



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FRANCISCO JANDSON BARBOSA PAIVA

**EQUIVALENTE DA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO CEARENSE: UM
ESTUDO DE VARIAÇÃO DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE NA
CONEXÃO DE NOVOS CLIENTES NO REGIONAL CAUÍPE**

FORTALEZA

2022

FRANCISCO JANDSON BARBOSA PAIVA

EQUIVALENTE DA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO CEARENSE: UM ESTUDO
DE VARIAÇÃO DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE NA CONEXÃO DE NOVOS
CLIENTES NO REGIONAL CAUÍPE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial
para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: PhD Ruth Pastôra Saraiva Leão

FORTALEZA
2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- P168e Paiva, Francisco Jandson Barbosa.
Equivalente da rede elétrica de distribuição cearense : um estudo de variação de tensão em regime permanente na conexão de novos clientes no regional Cauípe / Francisco Jandson Barbosa Paiva. – 2022. 65 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.
Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva.
Coorientação: Prof. Me. Raphael Fernandes Sales Costa.
1. Sistema elétrico de potência. 2. ANAREDE. 3. Equivalente de rede. I. Título.
- CDD 621.3
-

FRANCISCO JANDSON BARBOSA PAIVA

EQUIVALENTE DA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO CEARENSE: UM ESTUDO
DE VARIAÇÃO DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE NA CONEXÃO DE NOVOS
CLIENTES NO REGIONAL CAUÍPE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial
para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

BANCA EXAMINADORA

Profa PhD Ruth Pastôra Saraiva Leão (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Me. Raphael Fernandes Sales Costa (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Me. Klendson Marques Canuto
Enel Distribuição Ceará

Eng. Luís Eduardo Pompeu de Sousa Brasil Háteras
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A Deus.

Aos meus pais, amigos e professores.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pela proteção e oportunidade que é me dada todos os dias.

Aos meus pais e amigos, pelo apoio durante toda a minha vida, tornando a minha base cada dia mais forte para enfrentar os contínuos desafios.

A professora Ruth Leão pela orientação desse trabalho.

Aos professores, técnicos e colegas de classe do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, que diariamente contribuíram para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

“A persistência é o caminho do êxito.”

Charlie Chaplin

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo usar equivalente de rede para avaliar o impacto na tensão de regime permanente, causado pela conexão de novas cargas de energia elétrica à rede de distribuição em alta tensão da empresa ENEL Distribuição Ceará. Com o avanço da tecnologia, o desenvolvimento de ferramentas para viabilizar estudos no Sistema Elétrico de Potência (SEP) se tornou fundamental, e o custo computacional passou a ser determinante para essas análises. Para garantir a qualidade de fornecimento de energia elétrica, diversos estudos são realizados para assegurar a robustez da rede elétrica e a assertividade da conexão de grandes clientes e geradores. Os simuladores do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) são grandes aliados no desenvolvimento de estudos para as especificidades do Sistema Elétrico de Potência brasileiro. No presente trabalho foi utilizado o software Análise de Redes Elétricas (ANAREDE), tendo em vista a característica do estudo, voltado para o comportamento da rede em regime permanente. Visando resumir a área de estudo de conexão, e garantir o menor impacto de tensão em regime permanente provocado pela conexão de novos clientes na rede elétrica cearense, foi desenvolvido um modelo reduzido (equivalente de rede) da rede de distribuição em alta tensão e barras de média tensão do Estado do Ceará, tendo com área de estudo o regional Cauípe. Foram realizados estudos em 3 patamares de carga para dias úteis, de forma a garantir a eficiência desse equivalente de rede. Com intuito de estudar os impactos da entrada de um novo cliente de 69 kV em julho de 2022 no regional, foram construídos diversos cenários de ligação para identificar a Subestação de Distribuição (SED) mais adequada para receber essa conexão, e o impacto das geradoras existentes nos eixos principais de cada SED, frente aos cenários de inserção de uma nova carga.

Palavras-chave: Sistema elétrico de potência, ANAREDE, equivalente de rede.

ABSTRACT

This work aims to use network equivalent to evaluate the impact on steady-state voltage, caused by the connection of new electrical energy loads to the high voltage distribution network of the company ENEL Distribuição Ceará. Given the advance of technology, the development of tools to enable studies in the Electric Power System (EPS) has become fundamental, and the computational cost has become a determining factor for these analyses. To ensure the quality of electric power supply, many studies were conducted to certify the strength of the power grid and the assertiveness of large customers connections. The simulators of the Electric Energy Research Center (CEPEL) are great allies in the development of studies for the specificities of the Brazilian EPS. In this paper, the Network Analysis Program (ANAREDE) software was used, given the characteristics of the study, which focused on the behavior of the steady state network. Aiming to summarize the connection study area and to guarantee the minimum steady state voltage impact caused by the connection of new customers and new generators in the Ceará's power grid, a reduced model (network equivalent) of the high voltage distribution network and medium voltage buses in the State of Ceará was developed, more precisely the Cauipe regional's. Studies were conducted in 3 different load levels for working days, in order to guarantee the efficiency of the network equivalent. In order to study the impacts of the connection of a new 69 kV customer in July 2022 in the regional, several connection scenarios were built to identify the most suitable Distribution Substation (SED) to receive this connection and the impact of generators (already existing) on the main sections of each SED, given new loads connections' scenarios.

Keywords: Electric Power System, ANAREDE, network equivalent.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Ilustração de elementos básicos de uma rede.	17
Figura 2 - Rede elétrica para construção da matriz admitância.....	19
Figura 3 - Rede elétrica para construção da matriz admitância.....	24
Figura 4 - Metodologia de obtenção da convergência no fluxo de potência.	28
Figura 5 - Rede elétrica completa genérica.	31
Figura 6 - Rede elétrica reduzida genérica.	33
Figura 7 - Rede elétrica com fronteira ajustada.....	34
Figura 8 - Rede elétrica com fronteira ajustada por barras fictícias.....	35
Figura 9 - Metodologia de construção do Equivalente de Ward estendido.....	38
Figura 10 - Rede elétrica de AT no Ceará.	40
Figura 11 - Rede elétrica de AT de Fortaleza.....	41
Figura 12 - Divisão territorial da rede de distribuição no Ceará.	41
Figura 13 - Crescimento de Carga do Regional CPE entre 2018 e 2021.	44
Figura 14 - Comportamento da demanda máxima no Ponto de Suprimento de CPE.	44
Figura 15 - Retenção e eliminação das áreas de estudo.	46
Figura 16 – Rede equivalenciada, fronteira e rede interna de distribuição.	47
Figura 17 – Metodologia para validação do equivalente de rede no ANAREDE.....	48
Figura 18 - Tensão das barras de CPE no sistema original x reduzido, 07h.	48
Figura 19 - Variação de tensão das barras de CPE no sistema original x reduzido, 07h.	49
Figura 20 - Tensão das barras de CPE no sistema original x reduzido, 15h.	49
Figura 21 - Tensão das barras de CPE no sistema original x reduzido, 15h.	50
Figura 22 - Tensão das barras de CPE no sistema original x reduzido, 22h.	50
Figura 23 - Tensão das barras de CPE no sistema original x reduzido, 22h.	51
Figura 24 – Construção dos cenários de conexão.	53
Figura 25 - Eixo principal da barra de CIP.....	53
Figura 26 - Eixo principal da barra de UMB.....	55
Figura 27 - Eixo principal da barra de CCA.....	57
Figura 28 - Panorama da tensão nas barras mais afetadas.....	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Caracterização dos dados de entrada nas barras do ANAREDE.....	27
Tabela 2 - Divisão territorial da rede de distribuição no Ceará.....	39
Tabela 3 - Divisão elétrica da rede de distribuição cearense.....	42
Tabela 4 - Gerações nos eixos de fronteira por regional elétrico.	43
Tabela 5 – Barras com tensão abaixo de 0.95 pu do regional CPE.....	51
Tabela 6 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 12 MW, CIP.....	54
Tabela 7 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 20 MW, CIP.....	54
Tabela 8 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 30 MW, CIP.....	55
Tabela 9 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 12 MW, UMB.	56
Tabela 10 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 20 MW, UMB.....	56
Tabela 11 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 30 MW, UMB.....	57
Tabela 12 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 12 MW, CCA.....	58
Tabela 13 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 20 MW, CCA.....	58
Tabela 14 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 30 MW, CCA.....	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CCA	Caucaia
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CIP	Complexo Industrial do Pecém
CPE	Cauípe
DCTE	Leitura/Modificação de Dados Constantes
DRE	Departamento de Redes Elétricas
DUT	Dia Útil
LDAT	Linha de Distribuição de Alta Tensão
LT	Linha de Transmissão
LTC	Load Tap Changer
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SED	Subestação de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEPA	Tolerância de Convergência do Erro de Potência Ativa na Barra
TEPR	Tolerância de Convergência do Erro de Potência Reativa na Barra
TETP	Tolerância para Erro de Intercâmbio de Potência Ativa entre Áreas
TLPR	Tolerância para Limite de Geração de Potência Reativa
TLVC	Tolerância para Tensões Controladas
UMB	Umarituba
VDVM	Tensão Máxima para Teste de Divergência Automática do Caso
VDVN	Tensão Mínima para Teste de Divergência Automática do Caso

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Justificativa	13
1.2	Objetivos	14
1.3	Metodologia	14
1.4	Estrutura do trabalho.....	15
2	MÉTODOS PARA OBTENÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA	16
2.1	Fluxo de Potência	16
2.2	Conceitos Básicos de Redes Elétricas.....	17
2.3	Método de Gauss-Seidel	21
2.4	Método de Newton Raphson	22
2.5	Método Desacoplado Rápido	25
2.6	Fluxo de Potência com o ANAREDE	26
3	MODELAGAM PARA EQUIVALENTES DE REDES ELÉTRICAS	30
3.1	Equivalente de Ward: Modelo Linear	31
3.2	Equivalente de Ward: Modelo Não Linear	33
3.3	Equivalente de Ward: Modelo Estendido.....	34
3.4	Equivalente de Rede com o ANAREDE	37
4	SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	39
4.1	Apresentação da Rede Elétrica Cearense.....	39
4.2	Apresentação do Regional Elétrico Cauípe - CPE.....	43
4.3	Equivalente de Rede do Regional Cauípe – CPE.....	45
4.4	Cenários de Conexão de um Novo Cliente de 69 kV no Regional - CPE.....	52
4.4.1	<i>Cenário 1 - CIP</i>	53
4.4.2	<i>Cenário 2 - UMB</i>	55
4.4.3	<i>Cenário 3 - CCA</i>	57
4.5	Regulação de Tensão nas Barras de 69 kV.....	59
4.6	Discussão dos Resultados	60
5	CONCLUSÃO.....	62
5.1	Trabalhos Futuros	63
6	REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO.....	64

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro é destacado por suas especificidades frente às redes elétricas de outros países, como por exemplo a interligação do sistema, dimensões do país e diversidade de geração elétrica. Com isso, a complexidade no controle e operação da rede é uma de suas características fundamentais. Devido à diversidade geográfica e hidrológica, com o intercâmbio energético é possível obter um balanço mais eficiente, estável e seguro- (ONS, 2021).

Com o avanço dos sistemas empregados na rede elétrica, a automação, controle e operação se tornaram cada vez mais confiáveis e seguros. Para garantir essa eficiência da operação e manutenção do SEP, diversos programas são utilizados com intuito de simular expansão da rede, analisar a necessidade de novos geradores, bem como a proteção dos equipamentos do sistema e pessoas que operam.

Diante das características do SEP brasileiro, percebeu-se a necessidade do desenvolvimento de programas computacionais específicos para as demandas brasileiras. Com isso, surgiu o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) em 1974, que através do Departamento de Sistemas Eletroenergéticos (DSE) é responsável por desenvolver e manter uma completa linha de programas computacionais para Planejamento e Operação de Sistemas Elétricos de Potência no Brasil. (CEPEL, 2021).

Entre os programas desenvolvidos pelo CEPEL, existem os que são utilizados para planejamento e estudos de regime permanente e transitório, a saber: PLANTAC - Planejamento da Transmissão Usando o Valor Econômico da Confiabilidade, NH2 Análise da Confiabilidade de Geração e Transmissão, ANAREDE - Análise de Redes Elétricas, FLUTOP - Análise de Fluxo de Potência Ótimo, ANAFAS - Análise de Falhas Simultâneas, HARMZS - Comportamento Harmônico e Análise Modal, ANATEM - Análise de Transitórios Eletromecânicos e PACDYN - Análise e Controle de Oscilações Eletromecânica.

Dada a importância das ferramentas de simulação, como explicitado nos parágrafos anteriores, neste trabalho, são realizados estudos em regime permanente, em que o software ANAREDE é utilizado em todas as etapas do estudo. O programa computacional ANAREDE é o mais utilizado no Brasil para análise de Sistemas Elétricos de Potência em regime permanente. Reúne programas de fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e de fluxo, e análise de segurança de tensão (CEPEL, 2021).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) disponibiliza para as

distribuidoras Deck's para o ANAREDE que representam a rede básica em diversos Patamares de Carga, sendo elas: Pesada, Média e Leve para Dias úteis, Sábados, Domingos e Feriados. Através desses modelos disponibilizados (Rede Básica), unidos aos modelos de rede internos (Rede de Distribuição) da própria ENEL Ceará, é possível realizar estudos em regime permanente da Rede Elétrica de Distribuição Cearense, considerando os impactos da conexão com a Rede Básica do SIN.

Através das cargas verificadas nos dias selecionados para os patamares, é construído o Deck da rede de distribuição cearense, e dessa forma é possível fazer simulações em regime permanente com maior confiabilidade, devido ao estado operativo da rede ser condizente com o patamar de carga. Para esse tipo de estudo, a classe de tensão igual ou menor do que 15 kV não é estudada, apenas é representada a carga geral da Subestação de Distribuição (SED), tendo em vista as especificidades do sistema quando são considerados os alimentadores de 13,8 kV.

Diante disso, o fluxo de potência e equivalente de rede do ANAREDE são ferramentas fundamentais para analisar a rede em regime permanente. Além do levantamento de possíveis sobrecargas, problemas com tensão ou qualidade de suprimento para os diversos patamares de carga. O equivalente de rede promove a simplificação desses estudos, para análise de conexão e expansão de carga/geração.

1.1 Justificativa

Dada a contínua expansão de carga do SEP aliada ao crescente fluxo de carga bidirecional, provocado pelos complexos de geração, os estudos voltados para a determinação do estado operativo da rede são fundamentais, tanto para a avaliação do estado operativo da rede, quanto para os impactos da conexão de novos grupos de carga/geração. Com isso, o planejamento de operação e expansão da rede são essenciais para garantir a confiabilidade e estabilidade do SEP.

Em estudos de planejamento da expansão e da operação de sistemas de energia elétrica, uma forma de reduzir a dimensão da rede, e por consequência, o esforço computacional, é utilizando equivalente de rede, em que a representação dos impactos da rede externa são ajustados nas barras de fronteira. Com isso, as análises de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade transitória, são simplificadas e direcionadas à rede de interesse. (MOURA

et al., 2020).

Desta forma, o presente trabalho se justifica pela importância de analisar as formas e implementações computacionais dos modelos da rede elétrica, bem como estudar as aplicações das diversas ferramentas disponíveis no software ANAREDE. Nesse contexto, buscar aplicar os métodos em casos reais na rede elétrica cearense é fundamental para contribuir com o avanço de estudos elétricos, principalmente em um regional que abrange parte da região metropolitana cearense, caracterizada por grande densidade de carga, grandes parques geradores e complexidade no sistema de distribuição.

1.2 Objetivos

O objetivo geral do trabalho é aplicar equivalente de rede usando o programa computacional ANAREDE para avaliar o impacto causado pela conexão de novas carga, bem como a importância das fontes existentes integradas à rede de distribuição em alta tensão da empresa ENEL Distribuição Ceará.

Os Objetivos Específicos desse trabalho são:

- definir e dividir o sistema de teste em rede externa, rede interna e barras de fronteira;
- validar o modelo de equivalente de rede aplicado ao sistema de teste, comparando a resposta do fluxo de carga da rede sem e com equivalente;
- avaliar o comportamento da rede interna equivalenciada mediante diferentes cenários de conexão de carga e geração.

1.3 Metodologia

O presente trabalho é caracterizado por um embasamento teórico disposto na literatura de sistemas elétricos de potência, pesquisa documental, em que é buscado analisar e expor a metodologia empregada no software ANAREDE desenvolvido pelo CEPEL. Além disso, a estrutura do estudo é feita utilizando a base de dados da Rede básica e a distribuição em alta tensão e barras de média tensão sob a concessão da empresa Enel Distribuição Ceará.

Para a realização dos procedimentos de estudo de caso, foram utilizados dados da rede elétrica disponibilizados pelo CEPEL, bem como dados da demanda verificada na carga

da Enel para 3 patamares de dias úteis. A partir dessas simulações, foi desenvolvido em excel a análise de dados dos resultados obtidos para os diversos cenários, de forma que a síntese e a apresentação fossem compreensíveis e objetivas.

1.4 Estrutura do trabalho

A estrutura do trabalho é dividida nos seguintes capítulos.

No Capítulo 2 é apresentado o estudo sobre o fluxo de potência, mostrando os conceitos, suas características, métodos para obtenção e aplicação no software ANAREDE.

No Capítulo 3 são abordados os conceitos acerca da construção do equivalente de rede, métodos para obtenção e aplicação no software ANAREDE.

O Capítulo 4 trata da apresentação da rede elétrica de distribuição cearense, bem como as especificidades do regional Cauípe. Além disso, são utilizados os conceitos abordados nos capítulos 2 e 3, para a construção do equivalente de rede do regional. Após a obtenção da rede base reduzida, os tópicos seguintes tratam do impacto da inserção de novos clientes no regional, com foco nas subestações principais de cada eixo do regional. Para finalizar o capítulo, foram discutidos os resultados obtidos em cada cenário das simulações, em que foi selecionada a melhor proposta frente ao critério de impacto na tensão.

Por fim, no Capítulo 5 é apresentada a conclusão do trabalho, mostrando as considerações finais, a importância dos modelos reduzidos e melhorias proporcionadas pela realização do estudo de caso, além das propostas de continuidade do trabalho.

2 MÉTODOS PARA OBTENÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA

Neste capítulo é apresentada a importância do Fluxo de Potência para Análise de Sistemas de Potência, bem como o embasamento teórico para obtenção do Fluxo de Potência e Equivalente de Rede.

2.1 Fluxo de Potência

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é estruturado de forma a garantir a potência nominal das cargas a ele conectadas. O SEP opera normalmente em condição de equilíbrio em que a potência gerada é igual à potência consumida acrescida das perdas inerentes a rede. Devido a essa sintonia de geração/consumo, os equipamentos que constituem o SEP devem ser dimensionados de forma a garantir o pleno funcionamento nos mais diversos patamares de carga.

Além disso, percebe-se que com o crescimento tanto da atividade industrial/comercial como o populacional, há a necessidade de planejamento de expansão do SEP. E para analisar a necessidade de novos pontos de geração ou mesmo expansão dos atuais, para atender essa demanda crescente, faz-se necessária a avaliação do estado operativo da Rede Elétrica para os diversos cenários.

Esses estudos do estado operativo da rede, são realizados em regime permanente através da determinação do intercâmbio de potência ativa e reativa, carregamento dos geradores, Linhas de Transmissão (LT) e transformadores, além da magnitude e ângulo de tensão nas barras. Todos esses aspectos da rede são determinados através estudo de fluxo de potência.

Diante dos resultados do fluxo de potência, pode-se fazer ajustes na rede de forma obter uma operação mais confiável e eficiente, tais como:

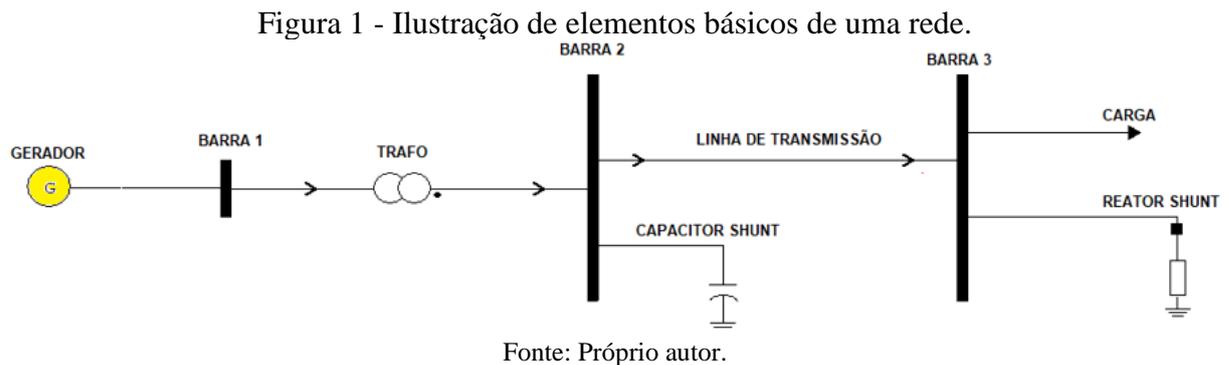
- Ajustes nos despachos dos geradores;
- Ajustes nos dispositivos de controle de tensão (injeções de potência reativa, posição dos *taps* dos transformadores);
- Ajustes no intercâmbio com os sistemas vizinhos;
- Mudanças na topologia (ligar ou desligar alguma LT ou Transformador);
- Instalação de novas plantas de geração;
- Instalação de novas LT, alimentadores, banco de capacitores ou

transformadores;

- Instalação de dispositivos de controle de fluxo de potência;
- Interconexão com outros sistemas;

2.2 Conceitos Básicos de Redes Elétricas

Para realizar o estudo de Fluxo de Potência e as análises de uma rede elétrica, é necessário modelar todos os equipamentos que compõem a rede, bem como classificar as barras quanto ao seu estado operativo. No diagrama unifilar da Figura (1) são representados os equipamentos e elementos, geralmente presentes no SEP, por meio dos seus respectivos símbolos.



Entre os quais estão:

- Carga: representa o consumo de potência ativa e reativa, o qual é geralmente constante. O SEP para garantir a qualidade de fornecimento de energia elétrica, deve assegurar as condições nominais de potência e tensão da carga;
- Geradores: São responsáveis por fornecer a potência ativa para suprir as cargas e as perdas inerentes ao sistema, enquanto as potências reativas variam dentro dos limites de cada gerador;
- Capacitores e Reatores Shunt: São utilizados para ajustes de tensão através da injeção e absorção de reativos, enquanto o capacitor eleva o nível de tensão, o indutor abaixa o nível de tensão.

Os dados de barras definem as potências injetadas ou extraídas da rede elétrica, nas

barras de geração ou de carga. No sentido de caracterizar os diferentes tipos de barras de uma rede elétrica, por convenção são usados três diferentes tipos de barras: barras de carga, barras de geração e uma única barra de geração denominada de barra flutuante, também conhecida como swing. As principais características de cada barra são apresentadas abaixo:

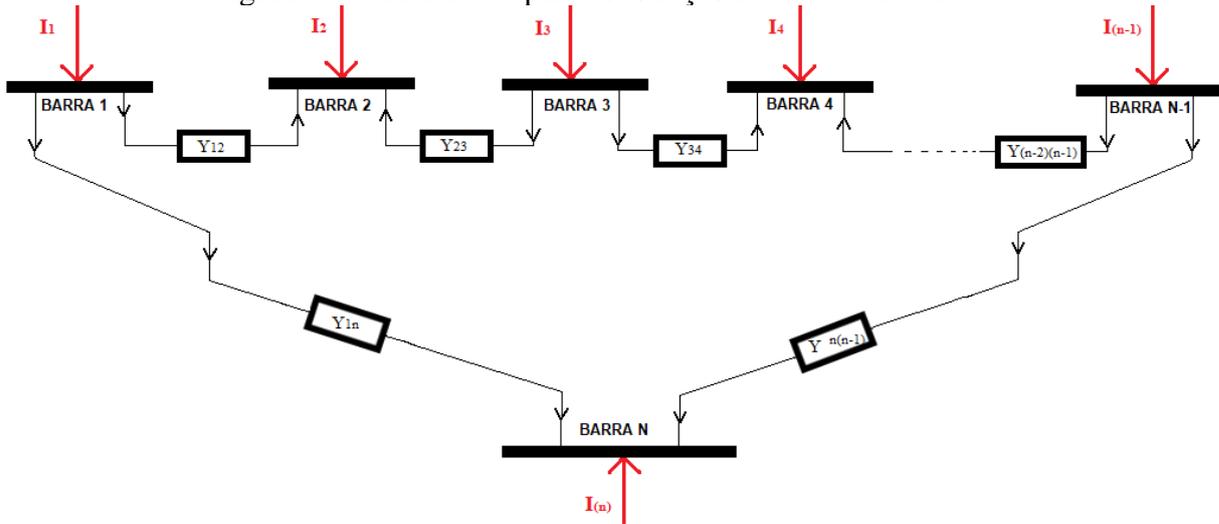
- Barras de carga PQ: Barras em que as potências ativas e reativas são conhecidas, e a tensão e o ângulo de defasagem devem ser determinados;
- Barras de geração PV: Como os complexos de geração possuem o controle da tensão nominal e da potência injetada na rede, a potência reativa e o ângulo de defasagem devem ser determinados;
- Barra flutuante $V\theta$ (referência): Única barra de geração em que a tensão e o ângulo de defasagem são conhecidos, enquanto a potência ativa e reativa são determinadas para completar o balanço energético do sistema;

Os transformadores desempenham papel fundamental para a adequação do nível de tensão de acordo com a aplicação. Além de serem utilizados para isolar eletricamente sistemas e para controlar a defasagem em algumas aplicações especiais. Enquanto as linhas de transmissão são responsáveis por carregar a energia de um ponto a outro, utilizadas para conectar desde subsistemas da rede básica, até os condutores da rede de BT. No *software* ANAREDE, tanto para LT quanto para os Transformadores, são utilizados os modelos π equivalente.

Para a obtenção das equações que definem o funcionamento do SEP, é utilizada a primeira Lei de Kirchhoff, através da análise nodal. Para que o sistema de equações seja determinado, é necessário escolher uma barra de referência angular (barra *slack*), que é responsável por fechar o balanço entre potência gerada e potência demandada mais as perdas na rede, com intuito de tornar o número de equações igual ao de incógnitas. (MOURA et al, 2018).

No diagrama unifilar da Figura (2) é representada graficamente uma rede elétrica genérica, com intuito de enriquecer as deduções matemáticas acerca dos conceitos básicos de SEPs.

Figura 2 - Rede elétrica para construção da matriz admitância.



Fonte: Adaptado de Moura (2).

Para a resolução dos problemas de fluxo de potência do SEP da Figura (2), e posteriormente a aplicação do equivalente de rede, é necessário definir a metodologia de análise do sistema, que parte da construção da Matriz de Admitância. Aplicando a primeira Lei de Kirchhoff nas barras 1, 2, 3... até a n , tem-se:

$$I_1 = Y_{12}(V_1 - V_2) + Y_{1n}(V_1 - V_n) \quad (1)$$

$$I_2 = Y_{21}(V_2 - V_1) + Y_{32}(V_3 - V_2) \quad (2)$$

$$I_3 = Y_{32}(V_3 - V_2) + Y_{34}(V_3 - V_4) \quad (3)$$

$$I_n = Y_{1n}(V_1 - V_n) + Y_{(n-1)n}(V_{n-1} - V_n) \quad (4)$$

Para um circuito com n barras, o sistema de equações em forma matricial é escrito da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{2n} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{3n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{bmatrix} \quad (5)$$

De forma sintetizada, pode-se reescrever (5):

$$I_k = \sum_{n=1}^N Y_{kn} \cdot V_n \quad (6)$$

Em que:

I_k	Corrente injetada na barra k;
Y_{kn}	Negativo da soma das admitâncias conectadas entre a barra k e outra barra n;
Y_{kk}	Soma das admitâncias conectadas a uma dada barra k;
V_n	Tensão na barra n;

Para completar a análise, é de fundamental importância a estruturação matemática da potência injetada em cada barra do sistema. Desse modo, a potência complexa é dada por:

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k \cdot I_k^* \quad (7)$$

Em que:

S_k	Potência complexa associada a barra k;
P_k	Potência ativa associada a barra k;
Q_k	Potência reativa associada a barra k;

Substituindo (6) em (7):

$$P_k + jQ_k = V_k \cdot \left[\sum_{n=1}^N Y_{kn} \cdot V_n \right]^* \quad (8)$$

Como a admitância e tensão podem ser dadas respectivamente por:

$$Y_{kn} = |Y_{kn}| \cdot e^{j\theta_{kn}} \quad (9)$$

$$V_n = |V_n| \cdot e^{j\delta_n} \quad (10)$$

Substituindo (9) e (10) em (8), obtêm-se:

$$P_k + jQ_k = V_k \cdot \left[\sum Y_{kn} \cdot V_n \cdot e^{j(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})} \right] \quad (11)$$

Separando a potência ativa da potência reativa, obtêm-se as seguintes equações base:

$$P_k = V_k \cdot \sum_{n=1}^N Y_{kn} \cdot V_n \cdot \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (12)$$

$$Q_k = V_k \cdot \sum_{n=1}^N Y_{kn} \cdot V_n \cdot \text{sen}(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (13)$$

2.3 Método de Gauss-Seidel

Dentre as formas de obter o fluxo de carga para sistemas de potência tem-se o método de Gauss-Seidel, que é considerado de simples implementação computacional, mas com convergência lenta, devido à quantidade de iterações necessárias. O método é obtido a partir das Leis de Kirchhoff e deve ser estruturado de forma a considerar as características do sistema, ou seja, o tipo de barra determina a forma de tratamento matemático.

A eq. (6) pode ser dada em função das potências como visto anteriormente, contudo, a especificação da potência gerada e consumida na barra deve ser levada em consideração. Devido a isso, a equação pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\sum_{n=1}^N Y_{kn} \cdot V_n = \frac{(S_n^G - S_n^C)^*}{V_n^*} \quad (14)$$

$$S_n^G - S_n^C = S_n = P_n + jQ_n \quad (15)$$

Em que:

S_n^G Potência complexa gerada na barra n;

S_n^C Potência complexa consumida na barra n.

Substituindo (15) em (14) e isolando a tensão de uma barra i qualquer:

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{n=1}^N Y_{in} \cdot V_n \right] \quad (16)$$

Os valores de tensão são inicialmente estimados, até que seja obtido a convergência do método.

Como citado anteriormente, o método deve ser incorporado com as características das barras do SEP, dessa forma, deve-se levar em conta as considerações acerca das variáveis conhecidas e desconhecidas para cada tipo de barra.

Como nas barras de geração a potência ativa gerada é especificada a reativa desconhecida, o valor da potência reativa é obtido após o ciclo de iterações, utilizando a equação abaixo:

$$Q_i = -Im \left[V_i^* \cdot \sum_{k=1}^N Y_{ki} \cdot V_k \right] \quad (17)$$

2.4 Método de Newton Raphson

Observa-se que no método de Newton Raphson a velocidade de processamento é maior que no de Gauss-Seidel, contudo, as condições iniciais são de suma importância para a solução do problema. Percebe-se também uma maior robustez quando o sistema é composto por elementos shunt. O método utiliza as equações não lineares (12) e (13), e é constituído pela seguinte expressão:

$$f_n(V_1, V_2, V_3, \dots, V_n) = P_n - jQ_n \quad (18)$$

Efetuando a expansão de Taylor, em torno do 0:

$$\begin{aligned} f_1(V_1^{(0)}, V_2^{(0)}, \dots, V_n^{(0)}) + \frac{\partial f_1}{\partial V_1^{(0)}} \Delta V_1 + \dots + \frac{\partial f_1}{\partial V_n^{(0)}} \Delta V_n &\cong y_1 \\ &\vdots \\ f_n(V_1^{(0)}, V_2^{(0)}, \dots, V_n^{(0)}) + \frac{\partial f_n}{\partial V_1^{(0)}} \Delta V_1 + \dots + \frac{\partial f_n}{\partial V_n^{(0)}} \Delta V_n &\cong y_n \end{aligned}$$

Utilizando a forma matricial, obtêm-se:

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1(V_1^{(0)}, V_2^{(0)}, \dots, V_n^{(0)}) \\ \vdots \\ y_n - f_n(V_1^{(0)}, V_2^{(0)}, \dots, V_n^{(0)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left. \frac{\partial f_1}{\partial V_1^{(0)}} \right| & \dots & \left. \frac{\partial f_1}{\partial V_n^{(0)}} \right| \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \left. \frac{\partial f_n}{\partial V_1^{(0)}} \right| & \dots & \left. \frac{\partial f_n}{\partial V_n^{(0)}} \right| \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix}$$

Utilizando a equação (18), a equação acima pode ser reescrita da seguinte forma:

$$[J^{(k)}][\Delta V] = \Delta[P^{(k)}, Q^{(k)}]$$

Reescrevendo em função de ΔV :

$$[\Delta V] = [J^{(k)}]^{-1} \cdot \Delta[P^{(k)}, Q^{(k)}]$$

Em que k representa cada passo da iteração.

Considerando uma barra genérica i , com a admitância entre barras i e j na forma retangular, tem-se que:

$$P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^n [V_i \cdot V_j \cdot e^{j(\theta_j - \theta_i)} \cdot (G_{ij} + jB_{ij})]$$

Expandindo em função de seno e cosseno, e fazendo $\alpha = \theta_j - \theta_i$, resulta-se em:

$$P_i = V_i^2 \cdot G_{ii}^2 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [V_i \cdot V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos\alpha - B_{ij} \cdot \sen\alpha)] \quad (19)$$

$$Q_i = -V_i^2 \cdot B_{ii}^2 - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [V_i \cdot V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sen\alpha + B_{ij} \cdot \cos\alpha)] \quad (20)$$

Para a construção da matriz Jacobiana de barras de carga, utiliza-se a formulação de Van

Ness e Griffin:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix}$$

Dessa forma, as submatrizes H, N, J, L são dadas da seguinte forma:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \theta_N} \end{bmatrix}; \quad N = \begin{bmatrix} V_1 \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & V_N \frac{\partial P_1}{\partial V_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ V_1 \frac{\partial P_N}{\partial V_1} & \dots & V_N \frac{\partial P_N}{\partial V_N} \end{bmatrix}$$

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_N} \end{bmatrix}; \quad L = \begin{bmatrix} V_1 \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & V_N \frac{\partial Q_1}{\partial V_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ V_1 \frac{\partial Q_N}{\partial V_1} & \dots & V_N \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{bmatrix}$$

Os elementos são definidos através das equações representadas na Figura (3):

Figura 3 - Rede elétrica para construção da matriz admitância.

Submatriz	Elementos	
	Fora da diagonal (i,j)	Da diagonal (i,i)
H	$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = -V_i V_j \cdot (G_{ij} \cdot \text{sen}\alpha + B_{ij} \cdot \text{cos}\alpha)$	$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = -(Q_i + V_i^2 \cdot B_{ii})$
N	$V_j \frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i V_j \cdot (G_{ij} \cdot \text{cos}\alpha - B_{ij} \cdot \text{sen}\alpha)$	$V_i \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = (P_i + V_i^2 \cdot G_{ii})$
J	$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j \cdot (B_{ij} \cdot \text{sen}\alpha - G_{ij} \cdot \text{cos}\alpha)$	$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = (P_i - V_i^2 \cdot G_{ii})$
L	$V_j \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = -V_i V_j \cdot (G_{ij} \cdot \text{sen}\alpha + B_{ij} \cdot \text{cos}\alpha)$	$V_j \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = (Q_i + V_i^2 \cdot B_{ii})$

Fonte: Adaptado de Zanetta.

Em barras de tensão controlada descarta-se Q_i do sistema de equações, devido a potência reativa não ser especificada. Quando a barra de tensão controlada é caracterizada como barra de referência, elimina-se a potência ativa e reativa das equações, já que é utilizada para o balanço energético, considerando as perdas, que são desconhecidas.

O processamento do algoritmo é realizado em 4 etapas, descritas abaixo:

Etapa 1: Entrada de dados e inicialização das incógnitas:

$$\left[V_1^{(0)} \ V_2^{(0)} \ V_3^{(0)} \ \dots \ V_n^{(0)} \quad \theta_1^{(0)} \ \theta_2^{(0)} \ \theta_3^{(0)} \ \dots \ \theta_n^{(0)} \right]$$

Etapa 2: Cálculo das potências e do vetor diferença das potências especificadas e calculadas de cada iteração:

$$[D] = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_i^{\text{especificada}} & P_i^{\text{calculada}} \\ Q_i^{\text{especificada}} & Q_i^{\text{calculada}} \end{bmatrix}$$

Etapa 3: Calcula-se o vetor de incógnitas (essa etapa só é realizada se o vetor de diferença das potências não estiver dentro da precisão desejada):

$$[J^{(k)}] \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} = [D^{(k)}]$$

Etapa 4: Atualiza-se o valor do vetor de incógnitas e retorna-se para a etapa 2:

$$[X^{(k+1)}] = [X^{(k)}] + \Delta X$$

Em que:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} = [\Delta X]$$

2.5 Método Desacoplado Rápido

Mesmo com o dinamismo e a velocidade de processamento elevada, se comparado a outros métodos iterativos, existem aplicações que exigem uma velocidade de processamento ainda maior e menor esforço computacional. Diante disso, o método de Newton Raphson passou por simplificações para obter uma eficiência computacional maior. O método desacoplado rápido utiliza as características físicas da rede para tornar a solução do fluxo de potência mais ágil.

Uma propriedade bastante conhecida dos sistemas elétricos de sub-transmissão e transmissão é o fraco acoplamento existente entre os fluxos de potência ativa e reativa. Os fluxos de potência ativa são fortemente influenciados pelos ângulos de fase das tensões, sendo praticamente independentes dos módulos das tensões. Os fluxos de potência reativa por sua vez são fortemente dependentes dos módulos das tensões e pouco influenciados pelos ângulos de fase das tensões (MOURA *et al.*, 2018, p.199).

A adaptação do método de Newton Raphson inicia desprezando as Submatrizes $J_2(i)$ e $J_3(i)$, que traduzem o fraco acoplamento entre $[P]$ e $[V]$ e entre $[Q]$ e $[\theta]$. Além disso, com intuito de tornar o processo mais ágil, faz-se $V_k \cong V_n \cong 1.0$ p.u e $\delta_k \cong \delta_n$, Dessa forma, a Matriz Jacobiana é reduzida e a equação (21) é adaptada para:

$$J_1(i) \cdot \Delta\delta(i) = \Delta P(i) \quad (23)$$

$$J_4(i) \cdot \Delta V(i) = \Delta Q(i) \quad (24)$$

2.6 Fluxo de Potência com o ANAREDE

Como dito anteriormente, o ANAREDE é utilizado para a análise de Sistemas Elétricos de Potência, principalmente quando consideramos os estudos em redes malhadas de transmissão e sub transmissão. As redes de distribuição por serem fracamente malhadas, com topologia tipicamente radial, normalmente faz uso de métodos de fluxo de carga específicos. Como para esse estudo de caso utilizou-se somente a rede básica e as barras de 69 kV e 13,8 kV da Enel-CE, o software ANAREDE é totalmente adequado para o estudo.

Tendo em vista a importância da determinação do estado operativo da rede, a agilidade computacional e eficiência dos resultados do fluxo de potência, dois métodos estão disponíveis para a solução das equações da rede elétrica CA no ANAREDE:

- Método Desacoplado Rápido;
- Método de Newton Raphson.

A solução das equações é normalmente efetuada pelo Método Desacoplado Rápido. Para a utilização do Método de Newton é necessária a ativação da opção *NEWT* durante a execução do código *EXLF*. As matrizes do sistema de equações do problema do fluxo de potência são esparsas e simétricas no caso do Método Desacoplado

Rápido e assimétricas no caso do Método de Newton. A esparsidade destas matrizes é explorada com o emprego de técnicas numéricas e métodos eficientes. A ordenação das barras, para preservar a esparsidade, é efetuada utilizando o algoritmo de ordenação dinâmica, denominado Tinney 2. (CEPEL, 2011. p.4).

Para a obtenção de resultados satisfatórios, os estudos devem considerar as características dos sistemas na composição de dados de entrada da rede. A relação entre as características das barras e os dados de entrada são descritos na Tabela (1):

Tabela 1 - Caracterização dos dados de entrada nas barras do ANAREDE.

Barra	P_D	Q_D	P_G	Q_G	[V]	[θ]
PQ	Dado	Dado	Especificado	Especificado	Calculado	Calculado
PV	Dado	Dado	Especificado	Calculado	Especificado	Calculado
Vθ	Dado	Dado	Calculado	Calculado	Especificado	Especificado

Fonte: Próprio autor.

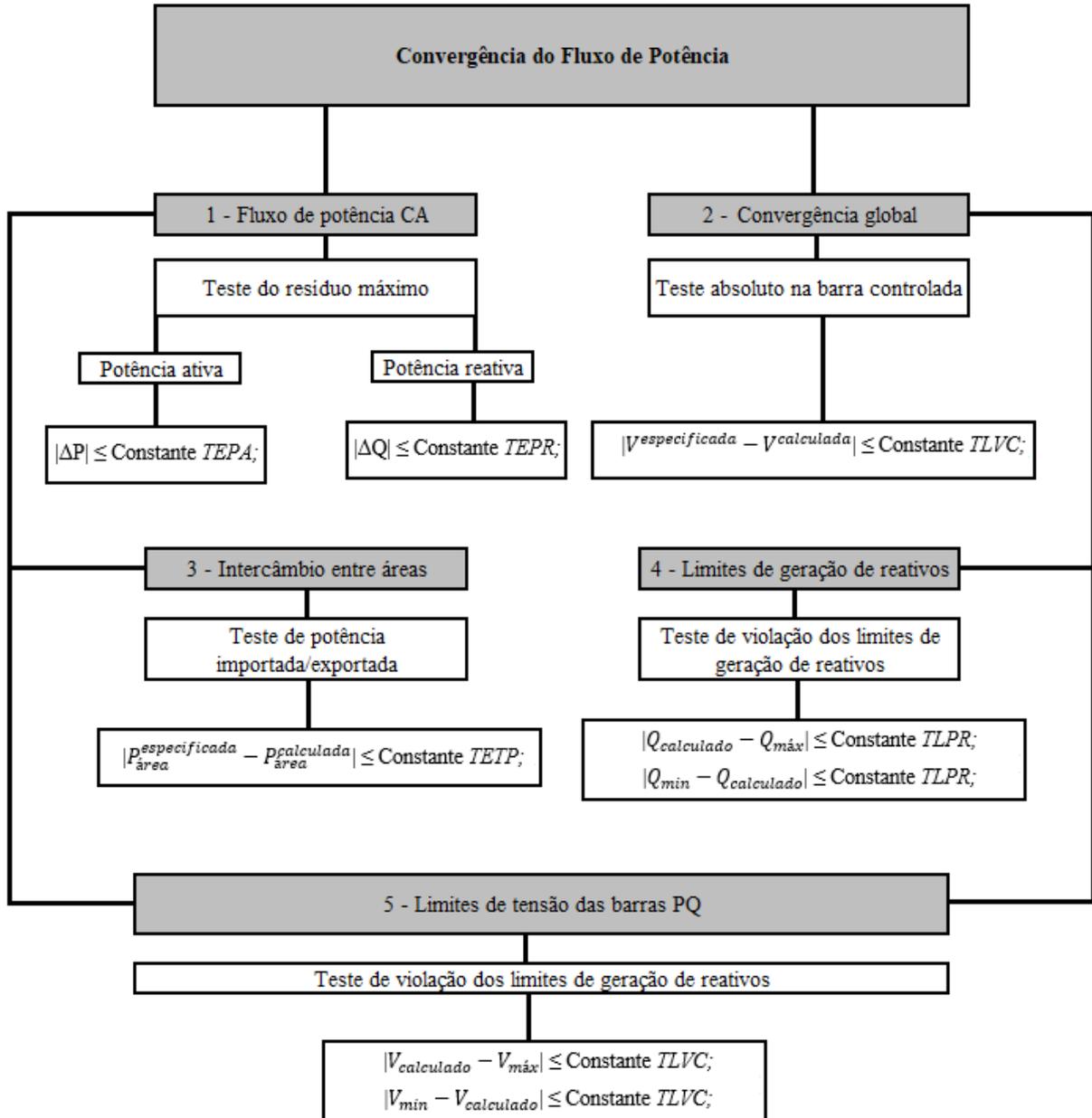
Em que:

Índice D Faz referência a “*Demandada*”;

Índice G Faz referência a “*Gerada*”.

Após a construção da rede e incorporação dos dados de entrada, é realizado o fluxo de potência no ANAREDE, de forma a assegurar a convergência das considerações mostradas na Figura (4):

Figura 4 - Metodologia de obtenção da convergência no fluxo de potência.



Fonte: adaptado de Manual - ANAREDE (2021).

Em que:

TEPA Tolerância de convergência do erro de potência ativa na barra, com default de 0.1MW;

TEPR Tolerância de convergência do erro de potência reativa na barra, com default de 0.1Mvar;

TLVC Tolerância para tensões controladas, com Default de 0.5%;

TETP Tolerância para erro de intercâmbio de potência ativa entre áreas, com default de 0.5MW;

<i>TLPR</i>	Tolerância para limite de geração de potência reativa, com default 0.1Mvar;
<i>DCTE</i>	Leitura/modificação de dados constantes;
<i>VDVN</i>	Tensão mínima para teste de divergência automática do caso, com default de 40%;
<i>VDVM</i>	Tensão máxima para teste de divergência automática do caso, com default de 200%.

Considerando a montagem da rede e convergência do fluxo de potência, dois arquivos devem ser arquivados para registrar o caso simulado. Esses dois arquivos estão no formato *.LST* e *.PWF*, em que representam os dados gráficos e elétricos, respectivamente.

3 MODELAGEM PARA EQUIVALENTES DE REDES ELÉTRICAS

Como argumentado durante os métodos de desenvolvimento para fluxo de potência, a redução do esforço computacional empregado é de suma importância para pesquisas em que é necessário obter uma resposta ágil. Os estudos de expansão de carga, planejamento operacional, dentre outros, consideram o comportamento da rede básica e a sua influência na conexão com a área elétrica estudada. Como o Sistema Interligado Nacional (SIN) consiste em uma rede elétrica com mais de 6135 barras nos dados utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), é conveniente tornar o estudo mais resumido e concentrado. Diante disso, o equivalente de rede é fundamental para equivalenciar a rede externa à área estudada, de forma a tornar o processo mais ágil.

O Equivalente de rede consiste primeiramente em definir 3 áreas elétricas: Rede interna, fronteira e rede externa. O sistema interno consiste na área a ser analisada, em que se conhece os parâmetros operacionais e elétricos da rede; no caso do presente estudo, representa o regional elétrico de Cauípe (CPE). A rede externa representa toda a área elétrica que não é de interesse do estudo, enquanto a fronteira conecta à rede interna a externa, e incorpora as características elétricas da rede externa equivalenciada/resumida. Desta forma, tem-se a determinação de um modelo reduzido de fluxo de potência, que tenha eficiência considerável na representação da rede completa.

O equivalenciamento das barras do sistema externo consiste em eliminar as equações que lhes representavam, de forma a incorporá-las ao sistema preservado, adicionando novas conexões ao sistema mantido. Isso pode ser feito de três formas: Substituindo a rede externa por um conjunto de admitâncias série e *shunt* na fronteira, representando a influência da rede externa através de correntes equivalentes, ou pela influência da rede externa através de potências equivalentes injetadas nas barras de fronteiras.

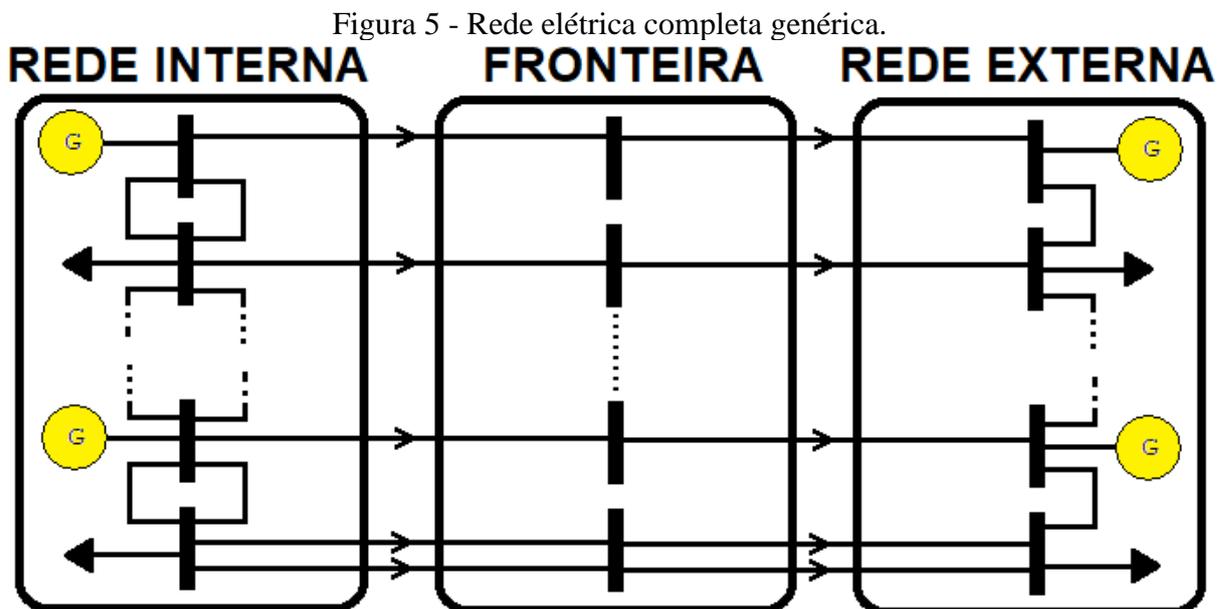
A análise de contingências de linhas de transmissão e transformadores, a alocação ótima de banco de capacitores e o planejamento da expansão de redes de transmissão são exemplos de problemas de análise de redes que exigem uma sequência de soluções de fluxo de potência. Na análise de contingências, por exemplo, para cada uma das contingências (perdas de linhas/transformadores) consideradas possíveis, é necessária a determinação de uma solução de fluxo de potência. Em aplicações ligadas à supervisão e ao controle em tempo real, a necessidade de equivalentes externos se deve também à falta de informações completas e atualizadas sobre o estado atual de toda a rede de transmissão. Um centro de operação regional geralmente só dispõe de informações

atualizadas sobre o estado da parte monitorada da rede e, portanto, nesse tipo de aplicação, é oportuna a representação aproximada das regiões não monitoradas por meio de redes equivalentes (MOURA *et al*, 2020, p. 211).

O presente trabalho utiliza o equivalente de rede para determinar o modelo reduzido da rede elétrica do SIN acrescida da rede de distribuição cearense, em que todos os regionais da rede de distribuição são excluídos, com exceção do regional CPE, com intuito de analisar o comportamento do regional diante do crescimento de carga/geração.

3.1 Equivalente de Ward: Modelo Linear

Como citado anteriormente, uma das formas de equivalenciar a rede externa, é através da injeção equivalente de correntes nas barras de fronteira. A Figura (5) representa uma rede elétrica genérica, em que foram definidas as 3 regiões baseadas no interesse de estudo.



Fonte: Próprio autor.

Após a definição das áreas de caracterização da rede, é realizada a construção da matriz de admitância para a rede elétrica em questão. Na equação (25) é apresentada a equação aplicada para o cálculo das correntes, em que os índices i , e , f , eq representam respectivamente os elementos da rede interna, rede externa, fronteira e equivalente. Utilizando a equação (25), temos que:

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_f \\ I_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & Y_{if} & 0 \\ Y_{fi} & Y_{ff} & Y_{fe} \\ 0 & Y_{ef} & Y_{ee} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_i \\ V_f \\ V_e \end{bmatrix} \quad (25)$$

Explicitando as tensões das barras externas:

$$V_e = Y_{ee}^{-1} [I_e - Y_{ef} \cdot V_f] \quad (26)$$

Utilizando a equação (25) para representar a configuração equivalente na fronteira:

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_f^{eq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & Y_{if} \\ Y_{fi} & Y_{ff}^{eq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_i \\ V_f \end{bmatrix} \quad (27)$$

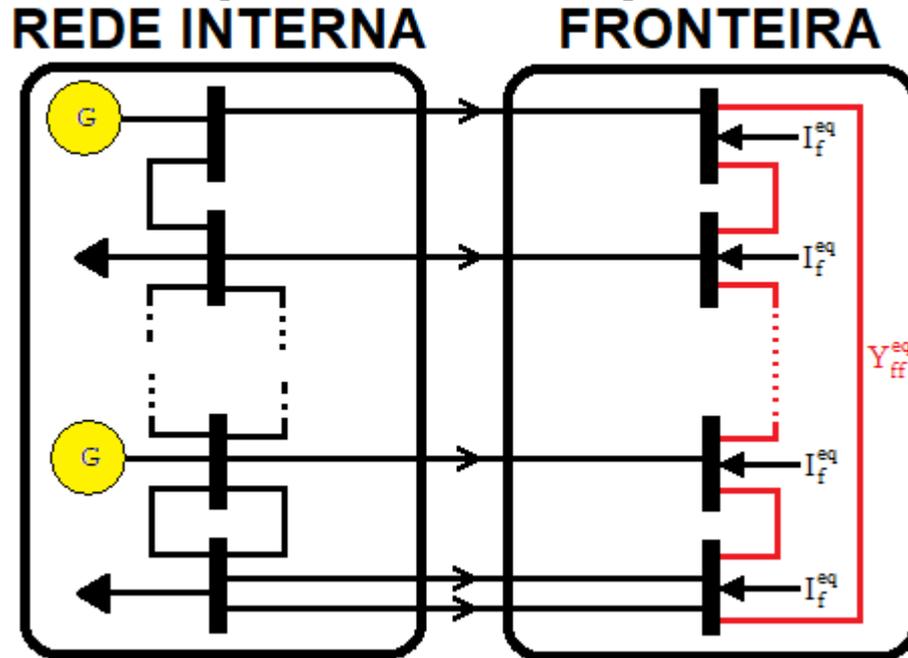
Dessa forma,

$$Y_{ff}^{eq} = Y_{ff} - Y_{fe} \cdot Y_{ee}^{-1} \cdot Y_{ef} \quad (28)$$

$$I_f^{eq} = I_f - Y_{fe} \cdot Y_{ee}^{-1} \cdot I_e \quad (29)$$

Como é criada uma conexão equivalente na fronteira, percebe-se que a nova rede incorpora as características da rede completa em função os valores de: Admitância externa, Admitância da conexão fronteira-externa e injeção de corrente externa. A Figura (6) representa a rede elétrica reduzida, em que uma conexão entre barras de fronteira é criada, de forma que as linhas de transmissão (LT) (linha vermelha) absorvem as Y_{ff} , Y_{fe} e Y_{ee} , enquanto a seta em preto representa a injeção de corrente na barra de fronteira, de modo que essa corrente incorpora as I_f , I_e , Y_{fe} e Y_{ee} .

Figura 6 - Rede elétrica reduzida genérica.



Fonte: Próprio autor.

3.2 Equivalente de Ward: Modelo Não Linear

Como dito anteriormente, outra forma de equivalenciar a rede externa é considerando a conexão simplificada na fronteira e fazendo a injeção equivalente de Potência ativa e reativa. O processo de determinação da rede equivalente é semelhante ao modelo de Ward linear, o que muda a inserção de fluxo de potência nas barras de fronteira, semelhante a um gerador conectado a cada barra. Diante disso, o cálculo das injeções de potência ativa e reativa é feito da seguinte forma:

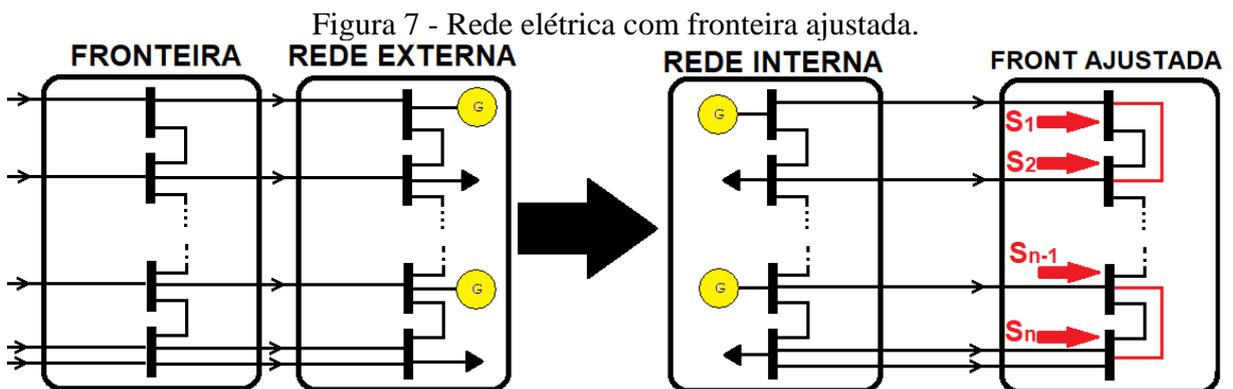
$$P_f^{eq} = V_f^0 \cdot \left[\sum_{k \in f} V_k^0 \cdot (G_{fk}^{eq} \cdot \cos \theta_{fk}^0 + B_{fk}^{eq} \cdot \sin \theta_{fk}^0) \right] \quad (30)$$

$$Q_f^{eq} = V_f^0 \cdot \left[\sum_{k \in f} V_k^0 \cdot (G_{fk}^{eq} \cdot \sin \theta_{fk}^0 - B_{fk}^{eq} \cdot \cos \theta_{fk}^0) \right] \quad (31)$$

Em que:

f	índice para referenciar grandezas nas barras de fronteira;
$k \in f$	conjunto de barras conectadas às barras de fronteira;
G_{fk}^{eq}	Parte \mathbb{R} do elemento km da matriz de admitância reduzida;
B_{fk}^{eq}	Parte imaginária do elemento km da matriz de admitância reduzida;
V_f^0	Módulo da tensão da barra da fronteira;
θ_{fk}^{eq}	Diferença angular entre as tensões das barras f e k .

A Figura (7) representa a transição para a rede elétrica reduzida, em que uma conexão entre barras de fronteira é criada, de forma que as LT (linha vermelha) absorvem as Y_{ff} , Y_{fe} e Y_{ee} , enquanto as setas em vermelho representam a injeção de potência nas barras de fronteira, de modo que essas potências incorporam as parcelas de potência das barras eliminadas.

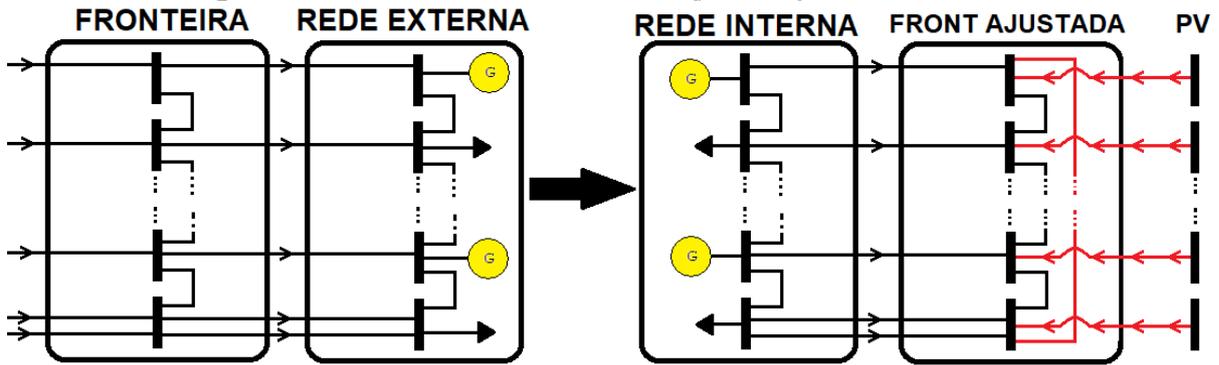


Fonte: Próprio autor.

3.3 Equivalente de Ward: Modelo Estendido

O modelo estendido foi desenvolvido para suprir a necessidade de representar os efeitos das barras de tensão do sistema externo, que foram eliminadas no processo de redução da rede. Com isso, são incorporados ao equivalente anterior, dispositivos de ajuste das injeções de reativos na fronteira, representados por ligações fictícias na fronteira. Além disso, as admitâncias e injeções de fronteira equivalenciadas no modelo não-linear são mantidas. (Monticelli, et al., 1983). O modelo para a rede com fronteira ajustada é mostrado na Figura (8):

Figura 8 - Rede elétrica com fronteira ajustada por barras fictícias.



Fonte: Próprio autor.

Em condições normais, a contribuição de potência das PV é nula, contudo, durante qualquer alteração no estado das barras de fronteira, a respectiva barra PV fictícia irá contribuir com a seguinte potência:

$$S^{PV} = P^{PV} + jQ^{PV} \quad (32)$$

Como a potência reativa é necessária para o controle de tensão e as barras fictícias não incrementam potência ativa, têm-se que a potência ativa é nula e a reativa é dada por:

$$Q^{PV} = V_f \cdot B_f^{PV} (V_f - V^{PV}) \quad (33)$$

Em que:

Q^{PV} Potência reativa do ramo fictício;

V_f Tensão na barra de fronteira;

V^{PV} Módulo da tensão na barra fictícia PV;

B_f^{PV} Parte imaginária da diagonal principal da matriz de admitância, equivalente a ligação entre a barra de fronteira e a fictícia PV;

A variação de potência reativa no ramo fictício em função da tensão da barra de fronteira é dada por:

$$\frac{\partial(Q^{PV})}{\partial(V_f)} = B_f^{PV} (2V_f - V^{PV}) \quad (34)$$

Como em condições normais o ramo fictício não pode fornecer potência ativa ou reativa, a tensão da barra fictícia deve ser igual à tensão da respectiva barra de fronteira, quando o FP é obtido com a rede completa, dessa forma:

$$V^{PV} = V_f^0 \quad (35)$$

Em que:

V^{PV} Módulo da tensão na barra fictícia PV;

V_f^0 Módulo da tensão da barra da fronteira quando o FP com a rede completa;

Diante disso, a variação da potência da barra fictícia em função da tensão da respectiva barra de fronteira, é dada por:

$$\frac{\partial(Q^{PV})}{\partial(V_f)} = V_f^0 \cdot B_f^{PV} \quad (36)$$

Como o ramo fictício tem que contribuir da mesma forma que a ligação para a ‘terra’, os incrementos de potência reativa em função da tensão têm que ser iguais nas duas situações (com barra fictícia e com elemento shunt), para o caso base. Como no caso do ramo ligado a terra a potência reativa é dada por:

$$Q_f = B_f \cdot V_f^2 \quad (37)$$

Em que:

Q_f Potência reativa fornecida ao ramo ligado a ‘terra’;

V_f Módulo da tensão da barra de fronteira;

B_f Elemento *Shunt* da barra de fronteira.

Dessa forma, a variação de potência reativa fornecida em função da tensão da barra de fronteira é dada por:

$$\frac{\partial(Q_f)}{\partial(V_f)} = 2B_f V_f^0 \quad (38)$$

Sabe-se que a variação de potência reativa em função da tensão da barra de fronteira deve ser igual para os 2 casos (com barra fictícia e com elemento shunt), portanto, são iguais as equações (36) e (38), obtendo-se assim a relação entre a susceptância série da linha que conecta a barra de fronteira à barra fictícia, e a susceptância *shunt* na barra de fronteira.

$$B_f^{PV} = 2B_f \quad (39)$$

Dessa forma:

$$B_f^{PV} = \sum_{k \in f} B_{kf}^{eq} \quad (39)$$

Em que:

B_{fk}^{eq} Parte imaginária do elemento kf da matriz de admitância reduzida.

3.4 Equivalente de Rede com o ANAREDE

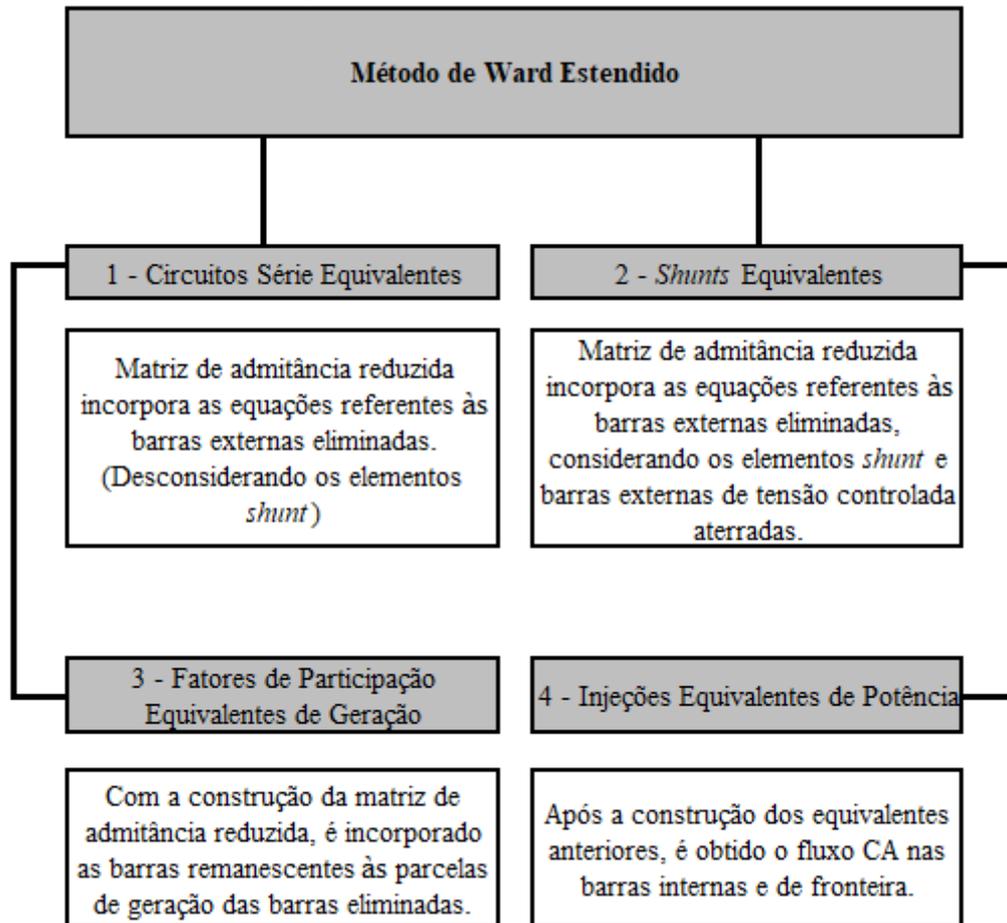
Como citado na metodologia de construção do equivalente de rede, as barras devem ser classificadas em: barras da rede externa, fronteira e interna. Durante esse processo, as barras podem ser retidas ou eliminadas, sendo retida quando pertencente à rede interna e eliminada quando pertencente à rede externa, dessa forma, é definida a área que representará a versão reduzida do fluxo de potência.

A obtenção do modelo reduzido de fluxo de potência do sistema externo pode ser efetuada por dois métodos:

- Método de Ward Estendido
- Método de Injeção Constante de Potência

A Figura (9) demonstra a metodologia de solução do equivalente de Ward estendido, utilizada pelo *software* ANAREDE.

Figura 9 - Metodologia de construção do Equivalente de Ward estendido.



Fonte: Próprio autor.

O método mais utilizado é o de Ward estendido, e no método de injeção de Potência Constante, o modelo reduzido de fluxo de potência do sistema externo é composto das injeções de potência nas barras de fronteira e retidas e dos fatores de participação equivalentes de geração. (CEPEL, 2011).

4 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Para saber a importância de reduzir a rede em estudos de regime permanente, é necessário conhecer a complexidade da rede na qual o trabalho foi desenvolvido, como explicado no decorrer deste capítulo.

4.1 Apresentação da Rede Elétrica Cearense

A rede de distribuição cearense atualmente é composta por 251 Linhas de Distribuição de Alta Tensão (LDATs) de 69 kV com extensão de 5.430km, 136 Subestações de Distribuição (SEDs) das quais 135 são próprias da distribuidora, 49 são particulares e 1 é compartilhada. A rede conta com 197 transformadores de potência próprios da distribuidora, 727 alimentadores de 13,8 kV com extensão de 93.430 km, além disso, a rede BT possui extensão de 58.400 km e conta com 156.720 transformadores de 13,8 kV - 380/220 V.

Diante da rede com esse grau de complexidade e extensão territorial, divide-se a rede de duas formas: territorialmente e eletricamente. A divisão territorial é de suma importância para delegar a cada centro de serviço o conjunto de decisões daquela área. Dessa forma, cada área engloba um conjunto de municípios cearenses. A divisão territorial conta com 8 áreas, divididas entre 3 gerências, como disposto na Tabela (2):

Tabela 2 - Divisão territorial da rede de distribuição no Ceará.

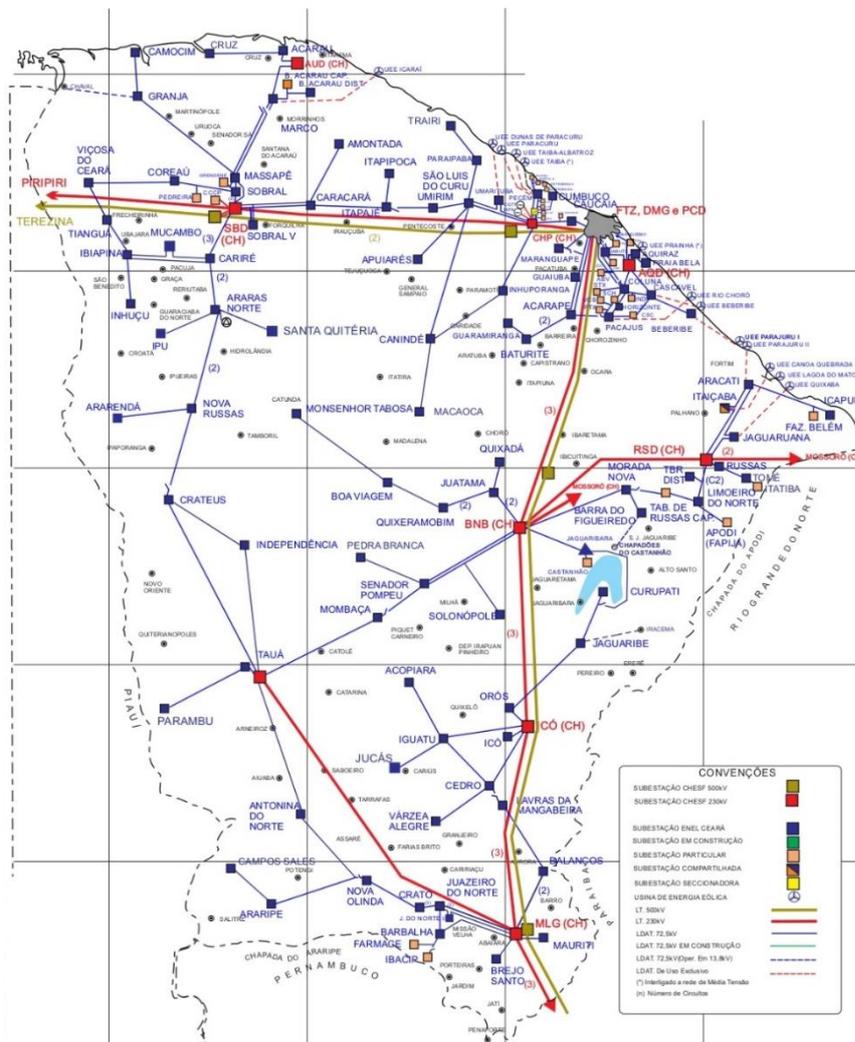
GERÊNCIA	ÁREA
NORTE	Atlântico
	Centro-Norte
	Norte
FORTALEZA	Fortaleza
	Metropolitana
SUL	Leste
	Centro-Sul
	Sul

Fonte: Adaptado da rede (Sharepoint) da Enel Ceará.

Devido à densidade de carga de Fortaleza e Região Metropolitana, criou-se uma gerência específica para essa área, tendo em vista a necessidade da grande quantidade de equipes operacionais e estudos de proteção e automação. Essa alocação de investimentos mais concentrada acontece devido à presença de grandes complexos industriais/comerciais e

conjuntos hospitalares, ou seja, exige-se um grau maior de confiabilidade da rede. A Figura (10) apresenta a rede de Alta tensão (AT) no Ceará, sem considerar a região de Fortaleza, de forma que as representações douradas e vermelhas correspondem aos equipamentos da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) de 500 kV e 230 kV respectivamente. A rede em azul representa os equipamentos da Enel Ceará em 69 kV, onde as subestações particulares (em rosa), compartilhadas (azul e laranja) e seccionadoras (em amarelo) são conectadas. Na Figura (10) também é possível visualizar os 4 complexos de geração do regional Cauípe (CPE) conectados às subestações de 69 kV da Enel, por meio de LDATs de uso exclusivo.

Figura 10 - Rede elétrica de AT no Ceará.

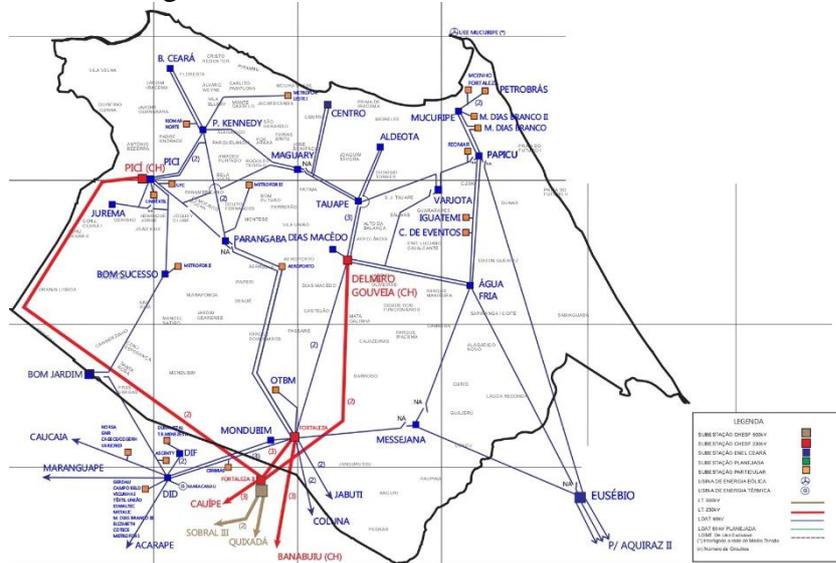


Fonte: Adaptado da rede (Sharepoint) da Enel Ceará.

Na Figura (11) é destacada a rede elétrica de AT de Fortaleza separada do restante do estado. Analisando as Figuras (10) e (11), percebe-se uma concentração de acessantes em Fortaleza e

na região metropolitana, o que evidencia a importância de estudos de expansão de carga para essas regiões.

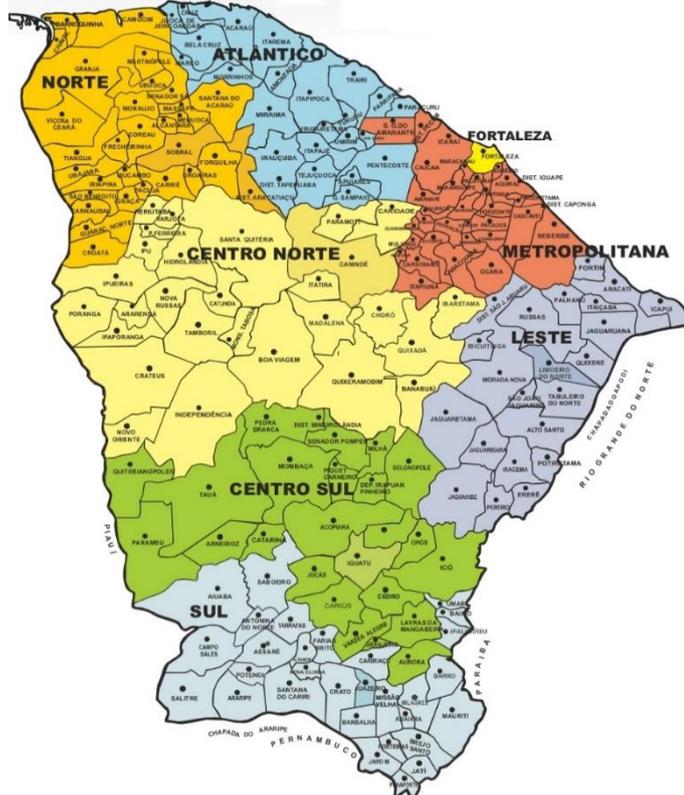
Figura 11 - Rede elétrica de AT de Fortaleza.



Fonte: Adaptado da rede (Sharepoint) da Enel Ceará.

Como citado anteriormente, a divisão em 8 áreas e 3 gerências facilita a designação de obras, manutenções e operações. Essa configuração é apresentada na Figura (12).

Figura 12 - Divisão territorial da rede de distribuição no Ceará.



Fonte: Adaptado da rede (Sharepoint) da Enel Ceará.

A divisão elétrica faz referência ao ponto de suprimento da Chesf, ou seja, as 13 Subestações de transmissão da Chesf que fazem fronteira com as SEDs da Enel dão nome aos 13 regionais elétricos, em que cada regional é composto por um grupo de SEDs. Além disso, existem 14 complexos de geração distribuídas em 7 regionais, conectadas aos eixos de fronteira.

Com a divisão dos regionais elétricos, é possível fazer o estudo de carga separadamente, analisar expansão de carga, fator de potência, níveis de tensão, dentre outras possibilidades. Para a determinação das faixas de carga da distribuição, soma-se a energia ativa fornecida na fronteira com a geração dos eixos de fronteira, dessa forma, determina-se a carga geral da distribuidora com tempo de integração de 1h para traçar as faixas de carga. As Tabelas (3) e (4) representam a lista de SEDs e geradoras por regional, respectivamente.

Tabela 3 - Divisão elétrica da rede de distribuição cearense.

REGIONAL	SUBESTAÇÕES
AQUIRAZ II - AQD	Água Fria, Aquiraz, Beberibe, Cascavel, Coluna, Eusébio, Horizonte, Jabuti, Messejana, Pacajus, Papicu, Praia Bela
ACARAÚ II - AUD	Acaraú, Baixo Acarau II, Cruz, Marco
BANABUIÚ - BNB	Barra Do Figueiredo, Boa Viagem, Curupati, Juatama, Monsenhor Tabosa, Morada Nova, Pedra Branca, Quixadá, Quixeramobim, Senador Pompeu, Solonópole,
CAUÍPE - CPE	Apuiarés, Canindé, Caucaia, Cumbuco, Inhuporanga, Macaoca, Paraipaba, Pecém, São Luis Do Curu, Trairi, Umarituba, Umirim
DELMIRO GOLVEIA - DMG	Aldeota, Centro, Dias Macedo, Mucuripe, Tauape, Varjota
FORTALEZA - FTZ	Acarape, Baturité, Bom Jardim, Distrito Industrial De Fortaleza I, Distrito Industrial II, Guaiuba, Guaramiranga, Maranguape, Mondubim
IBIAPINA II - IBD	Ibiapina, Inhuçu, Mucambo, Tianguá, Viçosa Do Ceará
ICÓ - ICO	Acopiara, Cedro, Icó, Iguatu, Jaguaribe, Jucás, Oros, Várzea Alegre
MILAGRES - MLG	Balanço, Barbalha, Brejo Santo, Crato, Juazeiro Do Norte, Juazeiro Do Norte II, Lavras Da Mangabeira, Mauriti, Nova Olinda
PICI II - PCD	Barra Do Ceará, Bonsucesso, Jurema, Maguary, Parangaba, Pici, Presidente Kennedy
RUSSAS II - RSD	Apodi, Aracati, Icapuí, Itaiçaba, Jaguaruana, Jaguaruana III, Limoeiro Do Norte, Russas I, Tabuleiro De Russas I, Tomé
SOBRAL II - SBD	Amontada, Araras I, Ararendá, Camocim, Caracará, Cariré, Coreaú, Granja, Ipu, Itapajé, Itapipoca, Massapê, Nova Russas, Santa Quitéria, Sobral I, Sobral IV, Sobral V
TAUÁ II - TAD	Antonina Do Norte, Araripe, Campos Sales, Crateús, Independência, Mombaça, Parambu, Tauá

Fonte: Adaptado da rede (Sharepoint) da Enel Ceará.

Tabela 4 - Gerações nos eixos de fronteira por regional elétrico.

REGIONAL	COMPLEXOS DE GERAÇÃO
AQUIRAZ II - AQD	Icaraí de Amontada
ACARAÚ II - AUD	IMPSA Beberibe, Ecoenergy, Foz do rio Choró.
CAUÍPE - CPE	Bons Ventos, Eólica Paracuru, Centrais Taíba, Dunas do Paracuru
DELMIRO GOLVEIA - DMG	Wobben Mucuripe (Atualmente desativada)
FORTALEZA - FTZ	UTE Maracanaú
RUSSAS II - RSD	IMPSA Aracati, Rosa dos Ventos, Quixaba
TAUÁ II - TAD	MPX Solar de Tauá

Fonte: Adaptado da rede (Sharepoint) da Enel Ceará.

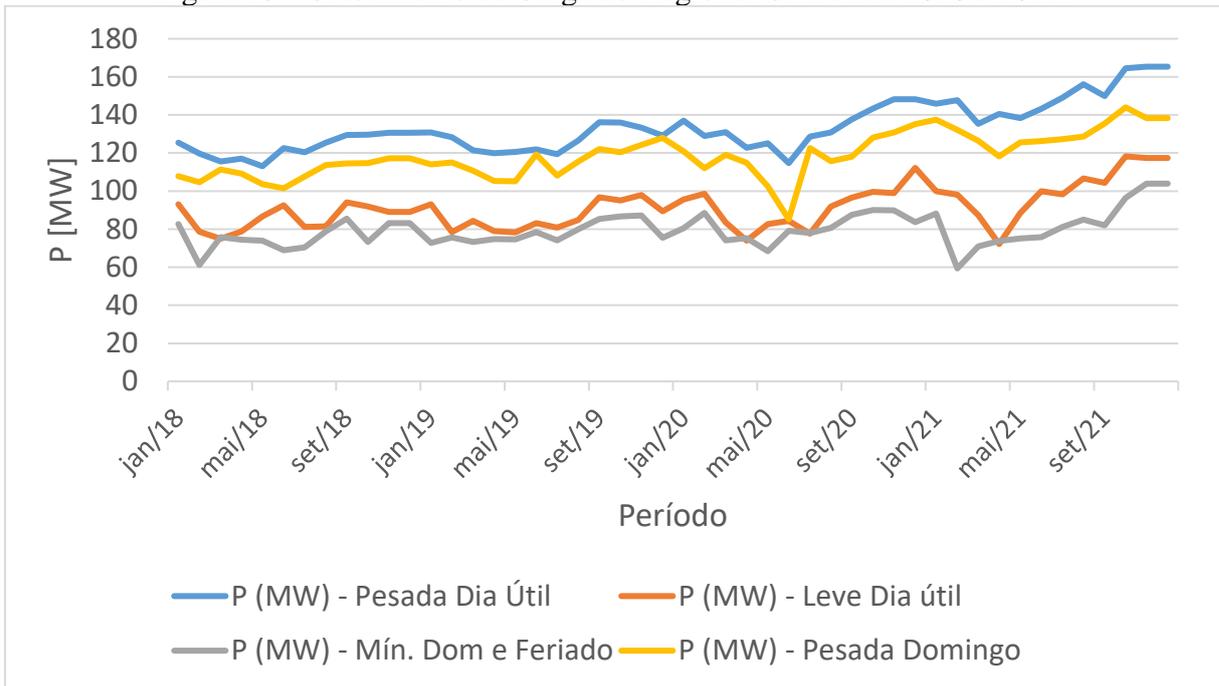
4.2 Apresentação do Regional Elétrico Cauípe - CPE

O regional CPE foi escolhido para o presente estudo devido à grande quantidade de geradoras (4) e de complexos industriais (9), devido à perspectiva de crescimento de geração eólica e solar, bem como a expansão de carga, como apresentado no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2029 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Atualmente o Regional CPE conta com Potência instalada de 300 MVA, 4 complexos de geração, 12 SEDs, 7 LDATs de Fronteira, divididas em 3 Eixos principais:

- Cauípe (CPE) / Complexo Industrial do Pecém (CIP);
- Cauípe (CPE) / Caucaia (CCA);
- Cauípe (CPE) / São Luís do Curu (SLC)

Além disso, as geradoras Bons Ventos, Eólica Paracuru e Centrais Taíba estão conectadas no Eixo CPE/CIP, enquanto a Dunas do Paracuru está no Eixo CPE/SLC. Dessa forma, estudos de estabilidade de tensão, expansão de estruturas, fluxo de potência nas LDATs, dentre outros, é de fundamental importância para a distribuidora. Diante disso, há o acompanhamento mensal da carga do regional CPE, como mostrado na Figura (13), com intuito de avaliar a perspectiva de crescimento do sistema ao longo do período, de forma a planejar a rede de forma mais assertiva.

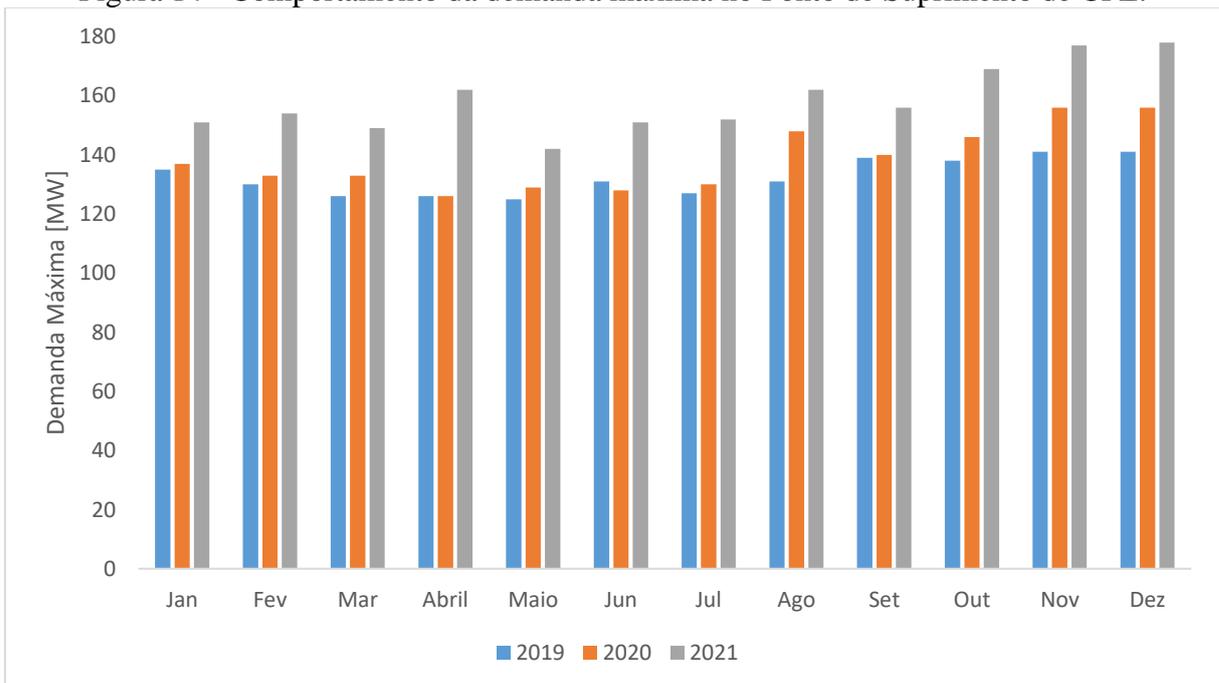
Figura 13 - Crescimento de Carga do Regional CPE entre 2018 e 2021.



Fonte: Adaptado da rede (Sharepoint) da Enel Ceará.

Além da análise de carga típica do regional por patamares de carga, é estudada a demanda máxima registrada, como mostrado na Figura (14), com intuito de mapear as condições de máxima requisição da rede, e adotar medidas em situações de estresse do sistema.

Figura 14 - Comportamento da demanda máxima no Ponto de Suprimento de CPE.



Fonte: Adaptado da rede (Sharepoint) da Enel Ceará.

Percebe-se pouca variação entre 2020 e 2019. Isso ocorreu devido à diminuição da atividade econômica durante o 1º ano de pandemia. De qualquer forma, ainda é possível visualizar um crescimento de um ano para o outro, e um crescimento considerável no ano de 2021, que tende a ser ainda maior com a retomada industrial e comercial após o fim da pandemia.

Diante do panorama energético atual, serão realizados estudos de fluxo de potência e níveis de tensão para a conexão de um novo acessante nesse regional. Está previsto o início da operação do novo acessante em 01 de julho de 2022, em que a demanda prevista é de 12MW, com ligação na rede de AT. Serão estudados 3 cenários de conexão dentro da rede interna, com intuito de avaliar a SED que melhor comporta essa demanda, e verificar o impacto da inserção de novos pontos de geração nos eixos dos cenários.

4.3 Equivalente de Rede do Regional Cauípe – CPE

A análise de fluxo de carga é realizada no ANAREDE, de forma que o Deck contendo todas as informações da rede básica é enviado pelo ONS para todas as distribuidoras. Com a rede básica em mãos, a rede de distribuição de 69 kV e 13,8 kV é construída com os dados dos equipamentos de distribuição e clientes. Após a estruturação da rede elétrica básica e de distribuição do estado, os dados de carga verificada são implementados nas barras de média tensão das SEDs, para os diversos patamares de carga, fornecendo assim uma maior confiabilidade nos estudos desenvolvidos. Vale salientar que os alimentadores de 13,8 kV não são representados, apenas a carga equivalente associada a eles.

O sistema completo da rede básica com a rede de distribuição cearense conta com 6.135 Barras em CA, 58 são de CPE, sendo que 5 barras de referência da rede básica são:

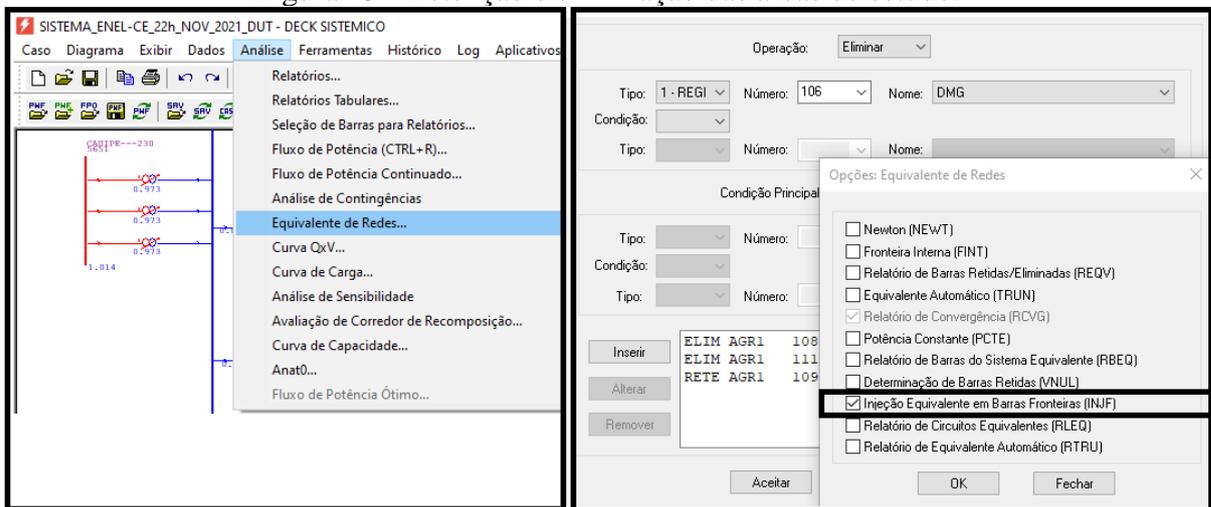
- I.SOLTE-18GR;
- CCC_BINF-1GR;
- ITAIPU50-9GR;
- SA_MD_5P-8GR;
- ALU_BIF-1GR;

Após garantir a convergência do sistema completo, coletou-se as tensões de todas as barras do regional CPE, com intuito de comparar com os resultados obtidos com a rede

reduzida. Para realizar o equivalenciamento da rede externa, foram eliminadas as barras que não pertencem ao regional CPE, e dada à SE CPE 230 kV a caracterização de barra de referência, como descrito na sequência de passos abaixo:

- Passo 1: Realizar o Fluxo de Potência com a rede completa (rede básica + rede AT e barras de média tensão de distribuição), após garantida a condição de convergência;
- Passo 2: Coletar o nível de tensão de todas as barras de CPE no sistema completo;
- Passo 3: Definir a barra 5651 – CAUÍPE---230kV como barra de referência, já que vai assumir o fluxo equivalente da conexão de CPE com o sistema externo;
- Passo 4: Eliminar às barras externas, definidas como sendo as barras da rede básica e as barras dos regionais que não fazem parte do estudo. No menu principal, na opção *Análise > Equivalentes de Rede*, é possível reter/eliminar, no menu *opções*, foi marcado o item *Injeção Equivalente nas Barras de Fronteira*. De forma que a Figura (15) mostra o procedimento para caracterização da rede externa, rede interna e de fronteira:

Figura 15 - Retenção e eliminação das áreas de estudo.



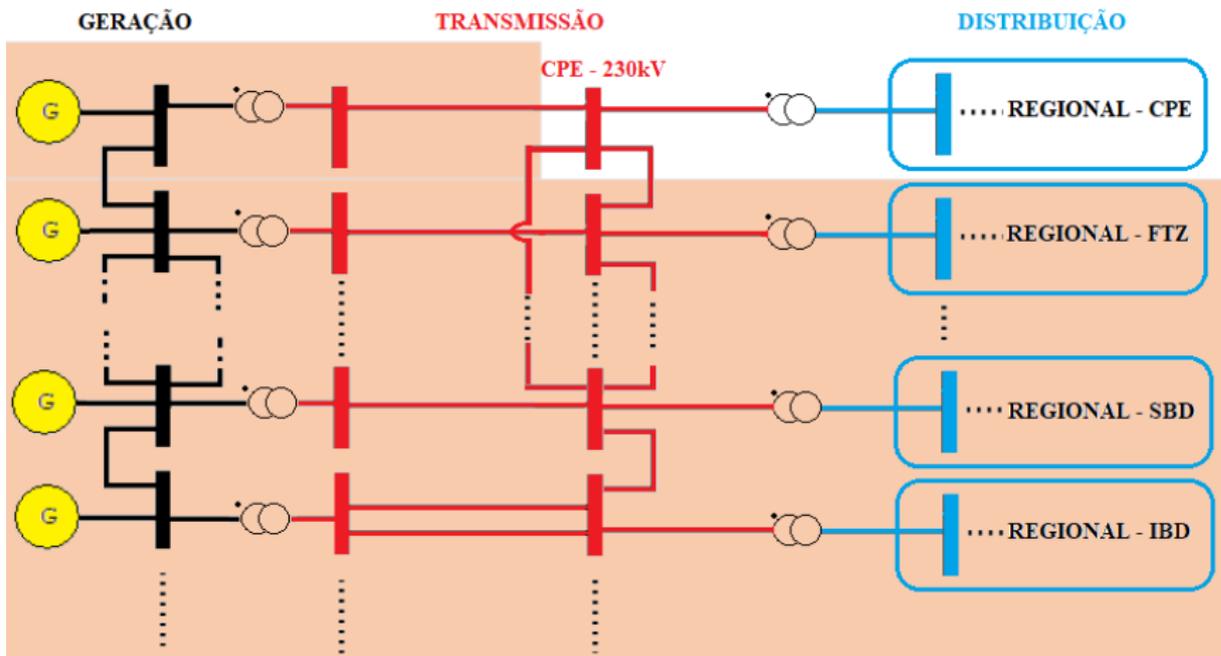
Fonte: Próprio autor.

- Passo 5: Realizar o fluxo de potência com a rede reduzida, e coletar as tensões das barras, com intuito de comparar os resultados obtidos para a região CPE com rede completa e equivalenciada. Vale ressaltar que o equivalente é obtido de forma conjunta, ou seja, quando todas as áreas e regionais são definidos

quanto a eliminação ou retenção.

Na Figura (16) é apresentada uma rede genérica para mostrar a definição das áreas de forma mais clara e objetiva. A área em destaque representa a rede básica genérica e a rede distribuição do Ceará, que foi reduzida durante a realização do estudo. A barra de 230 kV do CPE é definida como barra de fronteira, e o regional CPE é definido como área interna.

Figura 16 – Rede equivalentenciada, fronteira e rede interna de distribuição.



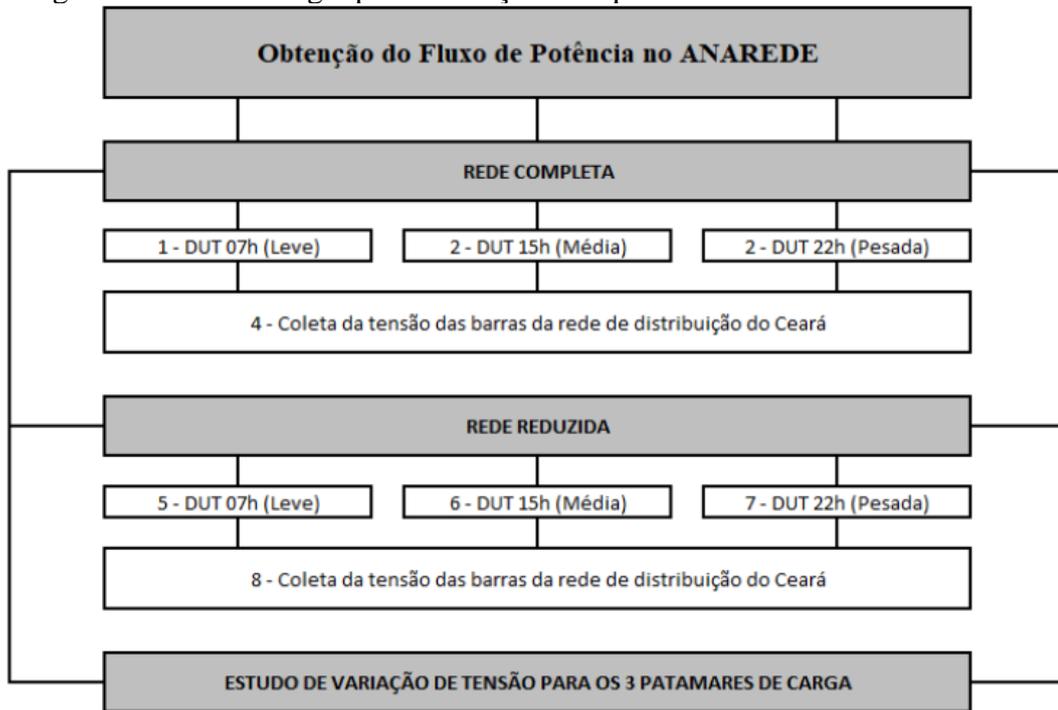
Fonte: Próprio autor.

Para assegurar a eficiência do equivalentenciamento da rede externa, foi feita a comparação dos níveis de tensão da rede em 3 patamares de carga: Dia útil 07h, Dia útil 15h e Dia útil 22h. Para garantir que independente do patamar de carga, o modelo reduzido deve mostrar que representa bem o fluxo de potência e níveis de tensão da rede original.

As barras do regional CPE foram enumeradas de 1 a 58, de forma que as leituras de tensão coletadas no sistema completo e reduzido foram feitas sem a ativação dos complexos de geração instalados no regional, ou em qualquer outro regional da rede cearense. Tendo em vista que nesse primeiro momento o objetivo é confirmar a eficiência do equivalente de rede para um sistema de transmissão e distribuição no mesmo Deck.

A Figura (17) mostra a descrição dos passos para obtenção da validação do equivalente de rede, através da análise de variação de tensão.

Figura 17 – Metodologia para validação do equivalente de rede no ANAREDE.

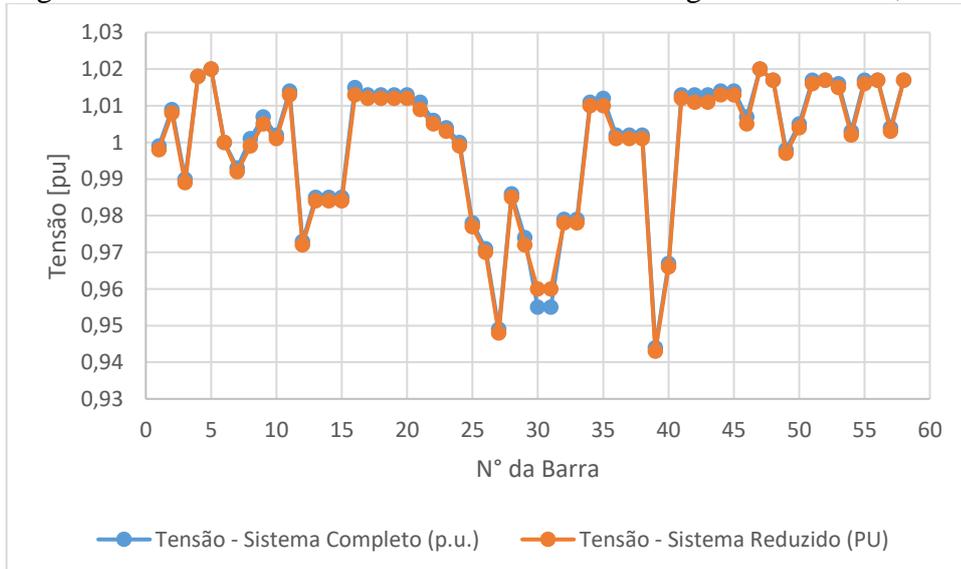


Fonte: Próprio autor.

A Figura (18) mostra os níveis de tensão das barras do regional CPE quando a rede está completa e após o equivalenciamento. Enquanto a Figura (19) mostra a variação percentual de cada barra para essas configurações.

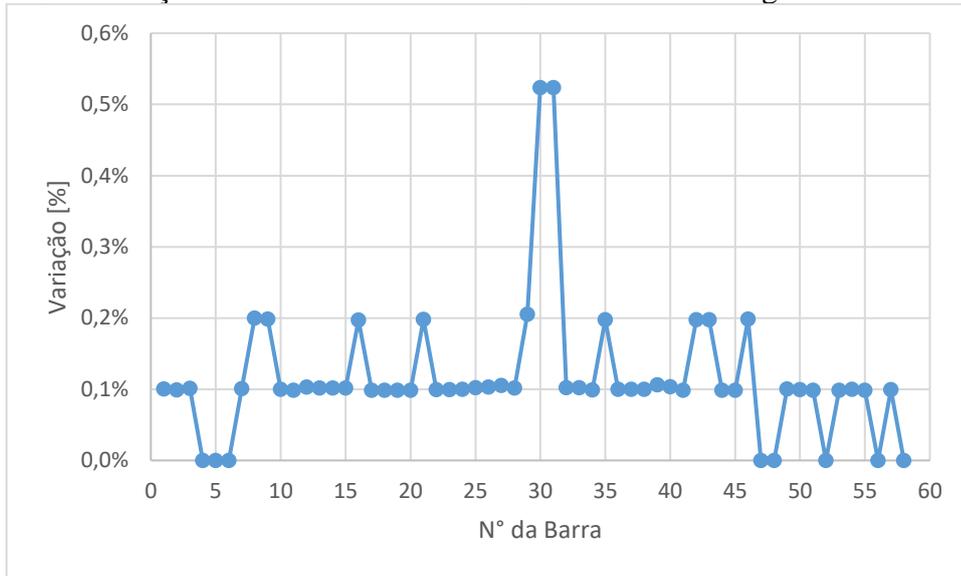
Cenário 1: Dia útil 07h (carga leve em dia útil (DUT)), sistema original x sistema reduzido:

Figura 18 - Tensão das barras de CPE no sistema original x reduzido, 07h.



Fonte: Próprio autor.

Figura 19 - Variação de tensão das barras de CPE no sistema original x reduzido, 07h.

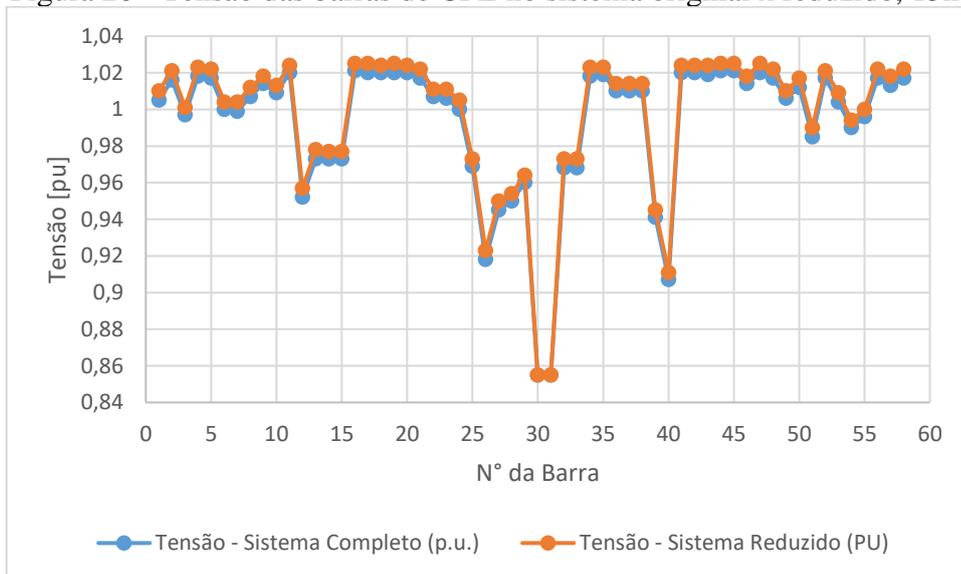


Fonte: Próprio autor.

O Cenário 2 aborda o panorama da variação de tensão quando o sistema completo e equivalenciado possuem carga média para dia útil. A Figura (20) mostra os níveis de tensão das barras do regional CPE e a Figura (21) mostra a variação percentual de cada barra para essas configurações.

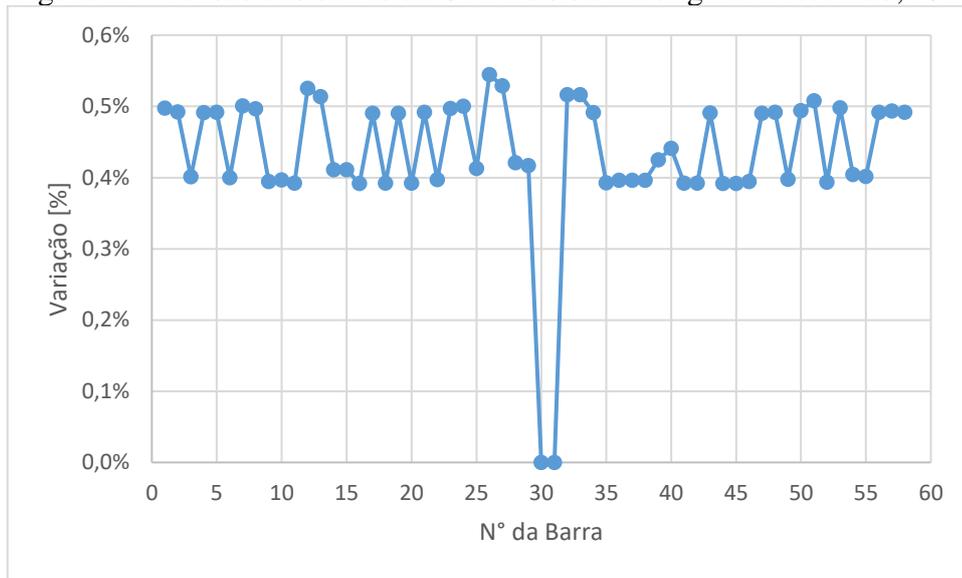
Cenário 2: Dia útil 15h (Carga média DUT), sistema original x sistema reduzido:

Figura 20 - Tensão das barras de CPE no sistema original x reduzido, 15h.



Fonte: Próprio autor.

Figura 21 - Tensão das barras de CPE no sistema original x reduzido, 15h.

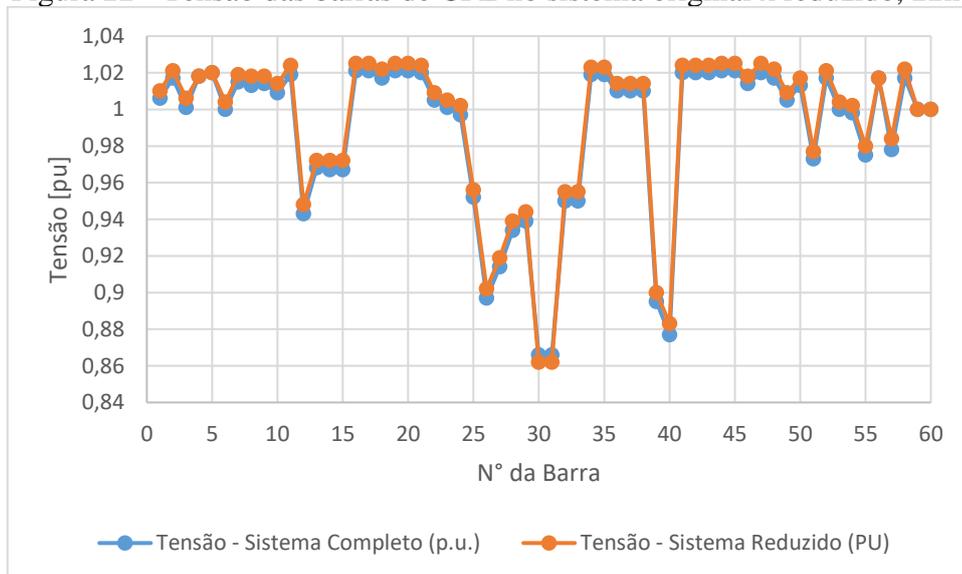


Fonte: Próprio autor.

O Cenário 3 aborda o panorama da variação de tensão quando o sistema completo e equivalenciado possuem carga média para dia útil. A Figura (22) mostra os níveis de tensão das barras do regional CPE e a Figura (23) mostra a variação percentual de cada barra para essas configurações.

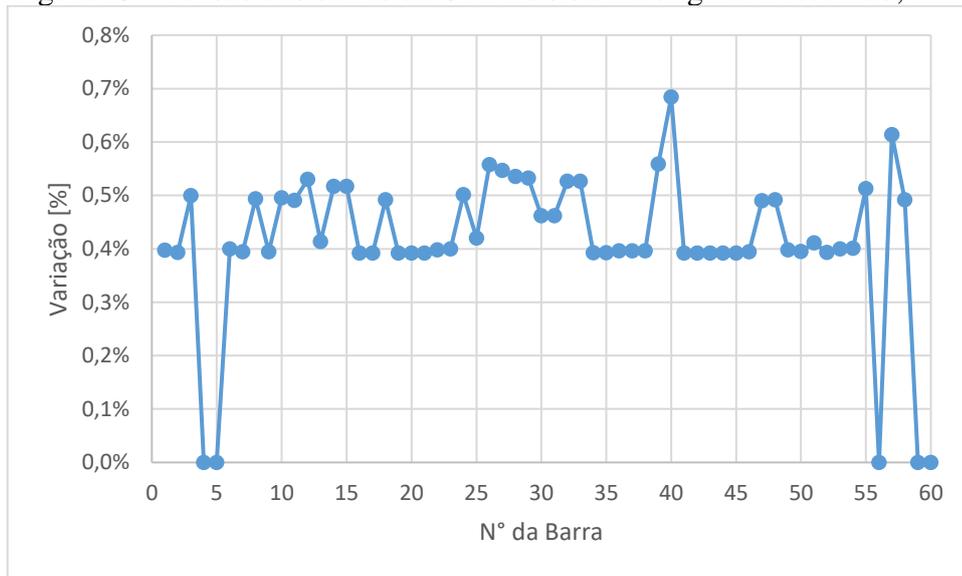
Cenário 3: Dia útil 22h (carga pesada DUT), sistema original x sistema reduzido:

Figura 22 - Tensão das barras de CPE no sistema original x reduzido, 22h.



Fonte: Próprio autor.

Figura 23 - Tensão das barras de CPE no sistema original x reduzido, 22h.



Fonte: Próprio autor.

Percebe-se que para ambos os patamares de carga, a variação percentual entre as barras do sistema completo e reduzido ficou em torno de 0,5% na maioria dos casos. Com o aumento de carga obteve-se uma maior variação percentual, contudo, ainda se tem um resultado satisfatório, ou seja, o modelo reduzido representou bem a rede completa nos 3 patamares.

Com intuito de fazer o levantamento das barras que com pior nível de tensão antes mesmo da entrada do novo acessante, para conhecimento da Enel, foi descrito na Tabela (5) as SEDs com tensão abaixo de 0.95 pu para a rede com carga pesada dia útil.

Tabela 5 – Barras com tensão abaixo de 0.95 pu do regional CPE.

BARRA	Número	Tensão Base (kV)	Nome Barra	Tensão (p.u.)	Tensão (kV)
30	28579	69	Disj.UMR- 69	0,866	59,8
31	29606	69	Ft2.UMR-69	0,866	59,8
40	28798	69	MCA - 69	0,877	60,5
39	28585	69	TRR-69	0,895	61,8
26	28575	69	CND - 69	0,897	61,9
27	28573	69	PAR - 69	0,914	63,1
28	28555	69	INP - 69	0,934	64,4
29	28581	69	APR - 69	0,939	64,8
12	28563	69	CCA - 69	0,943	65,1

Fonte: Próprio autor.

Percebe-se que as SEDs mais críticas são Umirim (UMR), Macaoca (MCA), Trairi (TRR), Canindé (CND), Paraipaba (PAR), Inhuporanga (INP), Apuiarés (APR) e Caucaia (CCA).

4.4 Cenários de Conexão de um Novo Cliente de 69 kV no Regional - CPE

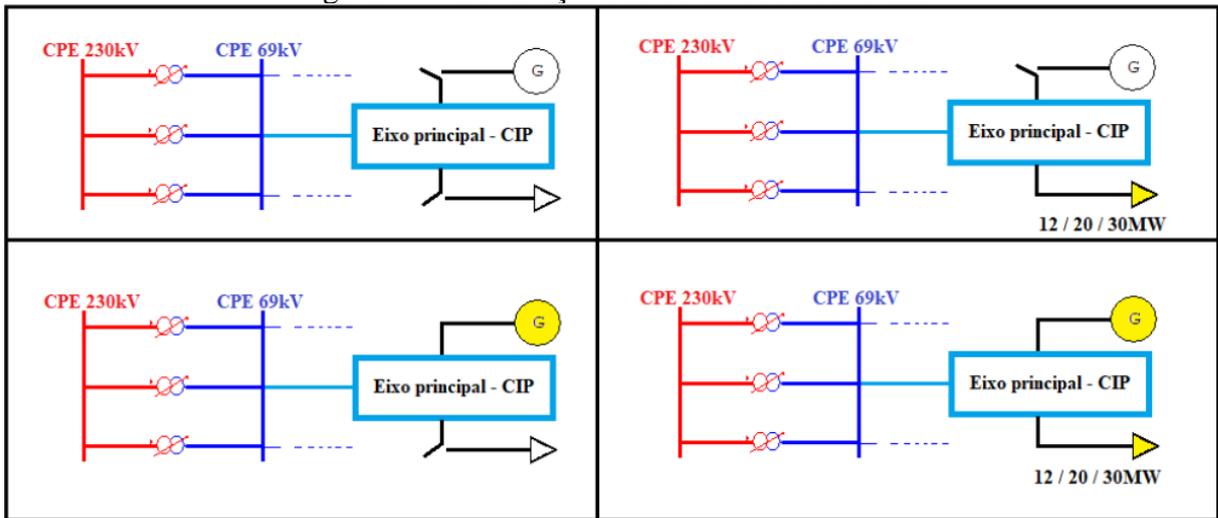
Após a construção do Equivalente de Rede do regional CPE, foram construídos 6 cenários de possíveis conexões, com intuito de mapear os impactos nas subestações em que o cliente está instalado. A simulação utilizada foi considerando DUT 22h (Carga pesada), para o qual avaliou-se o comportamento da tensão para a condição de sistema em máxima requisição de potência. Considerando o caso base como sendo o sistema reduzido que foi construído na seção anterior, foi feito o levantamento das 5 barras que mais tiveram variação de tensão em relação a esse caso base.

Além disso, como forma de avaliar o comportamento daquele eixo em condições de estresse da rede, além da simulação com a carga do cliente de 12 MW e 9 Mvar, também foram considerados os cenários com carga de 20 MW e 30 MW, como forma de analisar a rede em condições de expansão de carga além da prevista para julho de 2022.

- Cenário 1: Cliente conectado ao Complexo Industrial do Pecém (CIP). Comparou-se o sistema reduzido sem o cliente, como caso base, o regional com o cliente e com o cliente e a geração do regional;
- Cenário 2: Cliente conectado à subestação de Umarituba (UMB). Comparou-se o sistema reduzido sem o cliente, como caso base, o regional com o cliente e com o cliente e a geração do regional;
- Cenário 3: Cliente conectado à subestação de Cliente a Caucaia (CCA). Comparou-se o sistema reduzido sem o cliente, como caso base, o regional com o cliente e com o cliente e a geração do regional.

A Figura (24) demonstra a lógica de construção dos cenários, em que as situações dos quadrantes de cima são comparadas inicialmente, e após isso, compara-se as situações dos quadrantes de baixo, quando a geração está ligada. Vale salientar que a geração destacada em amarelo representa toda a geração do regional CPE, e não somente a do eixo representado. A ideia é avaliar duas situações, a extrema negativa, quando toda a geração está desligada, e a extrema positiva, quando toda geração está ligada. Com intuito de mapear o impacto da entrada do cliente, e verificar a relevância dos parques geradores no regional CPE.

Figura 24 – Construção dos cenários de conexão.

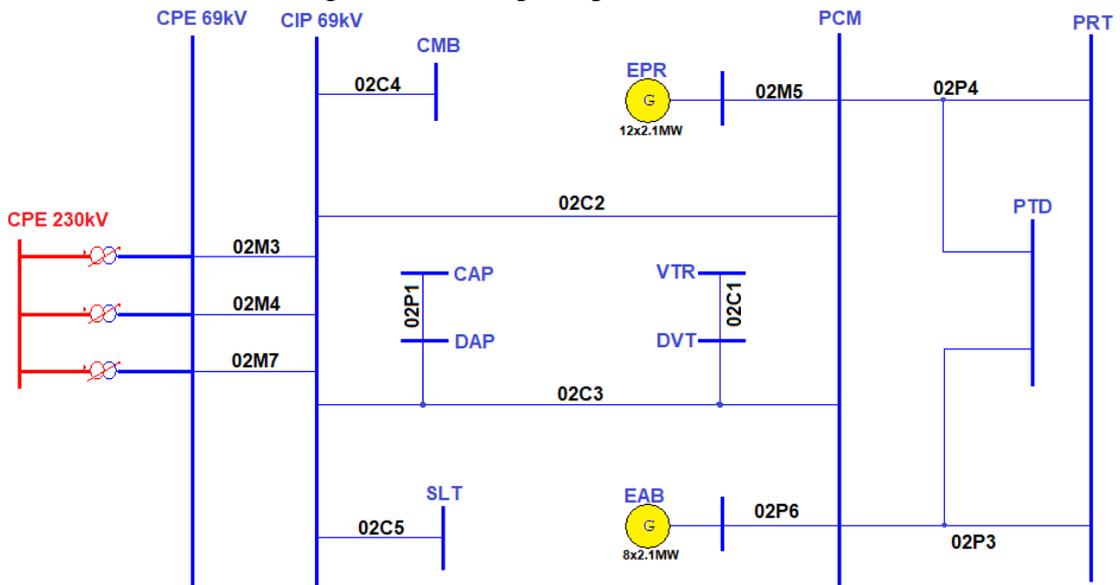


Fonte: Adaptado da rede (Sharepoint) da Enel Ceará.

4.4.1 Cenário 1 - CIP

Como descrito acima, foi feito o levantamento das 5 barras que sofreram mais impacto na tensão, após a conexão do cliente na barra do Complexo Industrial do Pecém (CIP), e após a conexão de toda a geração na situação anterior. Impactos esses, que são representados nas Tabelas (6), (7) e (8). Para entender o comportamento da tensão em cada eixo é importante conhecer a sua configuração para mapear as distorções nas medidas encontradas. A Figura (25) representa o eixo principal de CIP:

Figura 25 - Eixo principal da barra de CIP.



Fonte: Adaptado da rede (Sharepoint) da Enel Ceará.

Os resultados das simulações para o acessante de 12 MW, 20 MW e 30 MW, são demonstrados nas Tabelas (6), (7) e (8), respectivamente:

Tabela 6 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 12 MW, CIP.

SEM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com cliente (p.u.)	Tensão sem cliente (p.u.)	ΔV [%]
MCA - 69	0,88	0,88	0,7%
PAR - 13.8	0,98	0,98	0,6%
CAP-13.8	1,00	1,01	0,6%
VTR- 13.8	1,01	1,02	0,6%
TRR-69	0,90	0,90	0,6%
COM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com cliente (p.u.)	Tensão sem cliente (p.u.)	ΔV [%]
CCA - 13.8	1,00	0,98	2,6%
CCA - 69	0,97	0,95	2,5%
UMB - 13.8	1,02	1,00	1,8%
UMB - 69	1,02	1,00	1,7%
ACS - 13.8	1,02	1,00	1,7%

Fonte: Próprio autor.

Tabela 7 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 20 MW, CIP.

SEM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com cliente (p.u.)	Tensão sem cliente (p.u.)	ΔV [%]
MCA - 69	0,88	0,88	0,7%
PAR - 13.8	0,98	0,98	0,6%
CAP-13.8	1,00	1,01	0,6%
PRT - 69	1,01	1,01	0,6%
PTD-69	1,01	1,01	0,6%
COM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com Cliente (p.u.)	Tensão sem Cliente (p.u.)	ΔV [%]
MCA - 69	0,87	0,88	1,3%
CND - 69	0,89	0,90	1,2%
PAR - 13.8	0,97	0,98	1,1%
TRR-69	0,89	0,90	1,1%
CAP-13.8	0,99	1,01	1,1%

Fonte: Próprio autor.

Os resultados das simulações para o acessante de 12 MW, 20 MW e 30 MW, são demonstrados nas Tabelas (9), (10) e (11), respectivamente:

Tabela 9 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 12 MW, UMB.

SEM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com cliente (p.u.)	Tensão sem cliente (p.u.)	ΔV [%]
UMB - 69	0,98	1,00	2,1%
UMB - 13.8	0,98	1,00	2,0%
TRR-69	0,89	0,90	1,7%
PAR - 69	0,90	0,92	1,7%
PAR - 13.8	0,97	0,98	1,7%
COM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com Cliente (p.u.)	Tensão sem Cliente (p.u.)	ΔV [%]
CCA - 13.8	1,00	0,98	2,6%
CCA - 69	0,97	0,95	2,4%
ACS - 13.8	1,02	1,00	1,7%
DAC - 69	0,99	0,97	1,6%
ACS - 69	0,99	0,97	1,6%

Fonte: Próprio autor.

Tabela 10 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 20 MW, UMB.

SEM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com cliente (p.u.)	Tensão sem cliente (p.u.)	ΔV [%]
UMB - 69	0,97	1,00	3,3%
UMB - 13.8	0,97	1,00	3,3%
TRR-69	0,88	0,90	2,5%
PAR - 13.8	0,96	0,98	2,5%
PAR - 69	0,90	0,92	2,5%
COM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com Cliente (p.u.)	Tensão sem Cliente (p.u.)	ΔV [%]
UMB - 69	0,97	1,00	3,2%
UMB - 13.8	0,97	1,00	3,1%
TRR-69	0,88	0,90	2,4%
PAR - 13.8	0,96	0,98	2,3%
PAR - 69	0,90	0,92	2,2%

Fonte: Próprio autor.

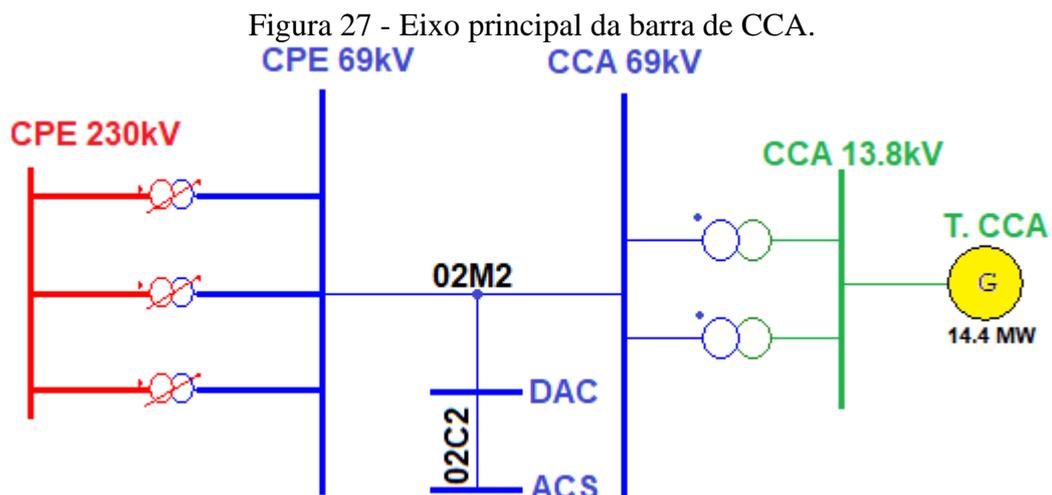
Tabela 11 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 30 MW, UMB.

SEM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com cliente (p.u.)	Tensão sem cliente (p.u.)	ΔV [%]
UMB - 69	0,96	1,00	4,6%
UMB - 13.8	0,96	1,00	4,6%
TRR-69	0,87	0,90	3,3%
PAR - 13.8	0,95	0,98	3,1%
PAR - 69	0,89	0,92	3,1%
COM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com Cliente (p.u.)	Tensão sem Cliente (p.u.)	ΔV [%]
UMB - 69	0,97	1,00	3,1%
UMB - 13.8	0,97	1,00	3,1%
TRR-69	0,88	0,90	2,6%
PAR - 13.8	0,96	0,98	2,5%
PAR - 69	0,90	0,92	2,5%

Fonte: Próprio autor.

4.4.3 Cenário 3 - CCA

Para entender a configuração do eixo de CCA, o diagrama unifilar é apresentado na Figura (27).



Fonte: Adaptado da rede (Sharepoint) da Enel Ceará.

Os resultados das simulações para o acessante de 12 MW, 20 MW e 30 MW, são demonstrados nas Tabelas (12), (13) e (14), respectivamente:

Tabela 12 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 12 MW, CCA.

SEM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com cliente (p.u.)	Tensão sem cliente (p.u.)	ΔV [%]
CCA - 13.8	0,93	0,98	5,2%
CCA - 69	0,90	0,95	5,1%
DAC - 69	0,94	0,97	3,5%
ACS - 69	0,94	0,97	3,5%
ACS - 13.8	0,97	1,00	3,4%
COM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com Cliente (p.u.)	Tensão sem Cliente (p.u.)	ΔV [%]
CCA - 69	0,93	0,95	1,7%
CCA - 13.8	0,96	0,98	1,6%
DAC - 69	0,96	0,97	1,1%
ACS - 69	0,96	0,97	1,1%
ACS - 13.8	0,99	1,00	1,1%

Fonte: Próprio autor.

Tabela 13 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 20 MW, CCA.

SEM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com cliente (p.u.)	Tensão sem cliente (p.u.)	ΔV [%]
CCA - 13.8	0,90	0,98	9,2%
CCA - 69	0,87	0,95	9,1%
DAC - 69	0,92	0,97	6,1%
ACS - 69	0,92	0,97	6,1%
ACS - 13.8	0,95	1,00	6,0%
COM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com Cliente (p.u.)	Tensão sem Cliente (p.u.)	ΔV [%]
CCA - 69	0,90	0,95	5,0%
CCA - 13.8	0,93	0,98	4,8%
DAC - 69	0,94	0,97	3,3%
ACS - 69	0,94	0,97	3,3%
ACS - 13.8	0,97	1,00	3,3%

Fonte: Próprio autor.

Tabela 14 - Barras com maior variação de tensão, para cliente de 30 MW, CCA.

SEM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com cliente (p.u.)	Tensão sem cliente (p.u.)	ΔV [%]
CCA - 13.8	0,85	0,98	14,4%
CCA - 69	0,83	0,95	14,4%
ACS - 13.8	0,92	1,00	9,2%
DAC - 69	0,89	0,97	9,2%
ACS - 69	0,89	0,97	9,2%
COM GERAÇÃO			
Barra	Tensão com Cliente (p.u.)	Tensão sem Cliente (p.u.)	ΔV [%]
CCA - 69	0,86	0,95	10,5%
CCA - 13.8	0,89	0,98	10,3%
DAC - 69	0,91	0,97	7,0%
ACS - 69	0,91	0,97	7,0%
ACS - 13.8	0,94	1,00	6,9%

Fonte: Próprio autor.

4.5 Regulação de Tensão nas Barras de 69 kV

Diante da queda de tensão após o aumento de carga, se faz necessário propor soluções para os problemas de subtensão verificadas nas barras de 69 kV. O melhoramento do nível de tensão se dá pelo efeito compensativo dos equipamentos instalados, de forma a melhorar o fluxo de potência nas LDATs, tornando o fornecimento de energia mais eficiente. A regulação de tensão pode ser feita através de reatores, capacitores, compensadores estáticos, transformadores OLTC dentre outras formas.

A utilização de capacitores em série nas LDATs, aumenta a capacidade de transmissão de transmissão de potência ativa, através da diminuição das perdas. Além de possibilitar o controle de tensão autorregulado. Os capacitores em paralelo ou *shunt* também podem ser utilizados para adequar o nível de tensão, através do melhoramento do fator de potência do conjunto. Banco de capacitores chaveados podem ser utilizados para a adequação do nível de tensão em momentos específicos. Vale salientar que os reatores são utilizados para o ajuste de tensão com a mesma lógica de compensação reativa dos capacitores.

As medidas adotadas acima, correspondem apenas a métodos de correção do nível de tensão, o controle da tensão é executado pelos reguladores de tensão. O transformador regulador de tensão OLTC, realiza o controle da tensão no secundário através da comutação dos *taps* sob carga.

4.6 Discussão dos Resultados

Após a construção do Equivalente de Rede do regional CPE, foi feito o levantamento da dispersão das tensões na rede interna, e as variações em carga pesada ficaram em torno de 0,5%. Essa eficiência na representação da rede reduzida se deve não só pela metodologia da construção do equivalente construído pelo ANAREDE, mas também pelo grau de complexidade das conexões da rede interna com a fronteira e rede externa, de forma que só há uma barra de fronteira, CPE 230 kV. Como as barras do regional CPE não possuem nenhuma ligação com a rede básica ou mesmo com as barras de outros regionais (a não ser em recursos operacionais para contingências), a dispersão de tensão verificada se tornou bem pequena.

Com relação aos cenários criados com a inserção de um novo cliente em cada SED, foi testada a sensibilidade daquele eixo frente a essa modificação, além do estudo de qualidade de tensão fornecida nas diversas perspectivas de carga e geração.

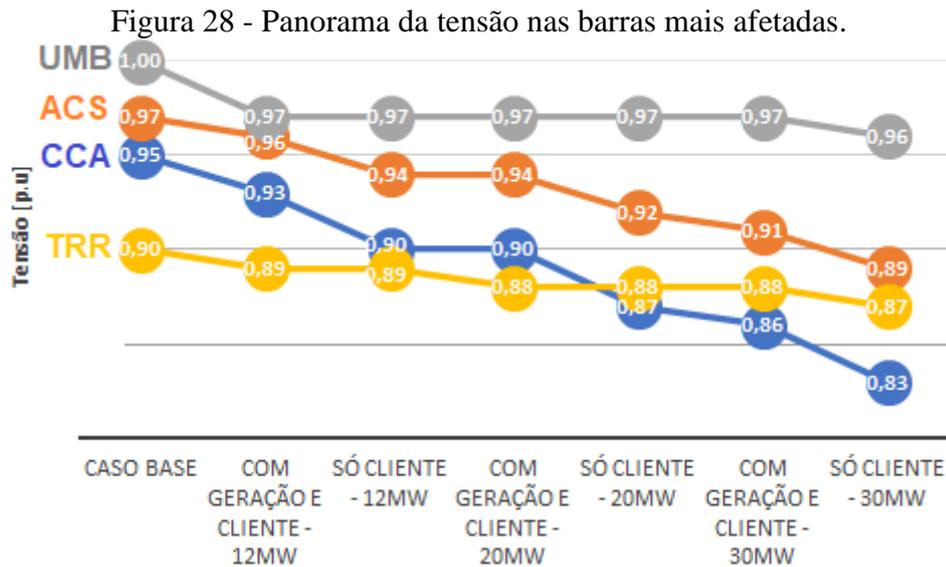
Para a SED de CIP, percebe-se a maior estabilidade frente às conexões geradas, tanto sem e com geração. Em todos os cenários a variação de tensão nas SEDs do seu eixo principal se manteve abaixo de 2%. Em alguns cenários quando todas as gerações são ligadas, SEDs de outros eixos aparecem entre as mais impactadas, mas isso não se deve à conexão do cliente em CIP, mas sim devido à inserção da geração do respectivo eixo.

Em UMB, as variações de tensão são proporcionais ao aumento de carga conectada. Quando a carga de 12 MW está conectada e todas as geradoras foram ligadas, na lista de SEDs mais impactadas aparecem novamente as SEDs do eixo principal da CCA, mostrando que o impacto da geração é maior que o impacto do cliente. Nos casos em que os impactos das geradoras são maiores que os da conexão do cliente, os resultados devem ser desconsiderados, devido à ocultação do comportamento das SEDs do eixo em que o cliente está conectado. Quando a carga conectada é maior que 12 MW, os resultados do eixo de interesse aparecem novamente.

Apesar desses resultados obtidos, foi possível verificar uma estabilidade inferior ao eixo de CIP, mas ainda sim com poucas variações no perfil das tensões. Além disso, percebe-se que com o aumento da carga, a geração se torna mais importante para o melhoramento da tensão, principalmente na barra mais afetada, que é exatamente a de UMB.

Com relação a CCA, percebe-se que está presente no eixo mais sensível a variação de tensão dos 3 cenários construídos. Bem como UMB, a variação de tensão aumenta com o aumento da carga, de forma que há uma piora acentuada da qualidade de fornecimento quando se analisou o caso da carga de 30 MW. Assim como UMB, o fator geração foi importante para

o melhoramento da tensão após a inclusão do cliente. Nota-se também que nesse caso a inserção de carga deve ser mais bem planejada, não só pela sensibilidade da SED de CCA em si, mas também devido aos impactos ao cliente Aço Cearense, que em todos os cenários demonstrou uma piora na qualidade de tensão diante do aumento de carga. A Figura (28) mostra a tensão nas barras mais afetadas durante as simulações.



Fonte: Próprio autor.

Diante dos resultados demonstrados acima, percebe-se que as barras mais afetadas são as de CCA e Aço Cearense (ACS). Segundo o Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica (QEE) ANEEL a variação de tensão adequada é de 0,95% a 1,05%. Com isso, percebe-se que CCA e ACS partiram de um caso base em que as tensões estavam adequadas, e a partir da ligação do cliente o nível de tensão se tornou inadequado. UMB demonstrou uma tensão adequada para todos os cenários de conexão, dessa forma, mostrando uma estabilidade maior que CCA para receber as cargas simuladas. Contudo, percebe-se que a subestação de Trairi (TRR) merece um tratamento especial por parte da distribuidora com relação ao nível de tensão, que demonstra subtensão desde o caso base.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou um estudo de construção do equivalente da rede de distribuição de alta tensão e barras de média tensão cearense, tendo como área de estudo o regional Cauípe (CPE). Além de analisar a variação dos níveis de tensão após a expansão de carga, e verificar a relevância dos complexos de geração para o regional CPE. As simulações foram desenvolvidas no *software* ANAREDE, o qual possui diversas funcionalidades que facilitaram o estudo, tanto para a construção do equivalente, quanto para o desenvolvimento dos cenários.

Foi verificado o cenário de conexão mais eficiente para o acessante, e constatado a importância no reforço de geração elétrica no eixo da Caucaia (CCA), para atender futuras expansões, tendo em vista a qualidade da tensão.

O equivalente do regional CPE foi validado através da verificação da pequena variação percentual dos níveis de tensão das barras do sistema interno. Como dito anteriormente, essa eficiência é mais acentuada quanto menor for a quantidade de barras de fronteira, devido à pequena quantidade de conexões criadas e a injeção de potência. Diante disso, foram construídos cenários de conexão para avaliar os impactos de cada possibilidade.

Os resultados obtidos nas simulações da rede reduzida apontam para uma estabilidade maior no eixo Complexo Industrial do Pecém (CIP), seguido do eixo de Umarituba (UMB) e por fim o de Caucaia (CCA). Considerando a carga de 12MW nas simulações, o eixo da Subestação de Distribuição (SED) CCA mostrou-se bastante sensível, tendo tensão inadequada até mesmo quando os complexos de geração estavam ligados. Apesar dos problemas de tensão verificados na SED de Trairi (TRR), o eixo de UMB se mostrou preparado para a conexão com carga desse porte.

Analisando os cenários de carga de 20 MW e 30 MW mantendo o fator de potência da carga, os eixos de CIP e UMB tiveram um comportamento estável, tendo em vista que quase todas as SEDs permaneceram com nível de tensão adequado, com exceção de TRR. Enquanto o eixo de CCA mostrou-se mais vulnerável a expansão de carga, obtendo tensões para suas SEDs abaixo do recomendável, segundo o Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica (QEE) da ANEEL.

O cliente real a ser conectado em julho de 2022 possui potência de 12 MW e será conectado a SED CCA, no plano de recomendações da Enel Ceará foi destacada a utilização de um transformador OLTC para o cliente, tendo em vista a importância da regulação da tensão

para assegurar as condições de qualidade de fornecimento de energia. Além disso, concluiu-se que há a necessidade de um maior controle e acompanhamento do nível de tensão, principalmente das SEDs citadas na Tabela (5). Além disso, constatou-se que há dificuldades para obtenção dos dados da rede por partes dos acessantes, as pesquisas para mapear as melhores condições de conexão poderiam ser feitas pelos próprios acessantes, e com o equivalente de rede da região elétrica de interesse, esses estudos podem ser feitos com mais dinamismo e eficiência.

Por fim, os objetivos do presente trabalho foram alcançados, após a construção e validação do equivalente de rede foi feito o estudo de expansão de carga, em que foi possível mapear as condições e lugares mais propícios para conexão dos acessantes. Devido a isso, verificou-se o comportamento da rede para as possibilidades de expansão de carga futura, além de expor a necessidade de novos parques geradores para atender esse crescimento.

5.1 Trabalhos Futuros

O trabalho aqui apresentado abre caminho para possíveis futuros trabalhos:

- Analisar o comportamento da rede em regime permanente, após a entrada de novos parques geradores;
- Validar o equivalente de rede pelo nível de tensão das SEDs e pelo nível de carregamento das LTs;
- Desenvolvimento do fluxo de potência ótimo para os aspectos e restrições do SEP cearense;
- Criação do equivalente de rede para análise de curto-circuito considerando expansão de carga e geração;
- Análise de transitórios eletromecânicos do SEP, compreendendo os períodos de estabilidade transitória e dinâmica, considerando as novas conexões.

6 REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO

MOURA, Ailson P. de *et al.* **Engenharia de Sistemas de Potência: Modelos computacionais para fluxo de carga trifásico, fluxo de potência continuado e equivalentes externos.** 1. ed. Fortaleza: Imprensa Universitária da Universidade Federal do Ceará (UFC), 2020. 325 p. v. 1. ISBN 978-65-991493-4-4.

MOURA, Ailson P. de; MOURA, Adriadno Aron F. de; ROCHA, Ednardo P. da. **Análise de Fluxo de Carga em Sistemas de Potência.** 1. ed. Fortaleza: Artliber, 2019. 310 p. v. 1. ISBN 978-85-88098-83-1.

MARTINS, Caio César Costa. **Fluxo de Carga em Redes de Distribuição Operando em Emergência.** Orientador: Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez. 2018. 109 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Maranhão, São Luiz, 2018.

JR, Luiz Cera Zanetta. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência.** 1. ed. São Paulo: Editora Livraria da Física, 2006. 312 p. v. 1. ISBN 85-88325-41-1.

MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica.** 1. ed. São Paulo: Edgard Blucher LTDA, 1983. 164 p. v. 1. ISBN 9221151484.

CEPEL, Programa de Análise de Redes (2011). **Manual do Usuário, V09.07.05.**

ANAREDE - Análise de Redes Elétricas. *In: ANAREDE - Análise de Redes Elétricas.* [S. l.], 2018. Disponível em: http://srvlumis02.cepel.br/pt_br/produtos/programas-computacionais-por-categoria/menu/anarede-analise-de-redes-eletricas.htm. Acesso em: 5 jan. 2022.

PLANO Decenal de Expansão de Energia 2029. *In: Plano Decenal de Expansão de Energia 2029.* [S. l.], 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>. Acesso em: 8 jan. 2022.

O SISTEMA Interligado Nacional. In: O Sistema Interligado Nacional. [S. l.], 2022.

Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 21 dez. 2021.

Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST),
Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica (QEE) da ANEEL.

Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST),
Módulo 3 - Qualidade de Energia Elétrica (QEE) da ANEEL.