



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

BEATRIZ SILVA ABDALLA

**METODOLOGIA PROBABILÍSTICA DE
APOIO À CONTRATAÇÃO DO MONTANTE
DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO**

NITERÓI

2022

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

BEATRIZ SILVA ABDALLA

**Metodologia Probabilística de Apoio à Contratação do Montante
de Uso do Sistema de Transmissão**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador:

Prof. DSc. Vitor Hugo Ferreira

NITERÓI

2022

ESCOLA DE ENGENHARIA

COORDENAÇÃO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

Ata da sessão de julgamento de Dissertação
de Mestrado na área de concentração
Sistemas de Energia, da aluna BEATRIZ
SILVA ABDALLA.

Aos nove dias do mês de setembro de dois mil e vinte dois, presencialmente, na sala 507 do prédio da Escola de Engenharia, reuniu-se a Comissão Examinadora, designada na forma regimental pela Coordenação do Curso, para a defesa da Dissertação de Mestrado apresentada pela aluna BEATRIZ SILVA ABDALLA, sob o título "**Metodologia Probabilística de Apoio à Contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão**", como requisito para obtenção de grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações – área de concentração Sistemas de Energia. A Comissão foi presidida pelo professor doutor Vitor Hugo Ferreira, tendo como membros da banca os professores doutores Márcio Zamboti Fortes e Bruno Henrique Dias. Aberta a sessão pública, foi concedido à candidata o tempo de 45 (quarenta e cinco) minutos para a exposição do trabalho, sendo a defesa seguida pela arguição de cada examinador. A seguir, a Comissão reuniu-se para deliberar sobre o texto da dissertação e sua defesa oral, concluindo pela aprovação da mesma *sem restrições*, e nos termos do Regulamento Geral dos Cursos de Pós-Graduação desta Universidade, foi lavrada a presente ata, lida e julgada, conforme vai assinada pelos membros da Comissão.

*Essa ata comprova a realização da defesa pela aluna, mas não comprova o cumprimento dos requisitos para colação de grau. Para tanto, é necessário que esteja acompanhada de declaração emitida pela coordenação do curso.

Niterói, 09 de setembro de 2022.



Assinado de forma digital por
VITOR HUGO FERREIRA
vhferreira@id.uff.br:01277679673
Dados: 2022.09.12 11:31:46 -03'00'

Prof. Dr. Vitor Hugo Ferreira - Orientador
Universidade Federal Fluminense – UFF



Prof. Dr. Marcio Zamboti Fortes
Universidade Federal Fluminense - UFF



Dr. Bruno Henrique Dias
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF

Beatriz Silva Abdalla

Metodologia Probabilística de Apoio à Contratação do Montante de Uso do Sistema de
Transmissão

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Vitor Hugo Ferreira, Dr.Sc. – Orientador, UFF

Prof. Marcio Zamboti Fortes, Dr.Sc.- UFF

Prof. Bruno Henriques Dias, Dr.Sc. – UFJF

Niterói

Setembro de 2022

*Dedico esse trabalho aos meus pais, sem
os quais nada disso seria possível.*

Agradecimentos

Primeiramente gostaria de expressar os meus agradecimentos aos meus pais, meu irmão e meu noivo por toda a motivação, compreensão e apoio incondicional.

Ao Professor Vitor Hugo Ferreira, orientador da presente dissertação, pela orientação, incentivo para o conhecimento, disponibilidade e paciência durante as fases de concepção deste estudo, seu direcionamento foi fundamental. Muito obrigada pelo exaustivo trabalho de revisão de textos e correções, por sempre se fazer presente nos momentos em que precisei de auxílio ao longo do curso.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense por me proporcionar a oportunidade de fazer parte do quadro de alunos desta Instituição, a qual tenho muito carinho e orgulho.

À Light e aos colegas Hernani, José Eduardo, Aline, Marco Antônio e Fernando Márcio que me auxiliaram com consultas, esclarecimentos, gentilezas e aprendizados.

À Dra. Juliane Borsa pelo suporte em todas as áreas da minha vida, inclusive acadêmica.

Resumo

Conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), agentes utilizadores do sistema de transmissão devem determinar, anualmente, o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), valor de demanda especificado em contrato para cada ponto de conexão entre o agente e o Sistema Interligado Nacional (SIN). O contrato é firmado junto ao Operador Nacional do Sistema (ONS), que é a entidade tecnicamente capaz de administrar o contrato, averiguar a eficiência dos mesmos e avaliar os impactos dos valores requisitados no planejamento da operação do sistema interligado. De acordo com a regulamentação da ANEEL, os contratos são avaliados mensalmente e anualmente. A demanda máxima mensal deve ser inferior a 110% do valor contratado. Adicionalmente, a demanda máxima anual deve ser superior a 90% do valor contratado. Penalidades são então aplicadas caso as margens especificadas não sejam respeitadas. Com intuito de reduzir custos operacionais e os montantes devidos a penalidades empregadas, as distribuidoras buscam definir valores ótimos para contratação do MUST. É essencial, então, ser capaz de mapear as incertezas de demanda e geração, considerando a topologia da rede, indisponibilidades de equipamentos, injeções de potência dos pontos de conexão pertinentes e outros fatores. Para realização destes estudos são utilizados casos de fluxo de potência e considerados dados históricos de medições, previsão de carga e de mercado. A principal contribuição desta dissertação consiste na inserção de uma metodologia probabilística simples e prática de auxílio para tomada de decisão sobre a melhor contratação do MUST, que considera a análise de diversos cenários operativos. A metodologia proposta tem potencial para ser adaptada a qualquer distribuidora do país. Nesta dissertação, a metodologia foi aplicada com sucesso a dados reais de uma distribuidora do estado do Rio de Janeiro, sendo possível observar um potencial significativo de redução de gastos no processo.

Palavras-chaves: Montante de Uso do Sistema de Transmissão, MUST, Fluxo de Potência, Tarifa de Transmissão, Contratação da Rede Básica

Abstract

In accordance with the National Electric Energy Agency (ANEEL), transmission system users must annually determine the Transmission System Usage (TSU), which is the demand amount, specified by contract, for each connection point between the agent and the National Interconnected System (SIN). The contract is signed with the National System Operator (ONS), which is the entity technically capable of managing the contract, verifying its efficiency and the impacts of the amounts requested in the operation planning of the interconnected system. In accordance with ANEEL's rules, contracts are evaluated monthly and annually. The maximum monthly demand must be less than 110% of the contracted amount. The minimum annual demand must be at least 90% higher than the contracted amount. Penalties are then applied if the specified margins are not respected. To reduce operating costs and penalties, distributors seek to establish optimal values for contracting TSU. It is essential, therefore, to be able to map the demand and production uncertainties, considering the network topology, equipment outages, power injections, and other factors. These studies use power flow cases, historical measurement data, and load and market forecasts. The main contribution of this dissertation consists of a simple and practical probabilistic methodology to help in the decision making of the best contracting of the TSU, considering the analysis of several operational scenarios. The methodology proposed can be adapted to any energy distributor in the country without major adaptations. In this dissertation, the methodology was successfully applied to an existing utility company example, demonstrating significant potential for cost reduction.

Keywords: Transmission System Usage (TSU), Power Flow, Transmission Tariff, Basic Grid Contracting.

Lista de Figuras

FIGURA 1- MAPA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO BRASIL, HORIZONTE 2024	4
FIGURA 2- SIMPLIFICAÇÃO DO CÁLCULO MENSAL DO EUST.	12
FIGURA 3 – FLUXO DA METODOLOGIA	16
FIGURA 4 – MAPA GEOGRÁFICO DA TRANSMISSÃO RIO DE JANEIRO.....	18
FIGURA 5 –MAPA INDICATIVO DA CAPACIDADE REMANESCENTE DO SIN RIO DE JANEIRO.....	18
FIGURA 6 – PONTOS DE FRONTEIRA DA DISTRIBUIDORA	28
FIGURA 7 – UNIFILAR DA REDE ELÉTRICA.....	29
FIGURA 8 – UNIFILAR DA REDE ELÉTRICA – JACAREPAGUÁ	32
FIGURA 9 – PICO DE DEMANDA EM JACAREPAGUÁ EM 2021	35
FIGURA 10 – DEMANDA GLOBAL MÁXIMA – CARGA DISTRIBUIDORA	38
FIGURA 11 – MEDIÇÃO USINA SANTA CRUZ NO VERÃO 2021.....	39
FIGURA 12 – MEDIÇÃO TERMOMACAÉ NO VERÃO 2021.....	39
FIGURA 13 – MEDIÇÃO NORTE FLUMINENSE NO VERÃO 2021.....	40
FIGURA 14 – MEDIÇÃO GNA I NO JULHO A SETEMBRO 2021	40
FIGURA 15 – MEDIÇÃO BIPOLO NO VERÃO 2021	41
FIGURA 16 – COMPARAÇÃO COMPORTAMENTO UTE SANTA CRUZ 2021 E 2022	50
FIGURA 17 – COMPARAÇÃO COMPORTAMENTO UTE TERMOMACAÉ 2021 E 2022.....	50
FIGURA 18 – COMPARAÇÃO COMPORTAMENTO UTE NORTE FLUMINENSE 2021 E 2022.....	51
FIGURA 19 – COMPARAÇÃO COMPORTAMENTO UTE GNA I 2021 E 2022	51
FIGURA 20 – COMPARAÇÃO COMPORTAMENTO BIPOLO 2021 E 2022	52
FIGURA 21 – COMPARAÇÃO MEDIÇÕES JACAREPAGUÁ 2021 E 2022.....	53
FIGURA 22 – MEDIÇÃO DE DEMANDA E TEMPERATURA JACAREPAGUÁ 2021	54
FIGURA 23 – MEDIÇÃO DE DEMANDA E TEMPERATURA JACAREPAGUÁ 2022	54
FIGURA 29 – PICO DE DEMANDA EM JACAREPAGUÁ EM 2022 – PONTA.....	56
FIGURA 30 – PICO DE DEMANDA EM JACAREPAGUÁ EM 2022 – FORA PONTA.....	56

Lista de Tabelas

TABELA 1 – CENÁRIOS OPERATIVOS – JACAREPAGUÁ.....	33
TABELA 2 – DEMANDA MÁXIMA JACAREPAGUÁ 2021	34
TABELA 3 – VALORES SIMULADOS PARA OS ELEMENTOS DE REDE – JACAREPAGUÁ	35
TABELA 4 – RESULTADOS FLUXOS DE POTÊNCIA – JACAREPAGUÁ	36
TABELA 5 – USINA SANTA CRUZ – FAIXAS DE DEMANDA VERÃO 2021	42
TABELA 6 – USINA TERMOMACAÉ – FAIXAS DE DEMANDA VERÃO 2021.....	42
TABELA 7 – USINA NORTE FLUMINENSE – FAIXAS DE DEMANDA VERÃO 2021.....	42
TABELA 8 – USINA GNA I – FAIXAS DE DEMANDA JULHO A SETEMBRO 2021	43
TABELA 9 – USINA BIPOLO – FAIXAS DE DEMANDA VERÃO 2021	43
TABELA 10 – PROBABILIDADES APLICADAS AO ELEMENTOS DE REDE – JACAREPAGUÁ.....	44
TABELA 11 – SOMA DAS PROPORÇÕES E CÁLCULO DO PONDERADOR DE CENÁRIOS.....	45
TABELA 12 – CÁLCULO DA CONTRIBUIÇÃO DE MUST	46
TABELA 13 – CÁLCULO DO MUST PELA METODOLOGIA PROPOSTA.....	47
TABELA 14 – COMPARAÇÃO MUST PROPOSTO COM DEMANDA MÁXIMA 2022.....	48
TABELA 15 – USINA SANTA CRUZ – FAIXAS DE DEMANDA VERÃO 2022	49
TABELA 16 – DEMANDA MÁXIMA JACAREPAGUÁ 2022	55
TABELA 17 – ANÁLISE COMPARATIVA FINANCEIRA.....	58

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUST	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IGP-M	Índice Geral de Preços Mercado, divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo, divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MME	Ministério de Minas e Energia
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema

PPGEET	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica de Telecomunicações
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RAP	Receita Anual Permitida
REN	Resolução Normativa
SAGIC	Sistema de Apuração de Geração Intercâmbio e Carga
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

Sumário

Capítulo 1 - Introdução.....	1
1.1 Motivação	6
1.2 Objetivos	6
1.3 Estrutura do Trabalho	7
Capítulo 2 - Fundamentação e Regulamentação Nacional	9
2.1 Montante de Uso do Sistema de Transmissão	9
2.2 Contratação da Rede Básica	12
Capítulo 3 - Metodologia.....	15
3.1 Determinação do ponto de conexão.....	16
3.2 Elementos de rede	17
3.3 Cenários operativos	19
3.4 Fluxo de potência	20
3.5 Comportamento histórico (medição).....	22
3.6 Composição da probabilidade com os fluxos	25
3.7 Determinação da contratação pela metodologia	26
Capítulo 4 - Resultados	28
4.1 Ponto de conexão.....	30
4.2 Elementos de rede	30
4.3 Cenários operativos	33
4.4 Fluxos de potência.....	36
4.4.1 Sensibilidade dos Fluxos de Potência	37
4.5 Comportamento histórico	38
4.6 Ponderadores a partir do comportamento histórico	41
4.7 Composição das ponderações percentuais com os fluxos.....	43
4.8 Determinação da contratação pela metodologia	45
4.9 Comparação de resultados	47
4.9.1 Comparação de medições das fontes de energia.....	49
4.9.2 Comparação de medições em Jacarepaguá	53
4.10 Análise financeira.....	57
Capítulo 5 - Conclusão e Trabalhos Futuros	59

5.1	Conclusão.....	59
5.2	Trabalhos Futuros	60
	Referências	63

Capítulo 1 - Introdução

Nos últimos anos, em todo o mundo, os sistemas de energia elétrica passaram por uma transição de um ambiente regulado tradicional e verticalmente integrado para um ambiente descentralizado baseado em mercados competitivos [1].

No Brasil, a reestruturação do setor elétrico teve como um de seus objetivos principais a introdução deste ambiente de competição de mercado e a divisão das empresas do setor em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização [2]. A partir dos anos 90, novas regras foram elaboradas para incentivar a concorrência na geração, porém a transmissão e distribuição permaneceram atividades regulamentadas [3].

Com a nova estrutura, investidores em geração passaram a possuir certa liberdade para escolher quando e onde construir novas instalações de geração e, como consequência, o sistema de transmissão mantém a responsabilidade de acomodar diferentes localizações de conexões de geradores e tecnologias de geração. Para atender a este contexto, os investimentos em transmissão precisam ser alinhados aos investimentos no setor de geração [4].

Neste cenário, a transmissão se tornou um elemento crítico por questões técnico-econômicas e, até hoje, os aspectos relacionados a este sistema são estudados a fim de garantir margens adequadas de segurança para a operação e melhora dos procedimentos de rede [5].

Diferentemente dos segmentos de geração e comercialização, o segmento de transmissão se caracteriza como um monopólio natural, cuja tarifação tem impacto direto na remuneração das transmissoras e no custo dos consumidores. Desta forma, uma vez definido o valor total necessário para cobrir os custos de expansão, operação, e manutenção no setor, torna-se necessário determinar a forma com que este montante será rateado entre os usuários da rede [6].

A alocação do custo total do sistema de transmissão deve ser equitativa, ou seja, deve refletir o uso real que geradores e cargas fazem da rede de transmissão para garantir uma remuneração adequada e ainda promover novos investimentos [1].

A remuneração do custo do uso do sistema de transmissão brasileiro pelos agentes geradores e consumidores é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e deve incluir os investimentos em expansão, operação e manutenção das instalações de transmissão [7].

No setor elétrico brasileiro, a Receita Anual Permitida (RAP) é o valor anual que a concessionária de transmissão tem direito pela prestação de serviço público de transmissão de energia, vinculado às instalações de transmissão componentes de seu contrato de concessão [8].

Os procedimentos para o cálculo da Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) vêm sendo aperfeiçoados ao longo dos anos. O cálculo da TUST, para cada um dos pontos da rede, é efetuado pela aplicação da Metodologia Nodal [9]. Esta metodologia se baseia no cálculo de tarifas por barra, considerando a localização elétrica do agente na rede de transmissão e a magnitude de sua injeção de potência ou carga [10].

Um projeto estratégico de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL resultou na proposta da metodologia do cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) com a intenção de generalizar e aprimorar os sinais econômicos providos pela metodologia Nodal [11].

A TUST possui uma componente locacional, que permite discriminar os diferentes pontos quanto à sua atratividade sob o ponto de vista do uso efetivo da rede. Para cada ponto da rede calcula-se um valor de TUST-Geração e de TUST-Carga. Adicionalmente, é estabelecido o valor total a ser arrecadado pela aplicação dessas tarifas de modo a remunerar os investimentos, os custos de operação e manutenção da rede de transmissão e outros encargos [7].

A somatória dos produtos das TUSTs pelos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) determinados pelos agentes de geração e carga, usuários do sistema de transmissão, deve ser igual ao valor total da Receita Anual Permitida (RAP) a ser paga aos agentes de transmissão, de forma que haja um equilíbrio econômico-financeiro.

De uma forma simplificada, é possível afirmar que a soma de todas RAP, que é a receita que remunera as transmissoras no Brasil, é equivalente ao somatório de todos os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) pago pelos agentes usuários do sistema de transmissão: geradores, distribuidoras e consumidores conectados diretamente no sistema de transmissão. O EUST é o resultado do produto da TUST pelo MUST.

A expansão da transmissão no Brasil é baseada em um ambiente centralizado e novos reforços (candidatos) são propostos pelo governo através do Ministério de Minas e Energia (MME) e aprovados pelo regulador. A ANEEL é responsável pela realização de leilões públicos para sua concessão, onde o governo licita receitas anuais para construir e operar os circuitos [1].

O vencedor do leilão será aquele participante que apresentar o menor valor de RAP em reais por ano (R\$/ano). A receita então será devida às transmissoras a partir da data de entrada em operação comercial de suas instalações, conforme os contratos de concessão firmados. O valor da RAP é reajustado anualmente, considerando o Índice de Variação da Inflação (IVI) que consta nos respectivos contratos de concessão ou ato de equiparação (Índice Geral de Preços Mercado – IGP-M ou Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA) [12], [13].

A metodologia empregada atualmente pela ANEEL para a determinação do preço máximo, ou seja, preço teto da RAP, está estabelecida nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) – em particular, no Submódulo 9.8 de 2022 [14]. Esses procedimentos apresentam caráter normativo e regulam todos os leilões de concessão de energia elétrica, [15].

De acordo com o levantamento mais recente realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), o país tem uma capacidade instalada de 172 GW, dos quais 108 GW são de geração hidrelétrica representando cerca de 63% [16]. O sistema hidrelétrico é composto por vários reservatórios de grande porte, com capacidade de regulação plurianual, organizados em uma topologia complexa sobre várias bacias [17]. A geração térmica no Brasil inclui usinas nucleares, de gás natural, carvão e diesel e possui capacidade instalada total de 39 GW. Já as usinas eólicas e fotovoltaicas, somadas, apresentam capacidade de 24 GW. Além disso, o Brasil está totalmente interligado por uma rede de transmissão de alta tensão de cerca de 160.000 km, com tensões que variam de 230 kV a 765 kV AC, além de links de 600 kV e 800 kV [16], conforme pode ser observado na Figura 1 cuja fonte são os dados geográficos disponibilizados pelo ONS em [18].

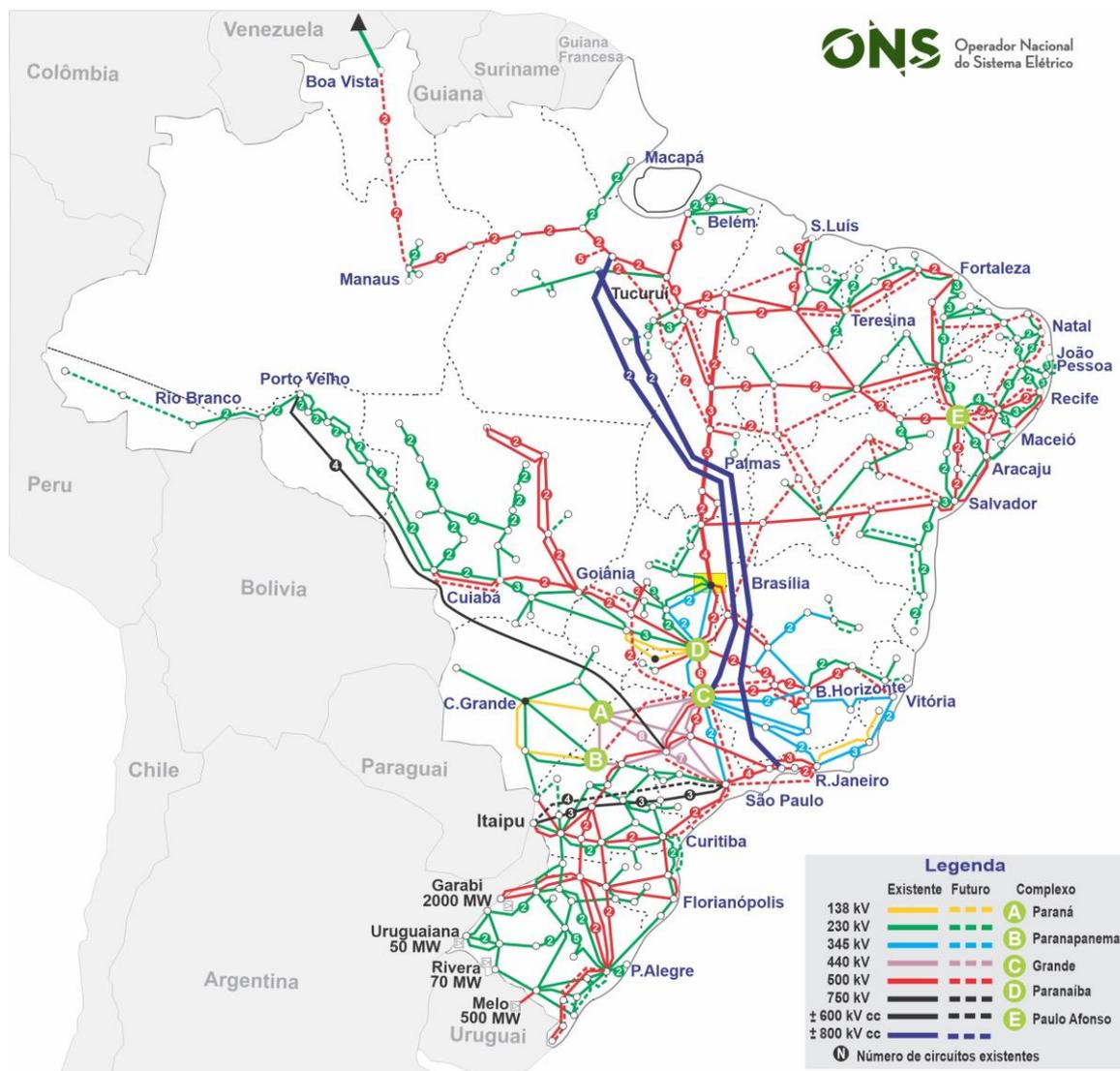


Figura 1- Mapa do Sistema de Transmissão do Brasil, horizonte 2024

No Brasil, anualmente, as distribuidoras de energia devem determinar o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). A regra desta contratação é definida no documento intitulado Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, em seu módulo 5 [19], aprovado pela Resolução Normativa (REN) número 1.001 de janeiro de 2022 [20]–[23].

Os valores de MUST estão associados à demanda e são definidos para cada ponto de conexão e regime tarifário (ponta e fora-ponta), para os quatro anos civis seguintes e especificado em contrato. Estes contratos são administrados pelo ONS, que é a entidade responsável por avaliar os impactos dos valores requisitados no planejamento da operação do sistema interligado e aprovar os MUSTs contratados por cada distribuidora.

As distribuidoras têm a eficiência da contratação de uso do sistema de transmissão apurada pelo ONS por horário de contratação e ponto de conexão, da seguinte forma: (i)

mensalmente, quando houver ultrapassagem de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima em valor superior a 110% (cento e dez por cento) do MUST contratado e (ii) anualmente, quando houver sobrecontratação de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima anual em valor inferior a 90% (noventa por cento) do maior MUST contratado [19].

A ineficiência da contratação gera penalidades para as distribuidoras. A multa por ultrapassagem de demanda corresponde à três vezes a tarifa do ponto de conexão multiplicada pela diferença entre o valor medido e o valor contratado. Esta penalidade não é repassada para tarifa dos clientes das distribuidoras, ou seja, os valores pagos a título de parcela de ineficiência da contratação pelas distribuidoras são identificados à parte dos EUST [19].

Desta forma, os custos destas penalidades direcionam as distribuidoras a tomar uma atitude mais conservadora no momento de determinar os valores do MUST. Visando eliminar possíveis multas, as empresas, tendem a adotar a estratégia de contratar um valor maior de demanda, o que pode gerar custos desnecessários.

O valor da contratação, em geral, é baseado na demanda máxima do ano, apesar de, dificilmente, este valor se manter constante durante todos os meses do ano, devido a variação natural da carga [24]. Embora não seja usual, a distribuidora também pode contratar um valor menor de MUST, assumindo o pagamento de penalidades nos meses de maior demanda.

Com intuito de reduzir custos operacionais busca-se a avaliação ótima dos valores contratados para o MUST. Para tanto, é necessário ser capaz de mapear as incertezas de demanda, geração e topologia da rede. Algumas linhas de trabalho utilizam técnicas de fluxo de potência estocástico para avaliar as funções densidades de probabilidade das injeções nos pontos de conexão [5]. Outra abordagem que pode ser empregada para esse problema é representar o fluxo de potência máximo em cada ponto de conexão com a Rede Básica como uma variável aleatória, obtendo a função densidade de probabilidade dos valores de MUST contratados em função de diferentes cenários de demanda e disponibilidade dos equipamentos da rede [25].

Em [26] foi desenvolvido um modelo, baseado em rede neural, para previsão de fluxos de potência em pontos de conexão de uma distribuidora do Brasil, com o objetivo de apoiar a tomada de decisão dos responsáveis pela operação da distribuidora, buscando-se evitar penalidades por ultrapassagem.

Já em [24], o problema de determinação do MUST ótimo é definido como um problema de otimização não linear que não apresenta restrições. Técnicas de modelagem matemática são utilizadas para criar um modelo de otimização inteira mista. A técnica de simulação de Monte Carlo é utilizada para a criação de cenários de demanda para cada um dos meses do ano e para cada cenário de demanda é simulado um caso de fluxo de potência. Os valores de demanda em cada ponto de conexão da distribuidora com a Rede Básica são determinados, obtendo-se a função densidade de probabilidade da demanda.

Nesta dissertação será apresentada uma metodologia probabilística de auxílio na tomada de decisão sobre a melhor contratação do MUST, levando em consideração a análise de diversos cenários operativos. A metodologia proposta tem potencial para ser adaptada a qualquer distribuidora do país e foi aplicada à dados reais de uma distribuidora do estado do Rio de Janeiro.

1.1 Motivação

A motivação para pesquisar, estudar e produzir uma metodologia probabilística de apoio à contratação do MUST se deu após observação *in loco* do problema no ambiente profissional de distribuidora de energia no Estado do Rio de Janeiro.

A percepção da atual dependência de análise empírica provocou o interesse pela construção de uma ferramenta útil, matematicamente estruturada e prática para auxílio aos profissionais de distribuidoras do Brasil.

A disponibilidade de amplo banco de dados históricos de medição de demanda e a capacidade de geração de previsões futuras do comportamento do sistema elétrico, para diversos cenários operativos, contribuíram para identificar a viabilidade deste estudo. Com rigor da pesquisa qualitativa e análise dados, foram desenvolvidos os resultados considerados capazes de ampliar o conhecimento da sociedade e do setor elétrico.

1.2 Objetivos

Essa dissertação tem como objetivo apresentar uma metodologia probabilística para auxiliar os tomadores de decisão das distribuidoras do Brasil na determinação do melhor valor de demanda possível para contratação da Rede Básica. Adicionalmente, pretende-se

aplicar a metodologia proposta à um sistema real de uma distribuidora e discutir os resultados elétricos e financeiros desta hipótese. Por fim, serão avaliadas as sugestões de evolução, melhorias e automatização da metodologia.

1.3 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está estruturado da seguinte forma: Capítulo 1 apresenta a contextualização sobre sistemas de transmissão de energia no Brasil e formas de remuneração definidas no modelo atual, além das motivações e objetivos para escolha do tema da dissertação.

Já no capítulo 2 é realizada uma fundamentação regulatória dos assuntos referentes ao tema desenvolvido, com apresentações das formulações dos encargos e penalidades aplicadas atualmente e estratégias de contratação da rede básica utilizadas pelas distribuidoras de energia nacionais.

No intuito de suportar o leitor na compreensão da metodologia que foi construída, no capítulo 3 é demonstrada toda a metodologia proposta, apresentando cada etapa a ser seguida para determinação dos valores de Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST) de maneira original. Neste capítulo são introduzidas todas as formulações elaboradas no âmbito deste trabalho cuja estratégia tem potencial para ser aplicada em qualquer outra distribuidora do país após seu devido amadurecimento.

No capítulo 4 é então aplicada toda metodologia detalhada no capítulo anterior à um exemplo real de contratação de MUST para um ponto de conexão da distribuidora Light, responsável pelo fornecimento de energia elétrica no estado do Rio de Janeiro.

Neste capítulo, o processo e formulações são executados simulando a contratação dos valores de MUST para o ano de 2022, caso a metodologia tivesse sido aplicada na fase de assinaturas de contrato, no segundo semestre de 2021. Na sequência, os resultados de MUST determinados pela metodologia proposta nesta dissertação são comparados com os resultados reais de demanda máxima no ponto de conexão medidos no verão de 2022 para cálculo da assertividade da metodologia.

Também neste capítulo é apresentada uma análise financeira do impacto da aplicação da metodologia. É realizada uma comparação entre os valores de fato contratados pela distribuidora responsável, conforme sua atual metodologia de contratação da rede básica, e os valores propostos de contratação com o uso da metodologia aqui proposta.

Por fim, no capítulo 5 são relacionadas as conclusões sobre os resultados atingidos, finalizando a dissertação com as indicações de trabalhos futuros, no intuito da continuidade e aprimoramento para o tema e metodologia desenvolvida.

Capítulo 2 - Fundamentação e Regulamentação Nacional

Distribuidoras, grandes consumidores e centrais geradoras utilizam a rede de transmissão para suprir a carga instalada ou despachar a energia gerada, sendo importante garantir remuneração justa sobre o uso desta rede de transmissão, considerando a energia que percorre a Rede Básica, consumida ou gerada pelos agentes.

Especificamente para as distribuidoras, este uso é regulado pelo Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST). Este contrato é celebrado entre o ONS e o usuário da Rede Básica, com o objetivo de estabelecer os termos e as condições que regulam o uso das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica. Também prevê a administração, o responsável pela apuração e pela liquidação dos encargos estabelecidos, assim como, mecanismo de garantias associado ao contrato [27]. Os agentes de transmissão garantem a prestação do serviço mediante encargos, que são calculados através da multiplicação da TUST e pelo MUST [19].

2.1 Montante de Uso do Sistema de Transmissão

Os encargos relativos a transmissão, calculados através da TUST e do MUST. A ANEEL, através das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica [19], regulamenta os processos de contratação do MUST anual e para os quatro anos subsequentes, para cada ponto de interligação e postos tarifários determinados como horários de ponta e fora de ponta [28].

Para se obter os valores de fluxo passante nos pontos de interligação, são realizadas apurações mensais dos maiores valores registrados de cada ponto de conexão nas duas faixas horárias e são comparados aos valores contratados. Esta medição é realizada em períodos de 15 minutos, posteriormente integralizados para uma hora. Caso haja alguma identificação de valores fora do nível contratado, serão computados data e horário do evento. Dessa maneira, as resoluções normativas [19]–[21], determinam que os EUST sejam calculados, para cada ponto de conexão e regime tarifário, pelo produto entre a TUST e o MUST. Assim, o custo para cada ponto de conexão, caso não ocorram parcelas de ineficiência, é matematicamente expresso por (1).

$$EUST_{ANO} = \sum_{m=1}^{12} (TUST_P * MUST_P)_m + (TUST_{FP} * MUST_{FP})_m \quad (1)$$

Onde:

$EUST_{ANO}$: são os encargos de uso do sistema de transmissão associados aos MUST a serem remunerados por ponto de conexão para os 12 meses;

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

$MUST_{FP}$: é o MUST contratado, 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;

m : os meses vigentes em contrato.

As distribuidoras terão a eficiência da contratação de uso do sistema de transmissão apurada pelo ONS por horário de contratação e ponto de conexão, tanto para cenários de ultrapassagem de demanda (apuração mensal) quanto sobrecontratação de demanda (apuração anual) [19].

Caso ocorra, em algum período do mês, uma parcela de ineficiência de caráter de subcontratação, ou seja, caso o valor medido de fluxo de potência ativa seja maior que 110% do valor contratado, para cada posto tarifário, será computado no mês em análise uma penalidade mensal. Esta parcela é expressa por (2):

$$PIU_U = [3 * TUST_P * (MUST_{VP} - 1,1 * MUST_P)] + [3 * TUST_{FP} * (MUST_{VFP} - 1,1 * MUST_{FP})] \quad (2)$$

Onde:

PIU_U : é a parcela mensal de ineficiência de ultrapassagem, ou seja, por subcontratação a ser cobrada da distribuidora por 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;

$MUST_{VP}$: é o MUST verificado ponta, ou seja, demanda máxima mensal medida no ponto de conexão, no horário de ponta, no mês, em kW;

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

$MUST_{VFP}$: é o MUST verificado fora ponta, ou seja, demanda máxima mensal medida no ponto de conexão, no horário de fora de ponta, no mês, em kW;

$MUST_{FP}$: é o MUST contratado, vigente no mês, no período fora 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;

Já a parcela de ineficiência de caráter de sobrecontratação ocorre quando o valor máximo apurado de fluxo de potência ativa registrada ao longo de todo o ano é menor que 90% do valor contratado, para cada posto tarifário, em cada ponto de conexão. Caso ocorra um momento que o valor ultrapasse a margem inferior de contratação, a distribuidora não paga por essa parcela [19]. Após o encerramento do ano civil, o ONS apurará a máxima demanda medida no ano anterior e calculará o valor da parcela de ineficiência por sobrecontratação conforme equação (3):

$$PI_S = 12 * [(0,9 * MUST_P - D_{\max\ annual\ P}) * (TUST_P)] + 12 * [(0,9 * MUST_{FP} - D_{\max\ annual\ FP}) * (TUST_{FP})] \quad (3)$$

Onde:

PI_S : é a parcela de ineficiência por sobrecontratação, a ser cobrada da distribuidora por ponto de conexão, quando seu valor for maior que zero;

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

$D_{\max\ annual\ P}$: é a demanda máxima anual medida no ponto de conexão, no horário de ponta, em kW;

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

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

$D_{\max\text{ anual } FP}$: é a demanda máxima anual medida no ponto de conexão, no horário fora de ponta, em kW;

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

Para simplificar o entendimento, a Figura 2 apresenta o cálculo do EUST com a penalidade de ultrapassagem apurada mensalmente baseado em [25].

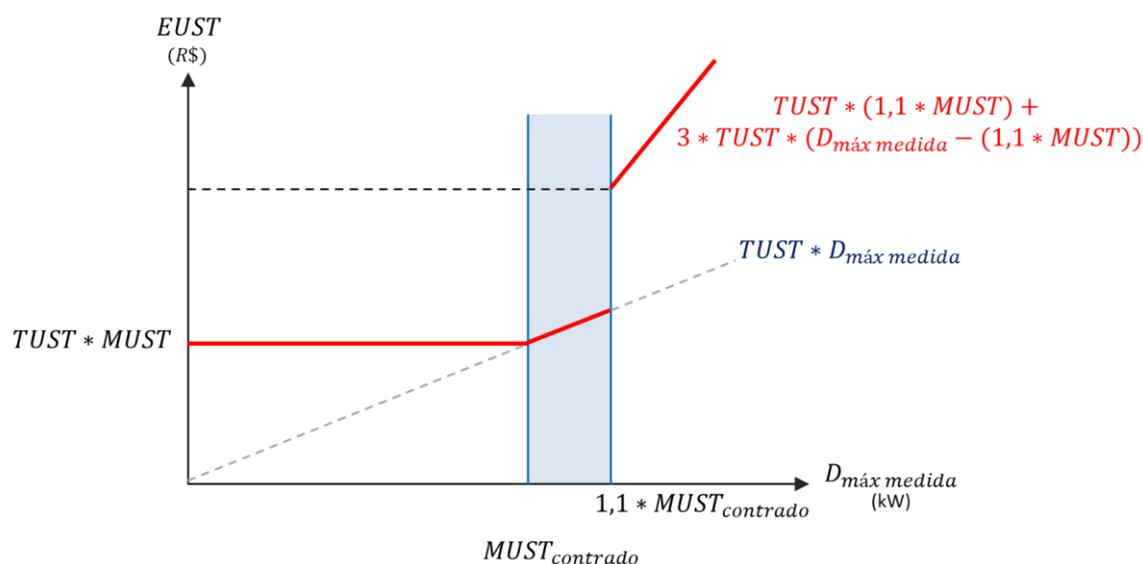


Figura 2- Simplificação do Cálculo mensal do EUST.

2.2 Contratação da Rede Básica

Conforme as próprias Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica da ANEEL [19], os MUSTs contratados pelas distribuidoras deverão ser os máximos montantes anuais de demanda de potência elétrica, por ponto de conexão e por horário de contratação (ponta e fora ponta).

Caso o problema de determinação do MUST fosse um problema determinístico, ou seja, as demandas futuras de cada ponto de conexão fossem conhecidas, modelos matemáticos de otimização seriam capazes de fornecer o valor ótimo exato a ser contratado

sem muita dificuldade. No entanto, pelo fato de não ser possível determinar o valor exato, distribuidoras do Brasil normalmente utilizam procedimentos heurísticos na tentativa de prever as demandas máximas para cada ponto de conexão, baseando-se no histórico de dados e na experiência dos funcionários, para assim determinar os valores de MUST a serem contratados [24].

Idealmente, o MUST estabelecido na contratação deveria ser aquele para o qual não há excesso de contratação (pagamento acima do demandado no ponto de conexão), nem sobrecontratação (pagamento por uso acima do permitido). No entanto, considerando que o MUST contratado é válido por 12 meses (um ano), e as demandas são observadas mensalmente, cada mês haverá sempre falta ou excesso no uso da transmissão. Isso ocorre porque as demandas dependem do comportamento da carga, despachos das gerações e outros fatores aleatórios.

Pode-se concluir, portanto, que o cálculo do MUST ótimo deve ser entendido como uma busca de valores contratuais que minimizem os encargos pagos pelas concessionárias e não como tentativa de estabelecer o valor para o qual não há qualquer ultrapassagem ou sobrecontratação [25].

Uma alternativa para otimizar a contratação do MUST seria estabelecer a contratação igual à demanda máxima mensal, dividida pela tolerância regulatória. Nesta estratégia, a distribuidora usufrui e se beneficia do texto regulatório, contratando um valor dentro dos limites impostos por esta regulamentação e garantindo economia para os períodos de menor demanda. Entretanto, esta estratégia gera alto custo para as distribuidoras.

Sob a ótica da modelagem do sistema, o cenário nacional apresenta um sistema de potência cada vez mais complexo o que dificulta a análise para a contratação. Além disso, não existe um procedimento padrão para averiguar o comportamento nos pontos de interligação, visto que cada ponto de conexão com o SIN possui características próprias. Os fatores climáticos e econômicos, bem como o perfil de consumo dos clientes e manutenções programadas, evidenciam a pluralidade dos cenários. Por isso, quanto maior o número de simulações de fluxo de potência realizadas, menor a possibilidade de uma contratação equivocada [29].

Para o estudo de contratação da Rede Básica, deve ser respeitado o critério de segurança, que significa considerar cenários de operação do sistema elétrico com alguma contingência. Esta contingência significa a perda de um elemento elétrico como gerador, linha de transmissão ou transformador. Estes cenários são importantes, visto que tais contingências podem interferir diretamente no fluxo elétrico dos pontos de contratação [30].

Além disso, também devem ser simulados diferentes cenários de injeção de potência das usinas dentro e próximas das áreas de concessão das distribuidoras, além de diferentes valores de carga instalada considerando situações climáticas, econômicas e políticas.

Outro ponto a se considerar é de que os valores contratuais de MUST são utilizados pelo ONS e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para simular estudos de futuras expansões e melhorias do SIN [24]. Portanto, para além dos impactos financeiros relacionados às penalidades para as distribuidoras, a contratação indevida do MUST não é benéfica para o sistema como um todo.

Conforme explicado, como os fluxos de potência nos pontos de conexão tendem a ter um comportamento incerto, ocorre uma dificuldade na definição do valor ideal para contratação da Rede Básica. Nessa dissertação serão apresentadas formulações matemáticas para apoiar a tomada de decisão, incluindo sua aplicação com dados reais de uma distribuidora.

Capítulo 3 - Metodologia

Neste capítulo será detalhada a metodologia proposta para auxiliar as distribuidoras de energia do Brasil na contratação da Rede Básica. Como vantagem, esta metodologia depende de informações de entrada já disponíveis para as distribuidoras. Também utiliza o conhecimento e experiência sobre o comportamento do SIN dos profissionais.

A metodologia se aplica a um ponto de conexão por vez. Após escolhido o ponto de conexão a ser estudado, devem ser levantados os elementos do sistema de transmissão que mais influenciam na demanda do ponto de conexão. Por elementos de rede podem ser considerados: usinas, linhas de transmissão e transformadores

Adicionalmente, devem ser determinados os cenários operativos mais representativos para o ponto de conexão. Ou seja, as combinações das configurações dos elementos de rede no sistema elétrico que serão empregadas para produzir os resultados de fluxos de potência no software ANAREDE. Exemplos de cenários operativos: a) cenário de baixa geração térmica, ou seja, usinas térmicas sem injeção de energia; b) cenário de impedimento de uma linha de transmissão para manutenção.

Paralelamente, devem ser levantados os históricos de comportamento destes elementos de rede, que serão utilizados para calcular probabilidade de ocorrência destes comportamentos. Por históricos de comportamento podem ser entendidas as leituras de potência injetada de uma usina, o tempo de impedimento de uma linha, ou outros exemplos.

Na sequência, as demandas calculadas pelo programa de fluxo de potência para o ponto de conexão estudado, em cada cenário operativo, serão então combinadas com os resultados de probabilidade de ocorrência dos comportamentos dos elementos de rede para determinação do valor de MUST sugerido para contratação.

O fluxo apresentado na Figura 3 resume o passo a passo para a definição do valor de MUST em cada ponto de conexão. Nos próximos itens será apresentado o detalhamento de cada etapa deste fluxo.

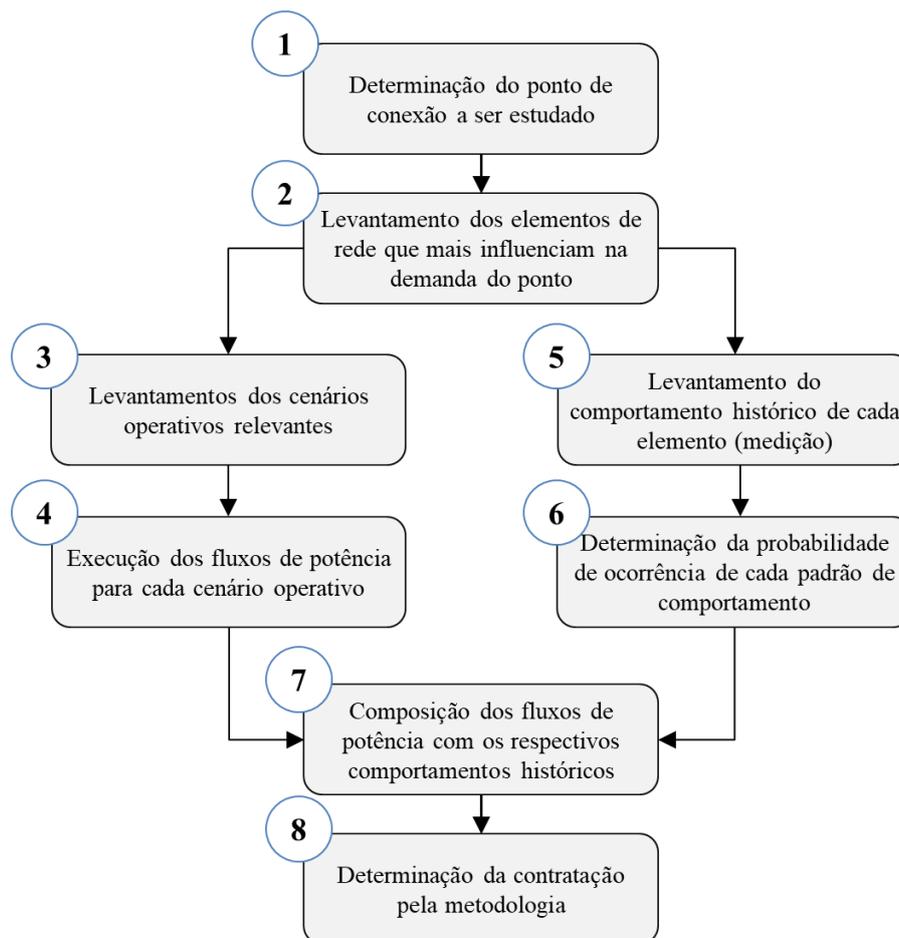


Figura 3 – Fluxo da Metodologia

3.1 Determinação do ponto de conexão

Conforme as Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica publicadas pela ANEEL [19], os pontos de conexão a serem considerados para a contratação dos MUSTs por distribuidoras são as fronteiras com a Rede Básica ou com as Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso compartilhado entre distribuidoras, a partir dos quais elas demandem potência elétrica. As DIT, assim como o sistema denominado Rede Básica, são instalações de transmissão pertencentes às empresas que receberam outorga da União para prestar o serviço público de transmissão de energia elétrica. A Resolução Normativa Aneel nº 67 [31], estabelece a diferença entre Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão (DIT):

- **Rede Básica:** linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV e transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230

kV e tensão secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário.

- **DIT:** Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo; e linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

A determinação do ponto de conexão a ser estudado é a primeira etapa desta metodologia pois, para cada ponto de conexão, existirão cenários diferentes para avaliação dos valores de MUST, conforme será detalhado na sequência.

Cada ponto será tratado individualmente até a obtenção do valor sugerido pela metodologia de cálculo do MUST no horário de ponta e fora ponta. No entanto, levantamentos históricos e resultados de fluxos de potência que servirem para um ponto de conexão também poderão ser reaproveitados para outros pontos de conexão.

Este trabalho irá focar todo processo na contratação do MUST de um ano, porém, como explicado nos capítulos anteriores, a distribuidora realiza a contratação para os quatro anos seguintes ao ano de assinatura do contrato. Assim, a metodologia é aderente a esta realidade à medida que os usuários da metodologia atualizem as previsões de carga e topologia da rede para os anos seguintes.

3.2 Elementos de rede

A segunda etapa da metodologia proposta é o levantamento dos elementos de rede cuja configuração afeta diretamente a demanda do ponto de conexão determinado. Por elementos de rede são considerados: usinas, linhas de transmissão e transformadores.

Este levantamento tem o propósito de trazer luz para estes elementos que terão, em um primeiro momento, seus históricos de funcionamento levantados e, posteriormente, simulados no fluxo de potência, de forma a auxiliar a definição dos valores de MUST do ponto de conexão.

Os elementos relevantes para a demanda do ponto de conexão escolhido podem estar localizados fora da área de concessão da distribuidora. Nesse sentido, é significativa a experiência dos engenheiros da distribuidora e sua sensibilidade sobre os fatores externos

que influenciam o comportamento da rede. Como exemplo, a Figura 4 e a Figura 5 apresentam alguns dos elementos de rede relevantes para área do Rio de Janeiro, o primeiro com as linhas de transmissão e o segundo com as usinas [18].

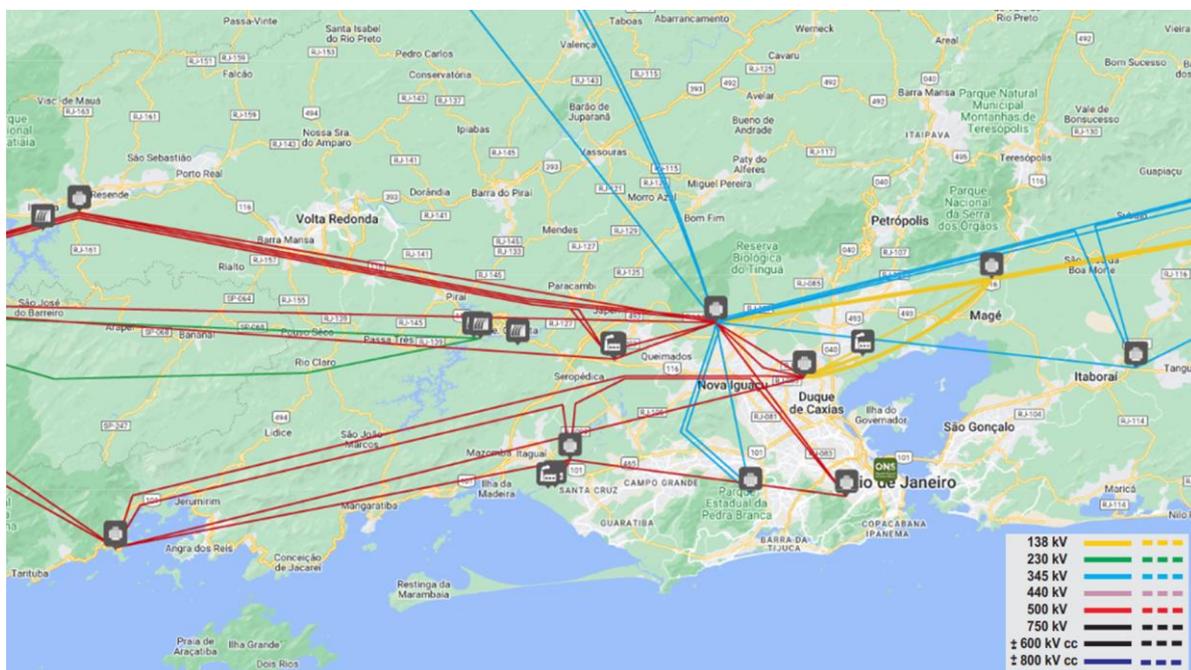


Figura 4 – Mapa geográfico da Transmissão Rio de Janeiro

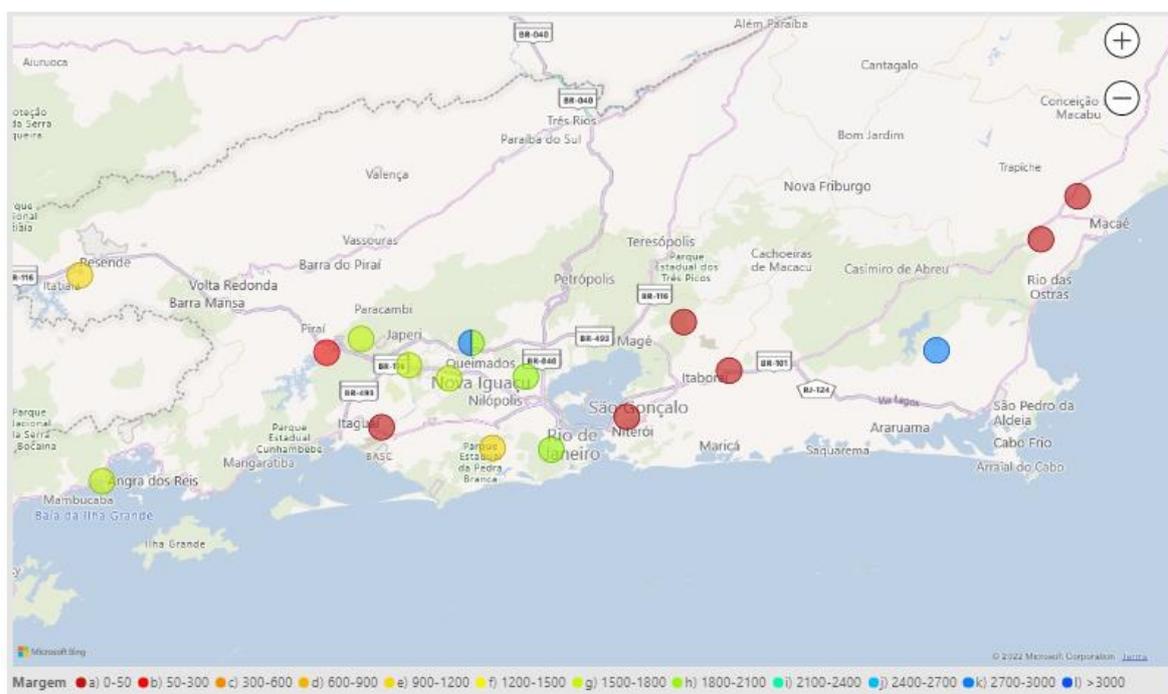


Figura 5 – Mapa Indicativo da Capacidade Remanescente do SIN Rio de Janeiro

3.3 Cenários operativos

O sistema elétrico brasileiro atualmente é operado de forma centralizada pelo ONS, que determina quando e quanto cada usina irá produzir, com base em modelos computacionais oficiais. Estes modelos empregam técnicas de programação dinâmica estocástica para obtenção dos valores ótimos de operação do SIN. Estes programas também determinam os preços no mercado spot considerando o custo de oportunidade da energia potencial armazenada nos reservatórios hidrelétricos e os custos marginais de operação das termelétricas [32].

Em função do potencial hídrico existente, em geral, o Brasil utiliza a energia termoelétrica de forma estratégica, despachando estas usinas normalmente quando há diminuição de água nos reservatórios, provocada pela carência de chuvas nas represas que abastecem as usinas hidrelétricas [33]. Em comparação com usinas hidrelétricas, as termoelétricas são mais rápidas para serem construídas, podendo ser instaladas em locais próximos as regiões de consumo, reduzindo o custo com linhas de transmissão.

Dado que a maior parte da energia do sistema elétrico brasileiro é derivada de usinas hidrelétricas, as autoridades consideraram o despacho centralizado essencial para garantir os ganhos sinérgicos da operação hidrelétrica coordenada. Nesse contexto, ocorre uma falta de autonomia operacional dos produtores de energia.

Para além do despacho das usinas no país, o ONS também é responsável por executar, autorizar e supervisionar as manobras e serviços programados ou emergenciais do sistema elétrico de transmissão. Outras responsabilidades do ONS são realizar o monitoramento do mesmo, bem como atuar efetivamente no restabelecimento do sistema elétrico em caso de contingências simples e generalizadas [34], [35]. Estas atividades são executadas em tempo real e visam assegurar a integridade de pessoas e instalações, garantindo a confiabilidade do sistema, a continuidade e qualidade do fornecimento.

O ONS também pode realizar manobras com objetivo de adaptar a rede de transmissão à variação da carga, ou seja, variação da demanda de energia ao longo do dia [33]. No sistema elétrico interligado, sabe-se que a variação de carga se dá sob a forma de uma rampa cuja inclinação é ditada pelos limites físicos das unidades geradoras que variam de acordo com o tipo de geração.

Considerando todas essas características estruturais e operacionais do SIN, é seguro identificar a complexidade de se determinar os valores ideais para contratação do MUST nos pontos de fronteira entre a Rede Básica ou DIT e a rede das distribuidoras de energia.

Na circunstância atual, é difícil para as distribuidoras estabelecerem um único panorama de operação do sistema, quando não são elas as responsáveis pelo despacho das usinas ou operação do SIN. Desta forma, é necessário mapear as principais possibilidades operativas existentes e avaliar o impacto destas alternativas em cada ponto de conexão para contratação.

O levantamento dos cenários operativos, proposto nesta etapa da metodologia, consiste em preparar os casos que serão reproduzidos no software de fluxo de potência. Cada caso irá apresentar uma configuração dos elementos de rede relevantes definidos no item 3.2. Por configuração pode ser entendido um estado operativo como ligado ou desligado, ou uma fonte geradora operando com determinado valor de injeção de energia. Em resumo, os cenários operativos são combinações possíveis de características de cada equipamento da rede definido como importante para contratação do ponto de conexão escolhido.

É claro que, quanto mais complexo o sistema, mais variações de cenários existirão. No entanto, a experiência vai determinar aspectos mais relevantes e aqueles que não tragam impactos relevantes nos resultados de fluxo de potência. A quantidade de cenários operativos é livre dentro desta metodologia. No entanto, quanto mais cenários operativos, mais processos de cálculo dos fluxos de potência deverão ser executados e mais tempo será necessário para obtenção dos valores finais.

3.4 Fluxo de potência

Para o fluxo de potência é aplicado o programa de Análise de Redes conhecido como ANAREDE, software desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) que possibilita realizar estudos de operação em tempo real e planejamento de sistemas elétricos de potência em regime permanente. O programa consiste na integração de programas de análise de fluxo de potência, equivalência de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão, despacho de potência ativa e fluxo de potência continuado [36].

Nesta etapa do processo proposto pela metodologia, simulações dos vários cenários operativos, definidos na etapa anterior, são realizadas com o intuito de analisar o estado da rede para diferentes configurações de carga, de geração ou de contingências, como perda de linhas ou transformadores da Rede Básica ou DIT. Também é possível simular configurações

previstas no futuro, como a entrada de novas linhas, barras e gerações contempladas no planejamento do sistema.

Para a simulação dos cenários operativos no software de fluxo de potência são utilizados os casos emitidos e divulgados pelo ONS no PARPEL – Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo, que tem horizonte de cinco anos [16]. Estes arquivos, disponibilizados pelo Operador, contemplam a rede elétrica planejada com adequações de topologia previstas nas obras do setor no horizonte indicado e a previsão de carga determinada pelas distribuidoras e clientes previamente informadas ao ONS. Nesta etapa do processo, os fluxos de potência apresentam os resultados de demanda no ponto de conexão já considerando a carga futura, prevista nos próximos anos, e também considerando a topologia de rede determinada no planejamento do SIN.

Os resultados obtidos são associados aos cenários operativos definidos na etapa anterior. Para cada cenário operativo deverá ser simulado tanto o resultado para carga no horário de ponta, quando para carga no horário fora ponta. Desta forma, o resultado será uma relação de resultados de demanda para cada variação dos elementos da rede, para cada carga horária do contrato.

Como exemplo, caso seja determinado pelos especialistas que duas usinas geradoras de energia (Usina *a* e Usina *b*) são relevantes para a contratação do ponto de conexão *x*, dois cenários operativos poderiam ser delimitados. O primeiro com a Usina *a* gerando em sua capacidade máxima e a Usina *b* não gerando energia e, o segundo cenário, o contrário, ou seja, a Usina *a* não gerando energia e a Usina *b* gerando em sua capacidade máxima. Outro cenário operativo possível para este exemplo seria aquele em que ambas as usinas estivessem gerando em sua capacidade máxima e outro cenário em que ambas não estão gerando energia.

Ainda para o exemplo, caso seja determinado que o comportamento de mais de duas usinas impacta na contratação de um ponto de conexão, a quantidade de combinações possíveis para estas características de operação cresce consideravelmente. Este fato destaca a importância do levantamento dos principais cenários operativos pela experiência dos responsáveis pela contratação, de maneira a limitar a quantidade de fluxos de potência e com isso reduzir o tempo de processamento.

3.5 Comportamento histórico (medição)

Para sequência na metodologia e conforme consta no fluxo do processo proposto na Figura 3, a etapa de levantamento do comportamento histórico dos elementos de rede pode ser realizada em paralelo com as etapas descritas nos itens 3.3 e 3.4 deste capítulo. Esta etapa de levantamento do comportamento histórico dos elementos do sistema elétrico consiste em utilizar as informações disponíveis no banco de dados da distribuidora ou do ONS, para alimentar a base para o cálculo das probabilidades conforme item a seguir.

O tempo de apuração para o passado deverá ser determinado pelos responsáveis do estudo e depende do que está disponibilizado nos bancos de dados acessível e na experiência dos engenheiros. Pode ser levantado, por exemplo, o comportamento histórico dos últimos doze meses, ou dos últimos cinco anos, ou do último verão. O período determinado pelos especialistas não interfere na metodologia, ou seja, a metodologia irá funcionar para qualquer período proposto.

Uma vez determinados os elementos de rede relevantes (vide item 3.2) para o ponto de conexão escolhido, conforme item 3.1, e após levantamento do histórico do comportamento (medição) disponível, deverá ser estimada a probabilidade de ocorrência das possíveis variações de comportamento deste elemento de rede de acordo com o histórico levantado.

Para cada tipo de elemento da rede, as variações de seu comportamento poderão ser determinadas de formas diferentes. Caso o elemento de rede seja uma fonte de energia, por exemplo, uma usina ou uma barra importante do sistema, o comportamento pode ter sua variação definida por faixas de potência injetada conforme medições realizadas em campo pelo período de tempo escolhido e disponível no banco de dados. Essas faixas de potência injetada poderão ser divididas entre zero e a potência máxima instalada na usina ou capacidade máxima de injeção da barra.

Caso o elemento de rede seja uma linha de transmissão, o comportamento pode variar entre a situação operativa disponível e indisponível, sejam por questões de manobras, manutenção ou emergência. Seja qual for a variação de comportamento definida, a probabilidade deste comportamento ocorrer deverá ser determinada pelo histórico e, para cada possibilidade ou faixa, deverá ser atribuído um valor percentual proporcional.

A soma de todos os percentuais que representam a probabilidade de ocorrência de um comportamento por um período pré-definido deverá ser igual à 100%. Então, é possível

afirmar que o percentual de ocorrência de um determinado comportamento (x) equivale à soma de todas as vezes que este comportamento se repetiu dividido pela quantidade total de pontos dentro da leitura obtida para representar este comportamento histórico, conforme equação 4:

$$H_{el\ x\ \%} = \frac{m_{el\ x}}{M_{el}} \quad (4)$$

Na expressão 4:

- el : equivale à um elemento da rede elétrica apontado como relevante para o estudo da definição do MUST de um determinado ponto de conexão;
- x : equivale às variações de comportamento possíveis para este elemento (el);
- M_{el} : equivale à quantidade total de eventos históricos do comportamento do elemento (el) levantado no banco de dados disponível para o estudo;
- $m_{el\ x}$: equivale à quantidade de eventos com a característica da variação (x) para o histórico do comportamento do elemento (el) levantado e;
- $H_{el\ x\ \%}$: equivale ao percentual de ocorrência da variação (x) para o histórico do comportamento do elemento (el) levantado.

Conforme apresentado na equação 5, a soma de todos os percentuais das variações de comportamento de um mesmo elemento de rede deve ser igual à 100%. Ou seja, as variações definidas devem dar conta de todas as possibilidades identificadas no banco de dados histórico analisado:

$$\sum_1^x H_{el\ x\ \%} = 100\% \quad (5)$$

Exemplificando, seja o elemento de rede uma linha de transmissão e as variações de comportamento desta linha sejam os estados operativos ligado e desligado. Se o levantamento histórico de análise do comportamento desta linha for um banco de dados referente à 180 dias de medição de tensão e corrente, com intervalos integralizados de 15 em 15 minutos, haveria então um total 17.280 leituras. Se, deste total, fossem observadas 1.728 leituras que apontaram que a linha se encontrava desligada e as demais leituras apontaram que a linha se encontrava ligada, é possível dizer que o percentual histórico do

comportamento desligado equivale à 10%, enquanto o percentual histórico para o comportamento ligado seria igual à 90%.

Em concordância com o que foi elucidado no início deste item, caso o elemento de rede seja uma usina ou barra importante para o sistema (fonte), o comportamento histórico será definido como faixas de potência desta fonte. Considerando que:

- x : quantidade de faixas de potência injetada pelo elemento (el) definida pelo usuário da metodologia;
- $Pot_{máx\ el}$: potência / capacidade máxima desta fonte em MW;
- $Pot_{mín\ el}$: potência / capacidade mínima desta fonte, igual à 0 MW ou igual à inflexibilidade¹;
- β : valor do degrau (em MW) das faixas de potência injetada pelo elemento (el), definido de acordo com a quantidade de faixas determinada;

$$\beta = \frac{Pot_{máx\ el} - Pot_{mín\ el}}{x} \quad (6)$$

Considerando ainda que:

- $Lim_{mín\ x}$: valor mínimo de potência em MW da faixa (x);
- $Lim_{máx\ x}$: valor máximo de potência em MW da faixa (x);

$$Lim_{mín\ x} = (x - 1) * \beta \quad (7)$$

$$Lim_{máx\ x} = x * \beta \quad (8)$$

Exemplificando, se o elemento de rede relevante for uma usina, sem inflexibilidade, com potência total instalada igual à 400MW e a quantidade de faixas (x) for definida em 4, então o valor do degrau da faixa (β) seria igual à 100MW. A primeira faixa teria um intervalo de 0MW até 100MW, a segunda de 100MW até 200MW, a terceira de 200MW até 300MW e a última de 300MW até 400MW.

¹ Inflexibilidade de geração é o valor de despacho mínimo e obrigatório pelo ONS de uma usina termoeétrica, declarado pelo agente proprietário para atender requisitos deste. Este valor é considerado no planejamento do setor pelo ONS [50], [51].

Ainda para este exemplo, se o comportamento histórico hipotético levantado fosse de 180 dias nos quais a usina operou por 150 dias na capacidade máxima e 30 dias desligada para manutenção, então o $H_{el\ 1\ \%}$ (percentual de medições na primeira faixa) seria igual à 16,67% (30/180), o $H_{el\ 4\ \%}$ (percentual de medições na quarta faixa) seria igual à 83,33% (150/180) e os $H_{el\ 2\ \%}$ e $H_{el\ 3\ \%}$ seriam iguais à 0% pela não ocorrência de nenhuma medição nesses intervalos das faixas pré-definidas no histórico obtido.

3.6 Composição da probabilidade com os fluxos

A etapa de composição dos valores de demanda tem como objetivo encontrar um valor único de demanda para cada faixa horária (ponta e fora ponta) que concilie os resultados dos fluxos de potência, executados conforme item 3.4, e os resultados das probabilidades de ocorrência do comportamento de cada elemento de rede relevante para o estudo, conforme levantado no item 3.5.

Nesta etapa, o objetivo é encontrar um valor de demanda para nortear a contratação da Rede Básica pelos especialistas das distribuidoras, tendo como base tanto a previsão de carga e topologia do SIN (futuro), quanto o histórico do comportamento dos elementos de rede envolvidos no estudo de cada ponto de conexão (passado).

Para determinar este valor único, será importante relembrar o conceito de cenário operativo descrito no item 3.3. O cenário operativo é uma combinação de características dos elementos de rede. Por característica do elemento pode ser entendido como seu estado operativo (ligado ou desligado), ou uma fonte geradora operando com determinado valor de injeção de energia.

Para cada cenário operativo será atribuído o valor de demanda no período de ponta e no período fora ponta, obtido através do fluxo de potência executado para as respectivas previsões de carga por faixa horária, conforme item 3.4.

Em seguida, para cada cenário operativo será calculado um peso e, com esses valores de peso, que visam estimar a probabilidade de ocorrência deste cenário, será definido um valor final de demanda para o ponto de conexão em cada faixa horária. As equações a seguir complementam a compreensão da metodologia.

Sejam as seguintes definições:

- y : cenários operativos;
- x : variações de comportamento possíveis para este elemento (el);

- $H_{el\ x\ \%}$: percentual de ocorrência da variação (x) para o histórico do comportamento do elemento (el) levantado e;
- $H_{el\ \%y}$: percentual de ocorrência da variação (x) para o histórico do comportamento do elemento (el) levantado considerando a variação (x) que representa o estado do elemento (el) para determinado cenário operativo (y).

A composição de todos os elementos integrantes do cenário é dada por:

$$Tot_y = \sum_1^{el} H_{el\ \%y} \quad (9)$$

Onde:

- **Tot_y** : é soma de todos os percentuais de ocorrência do comportamento histórico de cada elemento de rede considerado relevante para este cenário de estudo do ponto de conexão em questão ($H_{el\ \%y}$).

Assim, o peso associado com a probabilidade do cenário operativo (y) é dado por:

$$Peso_{y\ base\ 1} = \frac{Tot_y}{\sum_1^y Tot_y} \quad (10)$$

3.7 Determinação da contratação pela metodologia

Nesta última etapa do processo a metodologia proposta faz uso da média ponderada da demanda estimada em cada cenário. Os pesos calculados na seção 3.6 são utilizados como ponderadores de cada cenário.

Matematicamente, sejam as seguintes definições para cada ponto de conexão:

- $D_{y\ p}$: demanda (MW) no horário de ponta para o cenário operativo (y);
- $D_{y\ fp}$: demanda (MW) no horário fora ponta para o cenário operativo (y).

Assim, a contribuição de cada cenário para o cálculo do MUST é dada por:

$$MUST_{y\ p} = D_{y\ p} * Prob_{y\ base\ 1} \quad (11)$$

$$MUST_{yfp} = D_{yfp} * Prob_{ybase1} \quad (12)$$

Onde:

- $MUST_{yp}$: parcela do valor final de demanda (MW) proporcional relativa ao cenário operativo (y) para o horário de ponta e;
- $MUST_{yfp}$: parcela do valor final de demanda (MW) proporcional relativa ao cenário operativo (y) para o horário fora ponta.

O $MUST$ do ponto de conexão para cada horário é dado por:

$$MUST_p = \sum_1^y MUST_{yp} \quad (13)$$

$$MUST_{fp} = \sum_1^y MUST_{yfp} \quad (14)$$

Onde:

- $MUST_p$: demanda final (MW) proposta pela metodologia que considera a integração dos valores simulados no fluxo de potência para cenário operativo (y) e respectivos pesos referentes aos históricos de comportamento dos elementos de rede relevantes, no horário de ponta e;
- $MUST_{fp}$: demanda final (MW) proposta pela metodologia que considera a integração dos valores simulados no fluxo de potência para cenário operativo (y) e respectivos pesos referentes aos históricos de comportamento dos elementos de rede relevantes, no horário fora ponta.

Capítulo 4 - Resultados

Neste capítulo, a metodologia será aplicada a um caso real da distribuidora Light S.E.S.A. responsável pelo fornecimento de energia elétrica para 4 milhões de clientes em 31 municípios do Estado do Rio de Janeiro, inclusive a capital [37]. A Light possui 10 pontos de conexão com a Rede Básica / DIT, conforme é possível observar na Figura 6.

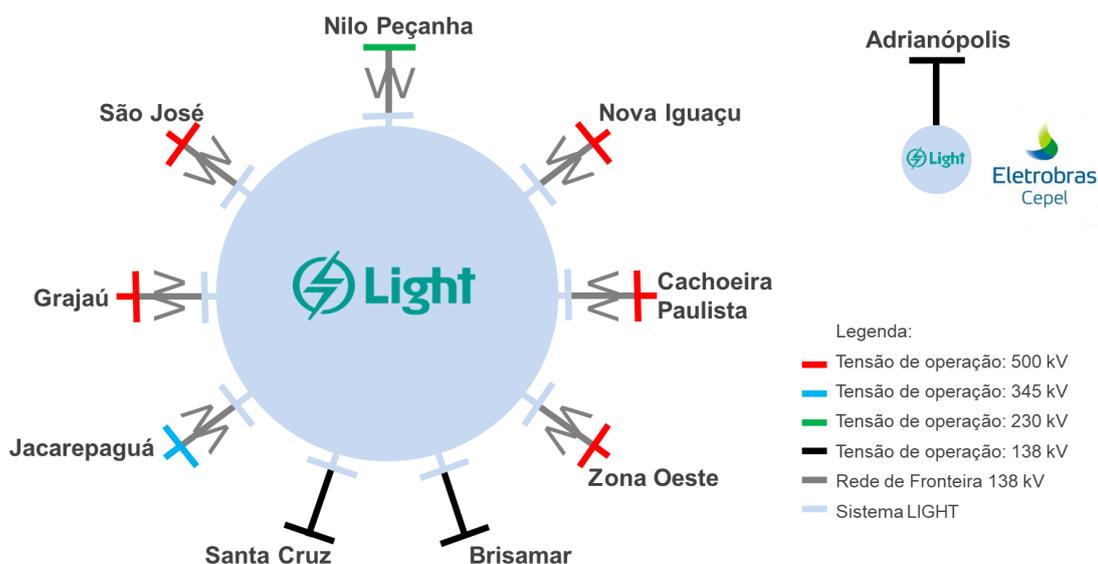
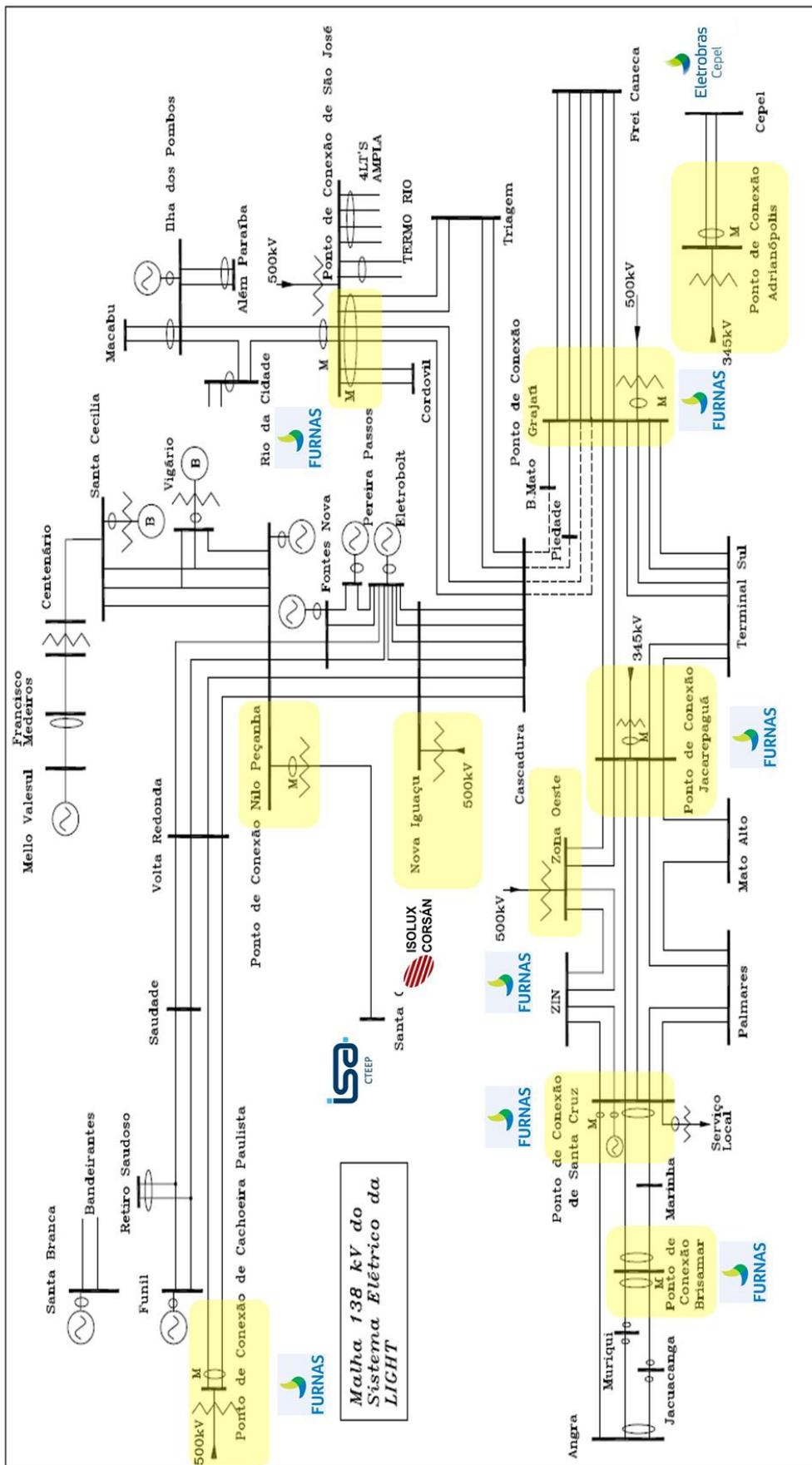


Figura 6 – Pontos de Fronteira da Distribuidora

A rede de transmissão da distribuidora é na tensão 138kV e possui diversos anéis. Essa característica, somada à grande quantidade de usinas dentro da área de concessão ou próximas e a variação de carga, justificam a complexidade do processo de contratação da rede básica para a distribuidora.

A Figura 7 apresenta, de forma reduzida e simplificada, as conexões entre os pontos de conexão da distribuidora pelo sistema interno de 138kV.



Para comparar os resultados da metodologia proposta com a prática, será simulada a contratação da rede básica para o ano de 2022, trabalho este normalmente realizado no segundo semestre do ano anterior (2021). Desta forma, será possível comparar os valores de MUST propostos pela metodologia, os valores de MUST contratados pela distribuidora no atual processo heurístico praticado e os valores medidos de demanda no verão de 2022.

4.1 Ponto de conexão

O ponto de conexão selecionado para aplicação da metodologia foi a subestação Jacarepaguá de Furnas. A subestação possui cinco transformadores de 225MVA com relação de transformação de 345kV/138kV. O barramento de 138kV é o ponto de conexão com a Light e todas as linhas de transmissão em 138kV na saída da subestação suprem carga desta distribuidora. A escolha desta subestação teve o objetivo de explorar o potencial da metodologia, uma vez que a contratação do MUST de Jacarepaguá é considerada a mais complexa pelos especialistas da distribuidora devido à quantidade de variáveis de impacto e diferença nos valores de demanda calculada pelos fluxos de potência conforme variações nos cenários operativos.

4.2 Elementos de rede

São vários os elementos de rede cuja variação de comportamento impactam na contratação do ponto de conexão de Jacarepaguá, no entanto, os principais estão listados na sequência:

- **Usina Termelétrica de Santa Cruz:** possui capacidade instalada de 350 MW, distribuídos por duas unidades geradoras a gás. Localizada à margem direita do Canal de São Francisco, na região do Polo Industrial de Santa Cruz no município do Rio de Janeiro, dentro da área de concessão da Light, a usina pertence à Furnas e se classifica como uma DIT [38].

- **Usina Termelétrica Termomacaé:** localizada no município de Macaé, a usina possui potência instalada de 912 MW, com 20 turbinas movidas à gás natural [39]. A usina injeta energia pelo sistema de 345kV, assim como a usina Norte Fluminense.
- **Usina Termelétrica Norte Fluminense:** também localizada no município de Macaé, fora da área de concessão da distribuidora, a planta de ciclo combinado possui uma capacidade instalada de 861 MW, que utiliza o gás natural produzido na Bacia de Campos como combustível e opera com três turbinas a gás e uma a vapor [40].
- **Usina Termelétrica GNA I:** Localizada no município de São João da Barra (RJ), a UTE GNA I iniciou sua operação no segundo semestre de 2021. É composta por 3 turbinas a gás e 1 turbina a vapor que, juntas, são responsáveis por gerar 1,3 GW em ciclo combinado. A energia gerada pela UTE GNA I é conectada ao SIN por meio de uma linha de transmissão de 345 kV de, aproximadamente, 52 km de extensão, na subestação de Campos dos Goytacazes, dentro da área de concessão da Enel Rio [41].
- **Bipolo Xingu – Terminal Rio:** O sistema de transmissão compreende o Bipolo 1 (Xingu - Estreito) e o Bipolo 2 (Xingu - Terminal Rio), com tensão em corrente contínua de ± 800 kV e capacidade de transmissão de 4.000 MW. Com extensão aproximada de 2.534km, o Bipolo se conecta na Subestação do grupo State Grid denominada Terminal Rio, localizada no município de Seropédica no Rio de Janeiro, onde é feita a transformação para o sistema de 500kV [42].

A Figura 8 apresenta a configuração resumida da rede com destaque para Subestação Jacarepaguá e demais elementos de rede listados.

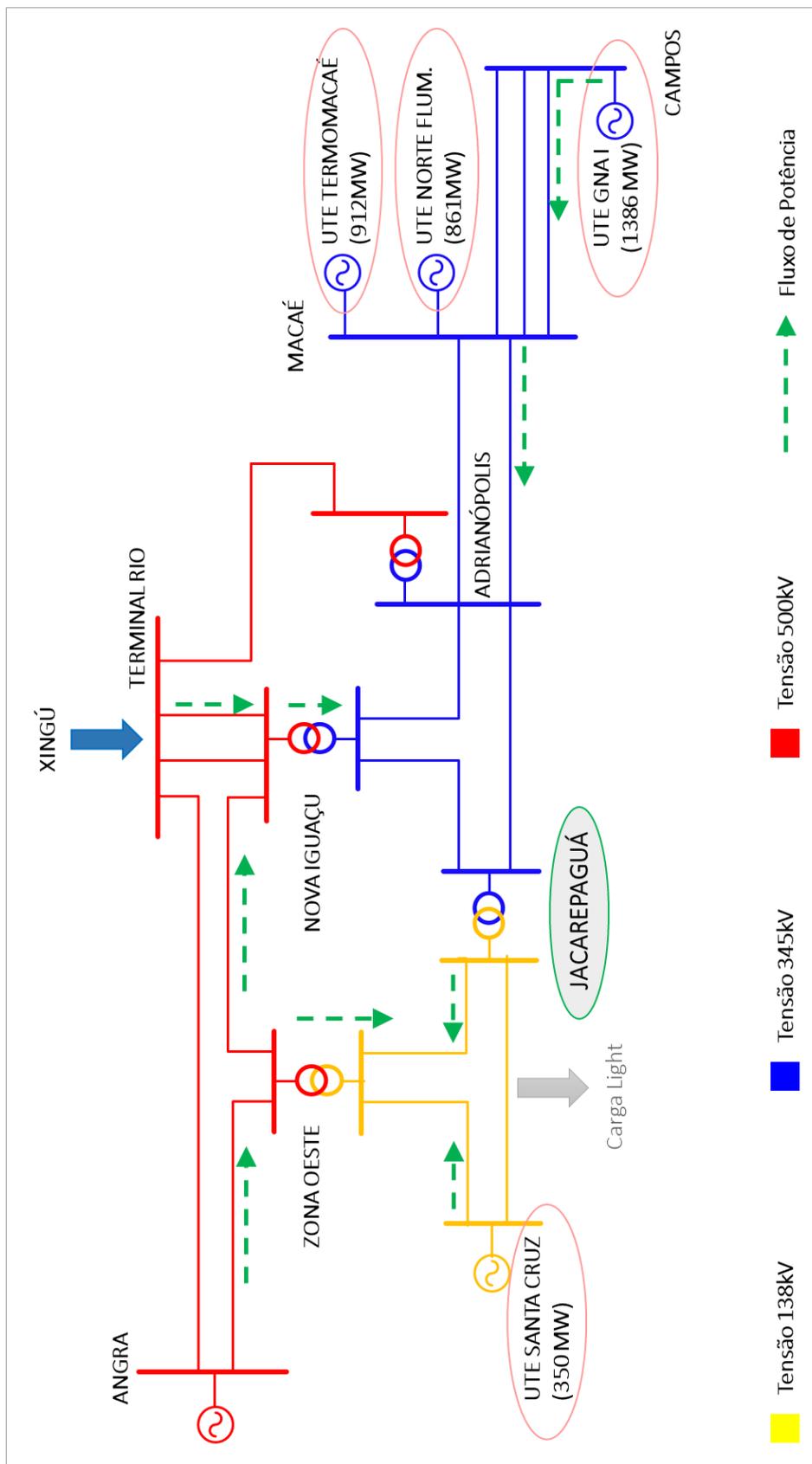


Figura 8 – Unifilar da Rede Elétrica – Jacarepaguá

4.3 Cenários operativos

Conforme abordado no item 3.3, os cenários operativos consistem nas combinações das possíveis características de cada elemento de rede definidos como impactantes na contratação do ponto de conexão escolhido.

A quantidade de combinações possíveis crescem de acordo com a quantidade de elementos de rede e suas respectivas variações de comportamento. Por isso a importância da avaliação dos especialistas para escolha dos cenários mais relevantes, que explorem o ponto de conexão e reflitam as condições de maior e menor demanda de forma representativa.

Na Tabela 1 estão detalhadas as sete condições consideradas mais representativas.

Tabela 1 – Cenários Operativos – Jacarepaguá

Cenário (y)	Descrição do Cenário	Descrição do Cenário Reduzida
1	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Santa Cruz desligada; ◦ Termomacaé desligada; ◦ Norte Fluminense na inflexibilidade; ◦ GNA I desligada; ◦ Bipolo com injeção mínima de energia (10%). 	Scruz-0_TM-0_Nflu-Inflex_GNA-0_Bipolo-Min
2	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Santa Cruz desligada; ◦ Termomacaé desligada; ◦ Norte Fluminense na inflexibilidade; ◦ GNA I desligada; ◦ Bipolo com injeção máxima. 	Scruz-0_TM-0_Nflu-Inflex_GNA-0_Bipolo-Max
3	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Santa Cruz com injeção máxima; ◦ Termomacaé desligada; ◦ Norte Fluminense na inflexibilidade; ◦ GNA I desligada; ◦ Bipolo com injeção máxima. 	Scruz-Max_TM-0_Nflu-Inflex_GNA-0_Bipolo-Max
4	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Santa Cruz desligada; ◦ Termomacaé com injeção máxima; ◦ Norte Fluminense com injeção máxima; ◦ GNA I com injeção máxima; ◦ Bipolo com injeção mínima de energia (10%). 	Scruz-0_TM-Max_Nflu-Max_GNA-Max_Bipolo-400

5	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Santa Cruz com injeção máxima; ◦ Termomacaé com injeção máxima; ◦ Norte Fluminense com injeção máxima; ◦ GNA I com injeção máxima; ◦ Bipolo com injeção máxima. 	Scruz-Max_TM- Max_Nflu-Max_GNA- Max_Bipolo-Max
6	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Santa Cruz desligada; ◦ Termomacaé com injeção máxima; ◦ Norte Fluminense com injeção máxima; ◦ GNA I com injeção máxima; ◦ Bipolo com injeção máxima. 	Scruz-0_TM-Max_Nflu- Max_GNA-Max_Bipolo- Max
7	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Santa Cruz desligada; ◦ Termomacaé com injeção máxima; ◦ Norte Fluminense com injeção máxima; ◦ GNA I desligada; ◦ Bipolo com injeção de 2200MW. 	Scruz-0_TM-Max_Nflu- Max_GNA-0_Bipolo-2200

O cenário 7 representa a condição de operação nos horários de pico de demanda no ponto de conexão de Jacarepaguá em 2021, que ocorreu no dia 06/01/2021, conforme Tabela 2 e Figura 9. Coincidentemente, no verão de 2021, o pico de demanda do horário de ponta e fora ponta ocorreu no mesmo dia. O objetivo de incluir o cenário foi tentar se aproximar de uma condição real. Os demais cenários (de 1 a 6) foram determinados pelas características de causarem as condições de maior e menor demanda no fluxo de potência.

Tabela 2 – Demanda máxima Jacarepaguá 2021

Patamar de Carga	Data e hora da demanda máx. 2021	Medição no horário de pico (MW)					
		Jacarep	SCruz	Macaé	NFlu	GNAI	Bipolo
Ponta	06/01/2021 17:45h	523	0	777	805	0	2220
Fora Ponta	06/01/2021 14:30h	569	0	766	811	0	2205

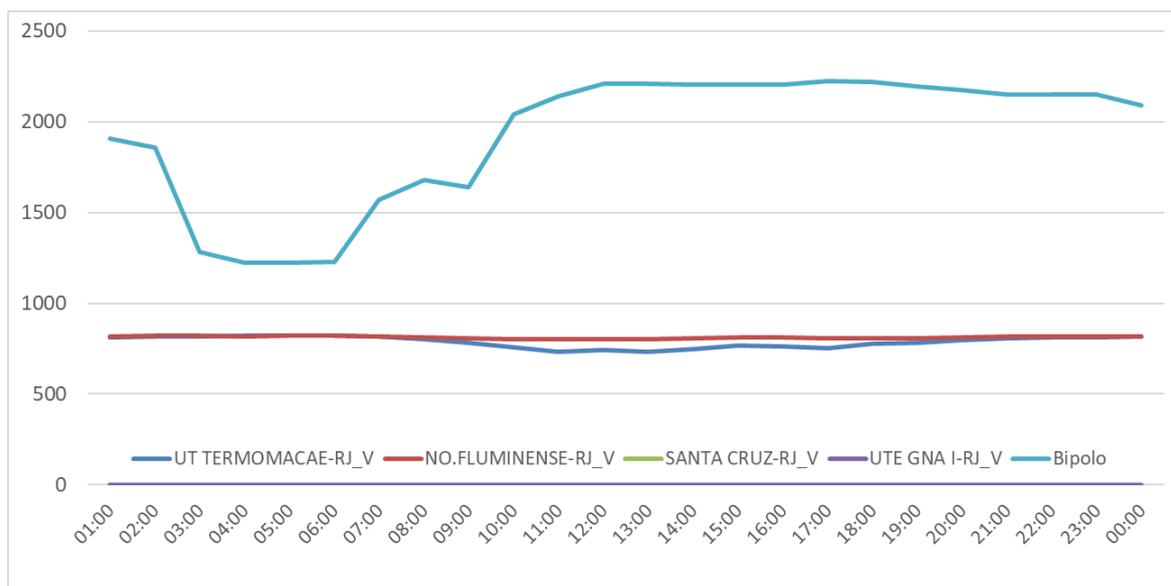


Figura 9 – Pico de Demanda em Jacarepaguá em 2021

Uma vez definidos os cenários, devem ser determinados os ajustes destes elementos no ANAREDE para execução dos fluxos de potência. A Tabela 3 reflete os valores de injeção de energia de cada fonte em cada cenário operativo.

Tabela 3 – Valores simulados para os Elementos de Rede – Jacarepaguá

Cenário (y)	Descrição do Cenário Reduzida	Valores simulados nos fluxos de potência para cada Elemento de Rede (MW)				
		SCruz	Macaé	Nflu	GNAI	Bipolo
1	Scruz-0_TM-0_Nflu-Inflex_GNA-0_Bipolo-Min	0	0	400	0	400
2	Scruz-0_TM-0_Nflu-Inflex_GNA-0_Bipolo-Max	0	0	400	0	4000
3	Scruz-Max_TM-0_Nflu-Inflex_GNA-0_Bipolo-Max	350	0	400	0	4000
4	Scruz-0_TM-Max_Nflu-Max_GNA-Max_Bipolo-400	0	912	861	1.386	400
5	Scruz-Max_TM-Max_Nflu-Max_GNA-Max_Bipolo-Max	350	912	861	1.386	4000
6	Scruz-0_TM-Max_Nflu-Max_GNA-Max_Bipolo-Max	0	912	861	1.386	4000
7	Scruz-0_TM-Max_Nflu-Max_GNA-0_Bipolo-2200	0	912	861	0	2000

4.4 Fluxos de potência

A etapa de execução dos fluxos de potência tem por objetivo determinar o valor de demanda calculado para cada cenário operativo. Para a realização das simulações, foi utilizada a ferramenta ANAREDE do CEPEL. A carga e topologia do sistema teve como base os dados fornecidos pelo ONS. Os fluxos de potência foram executados considerando a carga prevista para o verão de 2022.

Para ganho de velocidade na execução dos fluxos de potência, foi desenvolvido, no âmbito desta dissertação, um programa em *Python* [43] capaz de rodar os casos representativos de cada cenário operativo, atribuindo a cada um deles o devido ajuste de cada fonte determinada nos itens 4.2 e 4.3. O programa também foi capaz de rodar cada cenário considerando a carga prevista para o horário de ponta e fora ponta. Os resultados dos fluxos de potência são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Resultados Fluxos de Potência – Jacarepaguá

Cenário (y)	Descrição do Cenário	Resultados do Fluxo de Potência (MW)	
		Ponta ($D_{y p}$)	Fora Ponta ($D_{y fp}$)
1	Scruz-0_TM-0_Nflu-Inflex_GNA-0_Bipolo-Min	512,5	540,7
2	Scruz-0_TM-0_Nflu-Inflex_GNA-0_Bipolo-Max	466,4	543,3
3	Scruz-Max_TM-0_Nflu-Inflex_GNA-0_Bipolo-Max	351,1	427,3
4	Scruz-0_TM-Max_Nflu-Max_GNA-Max_Bipolo-400	672,4	748,8
5	Scruz-Max_TM-Max_Nflu-Max_GNA-Max_Bipolo-Max	534,7	609,7
6	Scruz-0_TM-Max_Nflu-Max_GNA-Max_Bipolo-Max	639,3	714,4
7	Scruz-0_TM-Max_Nflu-Max_GNA-0_Bipolo-2200	605,3	679,5

Conforme pode ser observado na Tabela 4 – Resultados Fluxos de Potência – Jacarepaguá, ocorre uma variação significativa nos resultados dos fluxos de potência com as alterações de cada elemento de rede. Para as simulações considerando a carga do horário de ponta, o menor valor foi de 351,1 MW, enquanto o maior valor simulado foi 672,4 MW,

uma variação de mais de 90%. Para as simulações considerando a carga do horário fora ponta, o menor valor foi de 427,3 MW, enquanto o maior valor simulado foi 748,8 MW, uma variação de 75%. Esta característica do ponto de conexão de Jacarepaguá confirma o desafio da contratação nesta localidade.

4.4.1 Sensibilidade dos Fluxos de Potência

Algumas sensibilidades acerca do sistema da distribuidora podem ser percebidas com a análise dos resultados do fluxo de potência constante na Tabela 4 – Resultados Fluxos de Potência – Jacarepaguá, e o diagrama da Figura 8 – Unifilar da Rede Elétrica – Jacarepaguá, tais como:

- O despacho de energia das usinas térmicas (Termomacaé, Norte Fluminense e GNA I) conectadas no sistema de 345kV, integrado à Subestação Adrianópolis, causam a elevação da demanda na subestação Jacarepaguá;
- O despacho de energia da usina térmica de Santa Cruz, conectada ao sistema de 138kV, alivia a demanda em Jacarepaguá, ou seja, reduz a demanda na subestação Jacarepaguá.
- A redução do despacho de energia através do Bipolo, que se conecta à barra de 500kV na subestação Terminal Rio, ocasiona a elevação no fluxo de potência no sentido da Subestação Zona Oeste para subestação Nova Iguaçu, pelo sistema de 500kV. Nesta condição, há uma redução natural da injeção de potência pelos transformadores 500/138kV da Subestação Zona Oeste para o sistema 138kV e, conseqüentemente, uma elevação na demanda da subestação Jacarepaguá;
- Do contrário, a elevação do despacho de energia através Bipolo, ocasiona a redução no fluxo de potência no sentido da Subestação Zona Oeste para subestação Nova Iguaçu. Nesta condição, há uma elevação da injeção de potência da Subestação Zona Oeste para o sistema 138kV e, conseqüentemente, uma redução na demanda da subestação Jacarepaguá.

4.5 Comportamento histórico

O comportamento histórico representativo aplicado neste exemplo foi a medição de energia injetada por cada uma das fontes selecionadas nos meses de janeiro, fevereiro e março (verão) de 2021. Este período foi considerado adequado devido à característica da carga da distribuidora que historicamente tem seu valor máximo de demanda sempre durante o verão, conforme Figura 10.

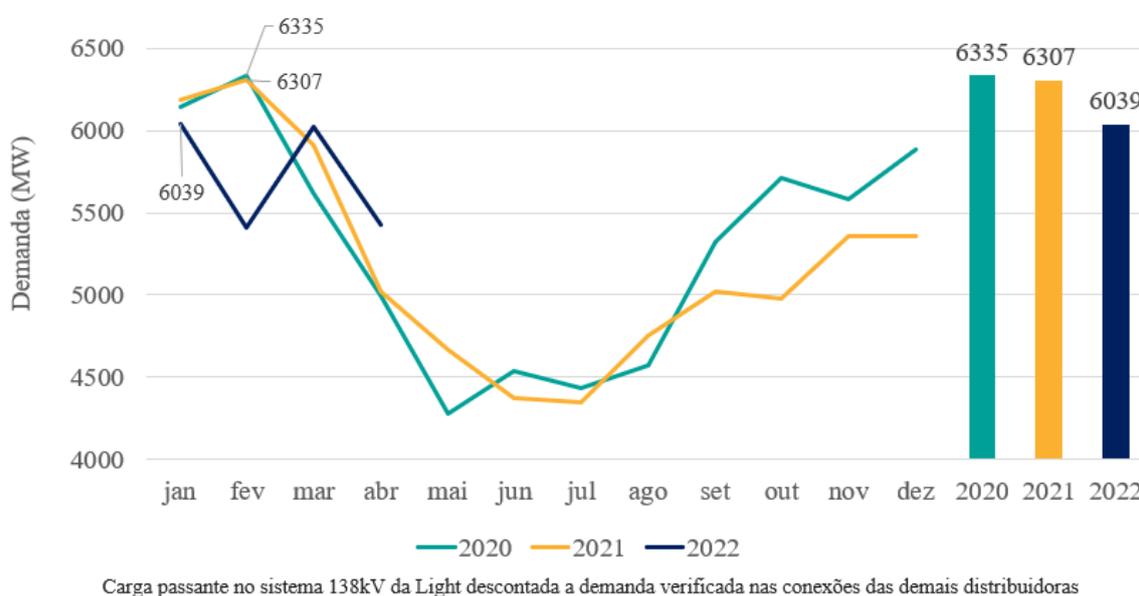


Figura 10 – Demanda Global Máxima – Carga Distribuidora

As medições de energia das usinas térmicas foram extraídas das medições horárias do Sistema de Apuração de Geração Intercâmbio e Carga (SAGIC), que se refere à página de consulta de banco de dados de medição disponibilizado pelo ONS para agentes do setor elétrico no SINtegre. O SINtegre é um portal público colaborativo que integra a gestão da informação, promovendo a integração e transparência entre o Operador, os agentes do setor, instituições setoriais e a sociedade em geral [44]. Já a medição do Bipolo foi disponibilizada pela equipe de análise de desempenho e de custos da operação do ONS para a Light.

Excepcionalmente para UTE GNA I os dados de medição do verão de 2021 não se aplicam a metodologia pois a usina ainda não tinha entrado em operação nesta época. Por isso, foi utilizada a medição do período de julho à setembro de 2021, uma vez que esta era

informação disponível na época da contratação da rede básica, que ocorre sempre no mês de outubro do ano anterior [19].

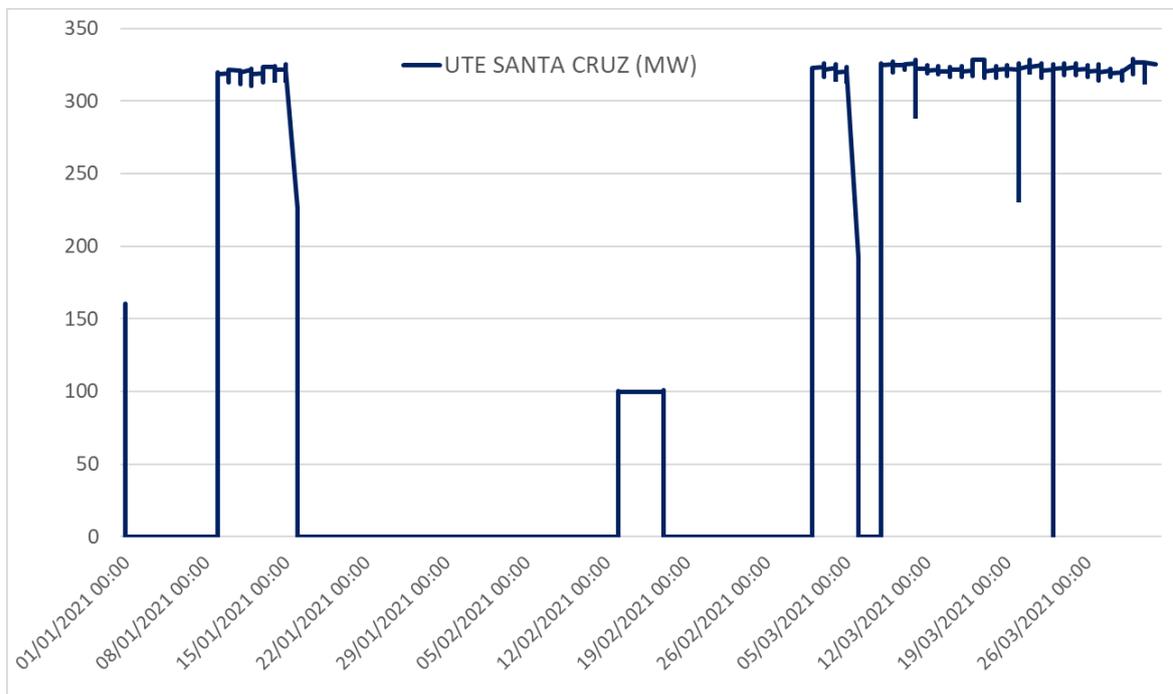


Figura 11 – Medição Usina Santa Cruz no verão 2021

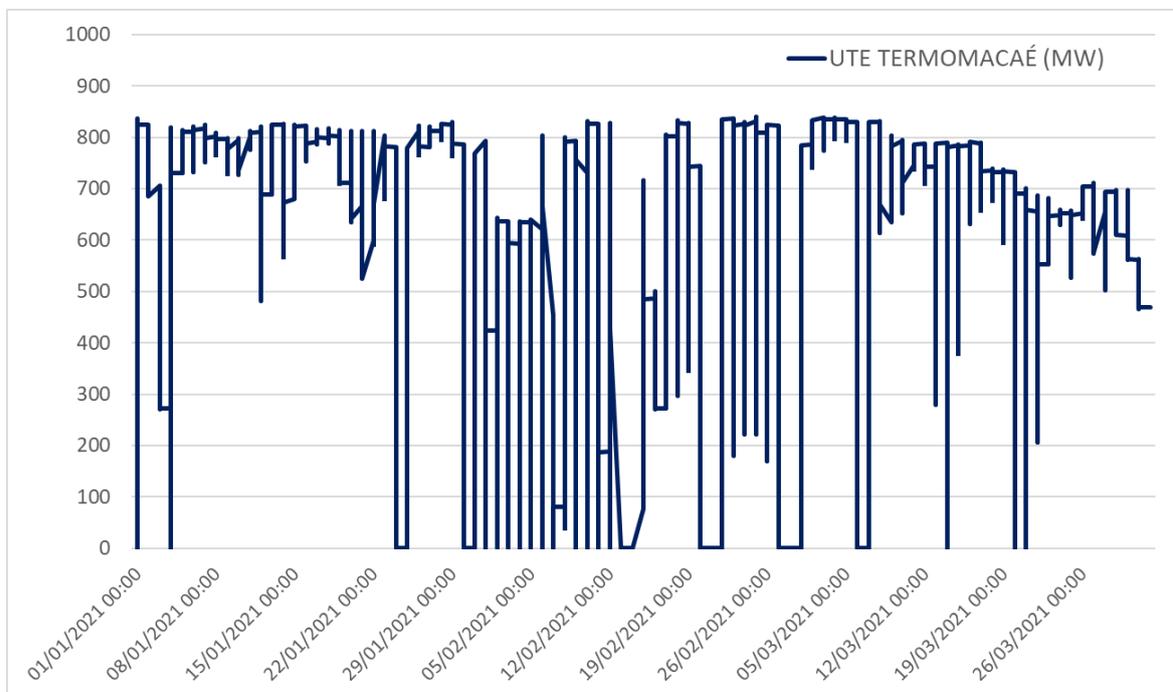


Figura 12 – Medição Termomacacé no verão 2021

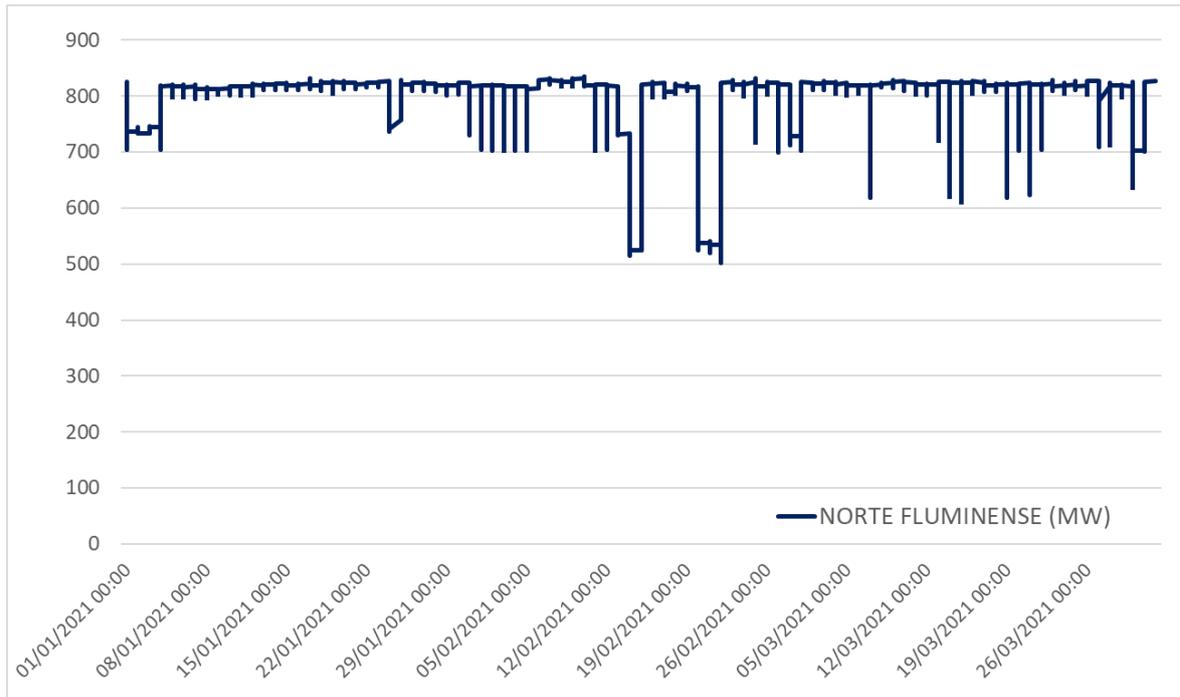


Figura 13 – Medição Norte Fluminense no verão 2021

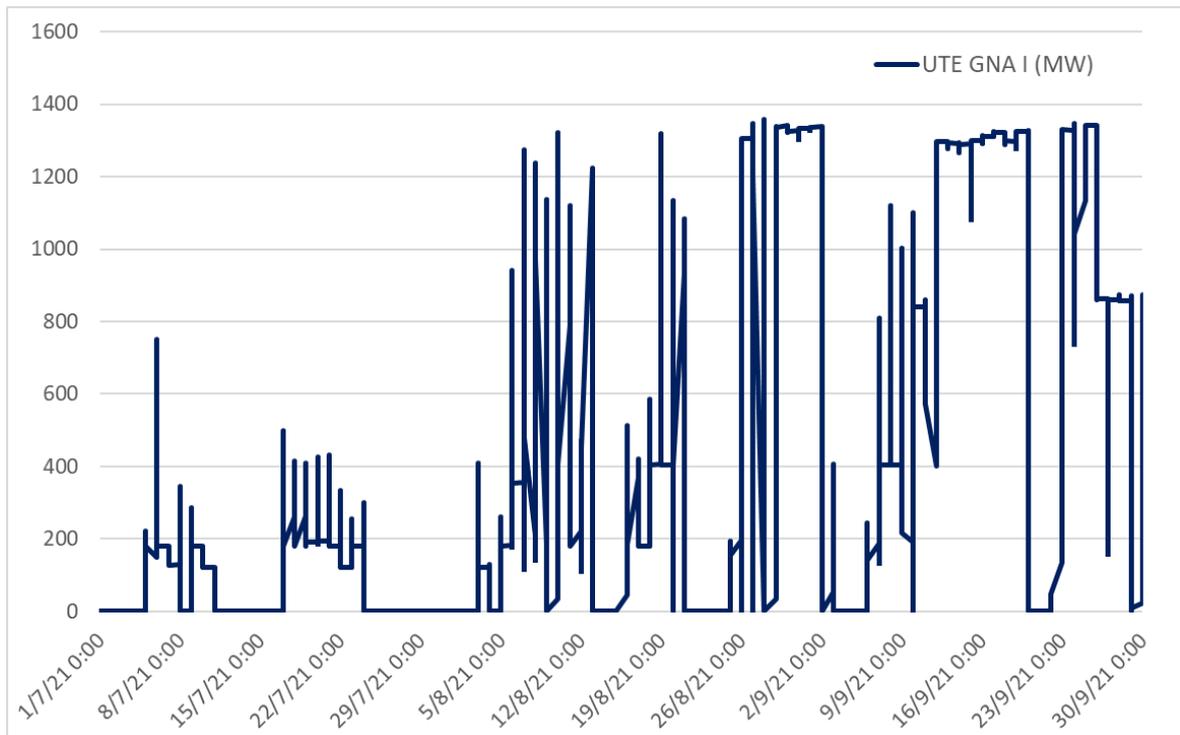


Figura 14 – Medição GNA I no julho a setembro 2021

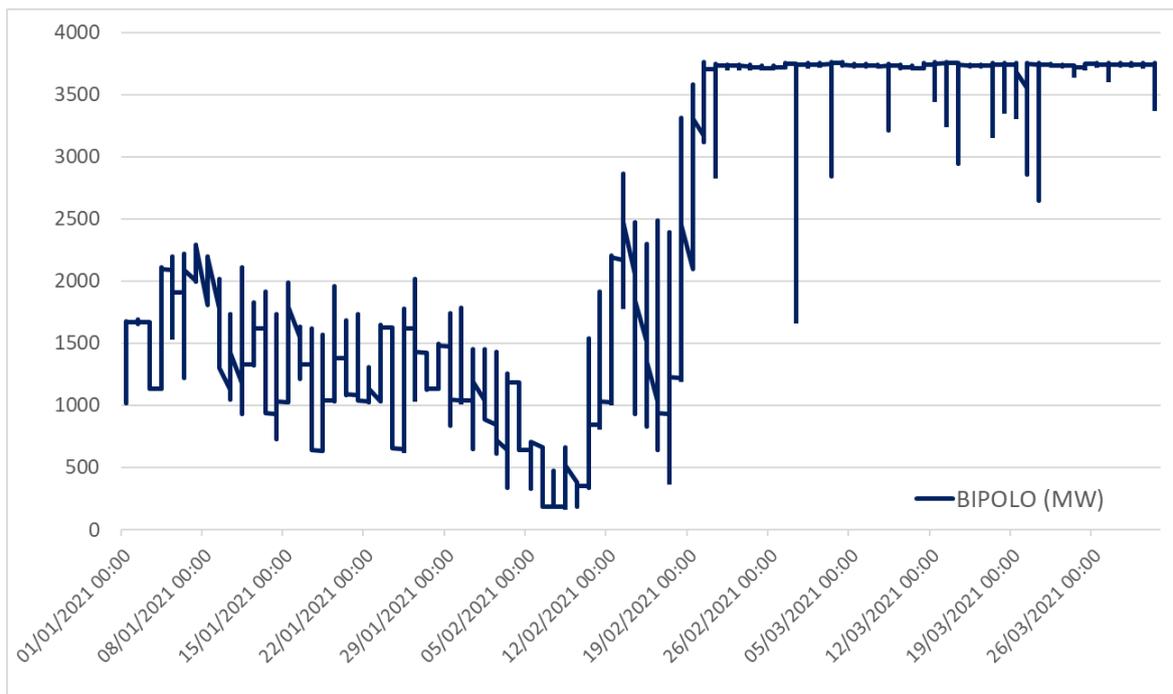


Figura 15 – Medição Bipolo no verão 2021

4.6 Ponderadores a partir do comportamento histórico

Após levantamento do banco de dados de medição e seguindo o fluxo da metodologia conforme Figura 3, a próxima etapa é determinar o valor percentual para ponderação da ocorrência deste comportamento histórico no cômputo do MUST.

Para determinação do valor de $H_{el\ x\ \%}$, conforme apresentado na equação 4 do item 3.5, que equivale ao percentual de ocorrência da variação (x) para o histórico do comportamento do elemento (el) levantado, será calculada a quantidade de medições em cada faixa de potência sobre a quantidade total de medições no intervalo do verão de 2021.

De forma a padronizar a divisão dos ranges, será estabelecido em 5 a quantidade de faixas de potência para cada usina, ou seja, $x = 5$ na equação 6 apresentada no item 3.5.

Em resumo:

- Para cada fonte de energia, será obtido o valor de potência injetada máxima, conforme características construtivas, e subtraído o valor de potência mínima. Este resultado será dividido por 5 e o valor encontrado será igual a β , que é equivalente ao degrau (em MW) das faixas de potência injetada pela fonte;

- Para cada fonte será calculado o percentual de ocorrência da variação ($H_{elx\%}$) com a divisão da quantidade de medições dentro da faixa pelo total.

As Tabela 5 a Tabela 9 apresentam os limites de cada faixa e os resultados percentuais.

Tabela 5 – Usina Santa Cruz – Faixas de demanda verão 2021

Usina Santa Cruz – Verão 2021		
Faixa	Range	Percentual
1	0 a 70 MW	62,0%
2	70 a 140 MW	0,0%
3	140 a 210 MW	0,3%
4	210 a 280 MW	0,3%
5	Maior do que 280 MW	37,4%

Tabela 6 – Usina Termomacaé – Faixas de demanda verão 2021

Usina Termomacaé – Verão 2021		
Faixa	Ranges	Percentual
1	0 a 180 MW	20,4%
2	180 a 360 MW	5,4%
3	360 a 540 MW	4,3%
4	540 a 720 MW	21,1%
5	Maior do que 720 MW	48,8%

Tabela 7 – Usina Norte Fluminense – Faixas de demanda verão 2021

Usina Norte Fluminense – Verão 2021		
Faixa	Ranges	Percentual
1	400 a 492 MW	0,1%
2	492 a 584 MW	3,7%
3	584 a 676 MW	2,8%
4	676 a 768 MW	13,8%
5	Maior do que 768 MW	79,6%

Tabela 8 – Usina GNA I – Faixas de demanda julho a setembro 2021

Usina GNA I – julho a setembro 2021		
Faixa	Ranges	Percentual
1	0 a 280 MW	61,4%
2	280 a 560 MW	9,7%
3	560 a 840 MW	1,8%
4	840 a 1120 MW	8,1%
5	Maior do que 1120 MW	18,9%

Tabela 9 – Usina Bipolo – Faixas de demanda verão 2021

Usina Bipolo – Verão 2021		
Faixa	Ranges	Percentual
1	0 a 800 MW	10,0%
2	800 a 1600 MW	25,5%
3	1600 a 2400 MW	18,0%
4	2400 a 3200 MW	3,1%
5	Maior do que 3200 MW	43,5%

4.7 Composição das ponderações percentuais com os fluxos

Para composição dos resultados percentuais calculados no item 4.6, que representam ponderadores da ocorrência de uma faixa de potência injetada, com os resultados simulados dos fluxos de potência calculados no item 4.4 é necessário calcular primeiramente o valor que representa a probabilidade de cada cenário operativo.

Inicialmente é imputado, para cada elemento de rede, o valor percentual equivalente à faixa atribuída a condição do elemento no respectivo cenário determinado na Tabela 1.

No cenário 1, a UTE Santa Cruz está simulada desligada, ou seja, injeção de 0MW. Conforme Tabela 5, o percentual de ocorrência da faixa que vai de 0 a 70MW, no histórico do verão de 2021, equivale à 62%. Então esse valor de 62% será atribuído ao elemento de rede UTE Santa Cruz no cenário 1.

Na sequência é examinado o próximo elemento de rede: UTE Termomacaé, que no cenário 1 também está simulada desligada, ou seja, injeção de 0MW. Conforme Tabela 6, o percentual de ocorrência da faixa que vai de 0 a 180MW, no histórico do verão de 2021, equivale à 20,4%. Então esse valor de 20,4% será atribuído ao elemento de rede UTE Termomacaé no cenário 1.

Na sequência é examinado o próximo elemento de rede: UTE Norte Fluminense, que no cenário 1 está simulada na inflexibilidade, ou seja, injeção de 400MW. Conforme Tabela 7, o percentual de ocorrência da faixa que vai de 400 a 492MW, no histórico do verão de 2021, equivale à 0,1%. Então esse valor de 0,1% será atribuído ao elemento de rede UTE Norte Fluminense no cenário 1.

Seguindo essa sequência, é atribuído o percentual equivalente dos demais elementos de rede (UTE GNA I e Bipolo) para o cenário 1 e depois para os demais cenários.

A Tabela 10 apresenta o resultado dessa atribuição.

Tabela 10 – Probabilidades aplicadas ao Elementos de Rede – Jacarepaguá

Cenário (y)	Descrição do Cenário	Comportamento histórico dos Elementos de Rede para o cenário ($H_{el x \%}$)				
		SCruz	Macaé	NFlu	GNAI	Bipolo
1	Scruz-0_TM-0_Nflu-Inflex_GNA-0_Bipolo-Min	62,0%	20,4%	0,2%	61,4%	10,0%
2	Scruz-0_TM-0_Nflu-Inflex_GNA-0_Bipolo-Max	62,0%	20,4%	0,2%	61,4%	43,5%
3	Scruz-Max_TM-0_Nflu-Inflex_GNA-0_Bipolo-Max	37,4%	20,4%	0,2%	61,4%	43,5%
4	Scruz-0_TM-Max_Nflu-Max_GNA-Max_Bipolo-400	62,0%	48,8%	79,6%	18,9%	10,0%
5	Scruz-Max_TM-Max_Nflu-Max_GNA-Max_Bipolo-Max	37,4%	48,8%	79,6%	18,9%	43,5%
6	Scruz-0_TM-Max_Nflu-Max_GNA-Max_Bipolo-Max	62,0%	48,8%	79,6%	18,9%	43,5%
7	Scruz-0_TM-Max_Nflu-Max_GNA-0_Bipolo-2200	62,0%	48,8%	79,6%	61,4%	18,0%

Na sequência, são aplicadas as equações 9 e 10, do item 3.6, que calculam a soma das proporções da Tabela 110. Os respectivos resultados são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Soma das proporções e cálculo do ponderador de cenários

Cenário (y)	Comportamento histórico dos Elementos de Rede para o cenário ($H_{elx\%}$)					Soma das proporções (Tot_y)	Ponderador de cenário ($Peso_{y\ base\ 1}$)
	SCruz	Macaé	NFlu	GNAI	Bipolo		
1	62,0%	20,4%	0,2%	61,4%	10,0%	154,0%	10,44%
2	62,0%	20,4%	0,2%	61,4%	43,5%	187,5%	12,72%
3	37,4%	20,4%	0,2%	61,4%	43,5%	162,9%	11,05%
4	62,0%	48,8%	79,6%	18,9%	10,0%	219,3%	14,87%
5	37,4%	48,8%	79,6%	18,9%	43,5%	228,2%	15,48%
6	62,0%	48,8%	79,6%	18,9%	43,5%	252,8%	17,14%
7	62,0%	48,8%	79,6%	61,4%	18,0%	269,8%	18,30%

4.8 Determinação da contratação pela metodologia

Aplicando as equações 11 e 12 descritas no item 3.7 será possível determinar os valores de $MUST_{yp}$ e $MUST_{yfp}$ respectivamente, conforme apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 – Cálculo da contribuição de MUST

Cenário (y)	Fluxo de Potência		Soma das proporções (Tot_y)	Ponderador de cenário ($Peso_{y\ base\ 1}$)	$MUST_{yp}$	$MUST_{yfp}$
	Ponta (D_{yp})	Fora Ponta (D_{yfp})				
1	512,5	540,7	154,0%	10,44%	53,53	56,47
2	466,4	543,3	187,5%	12,72%	59,31	69,09
3	351,1	427,3	162,9%	11,05%	38,79	47,21
4	672,4	748,8	219,3%	14,87%	100,00	111,37
5	534,7	609,7	228,2%	15,48%	82,75	94,36
6	639,3	714,4	252,8%	17,14%	109,61	122,48
7	605,3	679,5	269,8%	18,30%	110,76	124,33

E por fim, aplicando as equações 13 e 14 apresentadas no item 3.7 será possível determinar os valores de $MUST_p$ e $MUST_{fp}$ através da soma dos $MUST_{yp}$ e $MUST_{yfp}$ respectivamente, conforme Tabela 13.

Tabela 13 – Cálculo do MUST pela metodologia proposta

Cenário (y)	Fluxo de Potência		Proporcional ($Prob_{y\ base\ 1}$)	$MUST_{yp}$	$MUST_{yfp}$
	Ponta (D_{yp})	Fora Ponta (D_{yfp})			
1	512,5	540,7	10,44%	53,53	56,47
2	466,4	543,3	12,72%	59,31	69,09
3	351,1	427,3	11,05%	38,79	47,21
4	672,4	748,8	14,87%	100,00	111,37
5	534,7	609,7	15,48%	82,75	94,36
6	639,3	714,4	17,14%	109,61	122,48
7	605,3	679,5	18,30%	110,76	124,33

	↓	↓
Contratação Proposta pela Metodologia	$MUST_p$	$MUST_{fp}$
	554,74	625,31

4.9 Comparação de resultados

A metodologia proposta simula uma contratação real da rede básica para o ponto de Jacarepaguá da distribuidora Light, para o ano de 2022. Ou seja, foram utilizadas as exatas informações que estavam disponíveis para os profissionais da distribuidora no segundo semestre de 2021, que é o período regulatório para contratação do ano seguinte, conforme determinam as Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

Neste período haviam disponíveis as medições de demanda e geração do verão de 2021 e anos anteriores. Além dos casos do software ANAREDE contendo a topologia e previsão de carga de 2022 até 2026 liberados pelo ONS.

Conforme detalhado nos itens deste capítulo 4, para a aplicação da metodologia foram utilizadas apenas as medições de demanda e geração do ano de 2021 e os resultados do fluxo de potência simulando o verão de 2022.

Para avaliar a eficiência da metodologia, foram comparados os valores de MUST propostos pela metodologia com os valores de demanda máxima verificados (medidos) no verão de 2022.

A opção por comparar apenas os valores de MUST propostos pela metodologia com as medições verificadas no verão de 2022 se justifica uma vez que, conforme apresentado no item 4.5, o verão é o período de pico de demanda da carga da distribuidora, de forma que, é possível afirmar que a demanda máxima de 2022 já pode ser determinada com a análise das medições do verão.

Tabela 14 – Comparação MUST proposto com demanda máxima 2022

Faixa horária	Demanda máxima Jacarepaguá verão 2022	Contração (MUST) proposta pela Metodologia	Diferença %
Ponta	598,3	554,74	-7%
Fora Ponta	661,5	625,31	-5%

Conforme Tabela 14, a contratação proposta, tanto no horário de ponta, quanto no horário fora ponta, se apresentou ligeiramente inferior ao valor de demanda máxima medida no ponto de conexão de Jacarepaguá, porém dentro do limite de ultrapassagem determinado pela regulamentação vigente.

Ou seja, como a diferença é inferior à 10% em ambos os casos, caso a contratação tivesse sido feita com os valores propostos, não teriam ocorrido multas por ultrapassagem, conforme mostra o cálculo da equação 2 do primeiro capítulo.

Este cenário, de fato, se mostra muito próximo ao que poderia ser considerado o valor de contratação ideal, se fosse considerado que uma contratação ideal seria equivalente ao valor de demanda máxima subtraídos os 10% de limite regulatório.

Esclarecendo melhor sobre o conceito introduzido de contratação ideal, deve se considerar, inicialmente, a característica de carga da distribuidora, cujo valor de demanda máxima ocorre sempre aos verões e o pico está diretamente relacionado com os picos de temperatura.

Dado isto, a contratação ideal poderia ser considerada aquela em que a distribuidora remunera o menor valor possível mensalmente garantindo, porém, que não haverá pagamento de ultrapassagem no verão. Este valor seria então equivalente à 10% inferior do valor de demanda máxima.

Importante, entretanto, ressaltar que esta contratação tomada como ideal parte de uma filosofia de contratação que não considera o pagamento de multas (risco assumido).

4.9.1 Comparação de medições das fontes de energia

Para complementar a análise dos resultados, será verificada a comparação do comportamento de cada fonte que foi considerada como relevante para o estudo nos verões dos anos de 2021 e 2022. A Tabela 15 apresenta os resultados das medições do verão de 2022 separadas nas mesmas faixas determinadas no capítulo anterior.

Tabela 15 – Usina Santa Cruz – Faixas de demanda verão 2022

Usina Santa Cruz – Verão 2022					
Faixas	SCruz	Macaé	NFlu	GNAI	Bipolo
1	19.0%	70.5%	18.7%	71.8%	0.1%
2	0.0%	8.1%	1.6%	8.3%	0.9%
3	14.6%	11.2%	13.5%	4.2%	1.7%
4	0.1%	8.1%	41.1%	0.8%	0.1%
5	66.3%	2.1%	25.1%	14.9%	97.1%

De forma a proporcionar melhor comparação, as figuras a seguir apresentam os percentuais comparativos de cada faixa em escala: Figura 16 – Comparação comportamento UTE Santa Cruz 2021 e 2022, Figura 17 – Comparação comportamento UTE Termomacaé 2021 e 2022, Figura 18 – Comparação comportamento UTE Norte Fluminense 2021 e 2022, Figura 19 – Comparação comportamento UTE GNA I 2021 e 2022 e Figura 20 – Comparação comportamento Bipolo 2021 e 2022.

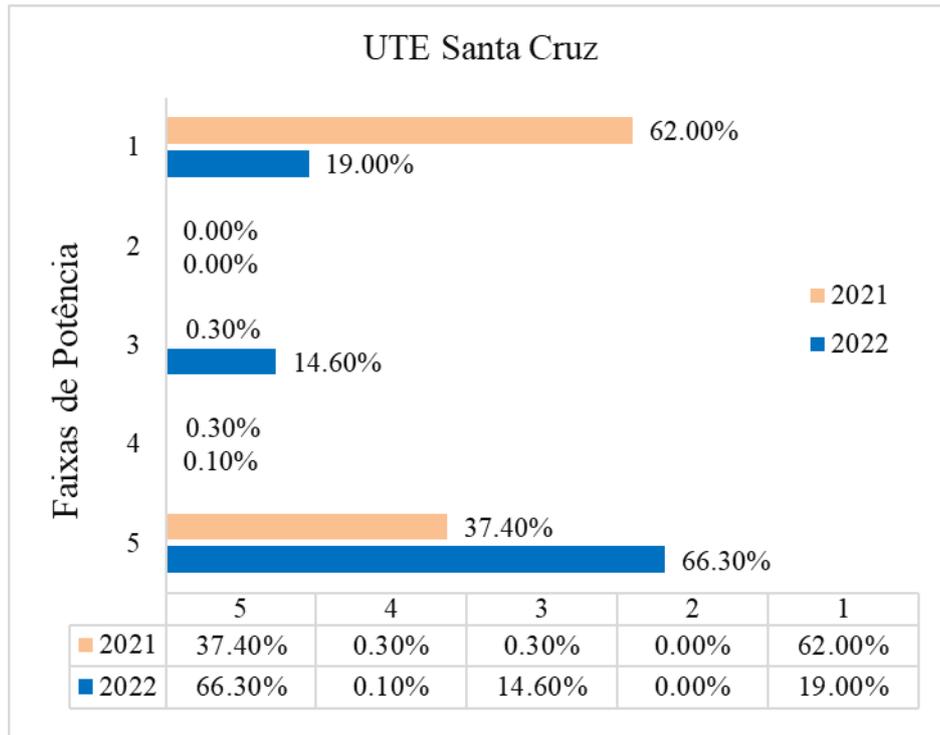


Figura 16 – Comparação comportamento UTE Santa Cruz 2021 e 2022

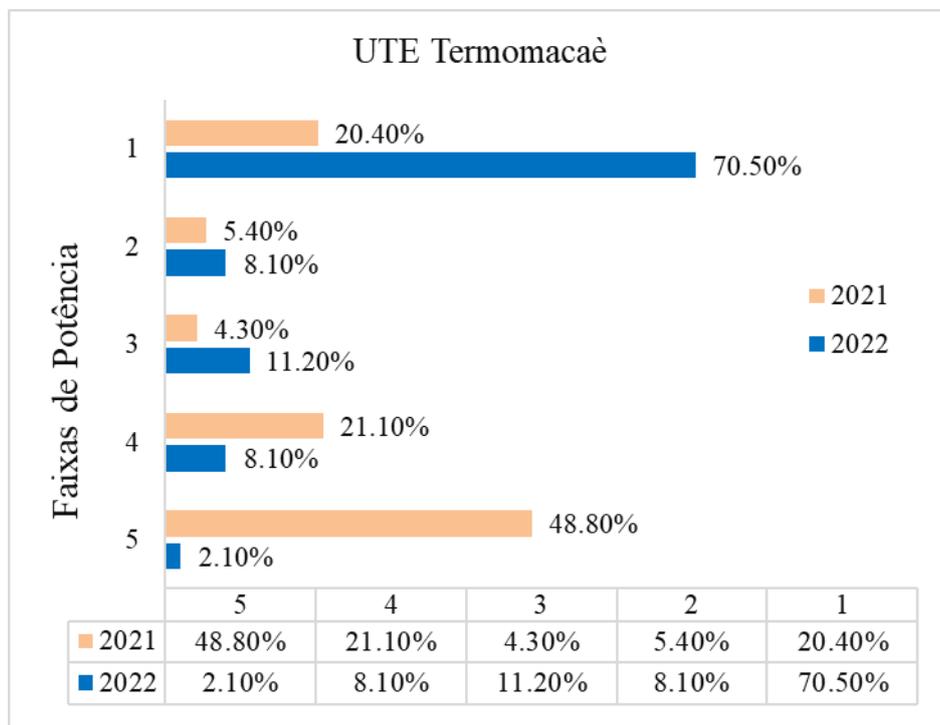


Figura 17 – Comparação comportamento UTE Termomacaé 2021 e 2022

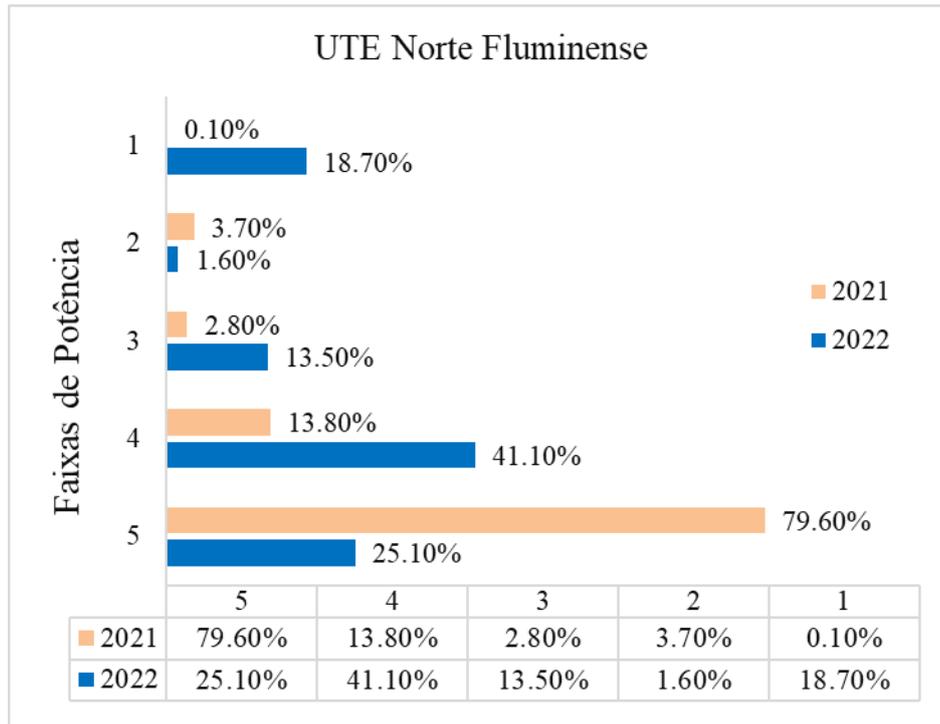


Figura 18 – Comparação comportamento UTE Norte Fluminense 2021 e 2022

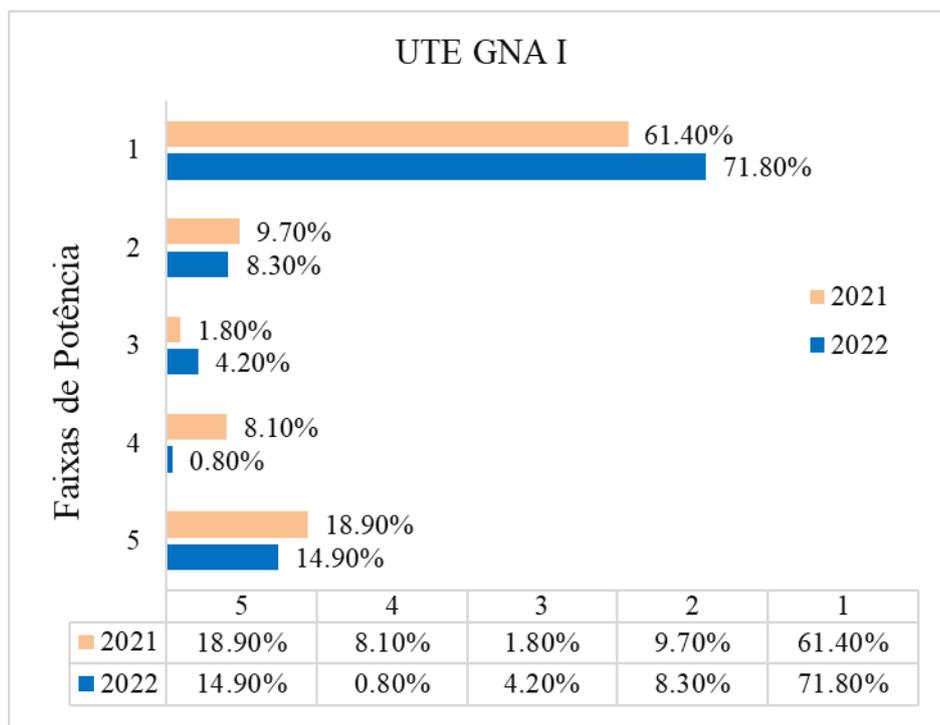


Figura 19 – Comparação comportamento UTE GNA I 2021 e 2022

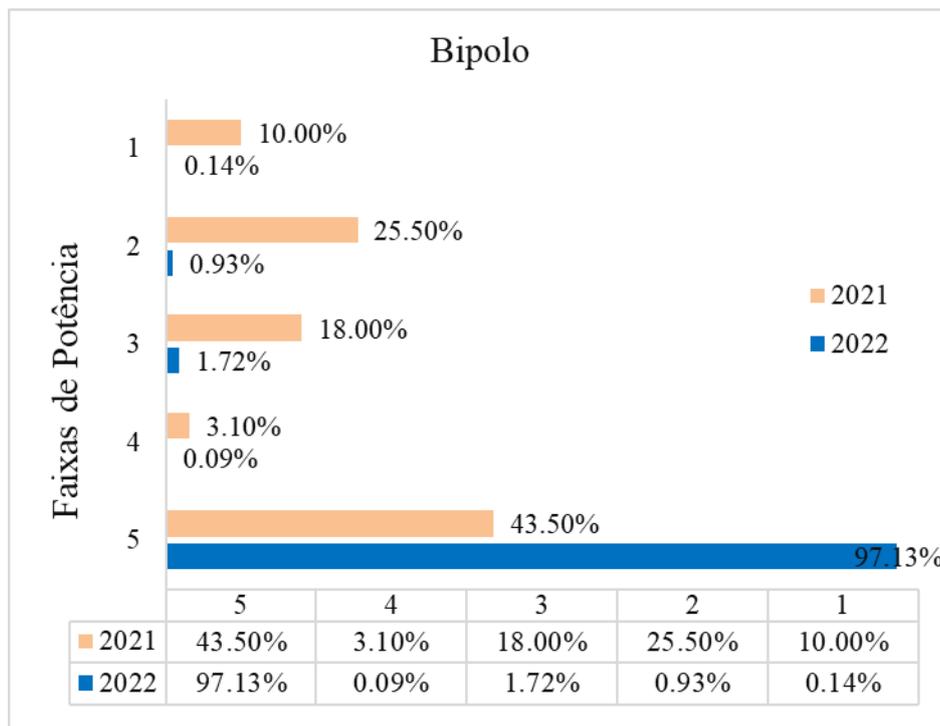


Figura 20 – Comparação comportamento Bipolo 2021 e 2022

Dos cinco elementos de rede, dois tiveram comportamentos opostos de um verão para o outro, foram eles: UTE Santa Cruz e UTE Termomacaé. Na UTE Santa Cruz, o verão 2021 foi caracterizado por um percentual maior de medições dentro da faixa mínima de potência, enquanto o verão de 2022 teve o maior percentual de leituras na faixa máxima, ou seja, a usina de Santa Cruz foi mais despachada pelo ONS no verão de 2022. Na UTE Termomacaé ocorreu o oposto ao ocorrido na UTE Santa Cruz, havendo uma redução no despacho em 2022.

A UTE Norte Fluminense também apresentou características de maior despacho no verão de 2022, tendo como evidência o maior percentual de leituras na faixa máxima de potência. Este comportamento não foi oposto ao verificado no verão de 2021, no entanto, em 2021 os percentuais se distribuíram mais, ficando principalmente dividido entre as duas maiores faixas de potência. Especificamente este comportamento poderia indicar a necessidade de rever as quantidades de faixas em um novo estudo, de forma a tornar melhor representada a probabilidade de despacho da usina que tem a quantidade de medições mais equilibradas entre faixas vizinhas.

Com relação à UTE GNA I, embora a referência de 2021 tenham sido as medições dos meses de julho a setembro, devido à data de entrada em operação desta usina, a comparação com o comportamento desse período com o verão de 2022 provou eficácia no

objetivo de utilizar um dado histórico para prever o comportamento futuro, com ambas as medições (2021 e 2022) apresentando percentuais semelhantes nas faixas de potência aplicadas.

A análise de comparação das medições do despacho do Bipolo Xingu – Terminal Rio indicaram semelhança no comportamento sob a ótica da faixa com maior valor percentual (faixa de maior potência), no entanto, é possível observar que em 2022 o despacho foi superior, com o Bipolo injetando energia no Sudeste em sua capacidade máxima por quase todo o verão.

4.9.2 Comparação de medições em Jacarepaguá

Analisando as medições de demanda do ponto de conexão de Jacarepaguá na comparação dos verões de 2021 e 2022 é possível observar semelhanças de comportamento. Na Figura 21 – Comparação medições Jacarepaguá 2021 e 2022, as divergências estão principalmente associadas à variação de temperatura, conforme pode ser constatado na sequência.

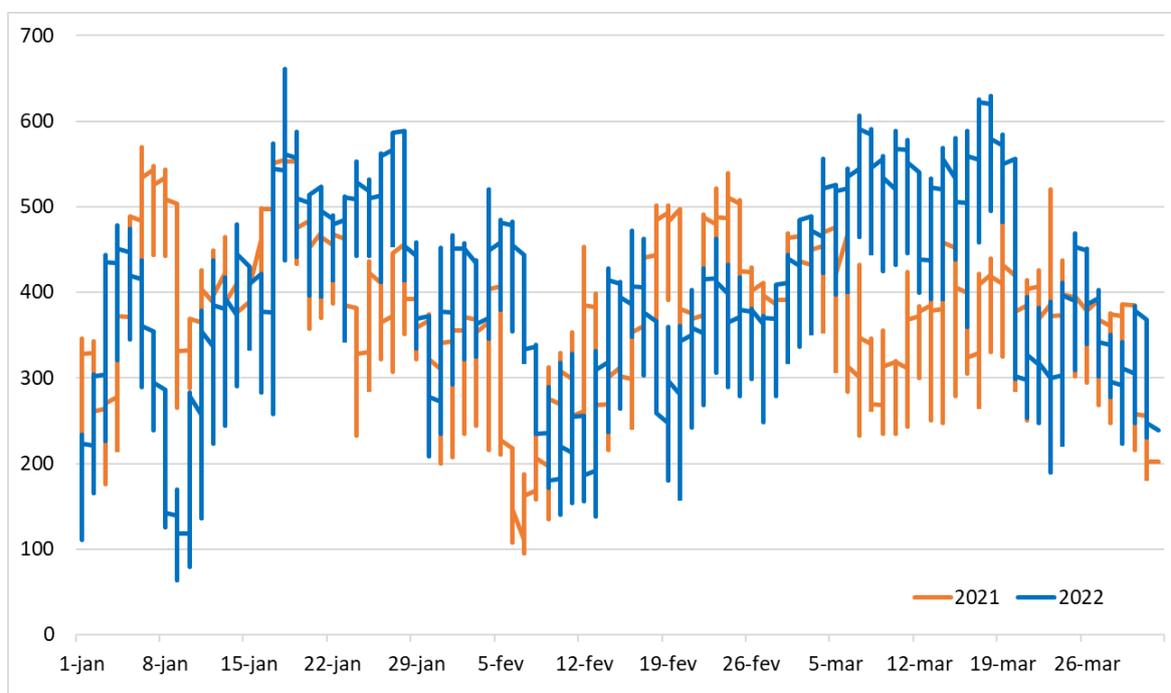


Figura 21 – Comparação medições Jacarepaguá 2021 e 2022

Para visualização do vínculo entre a demanda e a temperatura, são apresentadas nas Figuras 22 e 23 as médias diárias em cada verão. O valor de temperatura média diária foi extraído do portal de base de medição metrológica do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), órgão do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, responsável por prover informações meteorológicas por meio de monitoramento, análise e previsão de tempo e de clima para pesquisa aplicada [45].

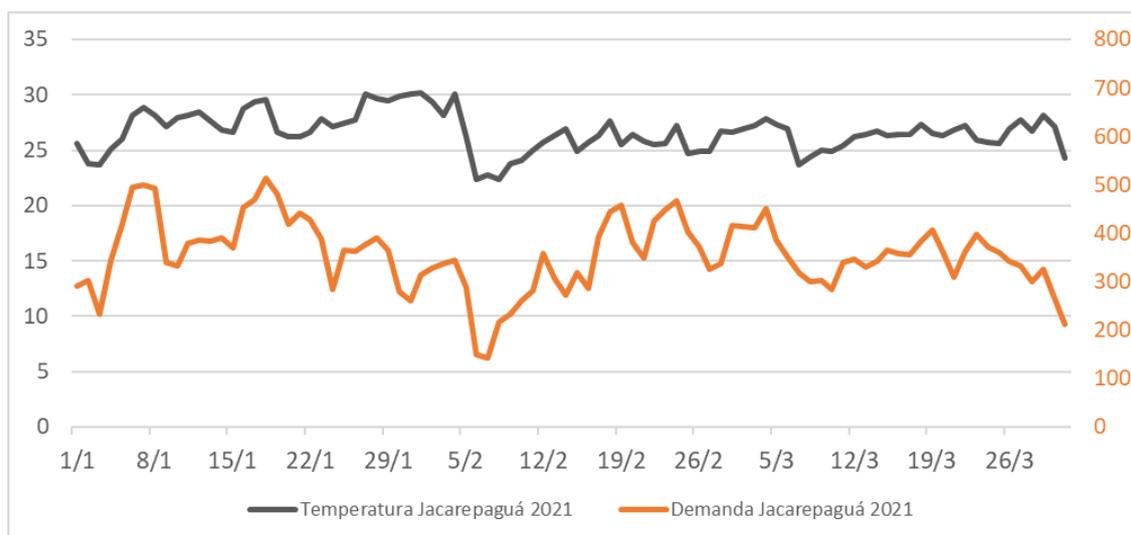


Figura 22 – Medição de demanda e temperatura Jacarepaguá 2021

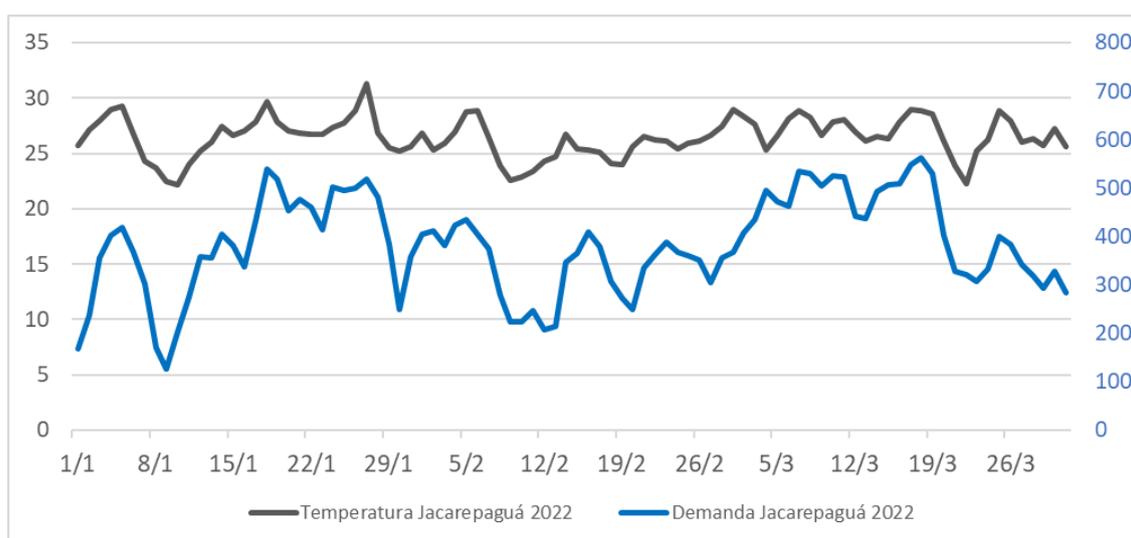


Figura 23 – Medição de demanda e temperatura Jacarepaguá 2022

Cabe destacar que na presente metodologia, os valores sugeridos para contratação do MUST no ponto de conexão de Jacarepaguá são calculados a partir dos resultados de fluxo de potência que levam em conta a previsão de carga da distribuidora. Esta previsão de carga contempla um estudo que considera o histórico de carga e estimativa de evolução do mercado econômico da área de concessão da distribuidora. Ou seja, a metodologia não inclui um tratamento específico de previsão de temperatura. No entanto, conforme pode ser observado na Tabela 14 – Comparação MUST proposto com demanda máxima 2022, os resultados demonstram assertividade e robustez nas incertezas relacionadas a variação de temperatura.

Complementando as informações levantadas para análise dos resultados, a Tabela 16 abaixo apresenta as medições verificadas no ponto de conexão Jacarepaguá e nos elementos de rede determinados relevantes para este estudo nos dias de pico de demanda no verão de 2022. As figuras: Figura 24 – Pico de Demanda em Jacarepaguá em 2022 – Ponta, e Figura 25 – Pico de Demanda em Jacarepaguá em 2022 – Fora Ponta, demonstram as injeções de energia ao longo dos dias que foram o pico de demanda nas duas faixas horárias no verão de 2022 e pode ser comparada com a Figura 9 – Pico de Demanda em Jacarepaguá em 2021.

Tabela 16 – Demanda máxima Jacarepaguá 2022

Patamar de Carga	Data e hora da demanda máx. 2022	Demanda máxima Light (MW)	Medição no horário de pico (MW)					
			Jacar.	SCruz	Macaé	NFlu	GNAI	Bipolo
Ponta	17/03/2022 20:30h	5.526	598	175	142	703	0	3743
Fora Ponta	18/01/2022 15:00h	5.547	661	179	425	801	418	3735

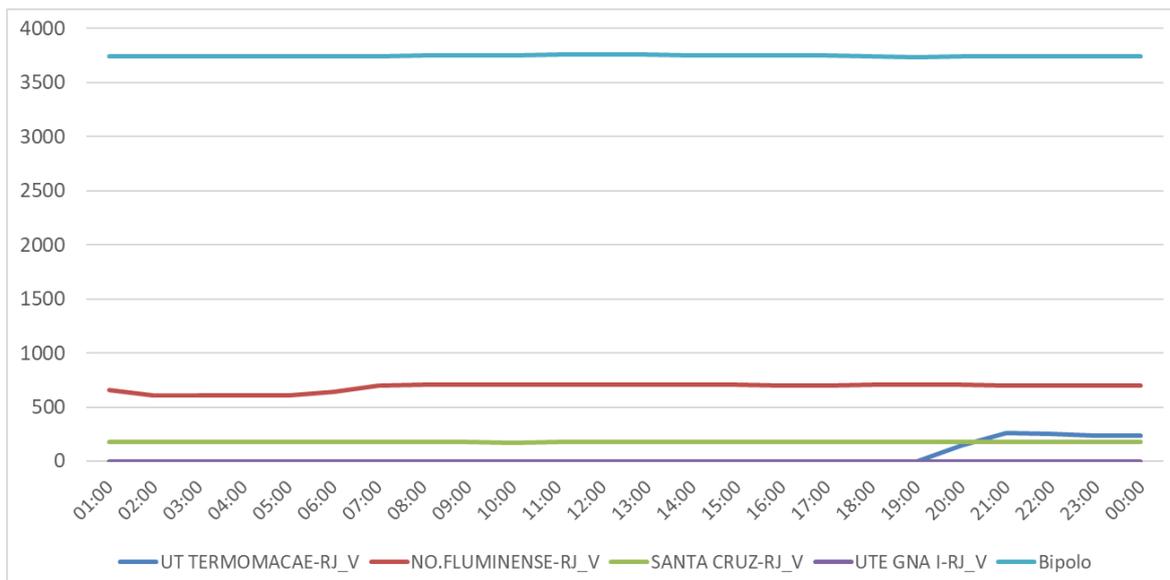


Figura 24 – Pico de Demanda em Jacarepaguá em 2022 – Ponta

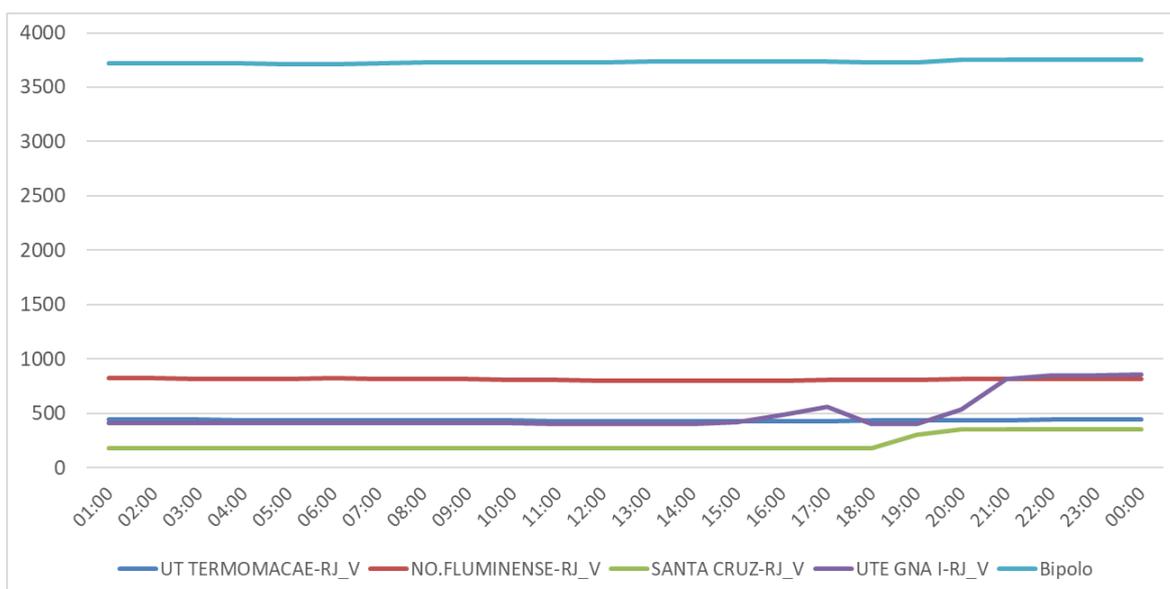


Figura 25 – Pico de Demanda em Jacarepaguá em 2022 – Fora Ponta

Conforme Tabela 16, a demanda máxima no horário de ponta na subestação Jacarepaguá foi 598MW, e no horário fora ponta foi 661MW, sendo a demanda máxima do sistema da distribuidora para essas datas e horários, teve um resultado de valores semelhantes.

Em relação às observações das medições das fontes de energia que geram maior impacto em Jacarepaguá, verifica-se que: (i) as usinas termelétricas de Santa Cruz e Norte Fluminense, assim como o fluxo de potência pelo Bipolo Xingu – Terminal Rio, se

mantiveram no mesmo patamar na comparação entre as medições no horário de ponta e fora ponta; (ii) já nas usinas térmicas Termomacaé e GNA I se observou um acréscimo significativo de despacho no horário fora ponta, em relação ao horário de ponta.

Tal combinação de despachos justificam uma maior demanda na subestação de Jacarepaguá na demanda máxima do horário fora ponta em comparação à máxima verificada no horário de ponta. Esta constatação está alinhada com as análises de sensibilidade descritas no item 4.4.1, principalmente considerando que a carga total do sistema da distribuidora não sofreu variação relevante para os referidos dias e horários.

4.10 Análise financeira

Para análise financeira será realizada uma comparação entre o custo total anual de EUST para o ponto de conexão de Jacarepaguá da distribuidora Light real, contratado pela companhia, e a contratação proposta pela metodologia aplicada nesta dissertação.

Conforme equação 1 do item 2.1 do segundo capítulo, o EUST anual é o resultado da multiplicação dos valores de MUST pelos valores de TUST de cada faixa tarifária, multiplicado pela quantidade de meses no ano. Os valores de TUST são definidos anualmente pela ANEEL. Em 2021 foi publicada a Resolução Homologatória N° 2.896 [46], [47], com os valores a serem aplicados para o primeiro semestre de 2022, e em 2022 foi publicada a Resolução Homologatória N° 3.066 [48], [49], com os valores a serem aplicados para o segundo semestre de 2022.

A Tabela 17 apresenta esta comparação de custos. Para os valores de TUST foi aplicada a média dos valores do primeiro e segundo semestre conforme resoluções citadas anteriormente, sem prejuízo na integridade do valor total anual.

Tabela 17 – Análise comparativa financeira

Ponto de Conexão Jacarepaguá	$MUST_p$ (MW)	$MUST_{fp}$ (MW)	$TUST_p$ (R\$/MW.mês)	$TUST_{fp}$ (R\$/MW.mês)	Custo Total Anual
MUST Contratado	651,0	725,0	R\$ 7.446,50	R\$ 7.214,00	R\$ 120.933.858,00
MUST proposto pela Metodologia	554,74	625,31	R\$ 7.446,50	R\$ 7.214,00	R\$ 103.702.293,00



Diferença em reais	R\$ 17.231.565,00
Diferença percentual	-14%

Conforme é possível verificar, a contratação do ponto de Jacarepaguá proposta pela metodologia teria significado uma economia de mais de 17 milhões de reais, equivalente à 14% em relação à expectativa de desembolso considerando os valores de MUST que foram contratados pela metodologia atual praticada pela distribuidora.

Capítulo 5 - Conclusão e Trabalhos Futuros

5.1 Conclusão

No Brasil, grande parte das distribuidoras utilizam procedimentos heurísticos na tentativa de prever as demandas máximas em cada ponto de conexão, fronteiras entre seu sistema interno e o SIN.

Após a constatação *in loco* de que a metodologia atual de contratação do MUST, na distribuidora onde se aplicou o exemplo desta dissertação, se baseava na observação do histórico de dados de medição, nas simulações dos fluxos de potência e, principalmente, na experiência dos funcionários, foi identificada a oportunidade de tornar este processo mais estruturado, com um método probabilístico para auxiliar não só a própria distribuidora, como outras do país.

Esse trabalho propôs uma metodologia probabilística simples para a determinação dos valores de MUST e, na sequência, foi realizada a aplicação desta formulação aos dados reais da distribuidora para avaliação da eficiência da metodologia.

A metodologia se propõe a amparar os responsáveis técnicos pela contratação da rede básica sem, entretanto, ter a intenção de eliminar a etapa de análise de engenharia e estratégia pelos profissionais dotados de conhecimento e experiência.

Os valores de MUST calculados pela metodologia utilizam as informações estatísticas de históricos de comportamentos do sistema de transmissão e as previsões de carga e topologia definidas para os anos futuros para alcançar a sua recomendação.

Destaca-se que são utilizados dados já disponíveis para os agentes do sistema, assim como o software de fluxo de potência usual no ambiente da distribuição de energia e equações de simples aplicação e fácil automatismo.

Torna-se válido frisar que a metodologia também possui grande potencial de refino, como: incremento da quantidade de elementos de rede, incremento de cenários operativos, abrangência maior do período de análise de dados de medição de demanda e outros. Ou seja, com a prática e aplicação da metodologia será possível ganho de assertividade e velocidade.

Na aplicação do exemplo real e numérico de contratação de um ponto de conexão da distribuidora, considerado de alta complexidade para contratação pelos próprios profissionais responsáveis, foi possível constatar resultados muito positivos.

Os valores de MUST determinados pelo estudo fruto desta dissertação foram inferiores em apenas 7% e 5% aos valores reais verificados da demanda máxima nos horários de ponta e fora ponta, respectivamente, no verão de 2022. Ou seja, dentro do limite regulatório vigente de ultrapassagem que é equivalente 10%. Desta forma, caso a distribuidora tivesse realizado a contratação pela metodologia, teria um desempenho assertivo e sem penalidades.

Com relação à análise financeira, foi realizada uma comparação entre o total de encargo anual que seria pago pela distribuidora, caso tivesse contratado o MUST com os valores propostos pela metodologia desta dissertação, e o total de encargo anual que será de fato pago pela distribuidora em 2022 considerando a contratação realizada pela metodologia atual. O resultado desta comparação se mostrou benéfico, uma vez que a contratação pela metodologia significaria uma economia de 14%, equivalente há mais de 17 milhões de reais, em gastos anuais.

Por fim, para além dos ajustes e desenvolvimentos propostos no item a seguir, conclui-se que a metodologia é aderente ao processo de estabelecimento dos valores de MUST e tem potencialidade para auxiliar as distribuidoras nacionais na tomada de decisão para contratação da rede básica.

5.2 Trabalhos Futuros

A seguir serão listados trabalhos futuros e ajustes idealizados para metodologia com objetivo de incremento na assertividade e ganho em velocidade:

- **Aplicação da metodologia para os demais pontos de conexão da distribuidora:** buscando avaliar a eficácia do procedimento aqui descrito, torna-se importante aplicar a metodologia para os demais 9 pontos de conexão entre a distribuidora e a rede básica. Na sequência, e sendo possível, seria interessante aplicar a metodologia em outras distribuidoras do país;
- **Levantamento histórico mais abrangente:** para calibragem da metodologia é fundamental a análise quanto a variação de resposta quando da ampliação do período de levantamento histórico do comportamento dos elementos de rede relevantes. Para este estudo, foi considerado apenas o período de 3 meses do verão anterior à contratação, no entanto, seria interessante verificar se a

alteração para 12 meses, ou para os últimos dois ou mais verões fariam diferença significativa no resultado. Neste caso, será também relevante considerar o impacto da pandemia no comportamento da carga. Esta consideração citada pode levar à um estudo profundo do tema;

- **Automatização da metodologia:** para este trabalho foi desenvolvido em *Python* um programa capaz de executar os fluxos de potência no software ANAREDE, agregar as barras que representam cada ponto de conexão, somar os valores de demanda e salvar em *Excel* o resultado de cada agregador em pasta específica. Esta automatização permitiu ganho de velocidade na produção dos resultados. No entanto, se visualiza o potencial de maior automatização da metodologia, com o desenvolvimento, em linguagem de programação, de código capaz de calcular os percentuais de ocorrência de cada faixa de potência para dados de medição de usinas e fontes de energia, além de aplicação de todas as equações descritas nesta dissertação. Ou seja, numa solução mais automatizada, o usuário da distribuidora faria um *upload* das informações históricas, quantidade de faixas de potência, cenários operativos relevantes e casos bases fornecidos pelo ONS, e o programa teria como dado de saída os valores de MUST sugeridos pela metodologia;
- **Ajustes para grandes obras:** outro desafio observado no ambiente da distribuidora é o de prever as demandas máximas dos pontos de conexão em anos de entrada em operação de grandes obras do sistema como linhas de transmissão relevantes, transformadores em pontos estratégicos, usinas novas ou expansão de unidades existentes. Neste estudo foi apresentada uma pequena adaptação para resolver o problema da falta de histórico de medição da usina UTE GNA I no verão de 2021, uma vez que a usina passou a funcionar no segundo semestre daquele ano. Entretanto, a adaptação está longe de ser suficiente para uma vastidão de cenários possíveis dado o dinamismo do SIN. Desta forma, seria necessário criar ferramentas dentro da metodologia que viabilizem a assertividade em situações em que estas grandes obras impactarem na contratação, apesar da falta de dados históricos do comportamento da rede antes da conexão destas;

- **Determinação de pesos para os cenários operativos:** para aperfeiçoamento da metodologia, também seria válido realizar o estudo do uso de pesos para os cenários operativos. Nesta proposta, os usuários da metodologia seriam capazes de determinar cenários operativos cuja proporcionalidade deveria ser superior ou inferior aos demais. Essa possibilidade de indicação dos pesos de cada cenário operativo não representaria um aumento significativo na complexidade das formulações matemáticas determinadas no trabalho, porém poderiam garantir que algumas situações de contingência ou emergência sejam cobertas ou desconsideradas para o cálculo de MUST;
- **Exploração de risco assumido de penalidades:** outra linha de pesquisa interessante seria a de explorar a filosofia de contratação da rede básica que considera a premissa de assumir a ocorrência de algumas penalidades de ultrapassagem com objetivo de redução dos custos com a contratação da rede básica. Nesta linha de pesquisa, um dos caminhos possíveis seria o inverso, no qual o usuário determinasse um limite de gastos previstos com encargos de rede básica e a metodologia fosse capaz de sugerir os pontos de conexão com melhor potencial de redução da contratação para minimizar o risco de penalidade.

Referências

- [1] Y. P. Molina, O. R. Saavedra, and H. Amariés, “Transmission network cost allocation based on circuit theory and the Aumann-Shapley method,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4568–4577, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2278296.
- [2] A. R. De Queiroz, L. M. M. Lima, D. P. Morton, and J. W. M. Lima, “Determining the optimal transmission system usage contracts for a distribution company,” *IEEE PES Gen. Meet. PES 2010*, pp. 1–8, 2010, doi: 10.1109/PES.2010.5589373.
- [3] H. Rudnick, L. A. Barroso, C. Skerk, and A. Blanco, “South American Reform Lessons - Twenty Years of Restructuring and Reform in Argentina, Brazil, and Chile.,” *J. Emerg. Manag.*, vol. 3, no. 4, p. 1, 2005, doi: 10.5055/jem.2005.0042.
- [4] P. V. Gomes, J. T. Saraiva, L. Carvalho, B. Dias, and L. W. Oliveira, “Impact of decision-making models in Transmission Expansion Planning considering large shares of renewable energy sources,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 174, no. May, p. 105852, 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2019.04.030.
- [5] André Milhorce de Castro, Natasha S. Monteiro da Silva, Érica Telles, Armando M. Leite da Silva, and Alexandre Street, “Contratação Ótima Dos Montantes De Uso Do Sistema De Transmissão Via Equivalentes Estáticos Flexíveis E Fluxo De Potência Estocástico,” *Proc. XXII Congr. Bras. Automática*, pp. 1–8, 2018, doi: 10.20906/cps/cba2018-0921.
- [6] G. A. Rampinelli and C. G. Rosa, “Análise da Geração Eólica na Matriz Brasileira de Energia Elétrica Analysis of Wind Power Generation in Brazilian Power Electric Matrix Introdução Geração eólica,” *Rev. Ciências Exatas e Nat.*, vol. 14, no. 2, pp. 273–302, 2012.
- [7] Empresa de Pesquisa Energética – EPE, “Nota Técnica - Estudos do Sistema de Transmissão Cálculos da TUST - Análise de Sensibilidade,” 2021. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-com-analise-de-sensibilidade-em-relacao-as-condicionantes-adotadas-no-calculo-da-tust>
- [8] Operador Nacional do Sistema - ONS, “Procedimento de Rede - Submódulo 1.2 Glossário dos Procedimentos de Rede,” 2020.
- [9] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 1.007, DE 15 DE MARÇO DE 2022,” 2022.
- [10] João Guilherme de Carvalho Costa, Rodolpho Lopes Lima, and Armando Martins Leite da Silva, “Metodologia Probabilística Para Tarifação De Sistemas De Transmissão Considerando Contingências Na Rede Elétrica,” *Proc. XXII Congr. Bras. Automática*, 2018, doi: 10.20906/cps/cba2018-1077.
- [11] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento, Tema 3/2008, Metodologia para Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão,” 2011.

- [12] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET - Submódulo 9.3 - Reajuste Anual das Receitas das Concessionárias de Transmissão,” 2022.
- [13] J. Albuquerque, “Concessão de serviços públicos de transmissão de energia elétrica: estudo da modelagem de definição da receita anual permitida máxima no leilão 04/2018 da ANEEL,” Fundação Getúlio Vargas - FGV, 2021.
- [14] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET - Submódulo 9.8 Metodologia de cálculo de preço teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica,” 2022.
- [15] K. Rocha, A. Moreira, and R. Limp, “Determinantes dos altos deságios nos leilões de transmissão de energia elétrica no Brasil entre 1999-2010,” *Rev. Bras. Econ.*, vol. 67, no. 2, pp. 261–275, 2013, doi: 10.1590/S0034-71402013000200005.
- [16] Operador Nacional do Sistema - ONS, “PARPEL - Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN 2022-2026,” 2021. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-eletrico>
- [17] M. Junqueira, L. C. da Costa, L. A. Barroso, G. C. Oliveira, L. M. Thomé, and M. V. Pereira, “An Aumann-Shapley approach to allocate transmission service cost among network users in electricity markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1532–1546, 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.907133.
- [18] Operador Nacional do Sistema - ONS, “Mapa Sistema de Transmissão Brasileiro ONS,” 2022. <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>
- [19] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica - Módulo 5 – Acesso ao Sistema Revisão,” 2022.
- [20] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.001, DE 18 DE JANEIRO DE 2022,” 2022.
- [21] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 905, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2020,” 2020.
- [22] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.005, DE 15 DE FEVEREIRO DE 2022,” 2022.
- [23] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 666, DE 23 DE JUNHO DE 2015,” 2015.
- [24] A. R. De Queiroz, L. Medeiros, M. Lima, J. Wanderley, and M. Lima, “Determinação do montante de uso ótimo do sistema de transmissão para uma empresa de distribuição de energia elétrica,” *XVIII Congr. Bras. Automática*, no. September 2015, 2010.
- [25] A. M. Leite da Silva, J. G. De Carvalho Costa, and C. M. Mattar, “A probabilistic approach for determining the optimal amount of transmission system usage,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1557–1564, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.883672.

- [26] V. H. Ferreira, S. M. De Rocco, and A. R. Aoki, "Demand forecasting for control of the use of transmission system for electric distribution utilities," *5th Int. Conf. Intell. Syst. Appl. to Power Syst. ISAP '09*, 2009, doi: 10.1109/ISAP.2009.5352851.
- [27] Operador Nacional do Sistema - ONS, "Procedimento de Rede - Submódulo 8.1 Administração dos Contratos," pp. 1–16, 2020.
- [28] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, "RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.014, DE 15 DE MARÇO DE 2022," 2022.
- [29] T. H. dos Santos, D. C. Filietaz, L. P. Martins, J. A. Malagoli, F. G. S. Magrin, and R. Kowaltschuk, "Uma Análise de Montante de Uso do Sistema de Transmissão na Região de Pato Branco no Paraná," 2020, doi: 10.48011/asba.v2i1.1346.
- [30] Thiago Hanisch dos Santos and Juliana Almansa Malagoli, "Evolução Diferencial Aplicada a Contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão," *Proceedings do XV Simpósio Bras. Automação Intel.*, pp. 879–886, 2021, doi: 10.20906/sbai.v1i1.2673.
- [31] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, "RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 67 DE 08 DE JULHO DE 2004," 2004.
- [32] R. L. Hochstetler and J. D. Cho, "Assessing competition in brazil's electricity market if bid-based dispatch were adopted," *Rev. Econ. Contemp.*, vol. 23, no. 2, pp. 1–37, 2019, doi: 10.1590/198055272322.
- [33] S. M. S. CARVALHO and M. V. COELHO, "Pré-Despacho de um Sistema Hidrotérmico com Manobras e Restrições de Rampa," *Tema Tendências em Matemática Apl. e Comput.*, vol. 20, pp. 541–559, 2019, doi: 10.5540/tema.2019.020.03.0541.
- [34] Operador Nacional do Sistema - ONS, "Procedimento de Rede - Submódulo 5.1 Operação do Sistema e das instalações da Rede de Operação - Operacional," 2020.
- [35] Operador Nacional do Sistema - ONS, "Procedimento de Rede - Submódulo 5.1 Operação do Sistema e das instalações da Rede de Operação - Responsabilidades," 2020.
- [36] CEPEL - Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, "ANAREDE CEPEL," 2022. <https://dre.cepel.br/Programa>
- [37] Light, "Light S.E.S.A.," 2022. <http://www.light.com.br/grupo-light/Empresas-do-Grupo/light-servicos-de-eletricidade.aspx> (accessed Jul. 24, 2022).
- [38] Furnas, "UTE Santa Cruz," 2022. <https://www.furnas.com.br/subsecao/138/usina-de-santa-cruz?culture=pt> (accessed Jul. 24, 2022).
- [39] Petrobrás, "Termomacaé," 2022. <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/termeletricas/termomacaee.htm> (accessed Jul. 24, 2022).
- [40] EDF, "UTE Norte Fluminense," 2022. <http://www.edfnortefluminense.com.br/edf->

norte-fluminense/ (accessed Jul. 24, 2022).

- [41] G.-G. N. Açu, “GNA I,” 2022. <https://www.gna.com.br/nossos-negocios/usinas-termeletricas/ute-gna-I> (accessed Jul. 24, 2022).
- [42] Xingu Rio Transmissora de Energia S.A, “Xingu Rio Transmissora de Energia S.A - Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2021 e relatório dos auditores independentes,” 2021.
- [43] Python Software Foundation, “Linguagem de programação Python,” 2022. <https://www.python.org/about/>
- [44] Operador Nacional do Sistema - ONS, “Portal SINtegre ONS,” 2022. <https://sintegre.ons.org.br/>
- [45] Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), “Banco de Dados Meteorológicos do INMET,” 2022. [Online]. Available: <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>
- [46] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA No 2.896, 2021,” 2021.
- [47] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “ANEXO I - RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA No 2.896, 2021,” 2021.
- [48] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA No 3.066, 2022,” 2022.
- [49] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “ANEXO I - RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA No 3.066, 2022,” pp. 1–107, 2022.
- [50] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 614, DE 3 DE JUNHO DE 2014 Consolida,” 2014.
- [51] Operador Nacional do Sistema - ONS, “Procedimento de Rede - Submódulo 3.3 Planejamento da operação energética de médio prazo,” 2020.