores, serão comparados aos valores encontrados no método proposto.

5.2 CONTRATAÇÃO SEGUNDO CRITÉRIO DAS MÉDIAS DE GERAÇÃO E CARGA

Para evidenciar a efetividade do método, além da comparação com os dados encontrados na literatura, será efetuada uma análise com a geração restrita à média mensal para os geradores e carga do sistema, de forma semelhante ao realizado em Filietaz, Martins e Santos (2019).

Nesta simulação, já será utilizado o método de ED, assim como a busca dos limites para busca do ponto ótimo. Esta escolha ocorre devido a necessidade de padronização dos métodos para a comparação da efetividade. O estudo realizado manualmente por um profissional carrega a experiência na análise de contratação do MUST, o qual não pode ser quantificado em uma análise empírica. Tal situação pode ser exemplificada pela seguinte situação, caso o encarregado sobre a contratação, por experiência, souber que algum ramo do sistema é mais suscetível a falhas, a análise será diferente a realizada pela busca implementada. Sendo assim, já que o ponto a ser discutido são os critérios utilizados e não somente o valor a ser contratado o critério foi adotado. Tais critérios podem ser adicionados futuramente por uma equipe de estudo, utilizando como restrição de análise o conhecimento sobre o sistema.

Desta forma, utilizando-se das médias apresentadas das Tabelas 9 a 35, o sistema mostra uma análise semelhante aos encontrados na literatura, onde através das bases fornecidas pelos órgãos controladores e reguladores realiza as simulações a partir dos dados fornecidos, neste caso as médias históricas. Assim, serão apresentados as análises realizadas nas seções a seguir, nas quais serão expostas as tabelas de contingências, limites de busca e as figuras referentes a contratação ótima, e seus respectivos limites.

A análise será realizada considerando cada ponto individualmente com a intenção de se analisar como cada contingência ou variação interfere no ponto de conexão escolhido, proporcionando uma comparação entre métodos os quais podemos comparar a efetividade em cada ponto e destacar em qual ponto o método realiza a melhor contratação dentro das restrições impostas.

5.2.1 Contratação Barra 3

Tomando como base as premissas para análise inicial, o sistema teste IEEE RTS 24, para o ponto de conexão 3, apresenta 37 contingências, já que a contingência representada por 11, ou seja, o ramo da Barra 7 para 8 ao ser desconectada causa ilhamento no sistema. Isso irá se repetir para todas as análises.

Assim, para o ponto 3 são apresentadas os valores de contingências esperados para cada mês relacionado com sua respectiva contingência na TABELA 38 e TABELA 39. Ao analisar as tabelas, pode-se perceber que a contingência 7, ramo 3 para 24 e a contingência 27, do ramo 15 para o 24, apresentam não convergência do sistema, ou seja, representam um ponto crítico do sistema analisado.

Além disso, a contingência externa à rede da distribuidora, representada por 23, registrou os maiores valores verificados. A contingência de linha entre duas centrais geradoras do SIN, acarreta uma mudança do fluxo de potência, o qual eleva os níveis registrados. Por se tratar de uma contingência externa, deve ser considerado a taxa

de probabilidade que essa linha apresenta, assim evitando uma possível parcela de ineficiência. Como o estudo é realizado em um sistema teste, não existe critério para as probabilidades de contingências reais de cada linha.

Através dos dados apresentados em TABELA 38 e TABELA 39 são definidos os limites da TABELA 40. O mês de setembro registrou os limites mais altos, de 116,61 *MW* e 118,38 *MW*. Já o mês de maio registrou os menores limites.

TABELA 38 – CONTINGÊNCIA ANÁLISE PARA BARRA 3-JANEIRO-JUNHO-*MW*

Contingência	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho
1	116,0	103,8	99,4	82,4	65,0	71,1
2	119,3	105,6	103,4	88,0	75,4	79,8
3	108,5	97,2	92,3	75,7	58,7	63,6
4	113,0	99,9	95,9	78,2	61,7	67,3
5	110,5	98,1	93,8	76,6	60,0	65,3
6	121,9	115,2	108,0	96,4	81,8	82,4
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	115,8	102,7	98,5	80,7	64,0	69,4
9	117,0	105,7	100,3	83,6	66,2	70,8
10	128,5	116,3	110,8	93,5	75,9	80,3
12	112,8	98,3	95,0	78,2	63,9	69,7
13	116,0	104,1	99,8	81,2	62,9	68,1
14	130,0	119,0	113,1	94,9	75,5	79,5
15	125,0	113,1	107,9	90,0	71,7	76,3
16	130,1	119,1	113,2	94,9	75,5	79,5
17	125,0	113,1	107,9	90,0	71,7	76,3
18	127,0	118,7	112,0	95,8	77,5	80,0
19	113,3	84,8	86,5	57,8	38,2	53,4
20	123,3	113,0	107,0	89,3	70,8	74,7
21	127,2	110,9	108,0	89,6	71,9	78,8
22	114,3	94,6	94,1	75,8	60,6	69,6
23	162,0	133,1	132,6	103,5	82,2	95,3
24	112,7	91,1	90,3	65,8	51,7	63,1
25	111,3	98,4	94,7	77,7	62,0	67,5
26	111,3	98,4	94,7	77,7	62,0	67,5
27	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	121,8	105,6	102,3	81,6	64,0	70,8
29	120,4	90,7	89,9	51,6	31,6	47,1
30	118,3	103,4	99,7	80,3	62,9	69,3
31	115,0	101,2	97,6	79,6	63,3	69,1

TABELA 38 – (continuação)

Contingência	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho
32	114,8	101,2	97,5	79,7	63,4	69,1
33	114,8	101,2	97,5	79,7	63,4	69,1
34	111,4	96,5	93,2	73,5	57,0	63,7
35	111,4	96,5	93,2	73,5	57,0	63,7
36	111,3	96,9	93,6	74,7	58,3	64,6
37	111,3	96,9	93,6	74,7	58,3	64,6
38	114,0	100,7	96,7	79,2	62,7	68,4

TABELA 39 – CONTINGÊNCIA ANÁLISE PARA BARRA 3-Julho-Dezembro

Contingência	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
1	109,4	107,8	118,0	114,7	115,4	101,3
2	113,2	112,5	119,5	117,7	117,8	106,1
3	102,0	99,7	110,1	106,1	107,1	93,2
4	107,2	105,2	114,8	111,1	111,9	97,8
5	104,7	102,5	112,4	108,5	109,4	95,3
6	106,7	105,3	115,8	114,5	115,5	106,3
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	109,6	107,6	117,4	113,7	114,5	100,3
9	109,1	106,9	117,7	113,9	114,9	101,0
10	119,2	117,2	128,0	124,8	125,7	111,7
12	110,0	107,7	116,4	111,5	112,0	97,2
13	107,5	106,0	116,0	113,8	114,8	101,7
14	117,2	115,8	127,1	125,5	126,7	113,9
15	115,3	113,6	124,3	121,7	122,7	109,1
16	117,3	115,9	127,2	125,6	126,8	114,0
17	115,3	113,6	124,3	121,7	122,7	109,1
18	111,6	110,5	121,5	121,0	122,3	111,7
19	129,4	124,9	133,9	121,9	121,8	94,9
20	109,9	108,6	119,4	118,0	119,4	107,6
21	128,7	125,8	136,0	129,8	129,7	110,9
22	124,7	121,1	129,5	120,8	120,0	98,6
23	169,7	165,8	176,7	166,6	166,4	139,8
24	115,3	112,7	120,3	115,1	115,9	96,2
25	106,5	104,6	113,7	110,1	110,8	96,7
26	106,5	104,6	113,7	110,1	110,8	96,7
27	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

TABELA 39 – (continuação)

Contingência	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
28	115,7	113,6	123,4	119,5	120,7	105,4
29	109,7	108,1	116,7	111,4	115,1	98,6
30	112,6	110,7	120,3	115,7	116,4	102,1
31	109,4	107,4	116,9	113,4	114,3	99,9
32	109,3	107,3	116,7	113,1	113,9	99,6
33	109,3	107,3	116,7	113,1	113,9	99,6
34	106,0	104,1	113,3	109,4	110,4	96,0
35	106,0	104,1	113,3	109,4	110,4	96,0
36	106,1	104,2	113,4	109,5	110,4	96,1
37	106,1	104,2	113,4	109,5	110,4	96,1
38	108,6	106,8	116,1	111,8	112,3	98,6

TABELA 40 – LIMITES DE MAIOR OCORRÊNCIA-BARRA

Mês	Ocorrências	Limite Inferior	Limite Superior
Janeiro	5	113,08	114,85
Fevereiro	5	97,18	98,95
Março	5	93,64	95,41
Abril	6	79,51	81,28
Maio	8	61,84	63,61
Junho	7	68,91	70,68
Julho	9	106,01	107,78
Agosto	7	106,01	107,78
Setembro	7	116,61	118,38
Outubro	8	113,08	114,85
Novembro	6	114,85	116,61
Dezembro	7	95,41	97,18

O valor proposto a ser contratado no ponto de conexão 3 é de 104,41 *MW*. Na FIGURA 25 e Na FIGURA 26 analisá-se que o valor sugerido cobre os pontos de maior ocorrência, uma vez que dos totais de 36 simulações realizadas a cada mês e 432 simulações totais, 328 contingências são cobertas pelo limite superior. Sendo, o mês de setembro o mais crítico, onde das 36 simulações apenas 14 estão dentro dos limites. Além do mês de setembro, é constatado que alguns meses temos uma contingências verificada superior a 140 *MW*. Por significar uma pequena parcela, a probabilidade de

ocorrência é baixa, então a faixa a ser contratada esta adequada, segundo os critérios utilizados.

FIGURA 25 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 3 (janeiro-junho)

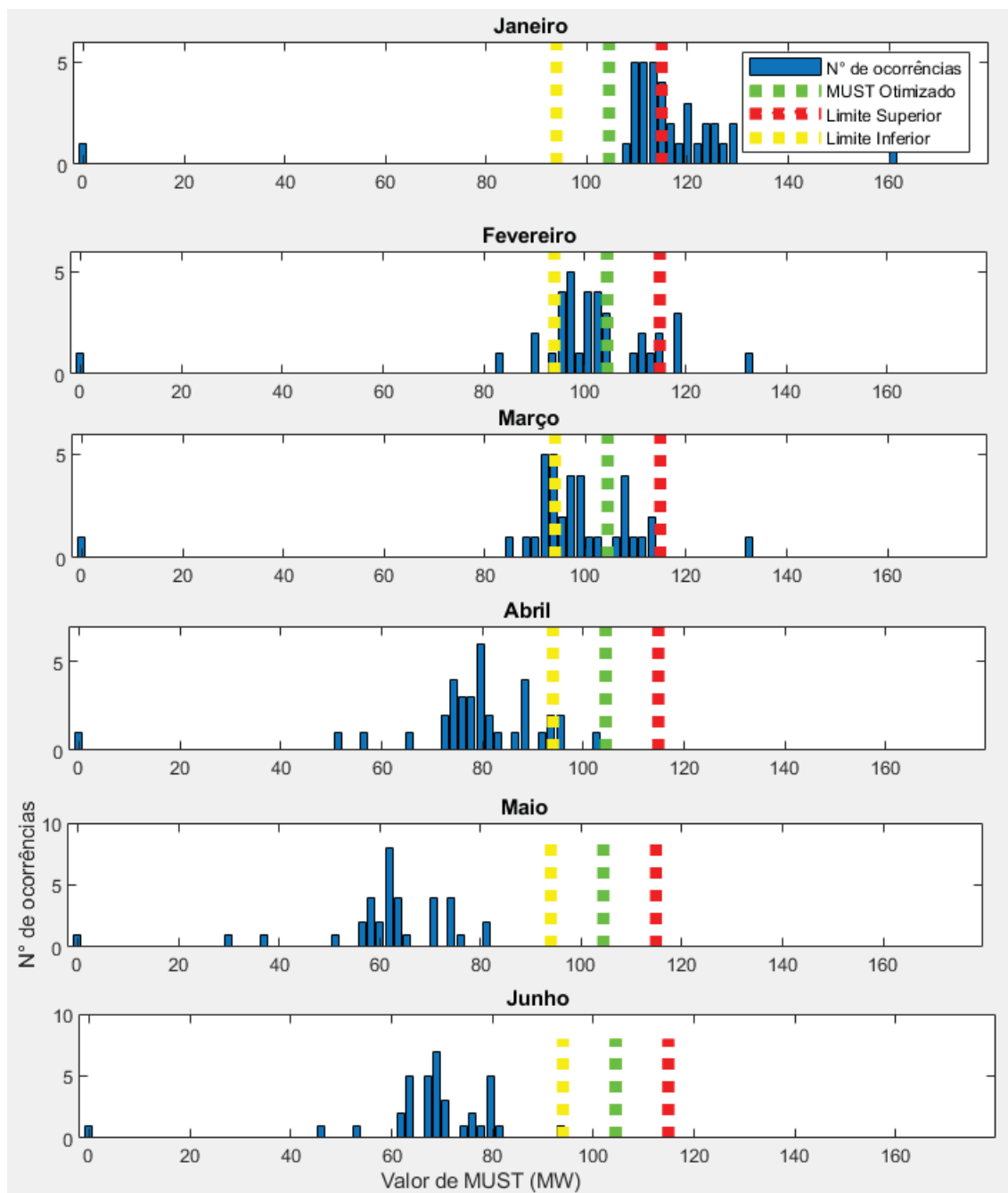
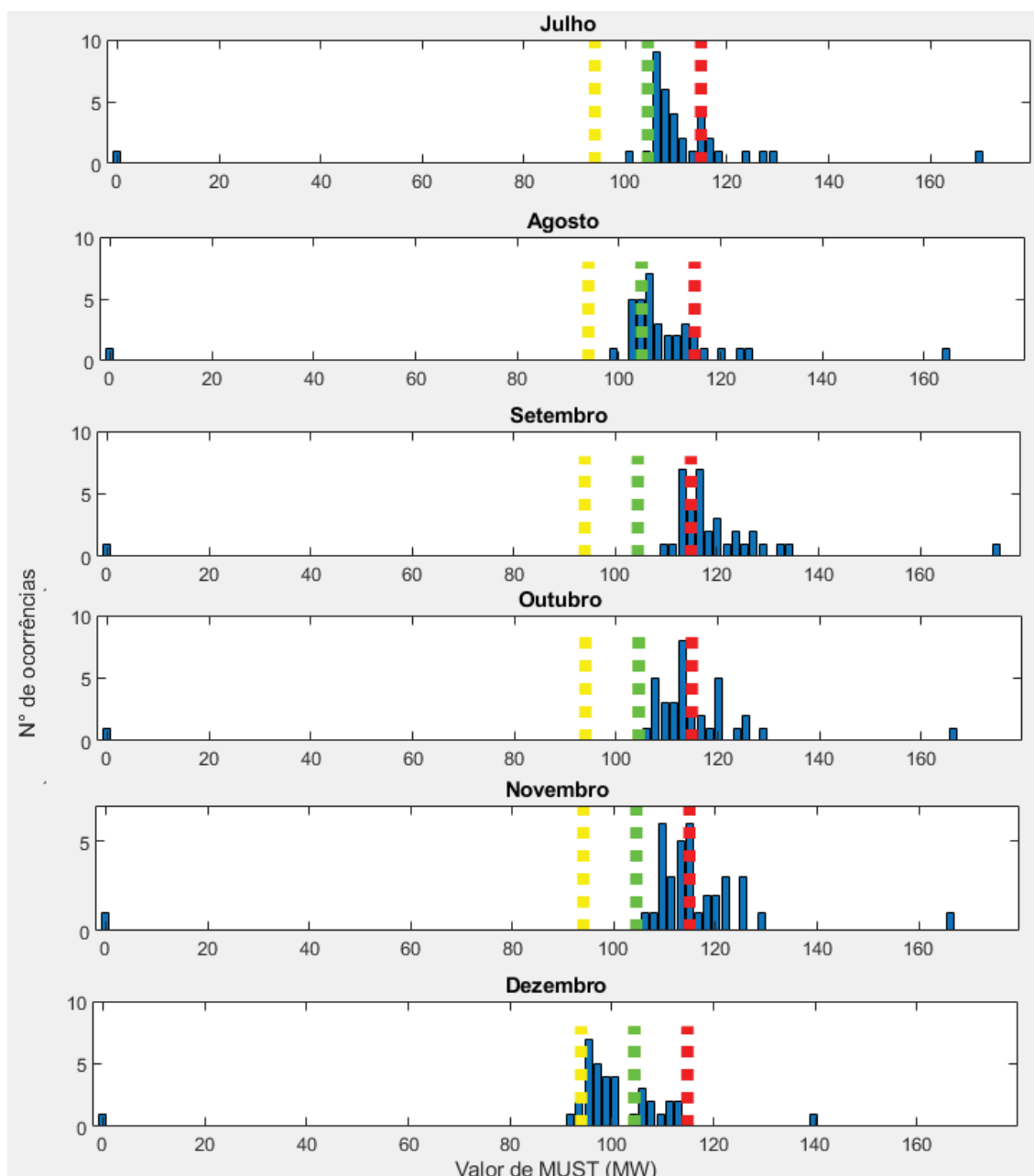


FIGURA 26 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 3 (julho-dezembro)



5.2.2 Contratação Barra 9

Considerando as premissas a qual foi realizado o estudo para a Barra 3, o ponto de conexão da Barra 9 foi verificado. Nas TABELA 41 e TABELA 42 são apresentados os valores registrados para cada contingência do sistema, dentro das faixas de valores e meses indicados. As contingências 7, 19 e 26 mostraram os maiores valores registrados, estes no período de verão, se aproximando dos 300 *MW* de montante potência ativa registrada. O mês de fevereiro com os maiores valores de margens e o mês de julho com os menores valores de busca. Assim, o valor sugerido para contratação é de 183 *MW*, com a margem inferior e superior de 164,7 *MW* e 201,3 *MW*, respectivamente.

De todas as contingências, as margens abrangem 311 contingências. Com o mês de fevereiro sendo o mais crítico, onde apenas 4 contingências são contempladas. Na FIGURA 27 e FIGURA 28 pode-se observar os limites de contratação e as contingências em cada faixa de valor, onde a maioria das contingências está entre os limites ou abaixo dele, evitando parcelas de ineficiência.

TABELA 41 – CONTINGÊNCIAS - ANÁLISE PARA BARRA 9-JANEIRO-JUNHO-MW

Contingência	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho
1	200,0	228,4	202,8	194,5	156,1	135,1
2	203,4	233,2	207,0	199,9	160,6	140,2
3	193,8	227,2	198,9	193,3	152,4	130,9
4	217,2	243,7	219,8	212,2	174,9	155,3
5	195,8	227,8	200,3	194,1	153,7	132,6
6	194,1	217,0	194,1	180,5	138,8	123,7
7	278,9	299,9	270,8	251,8	201,1	184,4
8	190,5	218,1	194,9	187,8	151,1	132,2
9	205,5	238,7	209,8	204,2	162,9	141,0
10	228,8	261,4	231,7	225,1	182,6	159,9
12	187,0	208,8	186,0	187,1	164,5	146,1
13	217,3	259,8	228,8	215,6	158,8	134,7
14	165,8	190,5	168,7	162,8	130,0	113,3
15	229,2	263,1	233,1	225,5	180,7	157,7
16	165,7	190,3	168,6	162,7	130,0	113,3
17	229,3	263,3	233,2	225,6	180,8	157,8
18	109,7	106,7	98,8	80,4	53,7	55,2
19	203,6	252,1	219,0	225,1	189,4	157,2
20	262,4	311,9	272,1	265,1	212,4	180,2
21	212,9	241,2	215,0	207,4	166,1	146,5
22	202,2	237,6	208,3	201,6	160,7	137,5
23	143,8	192,5	162,2	168,7	135,1	105,7
24	203,2	238,8	210,3	207,7	166,4	142,0
25	204,1	233,9	207,3	199,6	159,4	139,1
26	204,1	233,9	207,3	199,6	159,4	139,1
27	278,9	299,9	270,8	251,8	201,1	184,4
28	197,1	229,0	202,2	197,0	158,0	136,8
29	202,1	232,1	205,6	198,2	158,4	138,2
30	199,4	230,5	204,0	197,9	158,7	137,8
31	201,7	232,0	205,4	198,3	158,4	138,0
32	201,8	232,0	205,5	198,3	158,4	138,0

TABELA 41 – (continuação)

Contingência	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maiο	Junho
33	201,8	232,0	205,5	198,3	158,4	138,0
34	202,0	232,2	205,7	198,5	158,6	138,2
35	202,0	232,2	205,7	198,5	158,6	138,2
36	202,1	232,2	205,7	198,5	158,7	138,3
37	202,1	232,2	205,7	198,5	158,7	138,3
38	202,4	232,3	206,0	198,6	158,8	138,5

TABELA 42 – CONTINGÊNCIA ANÁLISE PARA BARRA 9-JULHO-DEZEMBRO

Contingência	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
1	108,0	114,3	138,5	163,3	169,6	186,6
2	110,0	116,9	141,9	167,3	173,5	190,8
3	98,6	104,8	131,5	156,5	163,1	180,7
4	125,7	133,7	156,5	183,1	188,4	205,7
5	101,5	107,9	133,9	159,0	165,4	182,9
6	110,8	117,0	141,1	164,0	169,9	181,8
7	181,6	187,1	218,7	241,5	248,2	255,8
8	102,6	110,2	132,2	158,0	163,5	181,0
9	108,6	114,9	142,1	167,3	173,8	191,4
10	127,9	134,6	162,6	188,8	195,4	213,1
12	117,4	120,6	139,7	155,0	158,7	170,5
13	98,1	108,9	139,7	177,0	185,5	210,7
14	89,0	94,5	115,3	136,1	141,3	155,3
15	125,0	132,3	160,9	189,0	195,8	214,5
16	89,1	94,6	115,4	136,1	141,2	155,3
17	125,0	132,3	161,0	189,0	195,9	214,6
18	87,7	87,8	101,0	103,5	105,8	98,1
19	84,2	94,1	119,8	155,1	162,4	195,0
20	116,0	127,3	161,6	202,3	212,8	246,5
21	124,2	130,2	156,3	179,9	185,4	199,1
22	95,5	103,7	129,8	159,2	166,7	189,9
23	35,4	44,4	67,7	100,5	107,8	139,7
24	104,3	111,5	138,0	164,3	170,5	191,4
25	110,1	116,9	142,3	167,6	173,9	191,0
26	110,1	116,9	142,3	167,6	173,9	191,0
27	181,6	187,1	218,7	241,5	248,2	255,8
28	104,0	110,8	135,9	161,3	167,3	185,2

TABELA 42 – (continuação)

Contingência	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
29	108,5	115,3	140,6	165,9	172,1	189,3
30	106,1	112,9	138,0	163,9	170,2	187,4
31	108,2	115,0	140,3	165,4	171,6	188,9
32	108,3	115,1	140,4	165,6	171,9	189,1
33	108,3	115,1	140,4	165,6	171,9	189,1
34	108,6	115,3	140,6	165,9	172,1	189,3
35	108,6	115,3	140,6	165,9	172,1	189,3
36	108,6	115,3	140,6	165,9	172,1	189,3
37	108,6	115,3	140,6	165,9	172,1	189,3
38	108,8	115,5	140,8	166,5	172,9	189,7

TABELA 43 – LIMITES DE MAIOR OCORRÊNCIA-BARRA 9

Mês	Ocorrências	Limite Inferior	Limite Superior
Janeiro	13	201,30	204,06
Fevereiro	12	231,72	234,48
Março	9	204,06	206,83
Abril	10	195,77	198,53
Maio	14	157,05	159,82
Junho	13	137,69	140,46
Julho	12	107,27	110,04
Agosto	12	112,80	115,57
Setembro	11	140,46	143,22
Outubro	13	165,35	168,11
Novembro	10	170,88	173,64
Dezembro	10	187,47	190,24

FIGURA 27 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 9 (janeiro-junho)

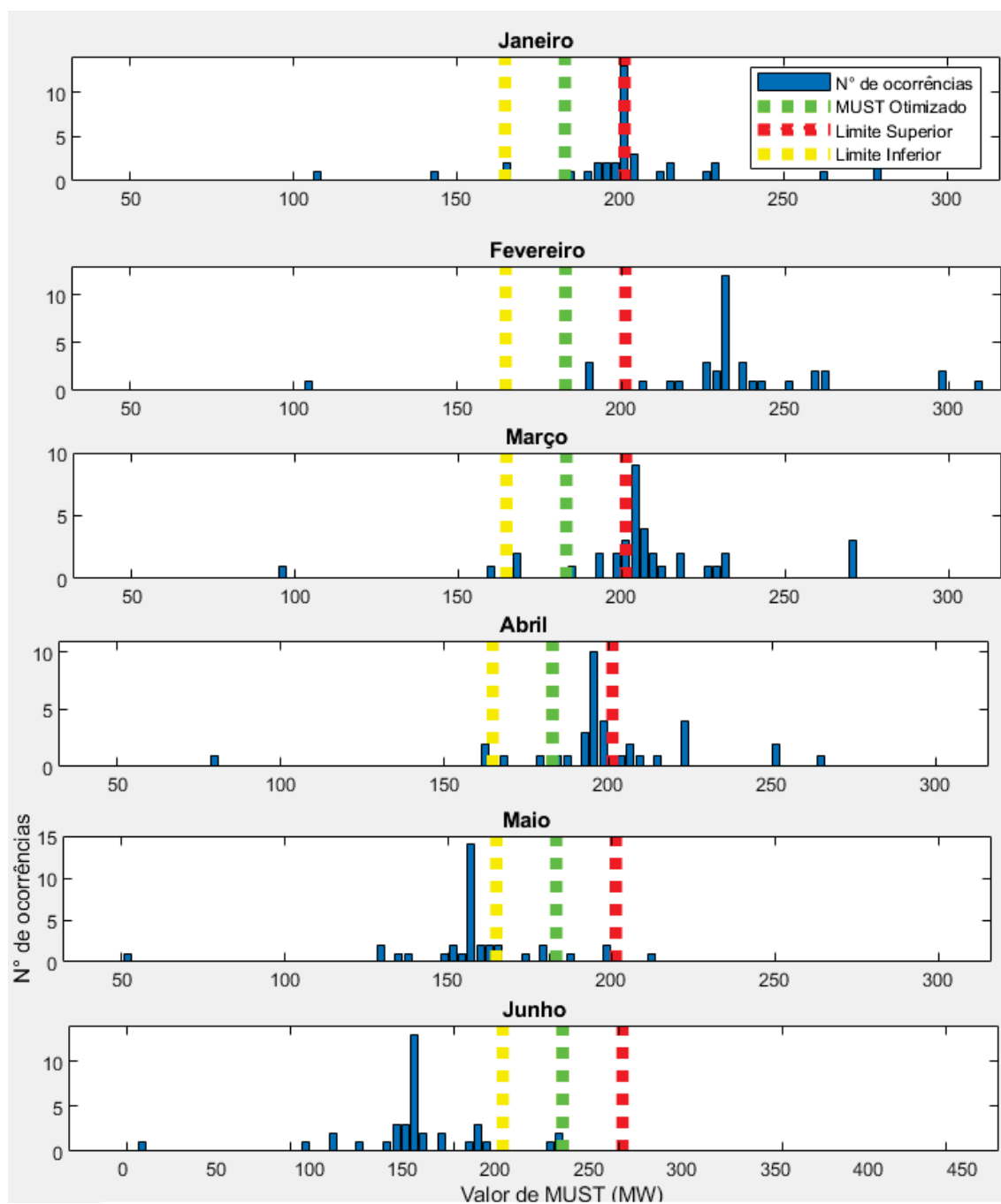
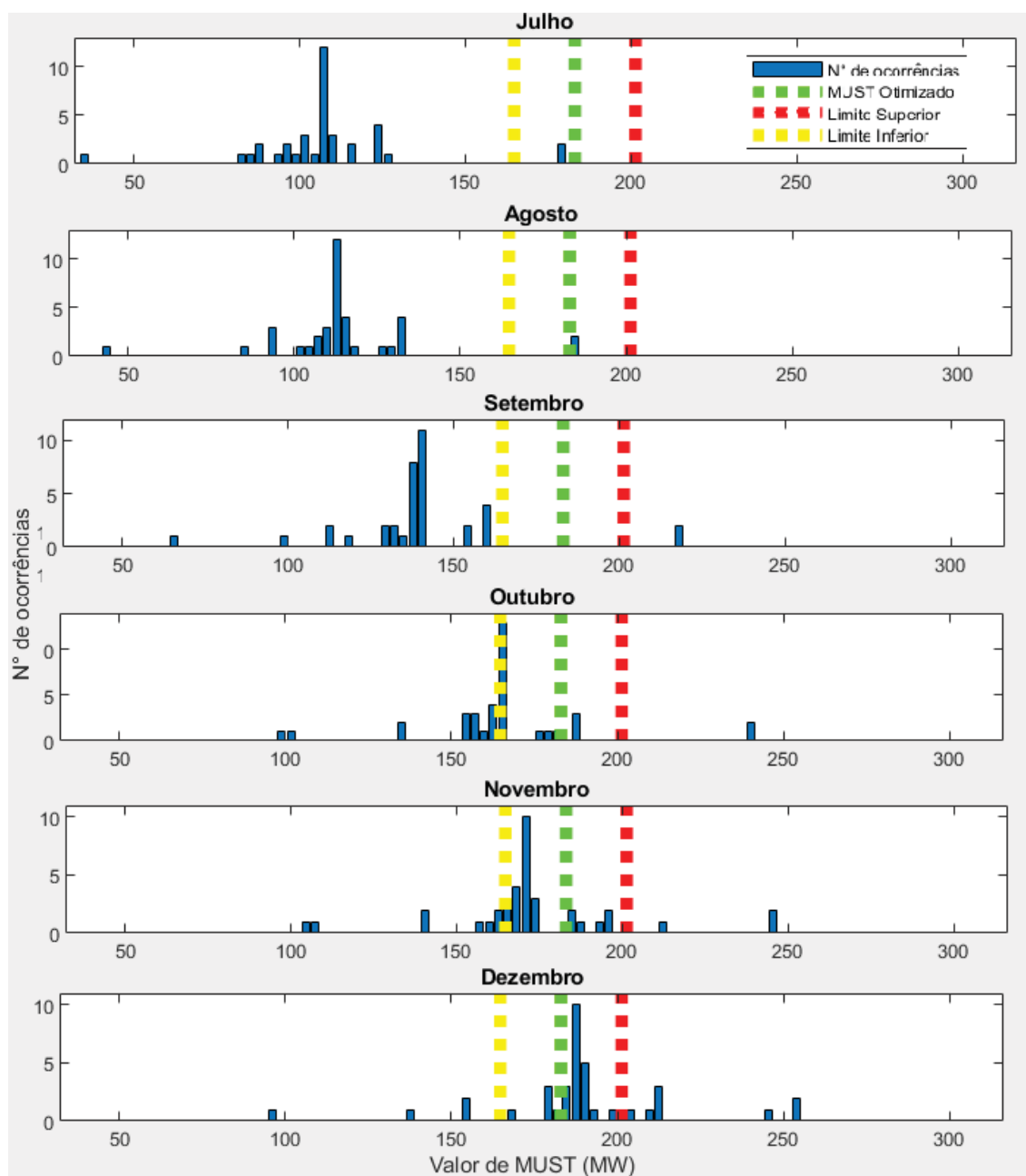


FIGURA 28 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 9 (julho-dezembro)



5.2.3 Contratação Barra 10

Finalizando o estudo inicial, realizou-se o estudo para a Barra 10, segundo os mesmos critérios. Nas TABELA 44 e TABELA 45 são apresentados os valores registrados para cada contingência do sistema dentro do seu respectivo mês. Para a Barra 10, a contingência representada pelo número 17 mostrou os maiores valores registrados, ultrapassando a barreira de 400 *MW*. Essa contingência representa a perda de um dos transformadores, causando assim o direcionamento do fluxo de potência para apenas um dos transformadores. O mês de fevereiro com os maiores valores de margens e o mês de julho com os menores valores de busca. Assim, o valor

sugerido para contratação foi de 253,33 *MW*, com a margem inferior e superior de 228 *MW* e 278,7 *MW*. Na FIGURA 29 e FIGURA 30 pode-se observar os limites de contratação e as contingências em cada faixa de valor, onde a maioria das contingências está entre os limites ou abaixo dele, evitando parcelas de ineficiência.

TABELA 44 – CONTINGÊNCIAS - ANÁLISE PARA BARRA 10-JANEIRO-JUNHO-*MW*

Contingência	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho
1	277,47	316,39	282,34	280,39	232,02	205,26
2	270,75	309,45	274,10	269,24	217,33	191,66
3	292,01	324,30	293,86	288,44	242,61	217,65
4	264,19	305,42	269,62	267,45	217,35	189,86
5	287,73	322,74	290,74	286,73	239,83	214,02
6	277,40	316,12	282,19	280,19	232,44	205,17
7	319,29	353,46	317,77	309,14	255,02	229,70
8	287,46	328,27	291,35	288,94	238,10	209,68
9	271,04	304,48	274,48	269,58	224,05	199,64
10	252,70	288,39	257,23	253,86	208,12	183,39
12	294,17	342,90	304,40	292,13	224,67	195,59
13	261,01	287,14	257,65	261,15	231,25	208,47
14	297,74	339,07	302,66	299,48	247,55	218,54
15	239,71	272,59	243,68	241,59	200,36	177,12
16	297,63	338,99	302,55	299,40	247,45	218,41
17	239,64	272,46	243,62	241,53	200,40	177,20
18	358,70	427,43	376,70	385,12	325,38	278,30
19	276,34	311,74	278,97	274,50	225,98	200,86
20	209,69	226,53	207,35	204,42	170,61	157,05
21	253,30	296,13	261,28	259,76	214,67	185,66
22	276,86	316,20	281,95	279,71	231,67	204,13
23	287,85	322,51	289,48	284,43	235,37	210,02
24	277,41	318,52	283,77	283,79	235,20	206,19
25	277,92	316,04	282,30	279,69	231,63	204,69
26	277,92	316,04	282,30	279,69	231,63	204,69
27	319,29	353,46	317,77	309,14	255,02	229,70
28	274,46	313,60	279,74	278,33	230,93	203,56
29	270,77	325,66	288,86	308,07	264,16	226,53
30	275,57	314,31	280,61	278,79	231,29	204,07
31	276,67	315,08	281,31	279,02	231,16	204,16
32	276,72	315,07	281,34	278,99	231,13	204,14
33	276,72	315,07	281,34	278,99	231,13	204,14

TABELA 44 – (continuação)

Contingência	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho
34	279,84	319,68	285,50	285,09	237,46	209,35
35	279,84	319,68	285,50	285,09	237,46	209,35
36	279,96	319,16	285,11	283,86	236,09	208,39
37	279,96	319,16	285,11	283,86	236,09	208,39
38	276,99	315,23	281,60	279,18	231,36	204,39

TABELA 45 – CONTINGÊNCIA ANÁLISE PARA BARRA 10-JULHO-DEZEMBRO

Contingência	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
1	170,8	177,3	210,4	238,1	244,0	260,1
2	165,0	170,2	205,6	231,1	237,7	251,2
3	188,8	196,2	226,3	254,6	259,8	275,0
4	156,4	161,8	196,6	223,1	229,8	245,6
5	182,8	189,9	221,3	249,4	254,8	270,4
6	170,6	177,0	209,9	237,6	243,5	259,8
7	209,5	215,2	251,7	278,3	284,6	295,9
8	176,0	181,6	217,5	244,5	251,1	266,8
9	170,5	177,6	207,2	234,9	240,3	255,6
10	152,6	159,1	189,4	216,2	221,8	237,2
12	161,0	171,2	210,7	249,7	258,6	281,1
13	182,8	184,6	211,1	225,7	229,3	237,2
14	182,1	189,1	224,5	254,6	261,1	278,8
15	148,1	153,6	182,0	205,7	210,9	224,6
16	181,9	189,0	224,3	254,4	261,0	278,7
17	148,2	153,7	182,0	205,7	210,9	224,6
18	189,1	201,3	244,7	292,5	301,9	340,3
19	174,6	180,5	213,2	238,9	244,6	258,0
20	162,4	163,7	186,2	196,6	197,8	195,5
21	135,7	143,7	175,0	206,6	214,1	237,9
22	168,0	174,7	207,6	236,0	242,2	259,4
23	184,3	190,3	223,5	249,7	255,4	268,5
24	168,5	175,1	208,5	236,5	242,4	260,3
25	171,5	177,9	210,7	238,2	244,2	260,2
26	171,5	177,9	210,7	238,2	244,2	260,2
27	209,5	215,2	251,7	278,3	284,6	295,9
28	168,5	174,9	207,6	235,1	240,9	257,3
29	169,9	175,9	209,5	238,7	241,6	259,9

TABELA 45 – (continuação)

Contingência	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
30	169,5	175,8	208,6	236,4	242,3	258,3
31	170,5	176,9	209,7	237,1	243,0	259,1
32	170,5	176,9	209,7	237,2	243,1	259,1
33	170,5	176,9	209,7	237,2	243,1	259,1
34	173,5	179,9	212,9	240,7	246,3	262,6
35	173,5	179,9	212,9	240,7	246,3	262,6
36	173,4	179,8	212,8	240,5	246,3	262,5
37	173,4	179,8	212,8	240,5	246,3	262,5
38	170,7	177,1	209,9	237,7	243,7	259,5

TABELA 46 – LIMITES DE MAIOR OCORRÊNCIA-BARRA 10

Mês	Ocorrências	Limite Inferior	Limite Superior
Janeiro	11	275,75	278,67
Fevereiro	10	313,67	316,59
Março	7	281,58	284,50
Abril	10	278,67	281,58
Maio	10	229,08	232,00
Junho	11	202,83	205,74
Julho	10	167,82	170,74
Agosto	9	176,57	179,49
Setembro	11	208,66	211,58
Outubro	9	237,83	240,75
Novembro	9	243,66	246,58
Dezembro	12	258,25	261,16

FIGURA 29 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 10 (janeiro-junho)

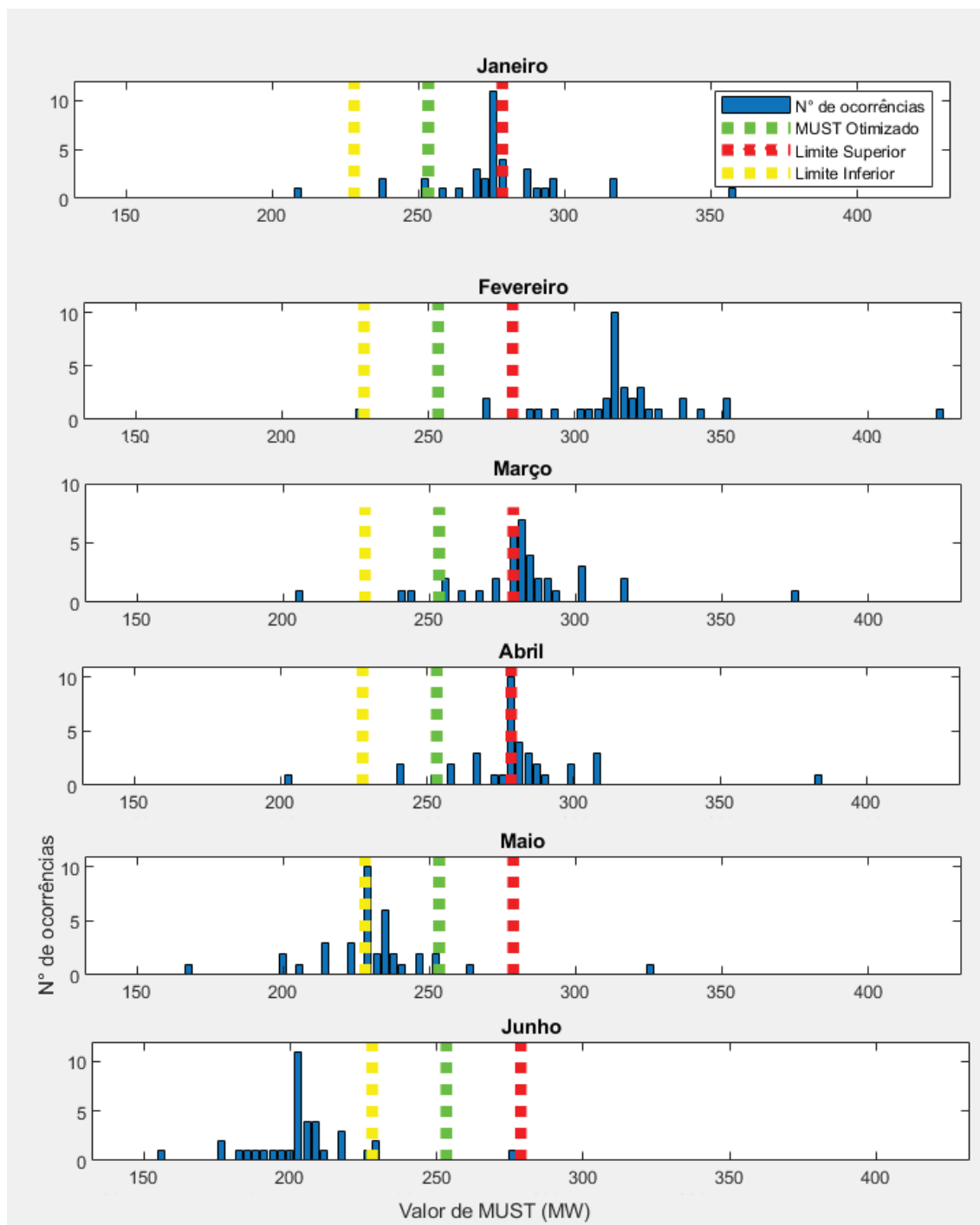
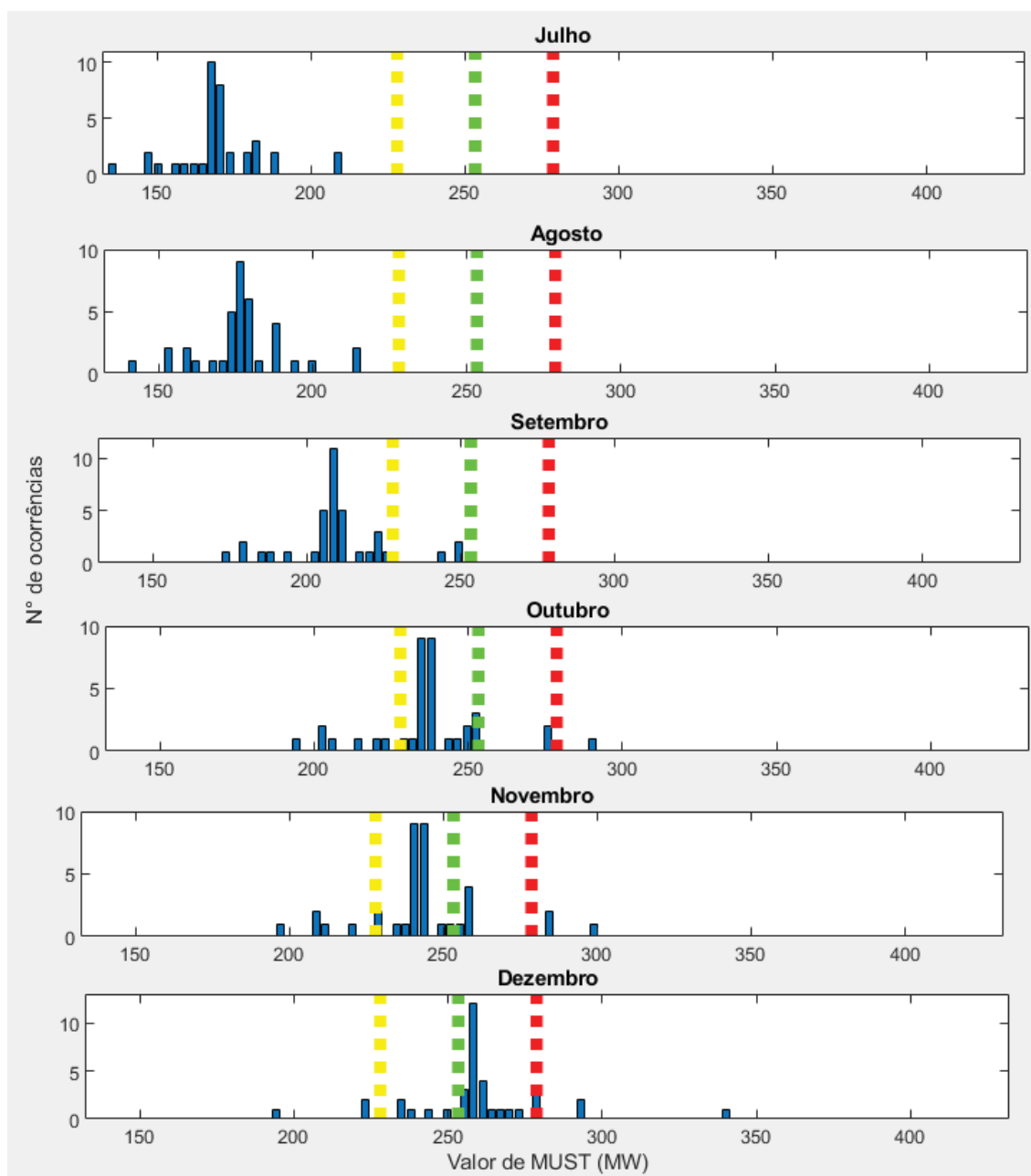


FIGURA 30 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 9 (julho-dezembro)



5.2.4 Conclusão

Aplicando as médias de geração e carga ao método sugerido e não utilizando as variações de geração e carga no sistema, acarreta em um método que realiza a busca sobre um espectro muito pequeno de variáveis por mês, em média de 38 casos simulados. A realização da contratação através de uma curva de casos de contingências não definida, pode acarretar em escolhas das margens das variáveis mensais errôneas, provocando assim uma definição de contratação não sendo ótima para a situação. O método proposto, onde os resultados serão apresentados na próxima seção, usa-se de uma curva definida para cada geração e carga, realizando várias

simulações onde cada situação de fluxo de potência pode ser encontrado em casos reais.

5.3 CONTRATAÇÃO SEGUNDO MÉTODO PROPOSTO

Através de 100 variações do sistema em cada mês, o método utiliza-se uma população inicial a ser analisada de quarenta e cinco mil casos de fluxo de potência em cada ponto de conexão. Além disso, tem-se uma curva de probabilidade de ocorrências mais definida, assim o método de ED realiza a procura com mais propriedade e uma abrangência de casos maior, possibilitando uma infinidade de casos de carga e geração os quais, manualmente, demandariam um esforço temporal muito maior. Desta maneira, serão apresentados para cada ponto de conexão a tabela de maior probabilidade de ocorrência, os gráficos onde contém a curva de ocorrência junto ao valor sugerido para contratação do MUST e seus limites e uma Tabela com a probabilidade de ocorrência dentro de cada faixa de valor. Não serão apresentados os valores simulados devido a grande quantidade de valores, se tornando inviável.

5.3.1 Contratação Barra 3

A contratação na Barra 3 é a de menor valor entre os pontos de conexão analisados, além de estar conectado eletricamente a menos ramos do sistema. Aliado a isso, na área categorizado da distribuidora a Barra 3 está diretamente responsável apenas pela Barra 1 do sistema proposto e está interligada ao ponto de conexão 9. Já na área da transmissão está conectada a Barra 15. Desta forma, o sistema tem menos carga e conseqüentemente menos fluxo passante para ser verificado. O método realiza as 100 variações sistêmicas, gerando uma população inicial de análise. Com a busca da maior probabilidade de ocorrência em cada mês, retratados na TABELA 47, o método inicia a busca pelo menor valor a ser contratado considerando as faixas de valor encontradas em cada mês. Os meses de janeiro, setembro e novembro apresentaram os maiores limites de ocorrência, de 126,76 *MW* para a margem inferior e 128,16 *MW* para a margem superior. Em contrapartida, o mês de junho apresentou as menores margens, de 63,18 *MW* e 64,58 *MW*.

TABELA 47 – LIMITES DE MAIOR OCORRÊNCIA-BARRA 3

Mês	Ocorrências	Limite Inferior	Limite Superior
Janeiro	82	126,76	128,16
Fevereiro	76	87,02	88,42
Março	84	94,97	96,37
Abril	86	79,08	80,47
Maior	67	71,13	72,53

TABELA 47 – (continuação)

Mês	Ocorrências	Limite Inferior	Limite Superior
Junho	87	63,18	64,58
Julho	78	110,87	112,26
Agosto	80	118,81	120,21
Setembro	110	126,76	128,16
Outubro	106	118,81	120,21
Novembro	67	126,76	128,16
Dezembro	81	118,81	120,21

Os meses com os limites de maior valor, implicam na busca de um valor a ser contratado de MUST maior, evitando assim maiores gastos com subcontratação. Inversamente relacionado a isso, as margens de menor valor, comprometem na busca de menores valores. Para a análise, valores dentro do espectro formado de busca são considerados com a intenção de se realizar a menor contratação dentro das margens determinadas para cada mês. Assim, para a Barra 3 o valor definido pelo método a ser contratado é de 115,23MW, com seu limite inferior de contratação de 103,70MW e o limite superior de 126,75. O limite superior cobre 88,3% das contingências analisadas, apresentadas nas TABELA 48 e TABELA 49, representando um custo anual, segundo o critério de R\$ 1,00 pela TUST, de R\$ 1383,86. O valor a ser contratado não cobre os valores de maior ocorrência nos 3 meses mais críticos, porém mesmo considerando a penalização, o método tem o menor valor ser contratado anual determinado. O valor verificado nos meses onde há ultrapassagem é definido pelo método por um valor dentro das margens de maior ocorrência.

TABELA 48 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA NA BARRA 3 (JANEIRO - JUNHO)

Faixa	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho
0	2,78%	2,92%	2,92%	3,25%	3,83%	4,14%
7,77	0,03%	0,14%	0,31%	0,78%	2,28%	3,83%
15,55	-	0,36%	0,22%	1,42%	4,56%	5,83%
23,32	0,06%	0,69%	0,72%	1,25%	6,58%	7,33%
31,09	0,06%	0,94%	1,75%	3,25%	7,33%	8,56%
38,87	0,44%	1,06%	2,94%	6,92%	7,67%	10,36%
46,64	0,50%	2,14%	2,39%	10,83%	11,11%	12,44%
54,41	0,50%	3,56%	5,00%	11,25%	10,42%	11,53%
62,19	1,56%	5,11%	5,53%	11,78%	12,22%	10,86%
69,96	4,42%	8,25%	7,72%	14,31%	11,31%	8,64%
77,73	4,92%	9,25%	9,47%	11,86%	6,61%	7,33%
85,51	7,67%	12,89%	11,19%	8,36%	5,67%	3,86%

TABELA 48 – (continuação)

Faixa	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho
93,28	9,47%	11,11%	13,17%	6,72%	4,44%	1,50%
101,05	9,53%	10,69%	10,17%	2,50%	2,25%	0,64%
108,82	12,92%	9,94%	9,50%	2,25%	0,92%	0,19%
116,60	13,92%	7,31%	6,47%	1,36%	0,25%	0,03%
124,37	11,89%	4,97%	5,75%	0,53%	0,17%	-
132,14	8,58%	4,00%	2,39%	0,36%	0,08%	0,03%
139,92	4,72%	2,06%	1,61%	-	-	0,03%
147,69	2,69%	1,22%	0,31%	0,06%	-	-
155,46	1,58%	0,83%	0,11%	0,03%	-	-
163,24	0,75%	0,11%	0,06%	-	-	-
171,01	0,33%	0,14%	0,08%	-	-	-
178,78	0,25%	-	0,03%	-	-	-
186,56	0,25%	0,03%	-	-	-	-
194,33	0,11%	-	0,03%	-	-	-
202,10	0,03%	-	-	-	-	-
209,88	0,03%	0,03%	-	-	-	-
217,65	-	-	-	-	-	-
225,42	-	-	-	-	-	-
233,20	0,03%	-	-	-	-	-
240,97	-	-	-	-	-	-
248,74	-	-	-	-	-	-
256,52	-	-	-	-	-	-
264,29	-	-	-	-	-	-
272,06	-	-	-	-	-	-
279,84	-	-	-	-	-	-
287,61	-	-	-	-	-	-
295,38	-	-	-	-	-	-
303,16	-	-	-	-	-	-

TABELA 49 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA NA BARRA 3 (JULHO - DEZEMBRO)

Faixa	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0,00	2,78%	2,78%	2,78%	2,78%	2,78%	2,78%
7,77	-	-	-	-	-	-
15,55	-	-	-	-	-	-
23,32	0,03%	-	-	-	0,03%	-
31,09	0,06%	-	-	-	0,03%	-

TABELA 49 – (continuação)

Faixa	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
38,87	0,06%	0,03%	-	0,03%	0,11%	-
46,64	0,36%	0,03%	0,06%	0,06%	0,25%	0,06%
54,41	1,17%	0,25%	0,19%	0,17%	0,83%	0,22%
62,19	1,94%	1,00%	0,61%	0,56%	2,11%	0,75%
69,96	4,39%	5,28%	1,31%	2,06%	2,03%	4,67%
77,73	8,86%	6,86%	3,78%	3,81%	5,56%	7,14%
85,51	11,61%	9,78%	5,50%	10,53%	10,08%	9,75%
93,28	14,19%	14,28%	10,00%	18,14%	10,81%	9,86%
101,05	14,83%	17,78%	15,36%	20,28%	15,19%	16,89%
108,82	13,19%	16,83%	15,72%	17,06%	14,22%	16,31%
116,60	10,75%	10,47%	16,06%	11,17%	12,08%	12,86%
124,37	7,31%	7,47%	11,08%	6,14%	9,97%	8,78%
132,14	4,19%	3,11%	8,33%	3,56%	5,33%	5,47%
139,92	1,81%	1,33%	4,69%	1,78%	3,56%	2,11%
147,69	0,56%	0,83%	1,72%	0,78%	2,19%	0,92%
155,46	0,72%	0,50%	0,92%	0,53%	1,19%	0,56%
163,24	0,36%	0,42%	0,56%	0,22%	0,75%	0,31%
171,01	0,36%	0,28%	0,36%	0,17%	0,36%	0,25%
178,78	0,06%	0,36%	0,28%	0,08%	0,19%	0,17%
186,56	0,22%	0,08%	0,25%	0,08%	0,22%	0,11%
194,33	0,11%	0,14%	0,22%	0,06%	-	0,03%
202,10	0,03%	0,11%	0,14%	-	0,06%	0,03%
209,88	0,03%	-	0,03%	-	0,03%	-
217,65	0,03%	-	0,06%	-	-	-
225,42	-	-	-	-	0,03%	-
233,20	-	-	-	-	-	-
240,97	-	-	-	-	-	-
248,74	-	-	-	-	-	-
256,52	-	-	-	-	-	-
264,29	-	-	-	-	-	-
272,06	-	-	-	-	-	-
279,84	-	-	-	-	-	-
287,61	-	-	-	-	-	-
295,38	-	-	-	-	-	-
303,16	-	-	-	-	-	-

Nas FIGURA 31 e FIGURA 32 são evidenciados as curvas de contingências e

os valores sugeridos de contratação, junto aos seus limites o comportamento do MUST nesse ponto. Nos meses de abril a junho, todas as contingências estão dentro dos limites. Nos outros meses, as faixas de valores com menor probabilidade de ocorrência estão acima dos limites. Desta forma, o método para a Barra 3 garante a contratação de menor valor anual, com a previsão de não se obter parcela por sobrecontratação e probabilidade de subcontratação em apenas 3 meses.

FIGURA 31 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 3 (janeiro-junho)

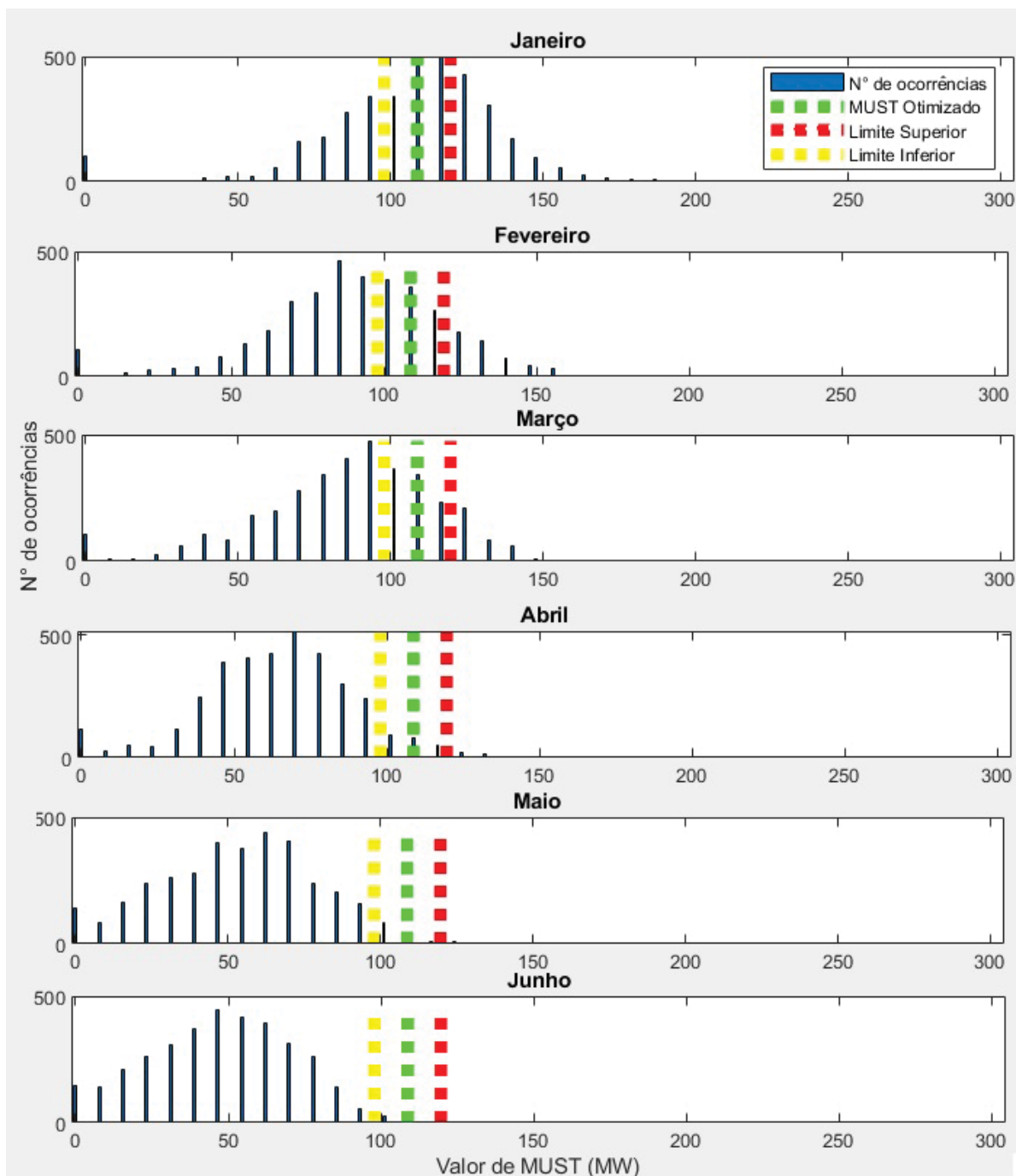
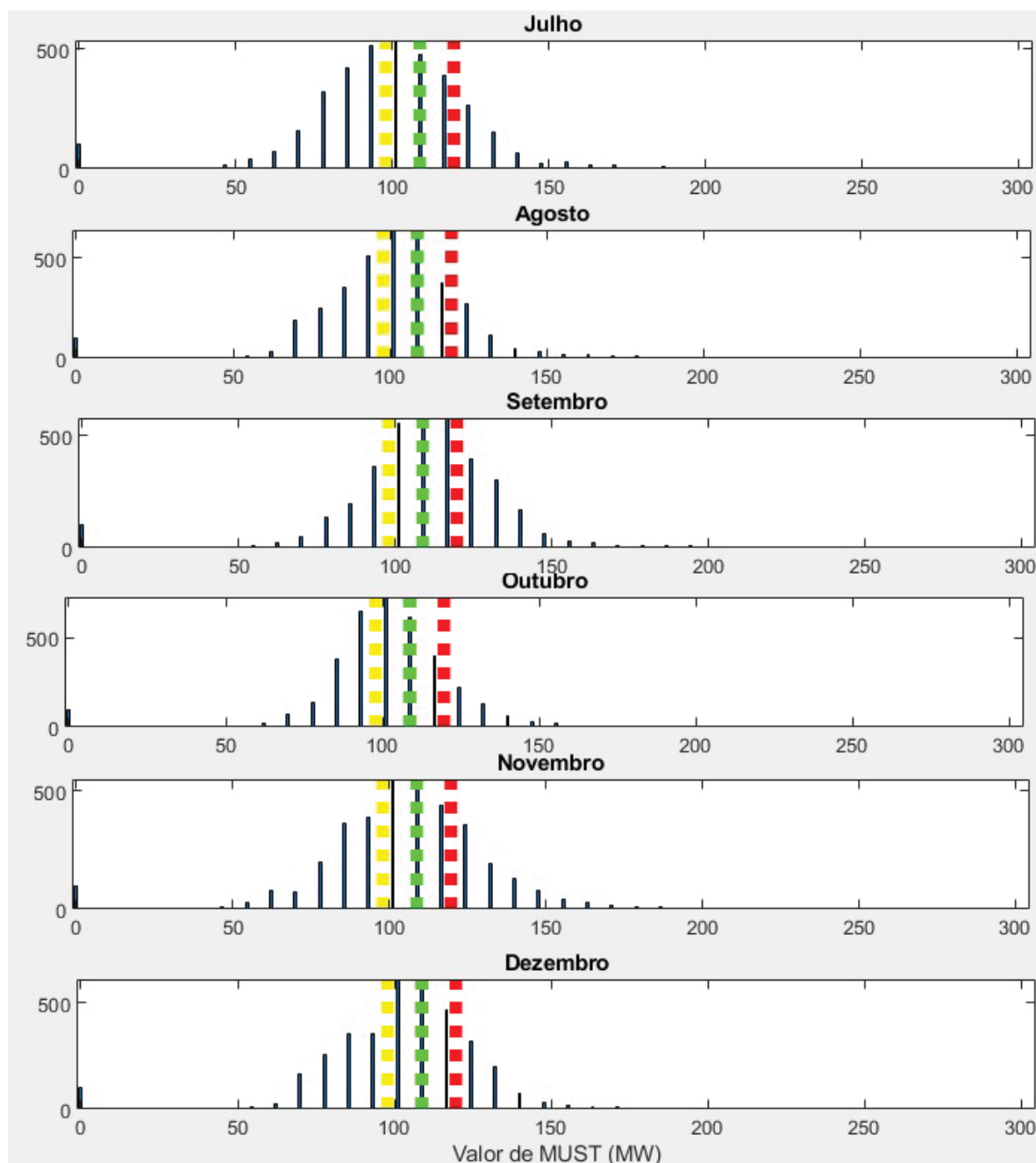


FIGURA 32 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 3 (julho-dezembro)



5.3.2 Contratação Barra 9

O ponto de conexão da Barra 9 está fisicamente conectada, na área da distribuidora, a Barra 3, 4 e 8. Já pela área da transmissão, está ligada com as Barras 13 e 14, caracterizadas por serem barras com a presença de 3 geradores hidráulicos de $197MW$ e um gerador para correção de capacitivo, respectivamente. Nesse ponto de contratação, a medição é realizada pela soma do fluxo passante entre os dois transformadores rebaixadores localizados entre a Barra 9 e 11. Além disso, a contingência em um dos transformadores ocasiona um redirecionamento do fluxo de potência, elevando

a potência passante no transformador não contingenciado.

TABELA 50 – LIMITES DE OCORRÊNCIA - BARRA 9

Mês	Ocorrências	Limite Inferior	Limite Superior
Janeiro	41	212,69	213,30
Fevereiro	49	271,14	271,74
Março	42	250,65	251,26
Abril	43	244,03	244,63
Mai	46	179,55	180,16
Junho	50	166,90	167,50
Julho	51	116,29	116,89
Agosto	53	108,46	109,06
Setembro	57	145,21	145,81
Outubro	40	163,29	163,89
Novembro	44	200,64	201,25
Dezembro	43	190,40	191,00

O mês de fevereiro é o mais crítico na contratação anual, com o limite inferior de 271,14MW e o limite superior de 271,74MW. Em compensação, os menores valores de limites registrados foram encontrados entre 108,46MW e 109,06MW no mês de agosto. Desta forma, a contratação sugerida para Barra 9 pelo método é de 221,84MW, com seu limite inferior de 199,66MW e o limite superior de 244,02. O limite superior cobre 87,98% das contingências analisadas, apresentadas nas TABELA 51 e TABELA 52. Assim, o valor sugerido representa um custo anual, segundo o critério, de R\$ 2.863,61. Ademais, o valor a ser contratado não cobre os valores de maior ocorrência nos 3 meses mais críticos, de fevereiro, março e abril. Portanto, o mês de fevereiro tem apenas 42% das contingências cobertas pelo limite.

TABELA 51 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA NA BARRA 9-JANEIRO-JUNHO

Faixa	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho
0	-	-	-	-	0,03%	0,16%
12,05	-	-	-	-	0,16%	0,19%
24,10	-	-	-	0,08%	0,32%	0,43%
36,15	0,05%	-	-	0,11%	0,51%	0,70%
48,20	0,05%	0,11%	0,08%	0,35%	0,38%	0,70%
60,25	0,11%	0,08%	0,19%	0,54%	0,65%	0,27%
72,30	0,27%	0,41%	0,35%	0,68%	0,35%	0,32%
84,35	0,46%	0,49%	0,49%	0,59%	0,22%	0,78%
96,40	0,73%	0,41%	0,49%	0,27%	0,54%	2,51%
108,46	0,73%	0,46%	0,65%	0,05%	1,19%	4,62%
120,51	1,27%	0,41%	0,30%	0,03%	3,38%	7,54%

TABELA 51 – (continuação)

Faixa	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho
132,56	2,16%	0,22%	0,24%	0,16%	8,62%	13,57%
144,61	3,81%	0,11%	0,30%	0,73%	10,19%	16,08%
156,66	5,84%	0,27%	0,73%	2,08%	10,08%	18,62%
168,71	8,51%	0,51%	1,70%	2,92%	14,24%	13,54%
180,76	11,68%	1,62%	4,16%	7,30%	12,73%	9,76%
192,81	9,76%	2,68%	7,22%	9,97%	12,27%	4,89%
204,86	12,68%	4,62%	12,05%	13,22%	7,16%	2,38%
216,91	11,03%	8,05%	14,00%	11,46%	7,92%	1,43%
228,96	12,00%	11,27%	12,81%	14,27%	3,22%	0,73%
241,01	6,81%	10,14%	15,35%	12,11%	2,76%	0,38%
253,06	4,03%	11,84%	9,05%	8,14%	1,19%	0,11%
265,11	2,68%	13,27%	6,14%	5,97%	0,84%	0,11%
277,16	1,81%	8,62%	6,19%	3,59%	0,46%	0,08%
289,21	1,24%	7,97%	2,27%	2,35%	0,43%	-
301,27	0,97%	5,27%	1,73%	0,89%	0,03%	-
313,32	0,59%	3,86%	1,38%	0,76%	0,11%	-
325,37	0,32%	2,35%	1,03%	0,73%	-	-
337,42	0,35%	1,81%	0,65%	0,35%	0,03%	-
349,47	-	1,14%	0,22%	0,14%	-	-
361,52	0,05%	0,76%	0,16%	0,08%	-	-
373,57	-	0,51%	0,05%	0,05%	-	-
385,62	-	0,24%	0,03%	0,03%	-	-
397,67	-	0,24%	-	-	-	-
409,72	-	0,16%	-	-	-	-
421,77	-	0,03%	-	-	-	-
433,82	-	0,05%	-	-	-	-
445,87	-	0,03%	-	-	-	-
457,92	-	-	-	-	-	-

TABELA 52 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA NA BARRA 9 (JULHO - DEZEMBRO)

Faixa	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0,00	0,08%	0,16%	-	-	-	-
12,05	0,22%	0,38%	0,03%	-	0,03%	-
24,10	0,41%	0,46%	0,05%	0,03%	-	-
36,15	0,43%	0,89%	0,16%	-	0,03%	0,03%
48,20	1,14%	1,57%	0,32%	0,14%	0,03%	-

TABELA 52 – (continuação)

Faixa	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
60,25	2,11%	2,59%	0,65%	0,16%	0,22%	0,16%
72,30	4,19%	7,05%	1,16%	0,32%	0,46%	0,49%
84,35	10,03%	11,70%	1,54%	0,81%	0,62%	0,81%
96,40	13,32%	15,54%	3,03%	1,68%	1,30%	1,24%
108,46	15,81%	17,73%	7,92%	2,76%	2,11%	1,24%
120,51	13,62%	14,89%	12,65%	3,38%	2,38%	2,32%
132,56	13,05%	11,84%	18,08%	5,76%	4,46%	4,59%
144,61	9,49%	5,19%	20,00%	6,32%	5,14%	10,32%
156,66	6,76%	3,32%	11,73%	12,19%	9,51%	13,03%
168,71	4,05%	2,38%	8,95%	14,62%	9,16%	12,84%
180,76	2,11%	1,76%	5,68%	11,70%	10,70%	15,16%
192,81	1,14%	1,14%	2,84%	11,32%	13,65%	11,54%
204,86	0,97%	0,86%	1,51%	8,73%	11,03%	9,00%
216,91	0,38%	0,24%	1,41%	8,41%	7,89%	6,78%
228,96	0,32%	0,11%	1,14%	4,16%	7,32%	4,32%
241,01	0,22%	-	0,41%	2,76%	5,86%	1,86%
253,06	0,05%	-	0,38%	1,86%	2,81%	1,70%
265,11	-	0,05%	0,27%	1,11%	1,81%	1,19%
277,16	-	-	0,05%	0,68%	1,27%	0,59%
289,21	-	-	0,05%	0,51%	0,97%	0,49%
301,27	-	-	-	0,30%	0,46%	0,24%
313,32	-	-	-	0,24%	0,32%	0,03%
325,37	-	-	-	0,05%	0,22%	-
337,42	-	-	-	-	0,19%	-
349,47	-	-	-	-	0,05%	-
361,52	-	-	-	-	-	-
373,57	-	-	-	-	-	-
385,62	-	-	-	-	-	-
397,67	-	-	-	-	-	-
409,72	-	-	-	-	-	-
421,77	-	-	-	-	-	-
433,82	-	-	-	-	-	-
445,87	-	-	-	-	-	-
457,92	-	-	-	-	-	-
469,97	-	-	-	-	-	-

Na FIGURA 33 e FIGURA 34 é evidenciado a curva de contingências e o valor

sugerido de contratação, junto aos seus limites. Entre os meses de maio e dezembro mais de 95% das contingências estão abaixo do limite superior. Desta maneira, garante a contratação de menor valor anual com a previsão de não se obter parcela por sobrecontratação e probabilidade de subcontratação em apenas 3 meses.

FIGURA 33 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 9 (janeiro-junho)

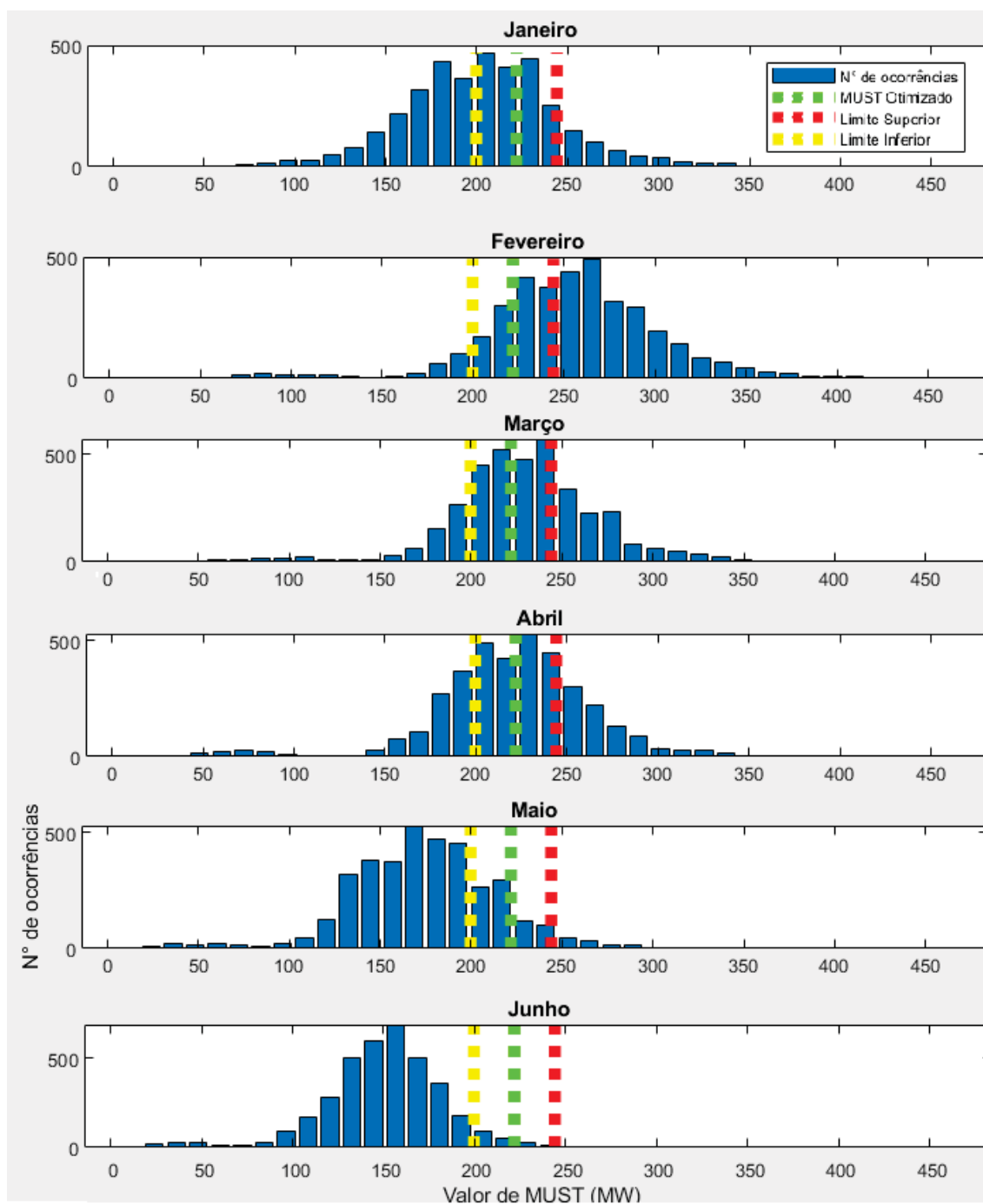
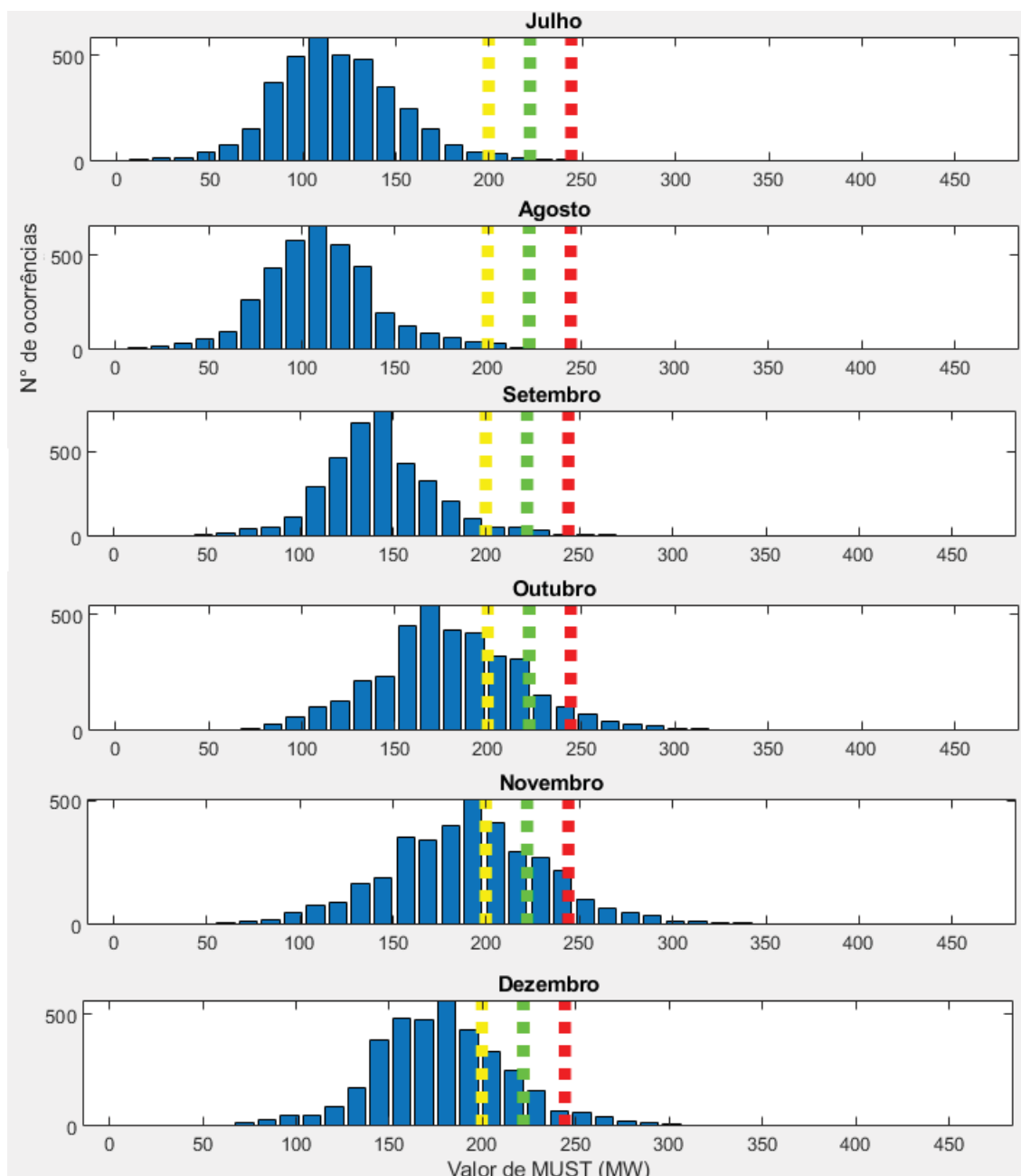


FIGURA 34 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 9 (julho-dezembro)



5.3.3 Contratação Barra 10

A contratação da Barra 10 é a responsável por uma grande parte da carga instalada. Já o sistema de transmissão, está ligada a Barra 13 e 23, as duas sendo centrais geradoras. A primeira, um gerador hidráulico de 591MW e a segunda, uma central geradora de biomassa com capacidade de 155MW e uma hidráulica de 505MW , totalizando um capacidade instalada de 660MW . Da mesma forma, a medição nesse ponto, é realizada pela soma do fluxo passante entre os dois transformadores rebaixadores entre a Barra 10 e 12. Após as 100 variações, o mês de fevereiro apresenta o limite inferior de $362,61\text{ MW}$ e o superior de $364,25\text{MW}$, porém nos meses

de janeiro, março e abril os limites superam o valor de $300MW$, elevando consideravelmente a contratação. Em contrapartida, os menores valores de limites registrados foram encontrados entre $182,86MW$ e $184,50MW$ no mês de agosto.

TABELA 53 – LIMITES DE MAIOR OCORRÊNCIA-BARRA 10

Mês	Ocorrências	Limite Inferior	Limite Superior
Janeiro	42	311,25	312,89
Fevereiro	46	362,61	364,25
Março	36	333,72	334,36
Abril	78	336,93	338,57
Mai	43	268,88	269,52
Junho	50	234,86	235,50
Julho	84	195,69	197,34
Agosto	85	182,86	184,50
Setembro	71	234,21	235,86
Outubro	50	259,89	261,53
Novembro	54	261,82	262,46
Dezembro	43	244,48	245,13

Desta forma, a contratação sugerida na Barra 10 é de $303,39MW$, com seu limite inferior de $273,05MW$ e o superior de $333,73MW$. O limite superior cobre 91,82% das contingências analisadas, apresentadas nas TABELA 54 e TABELA 55. Assim, representa um custo anual de R\$ 3.867,86. Entre as 3 análises realizadas, esta foi a que mais cobriu as contingências possíveis do sistema, porém o valor a ser contratado não cobre os valores de maior ocorrência nos 3 meses mais críticos (fevereiro, março e abril). O mês de fevereiro, com os critérios utilizados, tem apenas 52% das contingências cobertas pelo limite. Na FIGURA 35 e FIGURA 36 mostra o comportamento do MUST nesse ponto, excluindo os 3 meses mais críticos, a contratação tem uma eficiência média de 98,16%. Assim, a Barra 10 garante a contratação de menor valor anual com a previsão de não se obter parcela por sobrecontratação e probabilidade de subcontratação em apenas 3 meses.

FIGURA 35 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 10 (janeiro-junho)

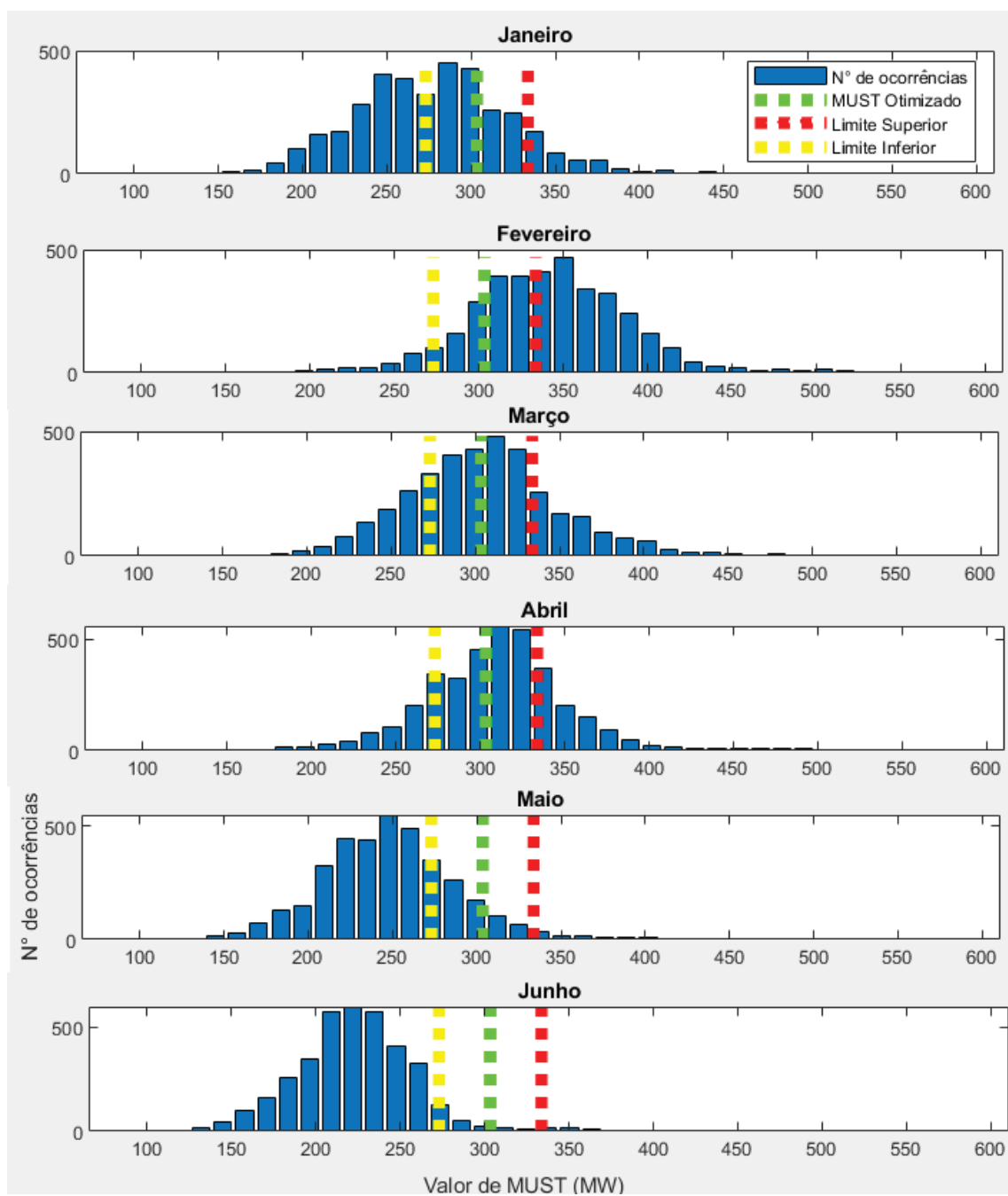


FIGURA 36 – Contingências mensais e limites de contratação da Barra 10 (julho-dezembro)

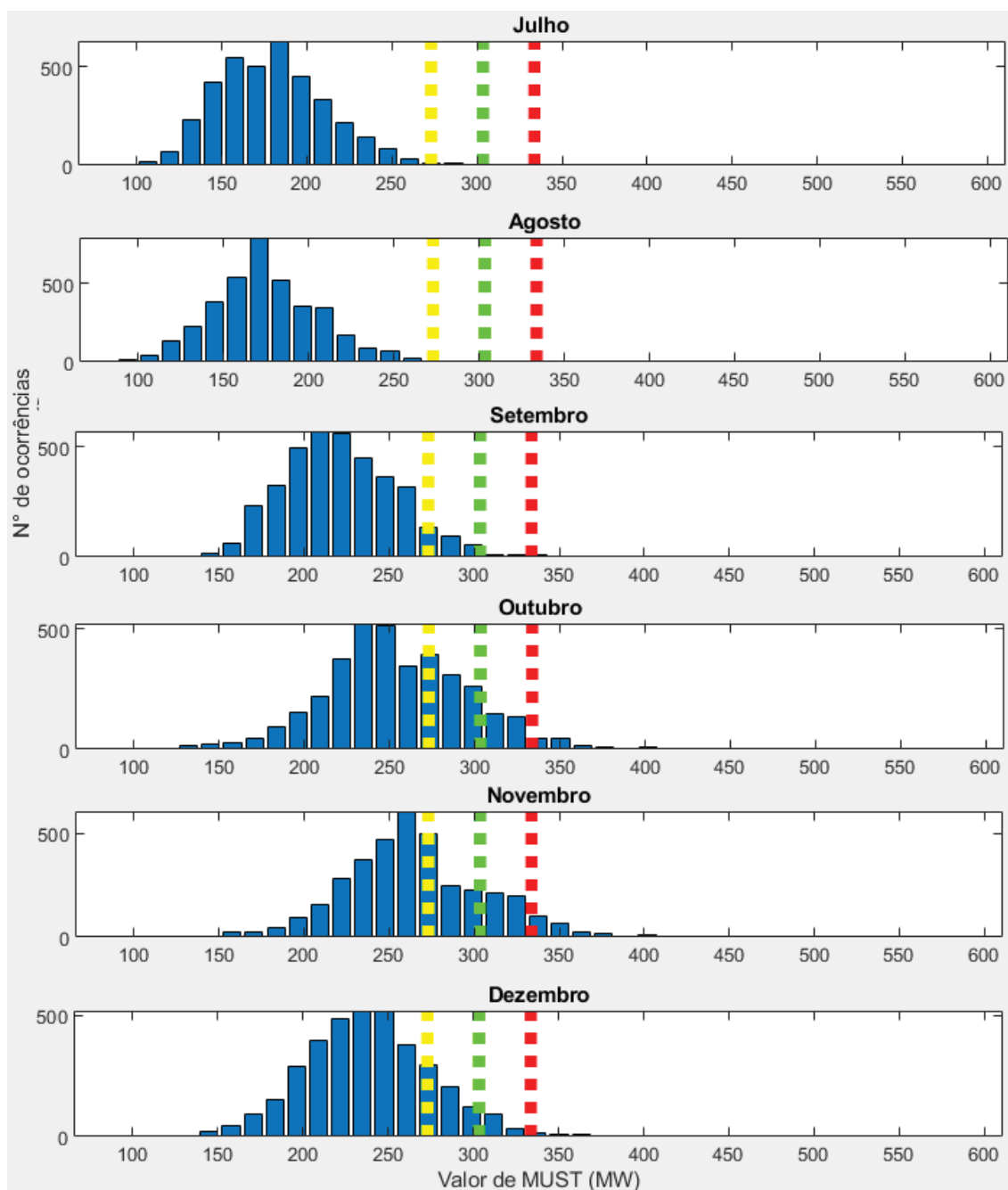


TABELA 54 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA NA BARRA 10 - JANEIRO-JUNHO

Faixa	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho
81	-	-	-	-	-	-
93,62	-	-	-	-	-	-
106,46	-	-	-	-	-	0,08%
119,30	-	-	-	-	0,08%	0,11%
132,14	-	-	-	-	0,03%	0,43%
144,98	0,05%	-	-	-	0,43%	1,27%
157,82	0,16%	-	0,05%	-	0,81%	2,65%
170,66	0,41%	-	0,08%	0,05%	2,00%	4,30%
183,50	1,19%	0,05%	0,24%	0,38%	3,41%	6,89%
196,34	2,70%	0,16%	0,59%	0,38%	4,05%	9,41%
209,18	4,27%	0,32%	1,05%	0,81%	8,70%	15,59%
222,02	4,57%	0,59%	2,03%	1,16%	12,03%	16,16%
234,86	7,65%	0,57%	3,62%	2,16%	11,89%	15,62%
247,69	10,97%	1,05%	5,00%	2,92%	14,78%	11,08%
260,53	10,49%	2,16%	7,14%	5,43%	13,27%	8,81%
273,37	8,70%	2,70%	8,97%	9,41%	9,41%	3,46%
286,21	12,11%	4,35%	10,89%	8,81%	7,11%	1,38%
299,05	11,59%	7,70%	11,57%	12,27%	4,62%	0,57%
311,89	6,92%	10,57%	12,97%	15,14%	2,76%	0,46%
324,73	6,68%	10,59%	11,65%	14,76%	1,73%	0,32%
337,57	4,70%	11,00%	6,97%	9,97%	0,92%	0,43%
350,41	2,35%	12,62%	4,62%	5,43%	0,46%	0,43%
363,25	1,51%	9,24%	4,27%	4,16%	0,35%	0,30%
376,09	1,43%	8,65%	2,59%	2,51%	0,30%	0,16%
388,93	0,51%	6,51%	1,89%	1,27%	0,24%	0,05%
401,77	0,30%	4,32%	1,57%	0,59%	0,24%	-
414,61	0,38%	2,70%	0,62%	0,43%	0,03%	0,03%
427,45	0,05%	1,14%	0,43%	0,30%	0,08%	-
440,29	0,16%	0,68%	0,35%	0,32%	0,11%	-
453,13	0,05%	0,49%	0,16%	0,30%	0,05%	-
465,97	0,03%	0,30%	0,14%	0,32%	0,03%	-
478,81	0,03%	0,35%	0,16%	0,22%	0,05%	-
491,65	0,03%	0,19%	0,08%	0,24%	0,03%	-
504,48	-	0,38%	0,03%	0,05%	-	-
517,32	-	0,22%	0,11%	0,08%	-	-
530,16	-	0,08%	0,08%	0,05%	-	-
543,00	-	0,08%	0,05%	0,05%	-	-
555,84	-	0,05%	-	-	-	-
568,68	-	0,08%	-	-	-	-
581,52	-	0,08%	-	-	-	-

TABELA 55 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA NA BARRA 10 - JULHO-DEZEMBRO

Faixa	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
80,78	-	0,08%	-	-	-	-
93,62	0,05%	0,41%	-	-	-	-
106,46	0,51%	1,11%	-	0,03%	-	-
119,30	1,92%	3,62%	-	0,11%	-	0,05%
132,14	6,30%	6,08%	0,16%	0,38%	0,05%	0,11%
144,98	11,30%	10,24%	0,51%	0,54%	0,14%	0,57%
157,82	14,70%	14,57%	1,70%	0,65%	0,70%	1,14%
170,66	13,54%	21,30%	6,22%	1,14%	0,57%	2,51%
183,50	17,00%	14,08%	8,84%	2,43%	1,19%	4,19%
196,34	12,22%	9,62%	13,27%	4,16%	2,62%	7,84%
209,18	9,05%	9,30%	15,35%	5,97%	4,30%	10,73%
222,02	5,76%	4,70%	15,11%	10,19%	7,68%	13,14%
234,86	3,78%	2,30%	12,05%	14,05%	10,16%	14,00%
247,69	2,32%	1,78%	9,78%	13,92%	12,73%	13,97%
260,53	0,86%	0,54%	8,59%	9,32%	16,41%	10,30%
273,37	0,32%	0,11%	3,54%	10,65%	13,43%	7,92%
286,21	0,22%	0,08%	2,57%	8,32%	6,65%	5,59%
299,05	0,11%	0,05%	1,46%	6,97%	6,05%	3,35%
311,89	0,03%	0,03%	0,24%	3,92%	5,73%	2,51%
324,73	-	-	0,30%	3,62%	5,30%	0,92%
337,57	-	-	0,19%	1,27%	2,78%	0,46%
350,41	-	-	0,08%	1,14%	1,86%	0,24%
363,25	-	-	-	0,41%	0,65%	0,24%
376,09	-	-	-	0,27%	0,38%	0,03%
388,93	-	-	0,03%	0,14%	0,08%	0,08%
401,77	-	-	-	0,30%	0,19%	0,05%
414,61	-	-	-	0,05%	0,08%	0,03%
427,45	-	-	-	0,03%	0,16%	0,03%
440,29	-	-	-	-	0,03%	-
453,13	-	-	-	-	0,05%	-
465,97	-	-	-	0,03%	0,03%	-
478,81	-	-	-	-	-	-
491,65	-	-	-	-	-	-
504,48	-	-	-	-	-	-
517,32	-	-	-	-	-	-
530,16	-	-	-	-	-	-
543,00	-	-	-	-	-	-
555,84	-	-	-	-	-	-
568,68	-	-	-	-	-	-
581,52	-	-	-	-	-	-

5.3.4 Comparação entre métodos

Será realizada a comparação entre os métodos através dos dados apresentados nos métodos das médias, os valores encontrados no trabalho acadêmico de Castro et al. (2018) e os montantes sugeridos pelo método de desenvolvido. Por mais que o trabalho desenvolvido em Castro et al. (2018) utilize outros dados de geração e carga, fazendo a busca através de porcentagens predefinidas, a comparação é válida por se tratar do mesmo sistema apenas com a forma de interpretação do funcionamento das cargas e geração diferentes, mas com seus limites iguais.

São expostas duas Tabelas, a primeira referente ao custo anual considerando que os valores contratados para cada ponto de conexão não ultrapasse os limites máximos e mínimos de contratação, apresentado na TABELA 56. A segunda irá considerar os limites apresentados na TABELA 47, TABELA 50 e TABELA 53 como os valores registrados mensais, desta forma, o valor gasto anualmente para cada contratação é apresentado na TABELA 57.

TABELA 56 – CUSTOS ANUAIS EM CONTRATAÇÃO PERMANENTE

Ponto de conexão	Médias	Literatura	Proposto
Barra 3 (MW)	104,41	166,78	115,23
Barra 9 (MW)	183,00	180,45	221,84
Barra 10 (MW)	253,33	256,47	303,39
Total (R\$)	6.488,88	7.244,40	7.685,52

TABELA 57 – CUSTOS ANUAIS EM CONTRATAÇÃO CONSIDERANDO PARCELAS DE INEFICIÊNCIA

Ponto de conexão	Médias	Literatura	Proposto
Barra 3 (R\$)	1.404,00	2.307,60	1.383,86
Barra 9 (R\$)	2.980,40	3.008,00	2.863,61
Barra 10 (R\$)	4.092,40	4.059,60	3.867,86
Total (R\$)	8.476,80	9.375,20	8.115,33

Os valores contratados são próximos, ao comparar os métodos temos uma diferença significativa na Barra 3 entre o método proposto e o da literatura. Ademais, o valor sugerido de 166,78 MW, cobriria mais de 96% dos casos, porém a probabilidade de ocorrer uma parcela por sobrecontratação seria muito alta e ainda teria um custo anual mais alto que os outros métodos.

Para a Barra 9 o método das médias e o método proposto na literatura apresentariam uma cobertura sobre as contingências simuladas de 63%, ficando suscetíveis a

parcelas de ineficiência por subcontratação. Da mesma maneira, a Barra 10 teria uma contratação na qual apenas 67% das contingências simuladas estariam abaixo do limite superior de contratação, podendo acarretar no mesmo problema da Barra 9. Analisando o custo anual em caráter permanente de cada situação, o método proposto registrou o valor mais alto para os 3 pontos, justamente por apresentar os maiores valores de contratação. Em contrapartida, ao analisar os custos considerando parcelas referentes a sobrecontratação ou subcontratação o método proposto obteve os menores valores anuais.

5.4 RESULTADOS OBTIDOS

O trabalho realizado pelo Castro et al. (2018) se utiliza do mesmo sistema teste IEEE para realizar o estudo. Diferentemente deste trabalho Castro et al. (2018) não utiliza de variações dentro de possíveis cenários mas padroniza cargas e gerações variando proporcionalmente entre 90, 70 e 50% da carga de pico do sistema. Além disso, as gerações foram consideradas como as padrões do sistema, ou seja, apenas usinas a óleo, carvão, nuclear e hidráulica.

O presente trabalho utilizou-se da base de dados dos últimos quatro anos fornecidos pelo ONS, para determinar as curvas de geração e carga, possibilitando assim um maior entendimento sobre o comportamento do setor elétrico brasileiro e como as novas fontes de energia renovável variável afetam diretamente no contratação do MUST. Esses tipos de fontes, ao serem instaladas tanto como dentro ou fora do sistema elétrico da distribuidora, afetam na contratação. Isto pode ser demonstrado pelas curvas apresentadas pelos gráficos e pelos resultados obtidos. Pois as usinas solares, eólica e PCH instalas na área definida como da distribuidora, nas Barras 1 e 7 acarretaram no aumento do valor de contratação, visto que por mais que sejam fontes de energia renováveis em alguns períodos ou meses a sua geração pode diminuir consideravelmente ou até ser nula, em situações mais críticas ou por falta da fonte energética.

Ao se analisar o montante contratado pelos três pontos de conexão, em caráter permanente obtivemos o maior valor ao se comparar os métodos apresentados, isto ocorre devido a soma dos montantes para o método sugerido é maior. Porém ao se considerar possíveis contingências dentro dos limites de maior ocorrência para cada mês temos o valor de economia anual, considerando o valor da TUST igual a R\$1,00, obtivemos uma economia de R\$ 1.259,87 comparado ao método da literatura e de R\$ 361,47 ao se comparar o método das médias. Isso, ao se aplicar os valores de TUST reais de contratação, apresentados em Filietaz, Martins e Santos (2019), poderiam chegar a R\$ 7.105.666,80, um valor considerável, uma vez que o método está analisando apenas um patamar de carga para 3 pontos de contratação e sistemas

reais são compostos por diversos pontos de contratação e 2 patamares de carga a serem definidos.

Dessa maneira, o referido método revelou ser uma ferramenta eficiente e capaz de trazer economia e velocidade na contratação do MUST. Além de tornar os esforços, tanto para o setor educacional, quanto para o âmbito profissional a utilização de técnicas mais apuradas, para a definição do montante a ser contrato de energia. A realização do estudo levando em consideração as contingências do sistema juntamente a dados relacionados aos históricos de geração de cada usina, sendo elas fontes de energia renováveis variáveis ou não, implementada no SIN e ainda variando seus valores de maneira predefinida, se mostrou de extrema importância na análise. A construção de uma curva mais bem definida de contingência propicia uma clareza maior na definição dos valores a serem contratados e na busca do menor valor.

Vale ressaltar a significativa diferença encontrada nos valores a serem contratados nos três pontos, além de uma cobertura maior das contingências abaixo dos limites de contratação. No âmbito econômico, um método correto de busca para contratação anual, como o exposto, pode significar em reduções consideráveis para a distribuidora de energia e para o consumidor.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

No presente trabalho observou-se a origem do atual sistema de energia elétrico e a sistemática de contratação do MUST juntamente a trabalhos acadêmicos relacionados ao assunto abordado. Em seguida, apresentou-se o método da ED expondo sua origem, metodologia de implementação (mutação, cruzamento e seleção), suas estratégias de busca e por fim, um referencial bibliográfico de trabalhos que se usaram de técnicas de otimização para a resolução do problema em questão.

Além disso, com o problema definido e a técnica de otimização escolhida, o trabalho adentra sobre o método realizado. Primeiramente, apresentou-se o sistema IEEE escolhido e suas modificações realizadas para ser enquadrado como um estudo de MUST. Em seguida, aprofundou-se sobre as características de cada base de geração e carga presente no SIN brasileiro e as bases de dados utilizadas para as simulações. Após, os parâmetros serem aplicados para a realização da busca e padronizada a escolha dos limites de busca, o método apresentou o MUST sugerido para contratação e suas parcelas de ineficiência implicando sobre o custo final de contratação.

Desta forma, para realizar a avaliação do fluxo de potência ativa nos pontos de interligação foi desenvolvido um programa no MATLAB capaz de realizar o fluxo de potência com as contingências. Assim para cada contingência realizada no sistema é armazenado o valor do montante no ponto de conexão escolhido.

Com a finalidade de desenhar um caso condizente com a realidade de alguma região específica do Brasil, foi escolhida a região sul com base dos dados para ser realizada a análise. Assim as usinas listadas no trabalho são encontradas na região sul do Brasil, com exceção da usina nuclear a qual somente é encontrada na região sudoeste. As Usinas seguiram a proporcionalidade encontrada no SIN brasileiro e foi utilizado os dados fornecidos pelo ONS dos últimos 4 anos para se criar as variações de geração e carga do sistema.

Para ser realizada a análise foi determinado faixas de ocorrência, nelas uma quantidade de contingências era armazenada e a faixa que apresentou o maior número de ocorrências foi determinada como a faixa de maior probabilidade de ocorrência para cada mês. Com isso foi possível analisar a probabilidade de ocorrência para cada faixa, analisar quais pontos de interligação e situações apresentaram resultados mais críticos e determinar os limites de contratação para cada mês.

Com o problema simulado e os dados armazenados e analisados, o método proposto utilizou do método de ED para determinar o valor ótimo de MUST para cada ponto de conexão escolhido. Com a regulamentação do MUST implementada na ED, o

método é capaz de determinar o menor valor a ser gasto considerando as restrições impostas e a probabilidade de ocorrência entre cada faixa.

Para se testar sua efetividade foi comparado a dois métodos, o método das médias o qual foi determinado devido a análise realizada em Filietaz, Martins e Santos (2019) e o com o trabalho realizado em Castro et al. (2018). Foi possível observar uma economia de até 13 % ao se utilizar o método apresentado, além de uma maior segurança na análise de contratação, a qual fica clara as curvas de probabilidade contingências.

Cabe registrar que o presente trabalho além de dar uma clareza maior sobre o MUST, o método pode ser aplicado a diferentes tipos de montante, como o MUSD e contratação de demanda quando se trata do consumidor final. A importância do estudo sobre a energia renovável de fonte variável é o fator que irá implicar grandes mudanças na contratação, apesar de que atualmente sua contribuição para o SIN é relativamente baixa ao se comparar as UHE, futuramente o crescimento desse tipo de usina acarretará em uma análise totalmente diferente das praticadas hoje, onde a não consideração das variações que elas apresentam irão proporcionar problemas de contratação. Tal fato pode ser discutido em até outro âmbito elétrico, como banco de baterias ou outros tipos de armazenamentos poderiam diminuir o risco de penalizações ou a diminuição dos valores a serem contratados pelas distribuidoras.

Por ser um trabalho realizado em caráter acadêmico e voltado puramente para a contratação do montante, o método não se utiliza de alguns fatores na contratação, como por exemplo a utilização de restrições de potência de linhas e de transformadores e o uso das normas impostas sobre nível de tensão, fator de potência, entre outros.

Assim um possível aprofundamento acadêmico futuro relacionado ao estudo de contratação de MUST com o viés no desenvolvimento de um algoritmo capaz de aliar não só a análise de contratação mas conter uma análise de fluxo ótimo, levando em consideração os limites de operação dos elementos da rede. Juntamente a isso, uma base real a qual seja possível adicionar critérios aos quais se assemelhem a dados de probabilidade de geração e carga agregariam no trabalho para servir como critério a uma possível contingência de linha ou outro elemento da rede. Desta forma, seria possível interligar o problema de contratação do MUST a uma análise climática e geográfica da região, levando não só como critério o histórico, mas possíveis efeitos climáticos sobre o ano em contratação. Por exemplo, se o ano em análise existir a possibilidade do efeito climático como o La Niña, caracterizado por ser um período de secas, os dados usados para análise trariam uma base de um ano em que ocorreu o fenômeno.

Outro ponto que pode ser agregado ao trabalho é realização da contratação considerando todos os pontos de contratação em uma única análise, como uma con-

tingência ou variação de geração em um ponto de conexão pode alterar o valor de fluxo passante em outro, a análise em conjunto considerando esses pontos como restrições do sistema poderiam melhorar a contratação. Além dos pontos listados, o trabalho realiza o estudo sobre um horário de contratação, o entendimento sobre o funcionamento da carga, como a geração para diferentes horários de contratação proporcionaria uma nova análise sobre o MUST.

Por fim, cabe registrar a importância tanto para a concessionária tanto para o consumidor da realização desses estudos, pois por incidir diretamente na conta do consumidor na parcela da TUST ou para distribuidora, arcar com valores de penalizações, o estudo proporciona uma economia para ambos os lados. Já para caráter acadêmico por ser tratar de um assunto interno das distribuidoras a disseminação de estudos relacionados é visto como interesse dos estudantes desenvolver métodos e alternativas para realizar as análises referentes a contratação, assim proporcionando não só possíveis trabalhos já listados como outros, sendo um assunto que pode ser muito explorado e que se mostra de grande importância acadêmica e financeira.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, et al. **Resolução normativa n° 1999, de 1 de outubro de 2015**. [S.l.], 1999. Disponível em:

<<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res1999281.pdf>>>. Acesso em: 19 ago. 2020.

Citado 1 vez na página 21.

_____. **Resolução Normativa nº 166, de 10 e outubro de 2005**. [S.l.], 2005.

Disponível em: <<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/013/documento/bren2005166.pdf>>>. Acesso em: 17 ago. 2020. Citado 1 vez na página 24.

ALMEIDA, José Álvaro Jardim de; SOUZA RAMOS, Francisco de. **PD no setor elétrico brasileiro: um estudo de caso na companhia hidro elétrica do São Francisco**. 2007. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Economia – Universidade Federal de Pernambuco, Pernambuco-Recife. Citado 1 vez na página 19.

ALVES, Leandro Gustavo; NEGRÃO, Luis Fernando Pinhoti. **OTIMIZAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA APLICADO A PCH**, 2015. Disponível em:

<<http://www.abepro.org.br/biblioteca/TN_STO_211_250_27523.pdf>>. Citado 1 vez na página 34.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 666, 23 de junho de 2015, 2015. Citado 5 vezes nas páginas 21, 24, 26, 28.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PCHS E CGHS, et al. **O que são PCHs e CGHs?** [S.l.], 2021. Disponível em:

<<<https://abrapch.org.br/2014/03/o-que-sao-pchs-e-cghs/>>>. Acesso em: 30 jul. 2021. Citado 2 vezes nas páginas 63, 64.

BHATTACHARYA, Aniruddha; CHATTOPADHYAY, Pranab Kumar. Hybrid Differential Evolution With Biogeography-Based Optimization for Solution of Economic Load Dispatch. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 4, p. 1955–1964, 2010. DOI: <10.1109/TPWRS.2010.2043270>. Citado 1 vez na página 43.

BILAL et al. Differential Evolution: A review of more than two decades of research.

Engineering Applications of Artificial Intelligence, v. 90, p. 103479, 2020. ISSN 0952-1976. DOI: <<https://doi.org/10.1016/j.engappai.2020.103479>>. Disponível em:

<<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095219762030004X>>>. Citado 1 vez na página 43.

BOUSSAID, Ilhem et al. Hybridizing Biogeography-Based Optimization With Differential Evolution for Optimal Power Allocation in Wireless Sensor Networks. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, v. 60, n. 5, p. 2347–2353, 2011. DOI: <10.1109/TVT.2011.2151215>. Citado 1 vez na página 44.

CAMARGO, LUCAS GUSTAVO BARDUCO CUGLER. **O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E SUA NORMATIZAÇÃO CONTEMPORÂNEA**. [S.l.], 2005. Citado 1 vez na página 18.

CASTRO, A. M. et al. CONTRATAÇÃO ÓTIMA DOS MONTANTES DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO VIA EQUIVALENTES ESTÁTICOS FLEXÍVEIS E FLUXO DE POTÊNCIA ESTOCÁSTICO. **Anais da Sociedade Brasileira de Automática**, v. 1, n. 1, 2018. DOI: <10.20906/CPS/CBA2018-0921>. Citado 7 vezes nas páginas 78, 111, 112, 115.

_____. CONTRATAÇÃO ÓTIMA DOS MONTANTES DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO VIA EQUIVALENTES ESTÁTICOS FLEXÍVEIS E FLUXO DE POTÊNCIA ESTOCÁSTICO. **Anais da Sociedade Brasileira de Automática**, v. 1, n. 1, 2019. Citado 1 vez na página 35.

CHANG, Chung-Fu et al. Robust searching hybrid differential evolution method for optimal reactive power planning in large-scale distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 77, p. 430–437, abr. 2007. DOI: <10.1016/j.epsr.2006.04.002>. Citado 1 vez na página 43.

ELETROBRAS, et al. **História**. [S.l.], 2021. Disponível em: <<<https://eletrobras.com/pt/Paginas/Historia.aspx>>>. Acesso em: 25 fev. 2021. Citado 1 vez na página 19.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, et al. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, et al.** [S.l.], 2020. Disponível em: <<<http://www.mme.gov.br/documents/78404/0/Apresenta%7B%5C%%7DC3%7B%5C%%7DA7%7B%5C%%7DC3%7B%5C%%7DA3o+PDE+2029+-+REIVE+BARROS/e6df4e97-f42f-9214-e24f-e122b4e0863d>>>. Acesso em: 16 ago. 2020. Citado 1 vez na página 22.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, et al. **Balanco Energético Nacional, 2020**. [S.l.], 2020. Disponível em: <<<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>>. Acesso em: 13 ago. 2020. Citado 3 vezes nas páginas 21, 30, 31.

_____. **Balanco Energético Nacional, 2021**. [S.l.], 2021. Disponível em: <<<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico->

588/BEN_S%5C%C3%5C%ADntese_2020_PT.pdf>>. Acesso em: 22 jul. 2021. Citado 2 vezes nas páginas 29, 50.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, et al. **Metodologia: Projeção de curva de carga horária**. [S.l.], 2020. Disponível em:

<<<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-metodologia-projecao-de-curva-de-carga-horaria>>>. Acesso em: 4 ago. 2021. Citado 1 vez na página 69.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal; PINHEIRO, Armando Castelar; FUKASAKU, Kiichiro.

Privatização do setor elétrico no Brasil. Rio de Janeiro : Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/14479/1/Cap%5C%206%5C%20-%5C%20Privatiza%5C%c3%5C%a7%5C%c3%5C%a3o%5C%20do%5C%20Setor%5C%20El%5C%c3%5C%a9trico%5C%20no%5C%20Brasil_P_BD.pdf>>. Acesso em:

23 fev. 2021. Citado 1 vez na página 19.

FERREIRA, Vitor Hugo; AOKI, Alexandre Rasi; ROCCO, Silvio Michel. PREVISÃO DE DEMANDA PARA CONTROLE DOS MONTANTES DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO PARA DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA. In: ANAIS do 9 Congresso Brasileiro de Redes Neurais. Ouro Preto, MG: SBRN, 2009. P. 1–5. Citado 1 vez na página 34.

FILIETAZ, D. C.; MARTINS, L. P.; SANTOS, T. H. **Estudo de MUST- Montante de Uso do Sistema de Transmissão nos pontos de conexão entre a rede básica e a rede de alta tensão da distribuidora**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba-PR. Citado 6 vezes nas páginas 20, 35, 78, 112, 115.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, et al. **Glossário**. [S.l.], 2021. Disponível em: <<<https://www.cptec.inpe.br/glossario.shtml#34>>>. Acesso em: 23 mar. 2021. Citado 1 vez na página 30.

ITAIPU BINACIONAL, et al. **Nossa História**. [S.l.], 2021. Disponível em: <<<https://www.itaipu.gov.br/nossahistoria>>>. Acesso em: 25 fev. 2021. Citado 1 vez na página 19.

LIMA, Luana M. Marangon et al. Determinação do MUST Ótimo para Empresas de Distribuição de Energia Elétrica. Fortaleza, Brasil, 2011. Disponível em:

<<<https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/Determinac%5C%CC%5C%A7a%5C%CC%5C%83o-do-MUST-O%5C%CC%5C%81timo-para-Empresas-de-Distribuic%5C%CC%5C%A7a%5C%CC%5C%83o-de-Energia-Ele%5C%CC%5C%81trica1.pdf>>>. Citado 1 vez na página 34.

LOBATO, Fran Sérgio. **Otimização Multi-Ojetivo para o projeto de Sistemas de Engenharia**. [S.l.], 2008. Citado 1 vezes nas páginas 36, 37.

MALAGOLI, J. A. **Multiobjective optimization applied to induction motors validated via finite elements**. 2016. F. 150. Doutorado em Engenharia Elétrica – Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia-MG. DOI: <<https://doi.org/10.14393/ufu.te.2016.22>>. Citado 1 vezes nas páginas 36, 41, 42.

MARTINS, DANIELLE. **METODOLOGIA PARA PREVISÃO DOS MONTANTES DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO POR PONTO DE CONEXÃO COM A REDE BÁSICA**. [S.l.], 2007. Citado 1 vez na página 34.

NOMAN, Nasimul; IBA, Hitoshi. Differential evolution for economic load dispatch problems. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 8, p. 1322–1331, 2008. ISSN 0378-7796. DOI: <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2007.11.007>>. Disponível em: <<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779607002350>>>. Citado 1 vez na página 43.

OLIVEIRA, Atelmo Ferreira de. Setor Elétrico, Perspectivas e Desafios para a Contabilidade de Custos. **Anais do Congresso Brasileiro de Custos - ABC**, 2000. Disponível em: <<<https://anaiscbc.emnuvens.com.br/anais/article/view/3029>>>. Citado 3 vezes nas páginas 18, 19.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, et al. [S.l.], 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>>. Acesso em: 13 ago. 2020. Citado 1 vez na página 22.

_____. **Modelo – contrato de uso do sistema de transmissão. Modelo CUST P**. [S.l.], 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ModeloTransmissao_CUSTP_Modelo_13jul2018.pdf>>. Acesso em: 16 ago. 2020. Citado 1 vez na página 21.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, et al. **Histórico da operação**. [S.l.], 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>>. Acesso em: 22 mar. 2021. Citado 0 vezes nas páginas 29–33, 52, 53, 55–57, 59, 61–64, 67, 70.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. [S.l.: s.n.], 2017. Disponível em: <<<http://doi.org/10.34024/978851700089>>>. Citado 2 vezes nas páginas 31, 51.

PIRES, Adriano; HOLTZ, Abel. **Sistema Elétrico Brasileiro Expansão Hidrotérmica**. [S.l.], 2011. Disponível em:

<<<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/estudos/pires69.pdf>>>. Acesso em: 14 ago. 2020. Citado 1 vez na página 22.

ROCCO, SILVIO MICHEL DE. **PREVISÃO DE DEMANDAS PARA CONTROLE DOS MONTANTES DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO PARA DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA**. [S.l.], 2008. Citado 1 vez na página 34.

SILVA OLIVEIRA, Giovana Trindade da. **Estudo e Aplicações da Evolução Diferencial**. [S.l.], 2006. Citado 6 vezes nas páginas 37–40, 46.

SILVEIRA, RAFAEL BRITO; ALVES, MAIKON PASSOS AMILTOS; MURARA, PEDRO. **ESTUDO DE CARACTERIZAÇÃO DA DIREÇÃO PREDOMINANTE DOS VENTOS NO LITORAL DE SANTA CATARINA**. [S.l.], 2014. Citado 1 vez na página 30.

SIVASUBRAMANI, S.; SWARUP, K.S. Multiagent based differential evolution approach to optimal power flow. **Applied Soft Computing**, v. 12, n. 2, p. 735–740, 2012. ISSN 1568-4946. DOI: <<https://doi.org/10.1016/j.asoc.2011.09.016>>. Disponível em: <<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1568494611004157>>>. Citado 1 vez na página 44.

STORN, Rainer; PRICE, Kenneth. Differential Evolution: A Simple and Efficient Adaptive Scheme for Global Optimization Over Continuous Spaces. **Journal of Global Optimization**, v. 23, jan. 1995. Citado 2 vez na página 39.

TESTI, RENATO DELADEA. **ALGORITMO BASEADO EM ENXAME DE PARTÍCULAS PARA OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO**. [S.l.], 2018. Citado 2 vezes nas páginas 34, 78.

TURATTI, Maria Cecília Manzoli. Rebouças, Lídia Marcelino. O planejado e o vivido: o reassentamento de famílias ribeirinhas no Pontal do Paranapanema, São Paulo, Fapesp/ AnnaBlume, 2000, 193 pp. **Revista de Antropologia**, v. 44, n. 1, p. 313–316, jan. 2001. DOI: <10.1590/S0034-77012001000100010>. Disponível em: <<<https://www.revistas.usp.br/ra/article/view/27131>>>. Citado 1 vez na página 21.

VEIGA, DANIEL DA SILVA; FONSECA, VINICIUS MENDONÇA. **ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**. [S.l.], 2002. Citado 1 vez na página 19.

WANG, Yu; LI, Bin; WEISE, Thomas. Estimation of distribution and differential evolution cooperation for large scale economic load dispatch optimization of power systems. **Information Sciences**, v. 180, p. 2405–2420, jun. 2010. DOI: <10.1016/j.ins.2010.02.015>. Citado 1 vez na página 44.

ZHANG, Xuexia et al. Dynamic multi-group self-adaptive differential evolution algorithm for reactive power optimization. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 32, p. 351–357, jun. 2010. DOI: <10.1016/j.ijepes.2009.11.009>. Citado 1 vez na página 44.