



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO
UNIDADE ACADÊMICA DO CABO DE SANTO AGOSTINHO
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

VINÍCIUS ESTEVAM DE BARROS

**IMPLEMENTAÇÃO DE ALGORITMO PARA CÁLCULO DA MARGEM
DE TRANSMISSÃO PARA AUXÍLIO NOS ESTUDOS DE
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Cabo de Santo Agostinho – PE

2024

VINÍCIUS ESTEVAM DE BARROS

**IMPLEMENTAÇÃO DE ALGORITMO PARA CÁLCULO DA MARGEM
DE TRANSMISSÃO PARA AUXÍLIO NOS ESTUDOS DE
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Unidade
Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho
da Universidade Federal Rural de
Pernambuco para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica

Orientadora: Prof. Dra. Ana Vitória de
Almeida Macêdo.

Coorientador: Prof. Dr. Raphael Leite de
Andrade Reis (UFPB).

Cabo de Santo Agostinho - PE

2024

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Sistema Integrado de Bibliotecas da UFRPE
Bibliotecário(a): Auxiliadora Cunha – CRB-4 1134

B277i

Barros, Vinícius Estevam de.

Implementação de algoritmo para cálculo da margem de transmissão para auxílio nos estudos de planejamento de sistemas elétricos de potência / Vinícius Estevam de Barros. – Cabo de Santo Agostinho, 2024.

140 f.; il.

Orientador(a): Ana Vitória de Almeida Macêdo.

Co-orientador(a): Raphael Leite de Andrade Reis.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal Rural de Pernambuco, Unidade Acadêmica Cabo de Santo Agostinho - UACSA, Bacharelado em Engenharia Elétrica, Cabo de Santo Agostinho, BR-PE, 2025.

Inclui referências, apêndice(s) e anexo(s).

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Energia elétrica - Produção. 3. Sistemas de energia elétrica. 4. Energia elétrica - Transmissão I. Macêdo, Ana Vitória de Almeida, orient. II. Reis, Raphael Leite de Andrade, coorient. III. Título

CDD 621.3

VINÍCIUS ESTEVAM DE BARROS

**IMPLEMENTAÇÃO DE ALGORITMO PARA CÁLCULO DA MARGEM DE
TRANSMISSÃO PARA AUXÍLIO NOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho da Universidade Federal Rural de Pernambuco para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 10/12/2024

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dra. Ana Vitória de Almeida Macêdo
Orientadora - UACSA - UFRPE

Prof. Dr. Raphael Leite de Andrade Reis
Coorientador - UFPB

Prof. Dr. Fernando Gonçalves de Almeida Neto
Examinador Interno - UACSA - UFRPE

Prof. Dr. Eduardo Augusto Oliveira Barbosa
Examinador Interno - UACSA - UFRPE

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais de sangue, pais de criação e minha prima. Wilma Maria Agostinho e Delmiro Estevam de Barros, Maria José Agustinha da Silva e José Milton da Silva, Keli Cristina da Silva Santana

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelo caminho percorrido, por ter dado força, guiado e abençoado em cada etapa.

À minha mãe pela dedicação, sacrifícios e esforços, sem os quais, toda minha trajetória e este trabalho não seriam possíveis.

Ao meu pai pelo apoio e incentivo ao longo do curso.

À minha prima, Keli Cristina, por todo apoio e incentivo ao longo do curso

À minha família por todo apoio e incentivo.

À Prof. Dra Ana Vitória De Almeida Macêdo que ensinou, orientou, aconselhou, guiou, pela amizade, por toda paciência com as minhas dificuldades durante os anos de projeto e na elaboração deste trabalho.

Aos professores Dr. Raphael Leite e Dr. Fernando Goncalves De Almeida Neto, pela amizade, ensinamentos, orientação, pela ajuda na realização deste trabalho e pela dedicação e paciência em toda jornada acadêmica.

À Prof. Dra Amanda Souza De Paula pela orientação no primeiro projeto de iniciação científica, o qual fiz parte, aos ensinamentos, a amizade e aos conselhos.

À Eletrobras Chesf pela criação do projeto e pela oportunidade e a todos que fizeram parte.

Ao meu colega de muitos anos de pesquisa e estudos, Vinícius Mateus

Ao Cepel por conceder a licença acadêmica do *software* Anarede®.

Aos professores e servidores da UFRPE, em especial aos do Curso de Engenharia Elétrica, pelo empenho e valioso suporte durante a graduação.

A todos meus colegas de turma que, de alguma forma, diretamente e indiretamente me ajudaram para a realização deste trabalho e ao longo do curso.

RESUMO

Este trabalho, contextualizado no projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da Eletrobrás Chesf, apresenta o estudo realizado para implementação de um algoritmo baseado no método numérico de Newton-Raphson, visando o cálculo do fluxo de potência em sistemas de transmissão de energia elétrica, que resultou na elaboração de um artigo, o qual foi apresentado no XIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Além disso, a solução implementada é aplicada para determinar a capacidade remanescente de escoamento de energia elétrica, também conhecida como margem de transmissão, a nível de barramento candidato. Para resolver este problema, são adotados critérios de segurança baseados nas grandezas limitantes da rede elétrica, com o objetivo de encontrar a capacidade remanescente para escoamento da geração, que podem ser suportadas pela infraestrutura existente, sem a necessidade de expansão ou de investimentos em curto prazo. A análise foi realizada utilizando o modelo IEEE 118 barras, que representa uma aproximação do sistema elétrico de potência dos Estados Unidos, conforme sua configuração de 1962. Os resultados obtidos pelo algoritmo foram validados por meio da comparação com os dados fornecidos pelo *software* Anarede[®].

Palavras-chave: Anarede[®]; capacidade-remanescente; fluxo-potência; margem-transmissão.

ABSTRACT

This work, contextualized in the Research and Development project of Eletrobrás Chesf, presents the study carried out for the implementation of an algorithm based on the Newton-Raphson numerical method, aiming at the calculation of the power flow in electric power transmission systems, which resulted in the elaboration of a paper, which was presented at the XIII Brazilian Congress of Energy Planning. In addition, the implemented solution is applied to determine the remaining capacity for electric power flow, also known as transmission margin, at the candidate bus level. To solve this problem, safety criteria based on the limiting quantities of the electric grid are adopted, with the objective of finding the remaining capacity for generation flow, which can be supported by the existing infrastructure, without the need for expansion or short-term investments. The analysis was performed using the IEEE 118-bus model, which represents an approximation of the United States electric power system, according to its 1962 configuration. The results obtained by the algorithm were validated by means of comparison with the data provided by the Anarede[®] software.

Keywords: Anarede[®]; power-flow; remaining-capacity; transmission-margin.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Interpretação geométrica do Método de Newton-Raphson	22
Figura 2 – Representação dos elementos do sistema elétrico	25
Figura 3 – Sistema ilustrativo de 4 barras	26
Figura 4 – Sistema ilustrativo de 4 barras, representação das componentes das correntes, para o cálculo de I_1 , I_2 , I_3 e I_4	29
Figura 5 – Conjunto de barras	33
Figura 6 – Método de Newton-Raphson.....	38
Figura 7 - Fluxograma Método Newton-Raphson Desacoplado.....	43
Figura 8 – Sistema exemplo de 3 barras.....	44
Figura 9 – Divisão do barramento candidato, subárea e área.....	51
Figura 10 – Página referente ao relatório da Capacidade Remanescente do SIN Para Escoamento de Geração - Ciclo 2025 A 2029: Metodologia, Premissas E Critérios.52	
Figura 11 – Mapa da capacidade remanescente do sistema interligado nacional para escoamento de geração.	53
Figura 12 – Capacidade remanescente do SIN, foco na Região Nordeste	54
Figura 13 – Capacidade remanescente do SIN - Garanhuns II.....	54
Figura 14 – Capacidade remanescente do SIN - Subestação Garanhuns II.....	55
Figura 15 – Capacidade remanescente do SIN, foco na Região Sul	55
Figura 16 – Capacidade remanescente do SIN - Siderópolis 2.....	56
Figura 17 - Print do Manual do usuário referente à versão 11.07.02	57
Figura 18 – Código base para simulação do IEEE 14 barras.....	59
Figura 19 – Possíveis ajustes do EditCepel para atendimento aos <i>softwares</i> de análise de redes elétricas.....	60
Figura 20 – Etapa 1: Carregar Arquivo.....	60
Figura 21 – Etapa 2: Escolha do arquivo PWF.....	60
Figura 22 – Etapa 3: Solução do Fluxo de potência.....	61
Figura 23 – Exemplo gráfico do fluxo de potência calculado através do <i>software</i> Anarede®.....	62
Figura 24 – Etapa 1: Visualização de dados do fluxo de potência	63
Figura 25 – Etapa 2: Resultados para as barras	63
Figura 26 – Exemplo de estrutura do código para cálculo da margem de transmissão, via EditCepel.....	65

Figura 27 – Fases de implantação do estudo.....	66
Figura 28 – Fases de resolução do sistema.....	67
Figura 29 – Topologia do sistema IEEE 118 barras	68
Figura 30 – Fluxograma de operação do algoritmo de estimativa do fluxo de potência	70
Figura 31 – Fluxograma margem de transmissão	74
Figura 32 – Ilustração dos passos para incremento de geração ativa.	77
Figura 33 – Ilustração dos pontos de verificação dos limites da rede elétrica.....	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resultados por iteração, referente a resolução de (3).....	24
Tabela 2 - Dados de barra do circuito representado na Figura 8.....	44
Tabela 3 - Dados de linha do circuito representado na Figura 8.....	44
Tabela 4 - Resultados por iteração, referente a resolução do sistema de 3 barras – informações de ângulo.	47
Tabela 5 - Resultados por iteração, referente a resolução do sistema de 3 barras – Informações de tensão.	47
Tabela 6 - Dados atualizados	48
Tabela 7 - Solução completa do sistema	49
Tabela 8 - Definição dos barramentos candidatos e de suas características	76
Tabela 9 - Resumo de resultados para o Fluxo de potência.....	80
Tabela 10 - Resultados comparativos do cálculo da margem de Transmissão, avaliando resultados do Anarede® e do algoritmo.....	82

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Informações complementares dos elementos, referentes à Figura 2.	26
Quadro 2 - Tipos de barramentos.....	36
Quadro 3 - Separação de barras PQ e PV	44
Quadro 4 - Descrição do tipo de barra	69

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FP – Fluxo de potência

MT – Margem de transmissão

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

SEP – Sistema Elétrico de Potência

LISTA DE SÍMBOLOS

PQ, PV, V θ – Barras de carga, geração e referência

p.u. - Notação em valor por unidade

N_{barras} - Número de barras da rede

Ω_k - Conjunto de barras vizinhas à barra k

K - Conjunto de barras adjacentes à barra k, incluindo ela

k, m - Barras do sistema

B_{km}, G_{km} - Coeficientes da matriz de admitâncias

θ_k , θ_m - Ângulos de fase de tensão das barras k e m

P_k, Q_k - Injeções de potência ativa e reativa da barra k

P_{km}, Q_{km} - Fluxos de potência ativa e reativa na linha k-m

b_k^{sh} - Elemento *shunt* da barra k

J - Matriz Jacobiana das derivadas de uma função qualquer g(x), em relação a x

H, N, M, L - Submatrizes da matriz Jacobiana dadas por $\partial P/\partial \theta$, $\partial P/\partial V$, $\partial Q/\partial \theta$, $\partial Q/\partial V$

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	DELIMITAÇÃO DO TEMA.....	19
1.2	OBJETIVOS.....	19
1.2.1	Objetivo Geral.....	19
1.2.2	Objetivos Específicos.....	19
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TCC.....	20
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
2.1	RESOLUÇÃO DE EQUAÇÕES NÃO LINEARES.....	21
2.1.1	Newton-Raphson.....	21
2.2	FLUXO DE POTÊNCIA.....	25
2.2.1	Elementos do Sistema Elétrico.....	25
2.2.2	Formulação do Fluxo de Potência.....	26
2.2.3	Classificação das Barras do Sistema Elétrico.....	36
2.3	MÉTODOS DE RESOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	37
2.3.1	Newton-Raphson.....	37
2.3.2	Método de Newton-Raphson Desacoplado.....	41
2.3.3	Exemplo Ilustrativo do método.....	42
2.4	MARGEM DE TRANSMISSÃO.....	49
2.4.1	Aplicação prática do cálculo da margem de transmissão.....	52
3	PROGRAMA COMPUTACIONAL Anarede®	57
3.1	APRESENTAÇÃO.....	57
3.2	METODOLOGIA DE RESOLUÇÃO.....	58
3.2.1	Fluxo de Potência.....	58
3.2.2	Margem de Transmissão.....	63
4	METODOLOGIA	66
4.1	FASE 1: DEFINIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO.....	67
4.1.1	Inserção de dados do sistema.....	69
4.2	FASE 2: IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	70
4.3	FASE 3: IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO PARA CÁLCULO DA MARGEM DE TRANSMISSÃO A NÍVEL DE BARRAMENTO CANDIDATO.....	73
5	DISCUSSÃO E RESULTADOS	79

5.1	FLUXO DE POTÊNCIA.....	79
5.2	MARGEM DE TRANSMISSÃO	80
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	83
	REFERÊNCIAS	85
	APÊNDICE A – RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	87
	ANEXO A - DADOS DE BARRA DO SISTEMA IEEE 118 BARRAS	109
	ANEXO B - DADOS DE LINHA DO SISTEMA IEEE 118 BARRAS	112
	ANEXO C – DADOS DO MANUAL PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA – UTILIZADOS NO CÓDIGO	117
	ANEXO D – DADOS DO MANUAL PARA CÁLCULO DA MARGEM DE TRANSMISSÃO – UTILIZADOS NO CÓDIGO	122
	ANEXO E – DADOS DE ENTRADA PARA O CÁLCULO DA MARGEM DE TRANSMISSÃO	128

1 INTRODUÇÃO

A gestão das instalações de geração e transmissão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) é uma tarefa complexa e essencial para garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Essa responsabilidade é atribuída ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Para gerenciar tamanha infraestrutura, é necessário o uso de metodologias que suportem à análise operacional para tomada de decisões, além do planejamento de projetos, tais quais de expansão, proteção, aumento da geração e inclusão de novas usinas. Um dos métodos aplicados para análise da rede elétrica, fundamenta-se no estudo do fluxo de potência, que fornece informações acerca do estado operacional da rede elétrica em regime permanente senoidal, obtendo assim os valores das tensões, dos fluxos de potência, da estabilidade do sistema e das perdas de energia.

Com o aumento da demanda por energia elétrica, como resultado do crescimento populacional, a modernização das empresas e a crescente dependência de dispositivos eletrônicos, surge a necessidade de expandir e/ou incrementar a capacidade do sistema de geração e transmissão. De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2024)

A produção industrial avançou 2,2% na comparação agosto/24 com o mesmo período do ano anterior. Os maiores avanços foram registrados nos estados do Ceará (17,3%), Pará (16,9%) e Minas Gerais (7,3%), enquanto o Rio Grande do Norte (-22,6%), Espírito Santo (-6,0%), Rio Grande do Sul (-5,2%), Goiás (-2,8%), Rio de Janeiro (-1,4%) e Mato Grosso (-0,6%) registraram os maiores recuos.

A criação de planos baseados em estudos detalhados do sistema elétrico é fundamental para garantir que a infraestrutura seja capaz de atender aos consumidores. Além disso, com o aumento da adesão de empresas ao mercado livre de energia (CCEE, 2024), é necessário compreender qual a capacidade remanescente da rede elétrica para o escoamento de fluxos adicionais, que podem vir através de novos empreendimentos que se desejem instalar no sistema elétrico. Visando resolver esses temas, o ONS e a EPE desenvolveram metodologias e critérios para garantir a confiabilidade do sistema elétrico. Junto ao Cepel foi criado

um módulo de cálculo da Margem de Transmissão (MT), integrado ao *software* Anarede® (Fernandes *et al.*, 2019).

Selecionada a região base para execução das simulações, via Anarede®, tem-se que o Operador Nacional do Sistema Elétrico realiza o cálculo da margem de transmissão, avaliando os impactos gerados devido à concorrência de acontecimentos ou eventos num dado momento do sistema elétrico, em que se podem ser inseridos novos empreendimentos em locais determinados pelos agentes interessados no leilão de energia elétrica. Tal ação é realizada pelo ONS/Cepel. Por meio dos resultados da MT, a oferta de energia elétrica pode ser aumentada em leilões, devido a compreensão do referencial de potência remanescente no sistema elétrico (Fernandes *et al.*, 2019). Sendo assim, o conhecimento da margem de transmissão do sistema auxilia as entidades responsáveis pelas análises e tomadas de decisões a entender as limitações do sistema.

A resolução da MT consiste na determinação da capacidade remanescente para escoamento de energia elétrica, sem que sejam necessários investimentos adicionais. É um parâmetro fundamental para o planejamento do aumento de geração no sistema elétrico, pois permite que os analistas verifiquem se a rede suporta novas fontes de geração e os valores de potência admitidos (Cepel, 2023). Estes resultados fornecem informações essenciais para tomadas de decisão, tais quais a inserção de novas usinas de geração, orientação nas análises em leilões de energia elétrica, planejamentos de expansão e demais ações necessárias para manter a confiabilidade da rede elétrica.

Baseado na metodologia utilizada pelo Anarede®, o presente estudo, contextualizado no projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da Eletrobrás Chesf, apresenta a implementação de um algoritmo que utiliza os métodos de Newton-Raphson e Newton-Raphson Desacoplado para calcular, inicialmente, o fluxo de potência da rede elétrica, que serve de base para, posteriormente, calcular a MT, a nível de barramento candidato.

O trabalho resultou na elaboração de um artigo, acerca da estimativa do fluxo de potência, o qual foi apresentado no XIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético.

1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA

As soluções abordadas nesse trabalho têm como escopo o cálculo do fluxo de potência e margem de transmissão, no nível de barramento candidato, para sistemas de corrente alternada em regime permanente senoidal. A validação dos resultados é feita através da comparação dos resultados gerados com os dados externados pelo Programa de Análise de Redes - Anarede[®], versão acadêmica, cedido à Universidade Federal Rural de Pernambuco, o qual permite simular sistemas de até 120 barras.

Toda formulação apresentada é utilizada na modelagem básica do sistema elétrico, representam os componentes mais importantes, que são as cargas, geradores, compensadores síncronos, linhas de transmissão, transformadores e elementos *shunt* (capacitores e reatores). Não são considerados os dispositivos de controle inseridos à rede elétrica.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Implementar algoritmo de fluxo de potência, a fim de adaptá-lo para realizar o cálculo da margem de transmissão do sistema IEEE 118 Barras, comparando as variáveis de tensão e potência obtidas através da simulação do código com as externadas através das simulações no *software* Anarede[®].

1.2.2 Objetivos Específicos

- Estudar fundamentação teórica acerca do fluxo de potência e da margem de transmissão;
- Implementar algoritmo para cálculo do fluxo de potência, através do método Newton-Raphson e Newton-Raphson desacoplado;
- Adaptar código do fluxo de potência para obter o algoritmo de cálculo da margem de transmissão;
- Calcular a margem de transmissão do sistema de 118 barras, disponibilizado pelo IEEE;
- Realizar análise comparativa entre os resultados obtidos com o algoritmo implementado e *software* Anarede[®].

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TCC

O estudo desenvolvido neste trabalho é dividido em 6 capítulos, 1 apêndice e 5 anexos.

No primeiro capítulo é apresentada a introdução sobre fluxo de potência e margem de transmissão, a importância do tema, delimitação do estudo e os objetivos.

No segundo capítulo é abordado o referencial teórico utilizado para realização do estudo.

No terceiro capítulo é apresentado, resumidamente, o *software* Anarede®.

No quarto capítulo são explicadas as fases de implementação dos algoritmos, assim como os arquivos necessários para realização das simulações.

No quinto capítulo são expostos os resultados dos cálculos do fluxo de potência e da margem de transmissão, em que é realizada uma análise comparativa dos dados obtidos via algoritmo e dos externados através do *software* Anarede®, por fim, é apresentada uma aplicação prática do cálculo da margem de transmissão.

No sexto capítulo são apresentadas as conclusões acerca do estudo realizado e as sugestões para trabalhos futuros.

No Apêndice A são apresentados os resultados calculados via algoritmo e *software* Anarede®, através da aplicação dos métodos numéricos de Newton-Raphson e Newton-Raphson Desacoplado.

Nos Anexos A e B são listados os dados de barra e de linha utilizados para o cálculo do fluxo de potência, para o sistema IEEE 118 barras.

Nos Anexos C e D são apresentados os dados acerca dos códigos de execução do Anarede®, para cálculo do fluxo de potência e da margem de transmissão, respectivamente.

No Anexo E é listado os dados utilizados para cálculo da margem de transmissão.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 RESOLUÇÃO DE EQUAÇÕES NÃO LINEARES

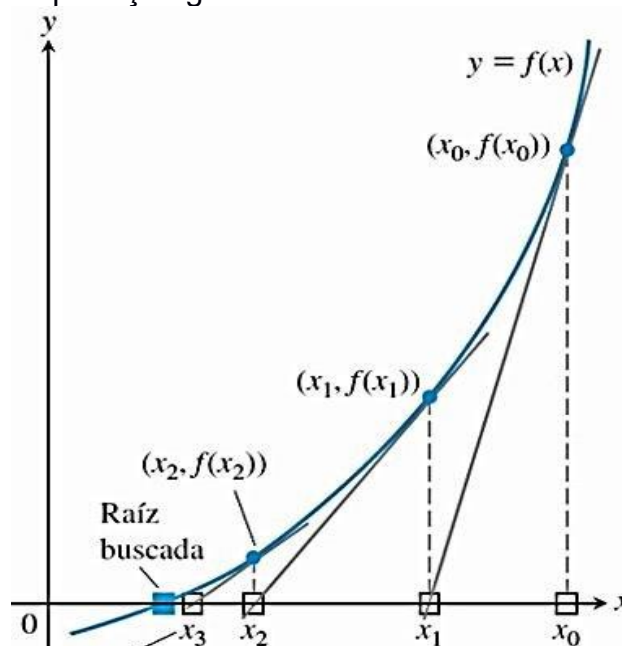
Nos casos em que um sistema elétrico é descrito por um conjunto de equações polinomiais de grau superior a um, essas expressões são classificadas como equações não lineares. Em sistemas elétricos de potência, as expressões que caracterizam o comportamento do sistema são frequentemente representadas por esse tipo de equações. Para determinar o conjunto solução desses sistemas, isto é, para calcular as grandezas da rede elétrica, são aplicados métodos numéricos. Dentre esses métodos, destacam-se o método de Newton-Raphson e sua variação, o método de Newton-Raphson Desacoplado, que serão abordados nesta seção.

2.1.1 Newton-Raphson

Newton-Raphson é um método iterativo utilizado para estimar as raízes de uma função, amplamente utilizado dentro do contexto da resolução do fluxo de potência para cálculo dos parâmetros da rede elétrica. Baseia-se na ideia de sucessivas aplicações de (1) para se obter o resultado desejado (Monticelli, 1983). A interpretação geométrica do método de Newton-Raphson é ilustrada em Figura 1.

Avaliando a Figura 1, tem-se que o gráfico em azul é gerado através da função $F(X)$. Após a definição da aproximação inicial X_0 e, conseqüentemente o cálculo da imagem $F(X_0)$, é verificado se a resolução da equação é alcançada, caso não, é calculada a tangente à $F(X_0)$, desse modo é determinado o X_1 na coordenada em que a tangente ao ponto $(X_0, F(X_0))$ cruza com o eixo horizontal de X , esse é o próximo valor a ser aplicado em $F(X)$. Essa sequência é repetida até que o critério de parada seja atingido, ou seja, quando a diferença entre X_N e X_{N+1} , conforme (2), atender a tolerância definida pelo programador.

Figura 1 – Interpretação geométrica do Método de Newton-Raphson



Fonte: Cantero, 2018.

Para resolução do conjunto de equações não lineares, é necessário determinar uma aproximação inicial para as incógnitas do sistema, que pode ser representada por X_0 , em seguida, esse valor é aplicado a função $F(X)$. Caso o resultado não atenda às condições de parada, conforme (2), utiliza-se (1), novamente, para calcular o próximo número a ser aplicado à $F(x)$, denominado X_1 . Caso o critério estabelecido não seja alcançado, aplica-se (1), mais uma vez. Essas ações são repetidas até que a solução do sistema seja calculada.

$$X_{N+1} = X_N - \left[\frac{F(X_N)}{F'(X_N)} \right] \quad (1)$$

$$\text{Critério de parada} = |(X_{N+1} - X_N)| \leq \text{Tolerância} \quad (2)$$

Exemplo Ilustrativo

Deseja-se encontrar o valor de X tal que (3) seja igual a 0. Para esse fim, será utilizado o método de Newton-Raphson. A aproximação inicial será $X_0 = 2$. A tolerância de parada será $\epsilon = 0,001$.

Definindo o valor de $X_0 = 2$, aplicando-o a (3), encontra-se $F(2) = 3$. Logo, será necessário a aplicação do método de Newton-Raphson, para estimar o próximo valor de X , até que o critério de parada seja atingido.

$$F(X) = X^2 - 1 \quad (3)$$

Derivando (3), obtém-se (4).

$$F'(X) = 2X \quad (4)$$

Posto isso, tem-se que a equação que define o próximo valor de X , ou seja X_{N+1} , em que N representa o número da iteração, é (5).

$$X_{N+1} = X_N - \left[\frac{X_N^2 - 1}{2X_N} \right] \quad (5)$$

Para realização da primeira iteração, será aplicado $X_0 = 2$ a (5), conforme aproximação inicial. Essa expressão é apresentada em (6).

$$X_1 = 2 - \left[\frac{2^2 - 1}{2 * 2} \right] = 1,25 \quad (6)$$

Utilizando (2), para verificação do critério de parada, chega-se à (7).

$$|1,25 - 2| \rightarrow \text{Não é menor que a tolerancia} \quad (7)$$

Devido ao resultado encontrado em (7), ser superior à tolerância determinada, o método será novamente aplicado.

Quando utilizado $X = 1,25$ a (3), obtém-se $F(1,25) = 0,5625$. Utilizando (5), para encontrar o próximo valor de X , obtém-se (8).

$$X_2 = 1,25 - \left[\frac{1,25^2 - 1}{2 * 1,25} \right] = 1,025 \quad (8)$$

Utilizando (2), chega-se à (9), em que é visto que o critério de parada não é alcançado. Desse modo, faz-se necessário a repetição do método, para encontrar o

valor da aproximação X_3 . Esta afirmação é validada através da aplicação de $X = 1,025$ a (3), em que é calculado $F(1,025) = 0,051$.

$$|1,025 - 1,25| = 0,225 \rightarrow \text{Não é menor que a tolerancia} \quad (9)$$

O valor da aproximação X_3 é calculado em (10), aplicando-o a (2), tem-se (11). Ao avaliar esse resultado, nota-se que está cada vez mais próximo do parâmetro da tolerância, porém ainda é superior, sendo necessário ao menos mais uma iteração.

$$X_3 = 1,025 - \left[\frac{1,025^2 - 1}{2 * 1,025} \right] = 1,0003 \quad (10)$$

$$|1,0003 - 1,025| = 0,02 \rightarrow \text{Não é menor que a tolerancia} \quad (11)$$

Realizando a quarta iteração, obtém-se (12).

$$X_4 = 1,0003 - \left[\frac{1,0003^2 - 1}{2 * 1,0003} \right] = 1,00000004 \quad (12)$$

Aplicando o valor de (13) a (3), resulta em $F(1,00000004) = 8.00000016 \times 10^{-8}$, tal valor atende a tolerância definida pelo operador. Realizando a comparação apresentada em (2), conforme (14), constata-se que a condição do critério de parada é obtida, logo a solução é encontrada para $X = 1,00000004$. Os resultados obtidos a cada iteração são mostrados na Tabela 1.

$$|1,00000004 - 1,0003| = 0,0003 \leq \text{Tolerância} = 0,001 \quad (14)$$

Tabela 1 - Resultados por iteração, referente a resolução de (3)

N	X^N	$F(X^N)$	$ X_{N+1} - X_N $
0	2	3	-
1	1,25	0,5625	0,75
2	1,025	0,050625	0,225
3	1,0003	0,00060009	0,0247
4	1,00000004	8E-08	0,00029996

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

2.2 FLUXO DE POTÊNCIA

De acordo com Monticelli (1983) o estudo do fluxo de potência fornece as informações do estado operacional da rede elétrica, em regime permanente senoidal. Através de sua análise, é possível determinar como a potência ativa e reativa estarão fluindo entre os elementos do sistema da rede elétrica.

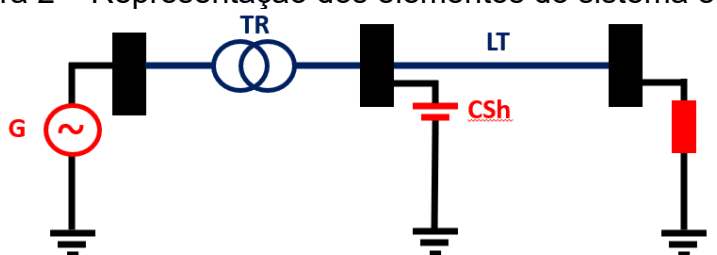
A análise do fluxo de potência permite simular diversos cenários na rede elétrica, possibilitando a realização de alterações em sua arquitetura, através da inserção de fontes geradoras, cargas, adição de novas redes de transmissão etc. Em virtude das diversas possibilidades de testes no sistema, essa avaliação se torna uma poderosa ferramenta, servindo de base para cálculos de análise de margem de escoamento, capacidade de absorção de novas cargas, entre outros.

2.2.1 Elementos do Sistema Elétrico

A modelagem dos sistemas elétricos estudados em fluxo de potência geralmente é constituída de circuitos em Y equilibrado, logo, podem ser representados por meio de diagrama unifilar, visto que, os resultados de uma fase são idênticos para as demais e representados pelo seu equivalente de sequência positiva (Monticelli, 1983).

Segundo Monticelli (1983), os componentes do sistema de elétrico de transmissão podem ser divididos em dois grupos, o primeiro é representado pelos elementos ligados a um nó qualquer e ao nó-terra, tais componentes são representados pelas ilustrações em vermelho na Figura 2, o segundo grupo é representado pelos equipamentos ligados entre dois nós quaisquer da rede, estes elementos são ilustrados em azul na Figura 2. A nomenclatura de cada um desses itens é mostrada no Quadro 1.

Figura 2 – Representação dos elementos do sistema elétrico



Fonte: Adaptado de Monticelli, 1983.

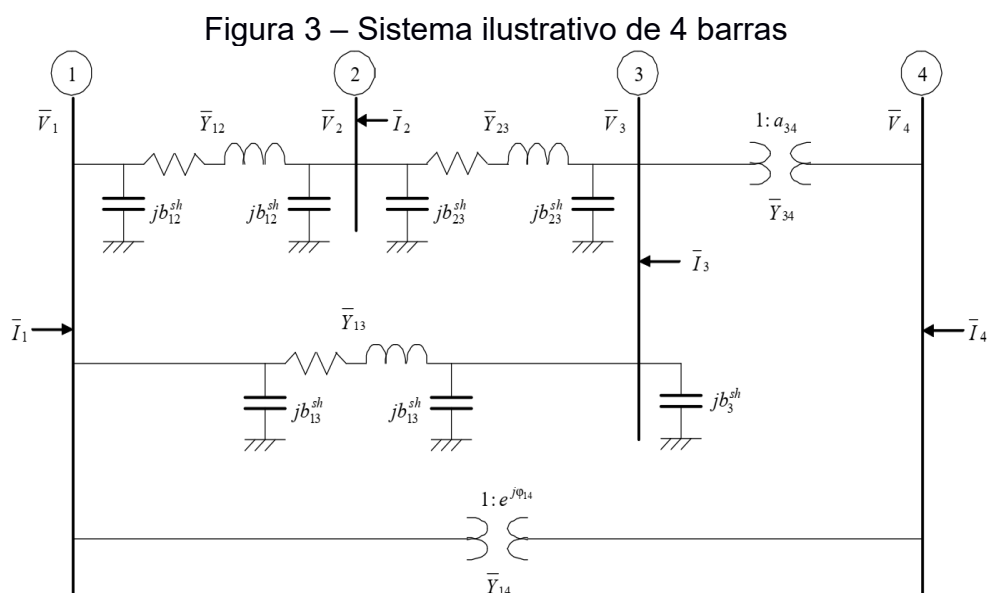
Quadro 1 - Informações complementares dos elementos, referentes à Figura 2.

Elementos	Símbolo	Ligação
Geradores	G	Ligados entre um nó qualquer e o nó terra
Cargas	L	
Capacitores <i>Shunt</i>	CSh	
Linha de Transmissão	LT	Ligados entre dois nós quaisquer
Transformador	TR	

Fonte: Adaptado de Monticelli, 1983.

2.2.2 Formulação do Fluxo de Potência

Com o intuito de demonstrar as etapas realizadas para determinação das expressões que estimam as grandezas calculadas pelo fluxo de potência em sistemas elétricos, é avaliado o circuito representativo, ilustrado na Figura 3. Para resolução do problema, é considerada a formulação básica da representação, isto implica que não são considerados elementos de controle interligados aos circuitos de análise, logo não são inseridos transformadores com tap ajustável, reguladores de tensão, compensadores e afins. Esses componentes impactam diretamente nas equações utilizadas para resolução do cálculo do fluxo de potência



Fonte: Adaptado de Monticelli, 1983.

Em que,

- N_{barras} é vetor que contém o número de cada barra do circuito;
- V_m, V_k é a magnitude da tensão na barra m e k , para todo $m, k \in N_{barras}$;
- I_k é a corrente elétrica na barra k ;
- jb é a susceptância. A letra “j” representa a unidade imaginária do componente;
- \bar{Y} é a matriz admitância;
- a é a relação de transformação do transformador em fase, calculada por: $\frac{V_{Primário\ do\ Transformador}}{V_{Secundário\ do\ Transformador}}$. Este elemento é utilizado apenas para ajustar os níveis de tensão, não apresenta alteração no ângulo de fase das tensões.
- $e^{j\varphi_{km}}$ é a defasagem inserida pelo transformador defasador puro. O qual é responsável por introduzir uma defasagem angular entre as tensões de entrada e saída.

As expressões utilizadas para obter as correntes do circuito ilustrado na Figura 3, são (15), (16) e (17). Tais equações são obtidas através da aplicação da primeira lei de Kirchoff, ou seja, a resultante das correntes em um nó/barra é nula, e a aplicação da segunda lei de Kirchoff, para avaliação das malhas (Monticelli, 1983).

$$\text{Linha de transmissão} \begin{cases} \bar{I}_{km} = (\bar{Y}_{km} + jb^{sh}_{km})\bar{V}_k + (-\bar{Y}_{km})\bar{V}_m \\ \bar{I}_{mk} = (-\bar{Y}_{km})\bar{V}_k + (\bar{Y}_{km} + jb^{sh}_{km})\bar{V}_m \end{cases} \quad (15)$$

$$\text{Transformador em fase} \begin{cases} \bar{I}_{km} = (a_{km}^2 \bar{Y}_{km})\bar{V}_k + (-a_{km} \bar{Y}_{km})\bar{V}_m \\ \bar{I}_{mk} = (-a_{km} \bar{Y}_{km})\bar{V}_k + (\bar{Y}_{km})\bar{V}_m \end{cases} \quad (16)$$

$$\text{Defasador puro} \begin{cases} \bar{I}_{km} = (\bar{Y}_{km})\bar{V}_k + (-e^{-j\varphi_{km}} \bar{Y}_{km})\bar{V}_m \\ \bar{I}_{mk} = (-e^{j\varphi_{km}} \bar{Y}_{km})\bar{V}_k + (\bar{Y}_{km})\bar{V}_m \end{cases} \quad (17)$$

Em que,

- k é referente ao número das barras do sistema, ou seja, $k = 1, 2, 3, \dots, dN$, em que dN é o número total de barras;
- \bar{I}_{km} é a corrente que sai da barra k em direção a barra m ;
- V_k é o vetor das tensões em cada nó do circuito;
- φ_{km} é a diferença de fase entre os sinais de tensão
- a é a relação de transformação do transformador, calculada por:

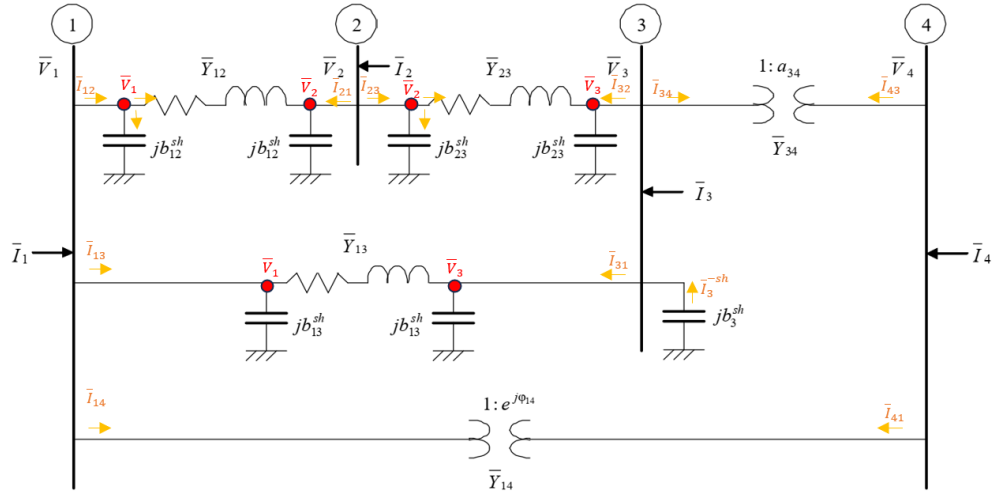
$$\frac{V_{\text{Primário do Transformador}}}{V_{\text{Secundário do Transformador}}}$$

Os elementos *shunt*, intitulados de jb^{sh} , têm sua representação duplicada nos circuitos elétricos, ao serem avaliados ao longo das linhas de transmissão, conforme é visto na Figura 3, fazem referência a capacitância na linha de transmissão em relação as outras fases da rede elétrica ou ao solo. Apesar de sua representação dupla, a injeção de corrente não é dobrada, logo, considera-se apenas um único fluxo de corrente elétrica passando pelo componente.

Montando as expressões das correntes em cada barra, de acordo com (15), (16) e (17), para as barras 1, 2, 3 e 4, chega-se à (18), (19), (20) e (21), respectivamente.

Na Figura 4 é mostrado o fluxo das correntes consideradas para análise das correntes \bar{I}_1 , \bar{I}_2 , \bar{I}_3 e \bar{I}_4 .

Figura 4 – Sistema ilustrativo de 4 barras, representação das componentes das correntes, para o cálculo de \bar{I}_1 , \bar{I}_2 , \bar{I}_3 e \bar{I}_4 .



Fonte: Adaptado de Monticelli, 1983.

Barra 1:

$$\bar{I}_1 = [\bar{I}_{12}] + [\bar{I}_{13}] + [\bar{I}_{14}]$$

$$\begin{aligned} \bar{I}_1 &= [(j b_{12}^{sh})\bar{V}_1 + (\bar{Y}_{12})(\bar{V}_1 - \bar{V}_2)] + [(j b_{13}^{sh})\bar{V}_1 + (\bar{Y}_{13})(\bar{V}_1 - \bar{V}_3)] + [(\bar{Y}_{14})\bar{V}_1 + (-e^{-j\phi_{14}}\bar{Y}_{14})\bar{V}_4] \\ \bar{I}_1 &= [(\bar{Y}_{12} + j b_{12}^{sh})\bar{V}_1 + (-\bar{Y}_{12})\bar{V}_2] + [(\bar{Y}_{13} + j b_{13}^{sh})\bar{V}_1 + (-\bar{Y}_{13})\bar{V}_3] + [(\bar{Y}_{14})\bar{V}_1 + (-e^{-j\phi_{14}}\bar{Y}_{14})\bar{V}_4] \end{aligned} \quad (18)$$

Barra 2:

$$\bar{I}_2 = [\bar{I}_{21}] + [\bar{I}_{23}]$$

$$\begin{aligned} \bar{I}_2 &= [(j b_{12}^{sh})\bar{V}_2 + (\bar{Y}_{12})(\bar{V}_2 - \bar{V}_1)] + [(j b_{23}^{sh})\bar{V}_2 + (\bar{Y}_{23})(\bar{V}_2 - \bar{V}_3)] \\ \bar{I}_2 &= [(-\bar{Y}_{12})\bar{V}_1 + (\bar{Y}_{12} + j b_{12}^{sh})\bar{V}_2] + [(\bar{Y}_{23} + j b_{23}^{sh})\bar{V}_2 + (-\bar{Y}_{23})\bar{V}_3] \end{aligned} \quad (19)$$

Barra 3:

$$\bar{I}_3 = [\bar{I}_3] = [\bar{I}_{31}] + [\bar{I}_{32}] + [\bar{I}_{34}]$$

$$\begin{aligned} \bar{I}_3 &= (-j b_{33}^{sh})\bar{V}_3 = [(\bar{Y}_{13})(\bar{V}_3 - \bar{V}_1) + (j b_{13}^{sh})\bar{V}_3] + [(\bar{Y}_{23})(\bar{V}_3 - \bar{V}_2) + (j b_{23}^{sh})\bar{V}_3] + [(a_{34}^2 \bar{Y}_{34})\bar{V}_3 + (-a_{34} \bar{Y}_{34})\bar{V}_4] \\ \bar{I}_3 &= (-j b_{33}^{sh})\bar{V}_3 = [(-\bar{Y}_{13})\bar{V}_1 + (\bar{Y}_{13} + j b_{13}^{sh})\bar{V}_3] + [(-\bar{Y}_{23})\bar{V}_2 + (\bar{Y}_{23} + j b_{23}^{sh})\bar{V}_3] + [(a_{34}^2 \bar{Y}_{34})\bar{V}_3 + (-a_{34} \bar{Y}_{34})\bar{V}_4] \end{aligned} \quad (20)$$

Barra 4:

$$\bar{I}_4 = \bar{I}_{41} + \bar{I}_{43}$$

$$\bar{I}_4 = [(-e^{j\phi_{14}}\bar{Y}_{14})\bar{V}_1 + (\bar{Y}_{14})\bar{V}_4] + [(-a_{34}\bar{Y}_{34})\bar{V}_3 + (\bar{Y}_{34})\bar{V}_4] \quad (21)$$

Reescrevendo as equações (18), (19), (20) e (21), isolando as tensões, obtém-se (22), (23), (24), (25).

$$\bar{I}_1 = \bar{V}_1(\bar{Y}_{12} + \bar{Y}_{13} + \bar{Y}_{41} + jb^{sh}_{12} + jb^{sh}_{13}) + \bar{V}_2(-\bar{Y}_{12}) + \bar{V}_3(-\bar{Y}_{13}) + \bar{V}_4(-a_{41}\bar{Y}_{41}) \quad (22)$$

$$\bar{I}_2 = \bar{V}_1(-\bar{Y}_{12}) + \bar{V}_2(\bar{Y}_{12} + \bar{Y}_{23} + jb^{sh}_{12} + jb^{sh}_{23}) + \bar{V}_3(-\bar{Y}_{23}) \quad (23)$$

$$\begin{aligned} \bar{I}_3 = \bar{V}_1(-\bar{Y}_{13}) + \bar{V}_2(-\bar{Y}_{23}) + \bar{V}_3(\bar{Y}_{13} + \bar{Y}_{23} + a_{34}^2\bar{Y}_{34} + jb^{sh}_{13} + jb^{sh}_{23} + jb^{sh}_3) \\ + \bar{V}_4(-a_{34}\bar{Y}_{34}) \end{aligned} \quad (24)$$

$$\bar{I}_4 = \bar{V}_1(-a_{41}\bar{Y}_{41}) + \bar{V}_3(-a_{34}\bar{Y}_{34}) + \bar{V}_4(a_{41}^2\bar{Y}_{41} + \bar{Y}_{34}) \quad (25)$$

Representando (22), (23), (24), (25) em forma de matriz, chega-se à (26).

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \bar{I}_3 \\ \bar{I}_4 \end{bmatrix} = [Y] \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \\ \bar{V}_4 \end{bmatrix} \quad (26)$$

Em que,

$$[Y] = \begin{bmatrix} (Y_{DELTA1}) & (-\bar{Y}_{12}) & (-\bar{Y}_{13}) & (-a_{41}\bar{Y}_{41}) \\ (-\bar{Y}_{12}) & (Y_{DELTA2}) & (-\bar{Y}_{23}) & 0 \\ (-\bar{Y}_{13}) & (-\bar{Y}_{23}) & (Y_{DELTA3}) & (-a_{34}\bar{Y}_{34}) \\ (-a_{41}\bar{Y}_{41}) & 0 & (-a_{34}\bar{Y}_{34}) & (a_{41}^2\bar{Y}_{41} + \bar{Y}_{34}) \end{bmatrix} \quad (27)$$

Os termos representados por $Y_{DELTA N}$, para $N = 1, 2$ e 3 são mostrados nas equações (28), (29) e (30).

$$Y_{DELTA1} = \bar{Y}_{12} + \bar{Y}_{13} + \bar{Y}_{41} + jb^{sh}_{12} + jb^{sh}_{13} \quad (28)$$

$$Y_{DELTA2} = \bar{Y}_{12} + \bar{Y}_{23} + jb^{sh}_{12} + jb^{sh}_{23} \quad (29)$$

$$Y_{DELTA3} = \bar{Y}_{13} + \bar{Y}_{23} + a_{34}^2\bar{Y}_{34} + jb^{sh}_{13} + jb^{sh}_{23} + jb^{sh}_3 \quad (30)$$

A equação (27) é chamada de matriz admitância, nela estão presentes as admitâncias conectadas ao sistema elétrico, ela pode ser descrita em termos de componentes reais e complexas, conforme (31).

$$Y(G, B) = G_{mk} + jB_{mk} \quad (31)$$

Em que,

- G_{mk} é a condutância, representa a parte real que compõe a admitância, referente ao elemento $m - k$ da matriz (27);
- B_{mk} é a susceptância, representa a parte imaginária que compõe a admitância, referente ao elemento $m - k$ da matriz (27).

A expressão (31) também pode ser representada por (32).

$$Y(Z(r, x)) = \frac{1}{Z(r, x)_{mk}} = \frac{1}{r_{mk} + jx_{mk}} \quad (32)$$

No qual,

- r é referente a resistência presente no circuito
- x é relacionado a reatância.

A matriz admitância possui como principal característica, o fato de ser uma matriz quadrada, ou seja, o número de linhas m é sempre igual ao número de colunas k . O valor de m e k são determinados pelo número de barras N_{barras} do circuito elétrico.

Para os casos em que a rede elétrica é composta apenas por linhas de transmissão e transformadores em fase, a matriz admitância Y é uma matriz simétrica, isto é, para os índices $k \neq m$, o valor de Y_{km} será igual a Y_{mk} . Caso existam transformadores defasadores, a matriz admitância será assimétrica, ou seja, $Y_{km} \neq Y_{mk}$.

Para redes elétricas de grande porte, a matriz admitância é esparsa, visto que há grande quantidade de barramentos que não são interligados entre si, isto implica que $Y_{km} = Y_{mk} = 0$, para todas as barras k que não possuem interligação com as barras m .

A representação da matriz admitância para um sistema qualquer, de N barras, é mostrada em (33).

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & \cdots & Y_{1N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{N1} & \cdots & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \quad (33)$$

Retornando à avaliação de (26), reformulando \bar{I}_1 , \bar{I}_2 , \bar{I}_3 e \bar{I}_4 , em sua expressão genérica, tem-se (34).

$$\bar{I}_k - jb_k^{sh} \bar{V}_k = \sum_{m \in \Omega_k} [(a_{km}^2 \bar{Y}_{km} + jb_{km}^{sh}) \bar{V}_k + (-a_{km} e^{-j\varphi_{km}} \bar{Y}_{km}) \bar{V}_m] \quad (34)$$

Em que,

- Ω_k - Conjunto de barras vizinhas à barra k
- k, m - Barras do sistema

Isolando-se \bar{I}_k , em (34), chega-se à

$$\bar{I}_k = jb_k^{sh} \bar{V}_k + \sum_{m \in \Omega_k} [(a_{km}^2 \bar{Y}_{km} + jb_{km}^{sh}) \bar{V}_k + (-a_{km} e^{-j\varphi_{km}} \bar{Y}_{km}) \bar{V}_m] \quad (35)$$

Isolando as tensões em (35), chega-se à (36).

$$\bar{I}_k = \bar{V}_k \left[[jb_k^{sh}] + \sum_{m \in \Omega_k} (a_{km}^2 \bar{Y}_{km} + jb_{km}^{sh}) \right] + \sum_{m \in \Omega_k} (-a_{km} e^{-j\varphi_{km}} \bar{Y}_{km}) \bar{V}_m \quad (36)$$

O vetor de correntes \bar{I}_k também pode ser representado por $\bar{I}_k = \overline{\bar{V}_k Y_{km}}$, comparando-a à (36), encontram-se as relações (37), (38) e (39), para o cálculo das admitâncias. Analisando-as, percebe-se que a diagonal principal é descrita pela soma de todas as admitâncias conectadas ao barramento em questão, isto é, para $m = k$, o valor da posição Y_{km} da matriz é dado pela soma de todas as admitâncias conectadas à barra k . Para os demais componentes da matriz, quando $m \neq k$, Y_{mk} é dado pelo negativo da admitância conectada entre as barras m e k vezes a componente a e a defasagem acrescentada pelo transformador.

$$Y_{km} = -a_{km} e^{-j\varphi_{km}} \bar{Y}_{km} \quad (37)$$

$$Y_{mk} = -a_{mk} e^{-j\varphi_{mk}} \bar{Y}_{km} \quad (38)$$

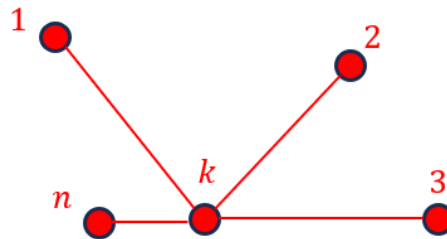
$$Y_{kk} = jb_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (a_{km}^2 \bar{Y}_{km} + jb_{km}^{sh}) \quad (39)$$

Tomando a k -ésima componente da expressão $I = VY$, tem-se

$$\bar{I}_k = \bar{Y}_{kk} \bar{V}_k + \sum_{m \in \Omega_k} (\bar{Y}_{km} \bar{V}_m) = \sum_{m \in K} (\bar{Y}_{km} \bar{V}_m) \quad (40)$$

Em que K é o conjunto de todas as barras adjacentes à barra k . Na Figura 5 é apresentado um exemplo para interpretação dessa descrição. Nesse exemplo, tomando como referência a barra k , tem-se $K = \{k, 1, 2, 3, n\}$. O Ω_k representa as barras que possuem conexão direta com a barra de interesse k , assim sendo, tomando como base a barra k , no exemplo presente na Figura 5, $\Omega_k = \{1, 2, 3, n\}$.

Figura 5 – Conjunto de barras



Fonte: Adaptado de Monticelli, 1983.

Reescrevendo (40), usando como limite K , obtém-se (41).

$$\bar{I}_k = \sum_{m \in K} (G_{km} + jB_{km}) V_m \angle \theta_m \quad (41)$$

- Em que θ_m é o ângulo de fase da tensão na barra V_m .

A injeção líquida de potência \bar{S}_k , na barra k , é dada por (42).

$$\bar{S}_k = P_k + jQ_k = \bar{V}_k \bar{I}_k^* \quad (42)$$

Substituindo (41) em (42), chega-se à (43), expandindo-a, é obtida (44).

$$\bar{S}_k = \bar{V}_k \bar{I}_k^* = V_k \angle \theta_k \left[\sum_{m \in K} (G_{km} + jB_{km}) V_m \angle \theta_m \right]^* \quad (43)$$

$$\begin{aligned} \bar{S}_k &= V_k \angle \theta_k \left[\sum_{m \in K} (G_{km} - jB_{km}) V_m \angle -\theta_m \right] \\ \bar{S}_k &= V_k \left[\sum_{m \in K} (G_{km} - jB_{km}) V_m \angle (\theta_k - \theta_m) \right] \\ \bar{S}_k &= V_k \left[\sum_{m \in K} V_m (G_{km} - jB_{km}) (\cos \theta_{km} + j \sin \theta_{km}) \right] \end{aligned} \quad (44)$$

Em que, $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$.

Ou seja,

$$P_k + jQ_k = V_k \left[\sum_{m \in K} V_m (G_{km} - jB_{km}) (\cos \theta_{km} + j \sin \theta_{km}) \right] \quad (45)$$

Separando as equações em suas componentes real e complexa de (45), chega-se à (46) e (47).

$$P_k(V, \theta) = V_k \sum_{m \in K} V_m [G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})] \quad (46)$$

Em que,

P_k : Injeção de potência ativa na barra k ;

V_k : Magnitude do fasor de tensão nodal da barra k , em PU;

G_{km} e B_{km} : Componentes da matriz admitância, referente ao sistema equivalente entre as barras k e m ;

θ_{km} : Diferença entre os ângulos de fase da tensão das barras k e m , em radianos.

$$Q_k(V, \theta) = V_k \sum_{m \in K} V_m [G_{km} \text{Sen}(\theta_{km}) - B_{km} \text{Cos}(\theta_{km})] \quad (47)$$

Nos quais,

Q_k : Injeção de potência reativa na barra k ;

V_k : Magnitude do fasor de tensão nodal da barra k , em PU;

G_{km} e B_{km} : Componentes da matriz admitância, referente ao sistema equivalente entre as barras k e m ;

θ_{km} : Diferença entre os ângulos de fase da tensão das barras k e m , em radianos.

Outra representação das variáveis P_k e Q_k é mostrada em (48) e (49). Essas expressões representam os balanços de potência ativa e reativa na barra k .

$$P_k(V, \theta) = P(V, \theta)_{Gerado} - P(V, \theta)_{Consumido} = P(V, \theta)^{Esp} \quad (48)$$

$$Q_k(V, \theta) = Q(V, \theta)_{Gerado} - Q(V, \theta)_{Consumido} = Q(V, \theta)^{Esp} \quad (49)$$

Em que,

- $P(V, \theta)_{Gerado}, Q(V, \theta)_{Gerado}$ são referentes a potência fornecida pelos geradores conectados à uma barra k da rede elétrica;
- $P(V, \theta)_{Consumido}, Q(V, \theta)_{consumido}$ são referentes a potência consumida pelas cargas conectados à uma barra k da rede elétrica;
- $P(V, \theta)^{Esp}, Q(V, \theta)^{Esp}$ são referentes a potência líquida na barra k .

2.2.3 Classificação das Barras do Sistema Elétrico

Segundo Monticelli (1983), na formulação mais simples do problema da resolução do fluxo de potência, a cada barra da rede são associadas quatro variáveis, duas são informadas e duas são incógnitas. Essas grandezas de interesse são o módulo da tensão, o ângulo da tensão, a potência ativa líquida e a potência reativa líquida.

Cada barra do sistema é classificada de acordo com os dados informados, tais identificações são apresentadas no Quadro 2, para as equações básicas do fluxo de potência, ou seja, sem a inclusão dos dispositivos de controle.

A solução do fluxo de potência na rede elétrica pode ser calculada através das equações (46) e (47), em que se considera a conservação das potências ativa e reativa em cada nó do sistema. Nada mais é do que a imposição da primeira lei de Kirchhoff, em que o fluxo injetado a um nó, deve ser igual à soma dos fluxos que estão fluindo pelos componentes internos, ligados a este nó (Monticelli, 1983).

Conforme (46) e (47), constata-se que, na análise do sistema elétrico, para o fluxo de potência, as variáveis de interesse são o módulo da tensão (V_k) na barra k , ângulo de fase (θ_k) na barra k , potência ativa líquida (P_k) injetada na barra k e potência reativa líquida (Q_k) injetada na barra k . Para resolução do conjunto de equações formadas para cada sistema, será utilizado o método iterativo de Newton-Raphson e Newton-Raphson Desacoplado, explicado anteriormente.

Quadro 2 - Tipos de barramentos

Barra	Tipo	Variáveis conhecidas	Incógnitas
$V\theta$	Barra de referência ($V\theta$, <i>slack</i> , <i>swing</i>)	V_k e θ_k	P_k e Q_k
PV	Barra de geração	P_k e V_k	θ_k e Q_k
PQ	Barra de Carga	P_k e Q_k	V_k e θ_k

Fonte: Adaptado de Monticelli, 1983.

2.3 MÉTODOS DE RESOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA

Esse capítulo abordará a resolução do problema do fluxo de potência através da utilização do método de Newton-Raphson (NR) e Newton-Raphson desacoplado.

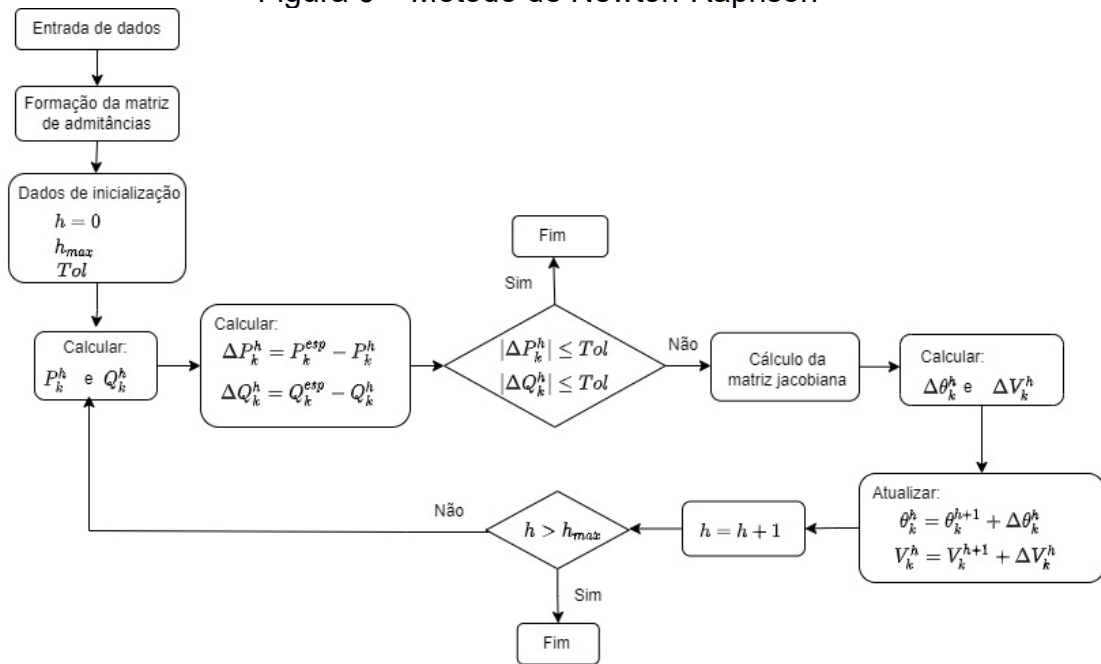
2.3.1 Newton-Raphson

Diversas técnicas foram desenvolvidas ao longo dos anos e aprimoradas para solucionar o problema do fluxo de potência, dentre elas, destacam-se os métodos iterativos Newton-Raphson e suas variações, porquanto apresenta convergência em poucas iterações. É importante salientar que esses métodos são aplicados de forma satisfatória em soluções do fluxo de carga de linhas de transmissão (Monticelli, 1983).

Segundo Monticelli (1983), o método iterativo NR baseado na expansão da série de Taylor é o mais eficiente na resolução de sistemas de equações algébricas não lineares. Através de sua aplicação é possível determinar as aproximações utilizadas para resolução do sistema de equações.

A expressão (50) representa o método de NR. Ao aplica-lo, será obtido o valor da aproximação x^k a ser utilizado nas equações (46) e (47), após a verificação de que as aproximações iniciais não atendem à tolerância estabelecida. Na Figura 6 é apresentado o fluxograma do Método de Newton-Raphson aplicado à resolução do problema do fluxo de potência.

Figura 6 – Método de Newton-Raphson



Fonte: Adaptado de Monticelli, 1983.

$$x^k = x^{(k-1)} - J_{F(x)}^{-1 (k-1)} \cdot F(x)^{k-1} \quad (50)$$

Nas quais:

$F(x)$: Função de interesse, a qual se deseja estimar o valor de x

$k - 1$: Índice da iteração anterior

k : índice da iteração atual

$J_{F(x)}^{-1 (k-1)}$: Inversa da Matriz Jacobiana de $F(x)$

$x^{(k-1)}$: Aproximação aplicada à função $F(x)$

x^k : Valor seguinte da aproximação a ser aplicado em $F(x)$

Reescrevendo as componentes da expressão (50) para o caso de funções de multivariáveis, chega-se à (51), (52) e (53).

$$\vec{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad (51)$$

$$\vec{F(x)} = \begin{bmatrix} f(x_1) \\ \vdots \\ f(x_n) \end{bmatrix} \quad (52)$$

$$\overrightarrow{J(F_x)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (53)$$

Reformulando (51), (52) e (53) para o problema do fluxo de potência, em que se tem as expressões (46) e (47) escritas em função das variáveis V e θ , chega-se à (54), a qual retrata a matriz das variáveis V e θ ; (55) que é referente a matriz das raízes do circuito elétrico de estudo e (58), que simboliza a Matriz Jacobiana, que possui as derivadas parciais de todas as funções em relação a todas as variáveis.

O símbolo v , na equação (58), indica o número da iteração, iniciando em 0, com incremento de 1, até que o conjunto de equações seja resolvido, a partir do momento em que o valor da tolerância é atingido.

$$\overrightarrow{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_k \\ V_1 \\ \vdots \\ V_k \end{bmatrix} \quad (54)$$

$$\overrightarrow{F} = \begin{bmatrix} f(x_1) \\ \vdots \\ f(x_n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} \quad (55)$$

Define-se ΔP_k e ΔQ_k , por (56) e (57), respectivamente.

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k(V, \theta) = 0 \quad k \in \{\text{Barras PQ e PV}\} \quad (56)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k(V, \theta) = 0 \quad k \in \{\text{Barras PQ}\} \quad (57)$$

$$\overrightarrow{J(F_x)}^v = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial \theta} & \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial V} \\ \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial \theta} & \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial V} \end{bmatrix}^v \quad (58)$$

Reescrevendo (58) em função de submatrizes, tem-se a (59), (60), (61) e (62), em que cada expressão é separada em função das variáveis de ângulo de fase e tensão.

$$H = \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial \theta} \quad (59)$$

$$N = \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial V} \quad (60)$$

$$M = \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial \theta} \quad (61)$$

$$L = \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial V} \quad (62)$$

Logo, pode-se representar (58) como (63).

$$\overrightarrow{J(V, \theta)}^v = - \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^v \quad (63)$$

A resolução das derivadas parciais de (58), segundo Monticelli (1983), é representada através das submatrizes (59), (60), (61) e (62) em função de suas variáveis de módulo da tensão, ângulo de fase e das componentes da matriz admitância. O detalhamento das entradas dessas matrizes são representadas em (64), (65), (66) e (67).

$$H = \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial \theta} = \begin{cases} H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [-G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) + B_{km} \text{cos}(\theta_{km})] \\ H_{kl} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_l} = V_k V_l [G_{kl} \text{sen}(\theta_{kl}) - B_{kl} \text{cos}(\theta_{kl})] & l \in \Omega_k \\ H_{kl} = 0 & l \notin \Omega_k \end{cases} \quad (64)$$

$$N = \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial V} = \begin{cases} N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = 2V_k G_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})] \\ N_{kl} = \frac{\partial P_k}{\partial V_l} = V_k [G_{kl} \text{cos}(\theta_{kl}) + B_{kl} \text{sen}(\theta_{kl})] & l \in \Omega_k \\ N_{kl} = 0 & l \notin \Omega_k \end{cases} \quad (65)$$

$$M = \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial \theta} = \begin{cases} M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})] \\ M_{kl} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_l} = -V_k V_l [G_{kl} \cos(\theta_{kl}) - B_{kl} \sin(\theta_{kl})] & l \in \Omega_k \\ M_{kl} = 0 & l \notin \Omega_k \end{cases} \quad (66)$$

$$L = \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial V} = \begin{cases} L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -2V_k B_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})] \\ L_{kl} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_l} = V_k [G_{kl} \sin(\theta_{kl}) - B_{kl} \cos(\theta_{kl})] & l \in \Omega_k \\ L_{kl} = 0 & l \notin \Omega_k \end{cases} \quad (67)$$

Reescrevendo a equação (55), substituindo suas subfunções por (54) e (58), obtém-se (68). Para o cálculo dos incrementos de ângulo e de tensão, utiliza-se (69). O sinal negativo da Jacobiana não é exibido, pois o valor incremental, somado a x^v , conforme indicado na equação (50), apresenta um sinal negativo.

$$\begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^v \begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} \quad (68)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{v-1} \begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{bmatrix} \quad (69)$$

2.3.2 Método de Newton-Raphson Desacoplado

Visando ganho computacional, através da redução de operações a cada iteração, o método de Newton-Raphson Desacoplado desconsidera o acoplamento entre dois conjuntos de variáveis no sistema elétrico, desse modo, atribui-se que, a tensão (V) não influenciará na variação da potência ativa (P), assim como ângulo de fase (θ) na potência reativa (Q). Conseqüentemente haverá redução no cálculo dos elementos da matriz admitância. Isso ocorrerá devido a configuração da matriz jacobiana, representada em (63), ter suas componentes $[N]$ e $[M]$ assumidas nulas, em consequência da variável P ser considerada constante em relação a V e Q é

constante em relação a θ . Portanto, sua função é simplificada por (70), tornando-a uma matriz diagonal em blocos. Tais ações foram observadas através dos estudos de Carpentier e contribuíram com a verificação da dependência entre as variáveis da rede elétrica, em que a variação do ângulo de fase depende basicamente da potência ativa, enquanto o módulo da tensão sofria influência quase exclusivamente da potência reativa (Stott; Alsac, 1974).

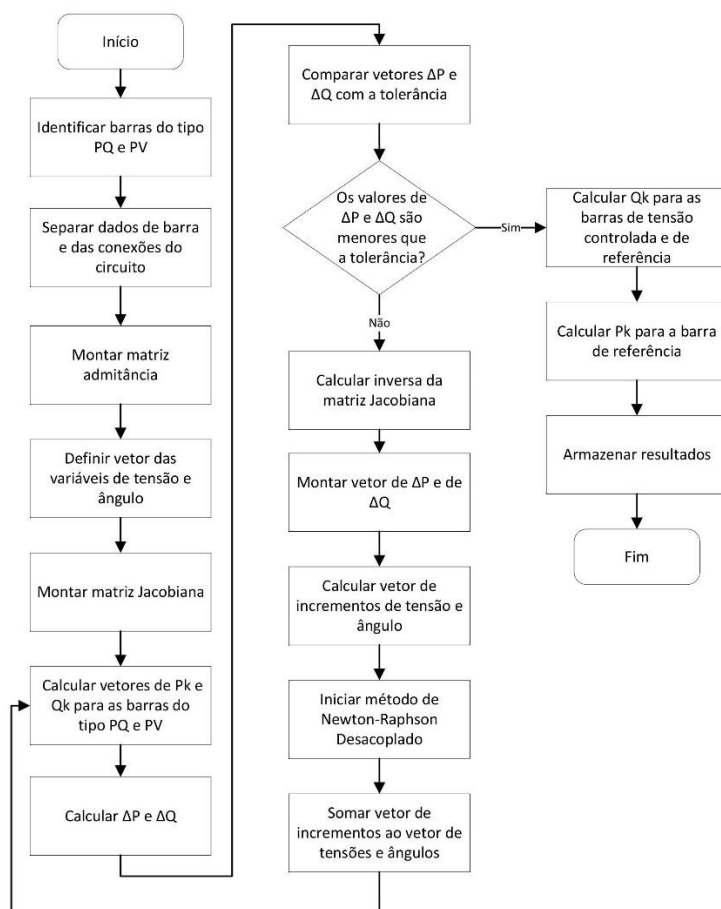
$$\frac{\partial J(V, \theta)}{\partial v} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial \theta} & 0 \\ 0 & \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial V} \end{bmatrix}^v \quad (70)$$

As demais etapas de solução do problema do fluxo de potência são idênticas às especificadas na seção de explicação do método de Newton-Raphson.

2.3.3 Exemplo Ilustrativo do método

Com o intuito de demonstrar os procedimentos para resolução do fluxo de potência, será resolvido o sistema elétrico ilustrado na Figura 8, para tal, é considerado o método de Newton-Raphson Desacoplado. As etapas de resolução do problema são mostradas na Figura 7.

Figura 7 - Fluxograma Método Newton-Raphson Desacoplado

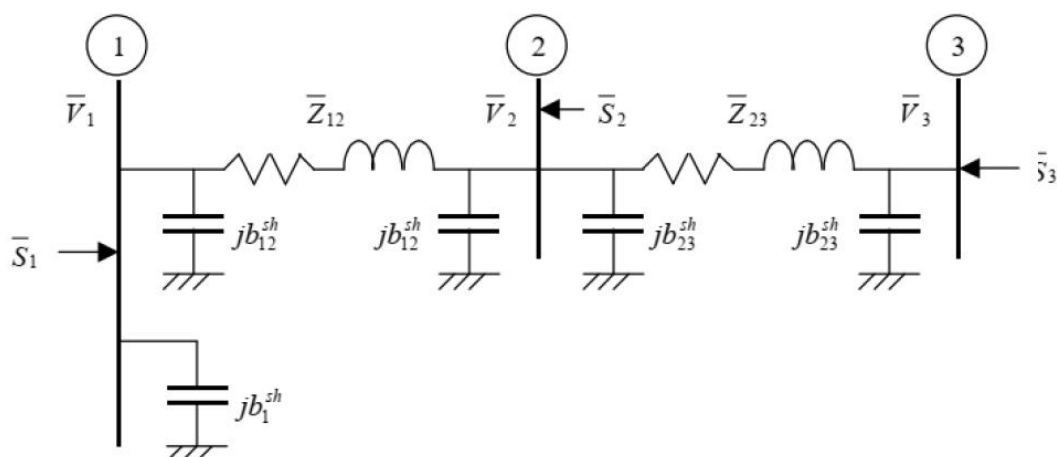


Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

O critério de parada do método é determinado no momento em que os módulos das expressões (56) e (57) forem menores ou iguais a tolerância definida pelo operador, para potência ativa, a qual é denominada de ε_p , e para potência reativa, intitulada de ε_q , tal representação é mostrada em (71). Para esse exemplo é considerado $\varepsilon_p = \varepsilon_q = \varepsilon = 0,001$. Isso significa que, no momento a condição de parada for alcançada, o vetor (54) apresentará as soluções para primeira etapa de resolução do problema do fluxo de potência, em que V_1 , θ_1 e θ_3 são calculados.

$$\text{Critério de Parada} = |\Delta P| < \varepsilon_p \text{ e } |\Delta Q| < \varepsilon_q \quad (71)$$

Figura 8 – Sistema exemplo de 3 barras



Fonte: Adaptado de Monticelli, 1983.

Os dados de barra e de conexões do circuito da Figura 8 são mostrados na Tabela 2 e Tabela 3, respectivamente.

Tabela 2 - Dados de barra do circuito representado na Figura 8

Barra	Tipo	V^{esp} [pu]	θ^{esp} [rad]	P^{esp} [pu]	Q^{esp} [pu]	b_k^{sh} [pu]
1	PQ	-	-	.15	0,05	0,05
2	V θ	1	0	-	-	-
3	PV	1	-	0,2	-	-

Fonte: Monticelli, 1983.

Tabela 3 - Dados de linha do circuito representado na Figura 8

k	m	Z [pu]	B [pu]
1	2	0,03 +j0,3	0,02
2	3	0,05+j0,8	0,01

Fonte: Monticelli, 1983.

Etapas para resolução do fluxo de potência

1. Identificar as barras do tipo PQ e PV do sistema, conforme realizado no Quadro 3.

Quadro 3 - Separação de barras PQ e PV

Barra	Tipo	Dados conhecidos	Incógnitas
1	PQ	P_1 e Q_1	V_1 e θ_1
3	PV	P_3 e V_3	Q_3 e θ_3

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

2. Montar a matriz admitância da rede, de acordo com (33). A matriz terá dimensão 3x3, em consequência da quantidade de barramentos do circuito, logo sua representação é dada por (72).

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} \quad (72)$$

Preenchendo os valores da matriz simbólica (72), utilizando as informações da Tabela 2 e da Tabela 3 chega-se a (73).

$$Y = \begin{bmatrix} 0,33 - j3,2303 & -0,33 + j3,3003 & 0 \\ -0,33 + j3,3003 & 0,4078 - j4,5154 & -0,0778 + j1,2451 \\ 0 & -0,0778 + j1,2451 & 0,0778 - j1,2351 \end{bmatrix} \quad (73)$$

Separando as componentes reais (G) e imaginárias (B) de (73), tem-se (74) e (75), respectivamente.

$$G = \begin{bmatrix} 0,33 & -0,33 & 0 \\ -0,33 & 0,4078 & -0,0778 \\ 0 & -0,0778 & 0,0778 \end{bmatrix} \quad (74)$$

$$B = \begin{bmatrix} -3,2303 & 3,3003 & 0 \\ 3,3003 & -4,5154 & 1,2451 \\ 0 & 1,2451 & -1,2351 \end{bmatrix} \quad (75)$$

3. Na terceira etapa é montada a matriz de incógnitas. Nesta fase as variáveis do sistema são divididas em 2 vetores, chamados de \vec{x}_1 e \vec{x}_2 , representados em (76) e (77), respectivamente. Essa separação é realizada considerando as etapas de resolução do problema, em que primeiro são estimados os valores dos ângulos e das tensões, tomando as equações de P_k e Q_k para as barras do tipo PQ e PV . As demais variáveis, ilustradas em (77), serão calculadas facilmente, utilizando os resultados obtidos em (76).

$$\vec{x}_1 = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_3 \\ V_1 \end{bmatrix} \quad (76)$$

$$\vec{x}_2 = \begin{bmatrix} P_2 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{bmatrix} \quad (77)$$

Para realização dos cálculos, assume-se que os valores das variáveis de ângulo (θ) são nulos e que as variáveis de tensão são de 1 pu, conforme (78).

$$\vec{x}_1 = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_3 \\ V_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (78)$$

4. Montar as expressões de (46) para as barras do tipo PQ e PV. E (47) para as barras do tipo PQ, desse modo chega-se à (79).

$$\vec{F} = \begin{cases} \Delta P_1 = P_1^{esp} - V_1[V_1 G_{11} + V_2(G_{12} \cos \theta_{12} + B_{12} \sin \theta_{12})] = 0 \\ \Delta P_3 = P_3^{esp} - V_3[V_3 G_{33} + V_2(G_{32} \cos \theta_{32} + B_{32} \sin \theta_{32})] = 0 \\ \Delta Q_1 = Q_1^{esp} - V_1[-V_1 B_{11} + V_2(G_{12} \sin \theta_{12} - B_{12} \cos \theta_{12})] = 0 \end{cases} \quad (79)$$

5. Montar a matriz Jacobiana. Para o método desacoplado, isto é, M = 0 e N = 0. Dessa forma, chega-se à (80).

$$J(x^v) = \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix}^v \quad (80)$$

Resolvendo as expressões das submatrizes H e L , representadas por (81) e (86), nesta ordem, encontram-se (82), (83), (84), (85) e (87). O valor da componente (83) é zero devido à ausência de conexão entre os barramentos 1 e 3.

$$H = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{13} \\ H_{31} & H_{33} \end{bmatrix} \quad (81)$$

$$H_{11} = \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} = V_1 \sum_{m \in \Omega_k} V_m (-G_{1m} \sin \theta_{1m} + B_{1m} \cos \theta_{1m}) \quad (82)$$

$$H_{11} = V_1 V_2 (-G_{12} \sin \theta_{12} + B_{12} \cos \theta_{12})$$

$$H_{13} = \frac{\partial P_1}{\partial \theta_3} = 0 \quad (83)$$

$$H_{31} = \frac{\partial P_3}{\partial \theta_1} = 0 \quad (84)$$

$$H_{33} = V_3 V_2 (-G_{32} \text{sen} \theta_{32} + B_{32} \text{cos} \theta_{32}) \quad (85)$$

$$L = \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial V} = [L_{11}] \quad (86)$$

$$L_{11} = \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} = -2V_1 B_{11} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m [(\text{sen} \theta_{1m} - B_{1m} \text{cos} \theta_{1m})] \quad (87)$$

$$L_{11} = -2V_1 B_{11} + V_2 (\text{sen} \theta_{12} - B_{12} \text{cos} \theta_{12})$$

6. Verificar se os valores de ΔP_k e ΔQ_k são inferiores a tolerância definida. Caso sim, o vetor \vec{x}_1 apresenta a solução da primeira etapa. Caso contrário, será necessário aplicar o método de Newton-Raphson desacoplado, para atualizar os valores de \vec{x}_1 .

Os resultados obtidos para cada iteração são mostrados na Tabela 4 e Tabela 5, nota-se que o vetor de resultados é estimado na segunda iteração, visto que o critério de parada são atingidos quando ΔP_k e ΔQ_k são menores que a tolerância estabelecida, conforme mostrado em (88)(88)(88).

$$\Delta P_1(x^2) = 2,44x10^{-4}; \Delta P_3(x^2) = 0; \Delta Q_1(x^2) = -5,10x10^{-6} < \varepsilon \quad (88)$$

Tabela 4 - Resultados por iteração, referente a resolução do sistema de 3 barras – informações de ângulo.

q	θ_1^q (rad)	$\Delta P_1(x^q)$	$-H(x^q)$	$[H(x^q)]^{-1}$	$\Delta \theta_1^q$		
	θ_2^q (rad)	$\Delta P_3(x^q)$			$\Delta \theta_2^q$		
0	0	-0,15	-3,3003	0	0,3030	0	-0,0455
	0	0,20	0	-1,2451	0	0,8031	0,1606
1	-0,0455	-0,0065	-3,3868	0	0,2953	0	-0,0019
	-0,1606	-0,0001	0	-1,2415	0	0,8055	0,0001
2	-0,0474	$2,44x10^{-4}$	--	--	--	--	--
	0,1605	0					

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Em que “q” representa o número de cada iteração.

Tabela 5 - Resultados por iteração, referente a resolução do sistema de 3 barras – Informações de tensão.

q	V_1^q (pu)	$\Delta Q_1(x^q)$	$-L(x^q)$	$[L(x^q)]^{-1}$	ΔV_1^q
0	1	0,1016	-3,1787	0,3146	0,0320

1	1,0320	-0,0043	-3,3861	0,2953	-0,0013
2	1,0307	$-5,10 \times 10^{-6}$	--	--	--

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

7. Calcular as variáveis do vetor de soluções (77).

Aplicando (46) para as barras do tipo $V\theta$ e (47) para as barras do tipo PV e $V\theta$, chega-se à (89).

$$\vec{x}_2 = \begin{cases} P_2 = V_2[V_2 G_{22} + V_1(G_{21} \cos \theta_{21} + B_{21} \sin \theta_{21}) + V_3(G_{23} \cos \theta_{23} + B_{23} \sin \theta_{23})] \\ Q_2 = V_2[-V_2 B_{22} + V_1(G_{21} \sin \theta_{21} - B_{21} \cos \theta_{21}) + V_3(G_{23} \sin \theta_{23} - B_{23} \cos \theta_{23})] \\ Q_3 = V_3[-V_3 B_{33} + V_2(G_{32} \sin \theta_{32} - B_{32} \cos \theta_{32})] \end{cases} \quad (89)$$

O Tabela 6 possui os valores atualizados das variáveis calculadas na etapa 6. Tais dados serão utilizados para resolução de (89). Nessa etapa, todos os valores V e θ são conhecidos, logo, o cálculo de P_2 , Q_2 e Q_3 são calculados facilmente.

Tabela 6 - Dados atualizados

Barra	Tipo	V^{esp} [pu]	θ^{esp} [rad]	P^{esp} [pu]	Q^{esp} [pu]	b_k^{sh} [pu]
1	PQ	1,0307	-0,0474	.15	0,05	0,05
2	$V\theta$	1	0	-	-	-
3	PV	1	0,1605	0,2	-	-

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Utilizando os valores do Tabela 6, em (89), chega-se à (90), (91) e (92). Com esses valores calculados, é montado o vetor de soluções (93).

$$P_2 = 0,4078 + 1,0307 * [(-0,33 * \cos(0,0474) + 3,3003 * \sin(0,0474))] + 1 * [(-0,0778 * \cos(-0,1605) + 1,2451 * \sin(-0,1605))] \quad (90)$$

$$Q_2 = 4.5154 + 1.0307 * [-0.33 * \sin(0.0474) - 3.3003 * \cos(0.0474)] - 0.0778 * \sin(-0.1605) - 1.2451 * \cos(-0.1605) \quad (91)$$

$$Q_3 = 1,2351 + 1 * [-0,0778 \sin(0,1605) - 1,2451 \cos(0,1605)] \quad (92)$$

$$\vec{x}_2 = \begin{cases} P_2 = -0,0466 \\ Q_2 = -0.1152 \\ Q_3 = -0.0064 \end{cases} \quad (93)$$

No Tabela 7 é mostrada a solução do cálculo do fluxo de potência, para o circuito ilustrado na Figura 8.

Tabela 7 - Solução completa do sistema

Barra	Tipo	V^{esp} [pu]	θ^{esp} [rad]	P^{esp} [pu]	Q^{esp} [pu]	b_k^{sh} [pu]
1	PQ	1,0307	-0,0474	.15	0,05	0,05
2	V θ	1	0	-0,0466	-0.1152	-
3	PV	1	0,1605	0,2	-0.0064	-

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

2.4 MARGEM DE TRANSMISSÃO

O cálculo da Margem de Transmissão (MT) é utilizado para estimar o máximo valor de injeção de potência ativa no sistema, respeitando os limites de segurança da rede elétrica, sem que seja necessário realizar alterações em sua configuração para escoamento desse fluxo adicional. Através desse estudo, é possível definir as melhores configurações e alocações dos componentes no sistema elétrico.

Segundo o Cepel (2023), a resolução do cálculo da margem de transmissão é dividida em três níveis, partindo da avaliação da injeção incremental de potência ativa através de um único ponto do sistema por vez, o qual recebe o nome de barramento candidato. Ele consiste em uma barra da rede elétrica ou qualquer outro ponto de interesse em que se deseja conectar uma fonte geradora, realizar o aumento da geração da usina já existente ou, avaliar o estado operacional daquela região.

O cálculo no nível de barramento candidato é realizado através do incremento da potência ativa em cada ponto de interesse, seguido da resolução do fluxo de potência. Essas ações são repetidas até que a capacidade remanescente para escoamento do aditivo de potência ativa seja definida, encontrando assim os limites individuais de cada ponto de interesse (Cepel, 2023).

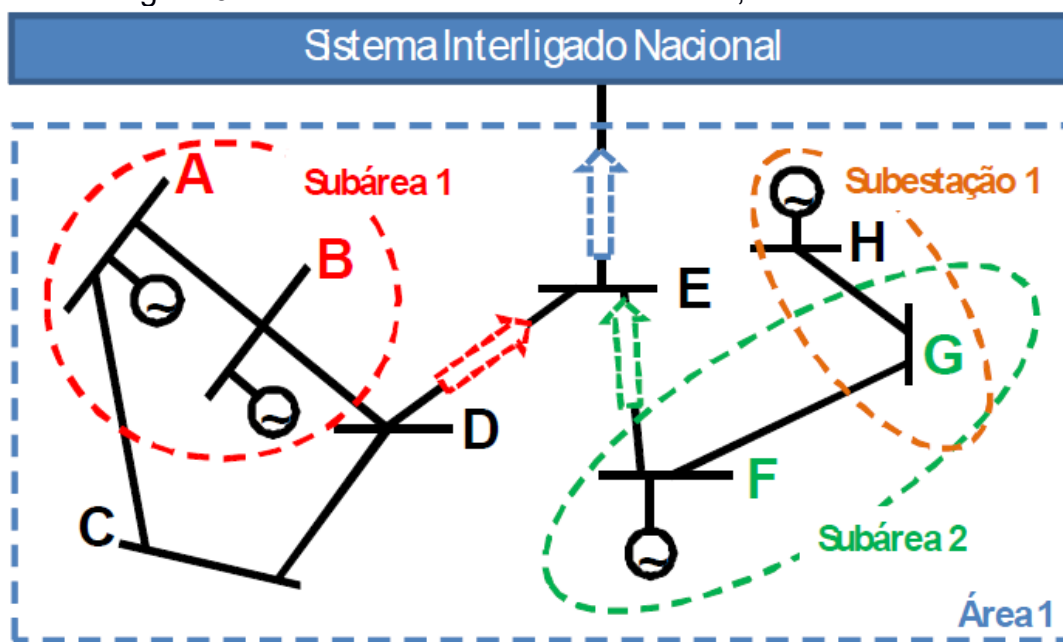
Os critérios de parada do cálculo da MT são estabelecidos através da violação do fluxo de potência nas linhas de transmissão e transformadores, da ultrapassagem dos limites tensão admitidos nos barramentos ou, na resolução a nível de barramento candidato, do limite da máxima injeção de potência suportada pela barra, denominada potência de curto-circuito (Fernandes *et al.*, 2019). Para tal, realizam-se verificações, a cada incremento, entre os resultados calculados e os

valores de segurança da rede elétrica. Posteriormente é realizada avaliação à nível de subárea, a qual é calculada através do incremento da potência ativa em múltiplos barramentos candidatos de forma simultânea. Para tal, são definidos conjuntos pontos de interesse, os quais concorrem pelos mesmos recursos, cada um desses grupos será uma subárea. Na última etapa é realizado o estudo a nível de área, esta, é formada por múltiplas subáreas, nas quais se realiza a injeção adicional de potência ativa de modo simultâneo. No estudo a nível subárea e área, os limites de segurança do sistema continuam sendo tensão para os barramentos candidatos e fluxo de potência para as linhas de transmissão e transformadores. Porém não é aplicado um limite fixo da potência de curto-circuito (P_{cc}), visto que, para esse nível de avaliação, esse parâmetro é dinâmico, sendo atualizado a cada iteração, tornando-se para $P_{cc_k}^{N+1} = P_k^N$, em que P_k^N é o resultado calculado na última iteração (N), na barra k , que apresentou convergência.

Para os cálculos a nível de subárea e área, em que se incrementam a potência ativa em múltiplos pontos de interesse no SEP, são avaliadas diferentes combinações de injeção, ou seja, não é aplicado o mesmo valor de potência a todas as barras, visto que o propósito do cálculo é estimar o máximo conjunto de incrementos, a fim de não gerar violações.

Na Figura 9 é apresentado um circuito genérico, em que se mostram os barramentos candidatos A, B, F e G, em que se determina a divisão de duas subáreas, sendo a primeira formada pelas barras A e B e a segunda composta pelas barras F e G. Para o cálculo à nível de área, é definido o conjunto das duas subáreas, formadas por A, B, F e G, para injeção incremental de potência ativa.

Figura 9 – Divisão do barramento candidato, subárea e área

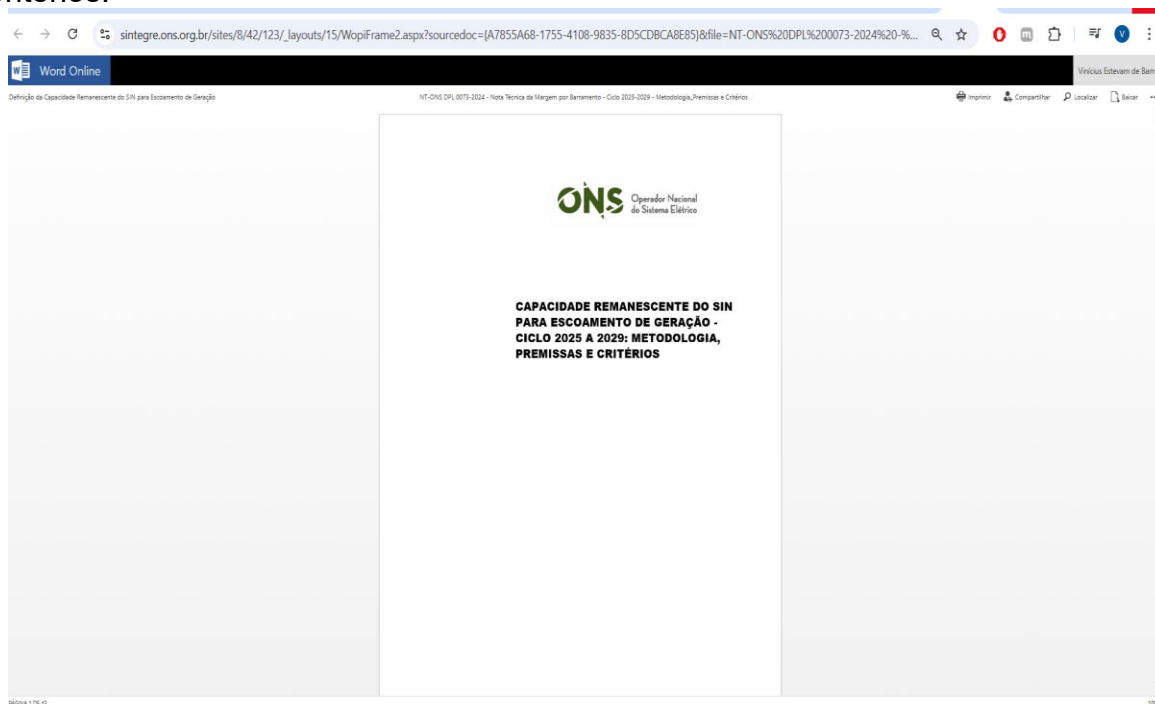


Fonte: Cepel, 2023.

Os critérios e premissas que compõe a base para cálculo da MT são determinados pelo ONS e a EPE, os quais utilizam o Plano de Ampliações e Reforços (PAR) para cálculo das previsões de escoamento de potência remanescente na rede elétrica para publicação de notas técnicas (Fernandes *et al.*, 2019).

As notas técnicas relativas aos leilões divulgadas pelo ONS e EPE apresentam premissas e dados referentes ao Sistema Interligado Nacional, dentre eles: configuração da rede de transmissão, configuração de geração, disponibilidade física para as conexões, patamares de carga e considerações sobre o escoamento das novas gerações em relação à geração térmica. Os estudos são realizados em um panorama de até 5 anos, até o momento da elaboração desse trabalho, a última nota técnica divulgada apresenta premissas, metodologia e critérios acerca da capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração, com horizonte de 2025 a 2029, ilustrada em Figura 10, intitulada Capacidade Remanescente do SIN Para Escoamento de Geração - Ciclo 2025 A 2029: Metodologia, Premissas E Critérios.

Figura 10 – Página referente a nota técnica: Capacidade Remanescente do SIN Para escoamento de Geração - Ciclo 2025 A 2029: Metodologia, Premissas E Critérios.



Fonte: ONS, 2024.

A estratégia proposta pelas notas técnicas para se obter a margem de transmissão de um sistema é analisá-lo por partes, tendo início no cálculo da capacidade remanescente para escoamento no nível de barramento, em seguida no nível de subáreas e, finalmente, no nível de área.

2.4.1 Aplicação prática do cálculo da margem de transmissão

O estudo da MT é realizado pelo ONS, para compartilhamento das informações acerca da capacidade remanescente do SIN, o qual disponibiliza um mapa interativo, mostrado na Figura 11, com as projeções de margem de transmissão para os anos de 2025, 2026, 2027, 2028/2029 e para datas superiores a 2029.

Figura 11 – Mapa da capacidade remanescente do sistema interligado nacional para escoamento de geração.

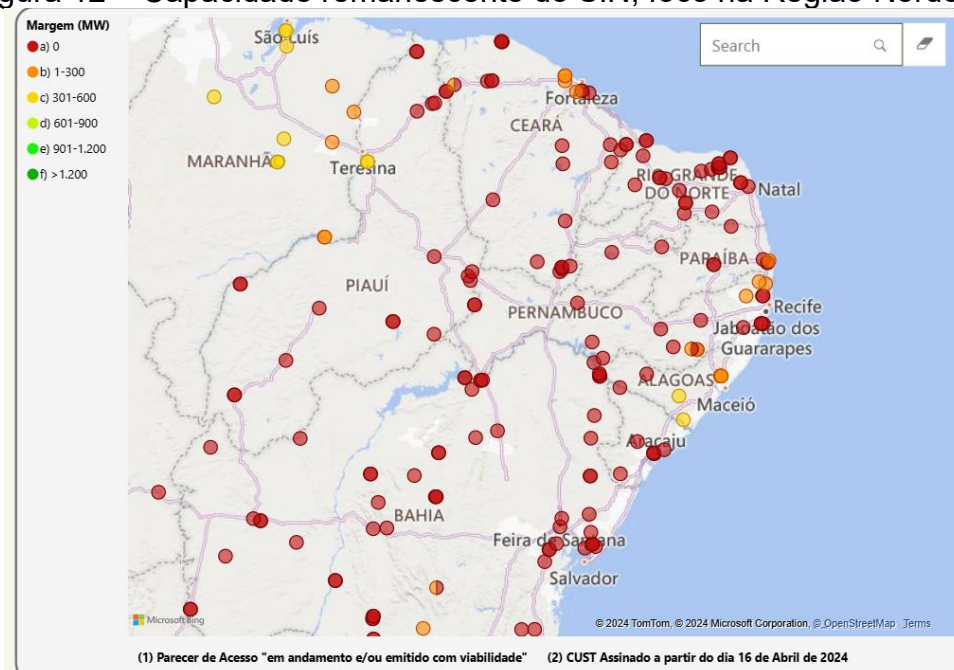


Fonte: ONS, 2024.

Ao avaliar as MTs nas regiões Nordeste e Sul, ilustradas na Figura 12 e Figura 15, respectivamente, para o ano de 2025, nota-se que, na região Nordeste, a capacidade para escoamento de fluxos adicionais é limitada, visto que há poucas barras disponíveis para injeção adicional de potência ativa. Em contrapartida, na região Sul, há diversos barramentos com capacidade para aumento de geração. Um exemplo notável é a subestação de Siderópolis 2, com MT de 1600 MW, representada na Figura 15 e Figura 16.

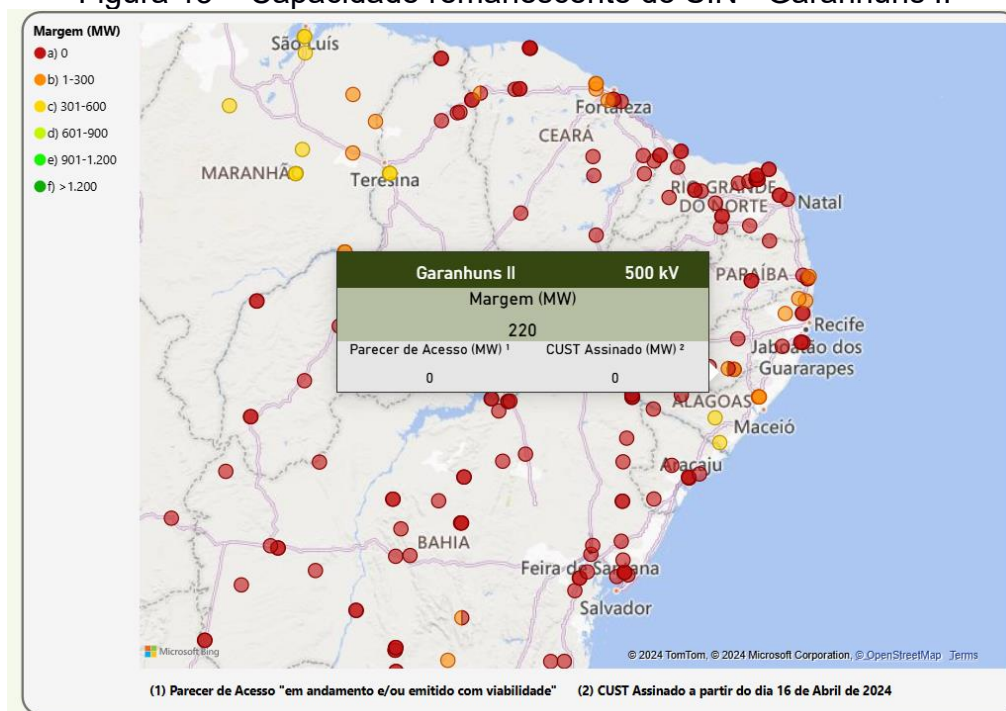
Na Figura 12 e na Figura 13 se destaca a barra Garanhuns II, localizada no estado de Pernambuco, que apresenta disponibilidade para escoamento de 220 MW. Esses dados são utilizados como base para tomada de decisão, seja para realização de inserções de novas fontes, até realização de leilões de energia elétrica.

Figura 12 – Capacidade remanescente do SIN, foco na Região Nordeste



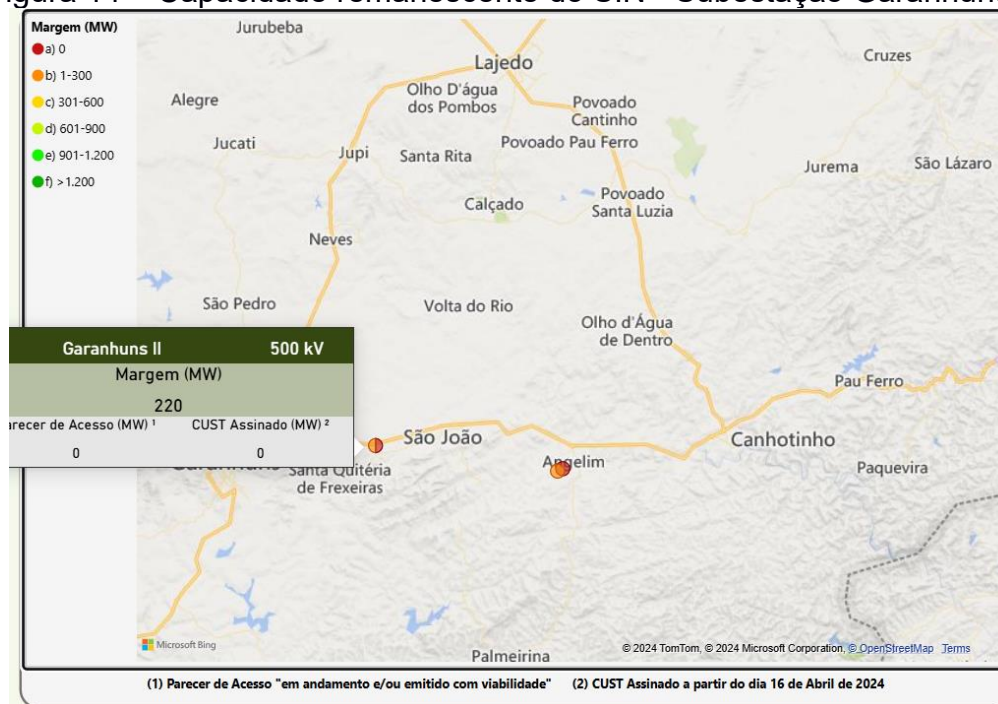
Fonte: ONS, 2024.

Figura 13 – Capacidade remanescente do SIN - Garanhuns II



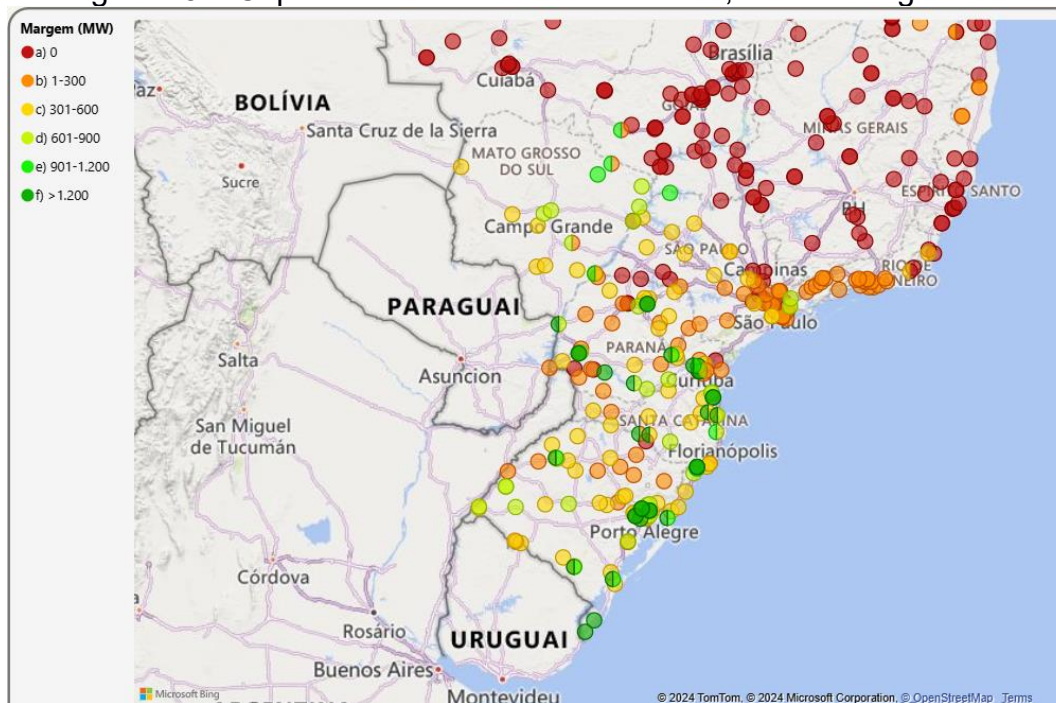
Fonte: ONS, 2024.

Figura 14 – Capacidade remanescente do SIN - Subestação Garanhuns II



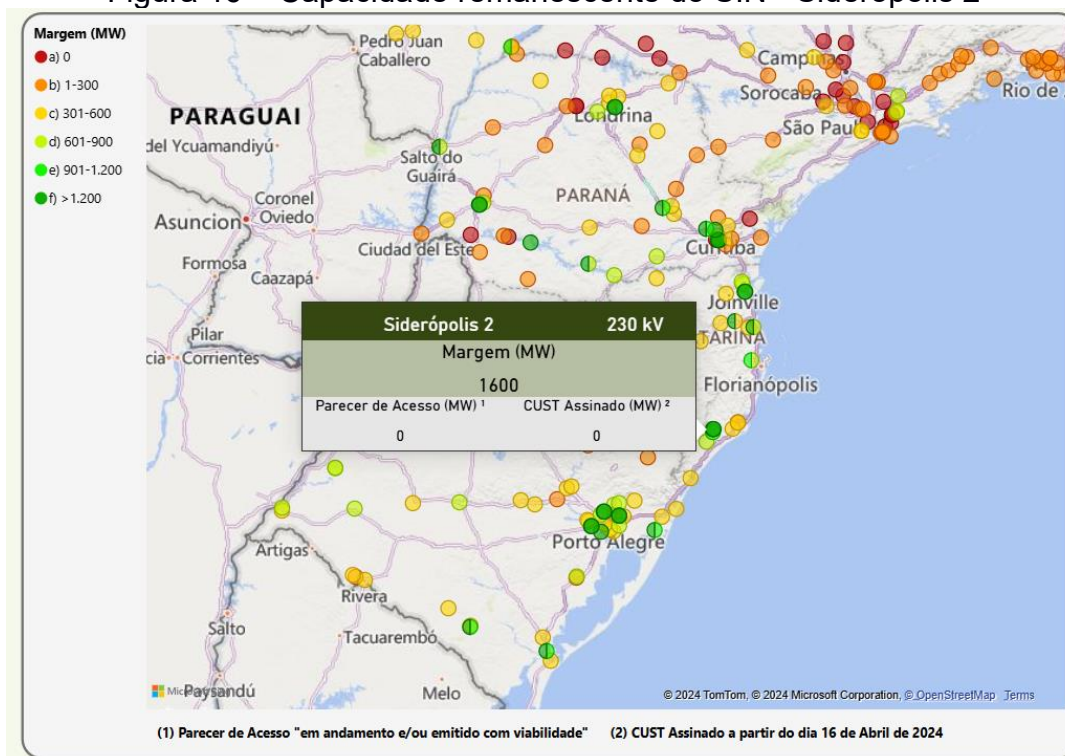
Fonte: ONS, 2024.

Figura 15 – Capacidade remanescente do SIN, foco na Região Sul



Fonte: ONS, 2024.

Figura 16 – Capacidade remanescente do SIN - Siderópolis 2



Fonte: ONS, 2024.

Outro fator importante a ser discutido acerca das simulações, é que os resultados calculados através do algoritmo são úteis para testes e ações orientativas para o caso de um produto em desenvolvimento. Em contrapartida, os dados disponibilizados no painel da ONS devem ser utilizados quando se deseja pôr em prática os valores previstos nas Notas Técnicas relativas aos leilões.

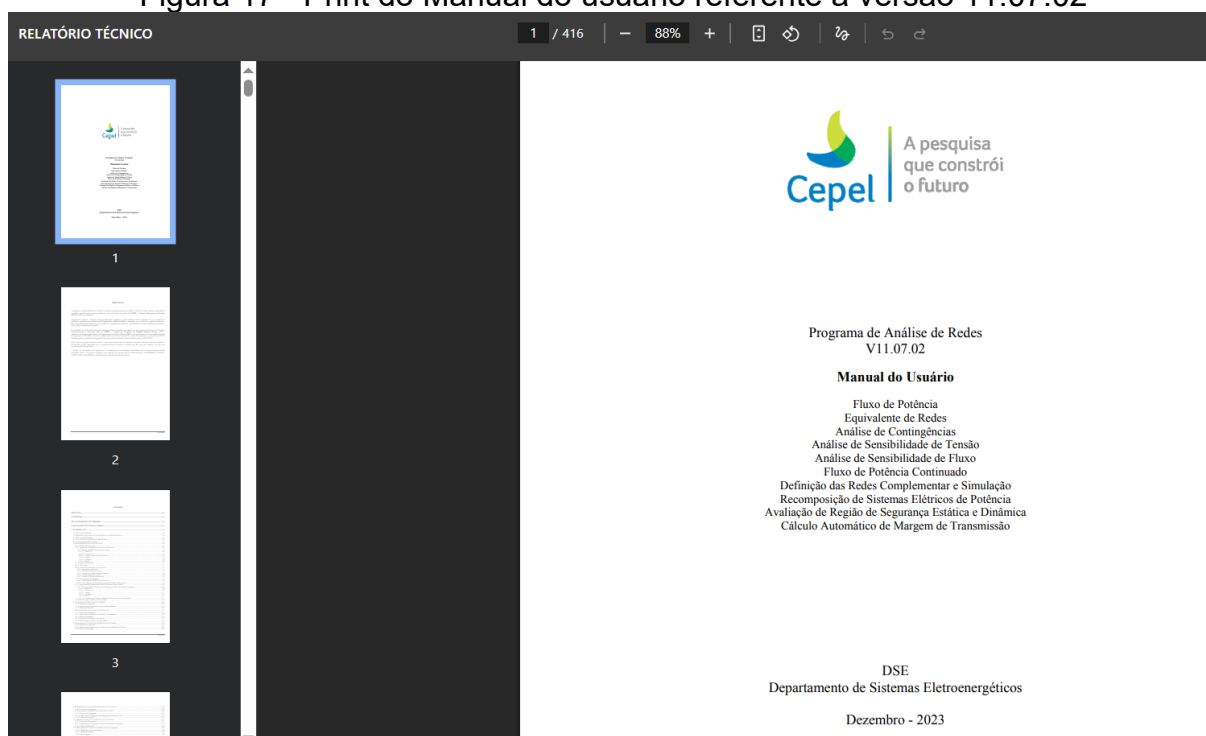
3 PROGRAMA COMPUTACIONAL ANAREDE®

Nesta seção será abordado, resumidamente, o funcionamento do *software* Anarede®: Análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente.

3.1 APRESENTAÇÃO

O *software* Anarede® vem sendo desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica com contribuições de pesquisadores da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) e da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Os resultados apresentados neste trabalho são referentes à versão 11.07.02, com licença acadêmica, conforme apresentado na Figura 17.

Figura 17 - Print do Manual do usuário referente à versão 11.07.02



Fonte: Cepel, 2023.

De acordo com Cepel (2023), o Anarede® apresenta um conjunto de soluções computacionais para simulação e resolução dos casos listados abaixo.

- Fluxo de potência;
- Análise de contingências;

- Representação de equivalentes de redes;
- Análise de sensibilidade de tensão;
- Análise de sensibilidade de fluxo;
- Fluxo de potência continuado;
- Análise de corredores de recomposição;
- Cálculo automático de margem de transmissão;
- Avaliação de segurança estática.

3.2 METODOLOGIA DE RESOLUÇÃO

Aqui serão apresentadas as listas de códigos executáveis, utilizadas pelo *software* Anarede® para solução do fluxo de potência e da margem de transmissão.

3.2.1 Fluxo de Potência

A resolução do problema do fluxo de potência, no Anarede® é realizada através do método de Newton-Raphson e Newton-Raphson Desacoplado, este último é o método numérico padrão do *software*. Caso se opte pelo primeiro, faz-se necessário a inserção do comando NEWT, no código de execução do Cálculo da Solução do Problema do Fluxo de Potência (EXLF).

Os dados base de entrada para estimativa do fluxo de potência são inseridos através dos códigos de execução Dados de Barra (DBAR) e dos Dados de Linha e Transformadores (DLIN), conforme exemplo na Figura 18.

Segundo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (2023), de acordo com o propósito do estudo a ser realizado, faz-se necessário a utilização de códigos de execução complementares, tais quais:

- Leitura e Modificação dos Dados de Constantes Utilizadas no programa (DCTE): A exemplo temos a tolerância das convergências, das tensões controladas, número máximo de iterações, demais informações são disponibilizadas no Anexo C.
- Leitura de Dados de Limites de Geração de Potência Ativa e Fatores de Participação de Barras De Geração (DGER): Inserção dados adicionais de barras de geração, definindo limites.
- Leitura dos Dados de Monitoração de Tensão em Barra Corrente Alternada (DMTE): Acompanhamento dos dados de tensão em cada ponto de interesse.

- Leitura dos Dados de Monitoração de Geração de Potência Reativa (DMGR): Acompanhamento dos dados de potência reativa em cada ponto de interesse
- Leitura dos Dados de Monitoração de Fluxo em Circuito Corrente Alternada (DMFL)
- Leitura dos Dados dos Grupos de Limites de Tensão (DGLT)
- Leitura dos Dados de Carga Função da Tensão (DCAR)

Figura 18 – Código base para simulação do IEEE 14 barras.

```

01 TITU
02 IEEE 14 Bus Test Case - Winter 1962
03 DBAR
04 (Num) OETGb ( nome ) G1 ( V ) ( A ) ( Pg ) ( Qg ) ( Qn ) ( Qm ) ( Bc ) ( P1 ) ( Q1 ) ( Sh ) Are ( Vf )
05 1 2 Barra-01--HV 1060 0.0232.4-16.9 1 1
06 2 1 Barra-02--HV 1045-4.9 40.0 42.4-40.0 50.0 2 21.7 12.7 1
07 3 1 Barra-03--HV 1010-12. 0.0 23.4 0.0 40.0 3 94.2 19.0 1
08 4 0 Barra-04--HV 1019-10. 47.8 -3.9 1
09 5 0 Barra-05--HV 1020-8.7 7.6 1.6 1
10 6 1 Barra-06--LV 1070-14. 0.0 12.2 -6.0 24.0 6 11.2 7.5 1
11 7 0 Barra-07--ZV 1062-13. 1
12 8 1 Barra-08--TV 1090-13. 0.0 17.4 -6.0 24.0 8 1
13 9 0 Barra-09--LV 1056-14. 29.5 16.6 19.0 1
14 10 0 Barra-10--LV 1051-15. 9.0 5.8 1
15 11 0 Barra-11--LV 1057-14. 3.5 1.8 1
16 12 0 Barra-12--LV 1055-15. 6.1 1.6 1
17 13 0 Barra-13--LV 1050-15. 13.5 5.8 1
18 14 0 Barra-14--LV 1036-16. 14.9 5.0 1
19 99999
20 DLIN
21 (De ) d O d (Pa ) NcEP ( R% ) ( X% ) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc ) (Cn) (Ce)Ns
22 1 2 1 1.938 5.917 5.28
23 1 5 1 5.40322.304 4.92
24 2 3 1 4.69919.797 4.38
25 2 4 1 5.81117.632 3.40
26 2 5 1 5.69517.388 3.46
27 3 4 1 6.70117.103 1.28
28 4 5 1 1.335 4.211
29 4 7 1 0.00020.912 0.978
30 4 9 1 0.00055.618 0.969
31 5 6 1 0.00025.202 0.932
32 6 11 1 9.49819.890
33 6 12 1 12.29125.581
34 6 13 1 6.61513.027
35 7 8 1 0.00017.615
36 7 9 1 0.00011.001
37 9 10 1 3.181 8.450
38 9 14 1 12.71127.038
39 10 11 1 8.20519.207
40 12 13 1 22.09219.988
41 13 14 1 17.09334.802
42 99999
43 FIM

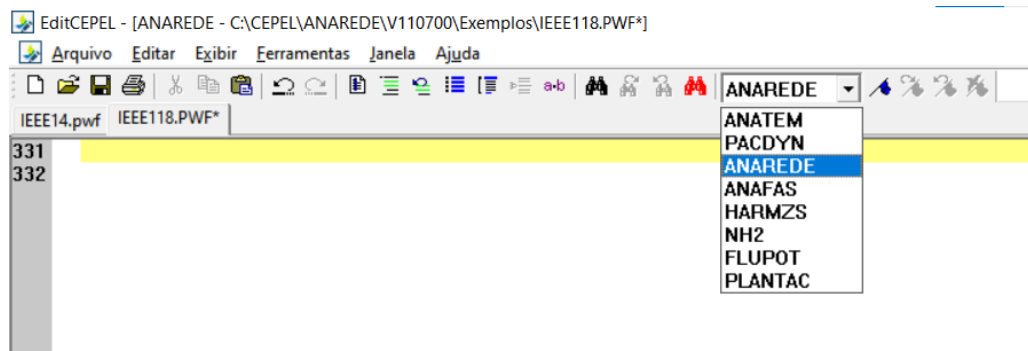
```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

A inserção dos parâmetros utilizados nos códigos de execução pode ser realizada por meio do programa auxiliar EditCepel, um editor de texto personalizado para os programas de análise de redes elétricas. Exemplos de *softwares* que utilizam esse editor incluem Anarede®, Anatem, Pacdyn, Anafas, Harmzs, NH2, Flupot e Plantac, conforme ilustrado na Figura 19. Após o preenchimento dos parâmetros, o arquivo gerado deve ser carregado no *software* Anarede® seguindo a sequência de etapas: Caso → Carregar → Escolher o arquivo com extensão PWF →

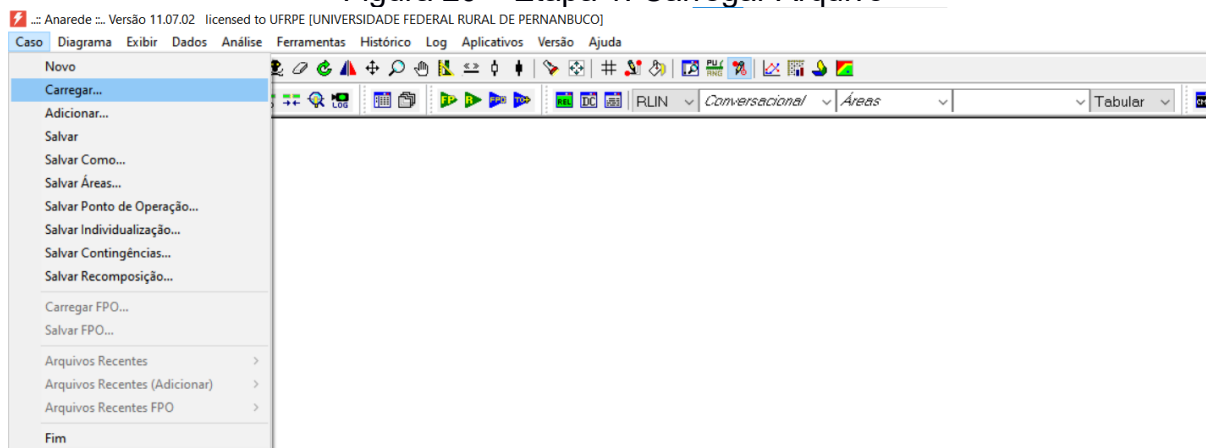
Sistema carregado → Simular o fluxo de potência. Essa sequência de ações é demonstrada na Figura 20, Figura 21 e Figura 22.

Figura 19 – Possíveis ajustes do EditCepel para atendimento aos *softwares* de análise de redes elétricas



Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Figura 20 – Etapa 1: Carregar Arquivo



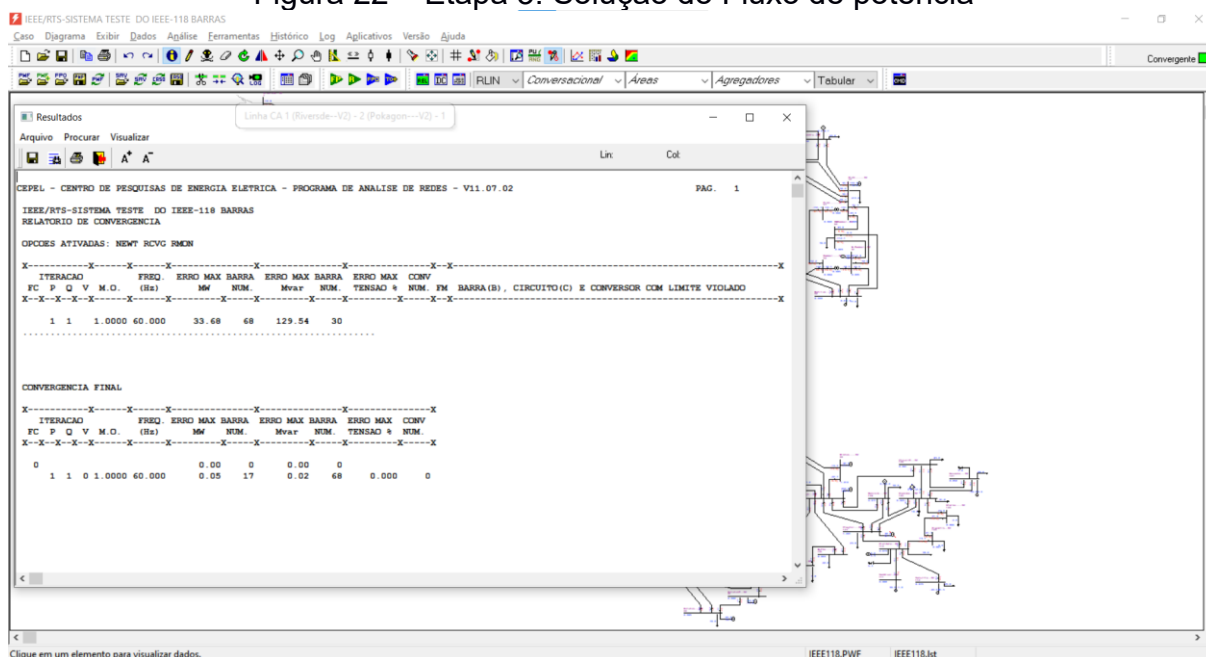
Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Figura 21 – Etapa 2: Escolha do arquivo PWF

IEEE118.lst	06/01/2023 15:00	Arquivo LST	47 KB
IEEE118	20/10/2024 15:51	Arquivo texto do ...	35 KB
NewEngland.lst	06/01/2023 15:00	Arquivo LST	8 KB
NewEngland	06/01/2023 15:00	Arquivo texto do ...	8 KB
SIST5BARRAS.lst	06/01/2023 15:00	Arquivo LST	2 KB

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Figura 22 – Etapa 3: Solução do Fluxo de potência



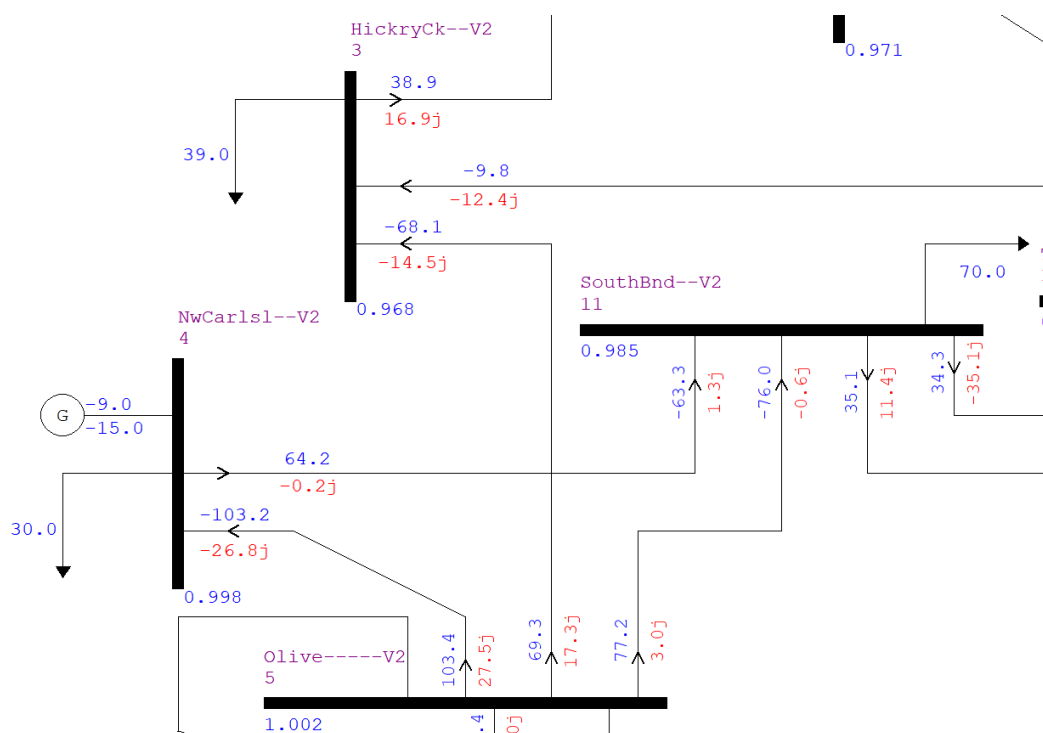
Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Na Figura 23 é apresentado um recorte do sistema exemplo IEEE 118 barras, previamente carregado no Anarede®, no qual é possível observar a representação dos resultados da simulação no diagrama elétrico. Os valores destacados se referem ao fluxo de potência presente no sistema elétrico. A convenção dos sinais adotada distingue dois casos: o primeiro representa as injeções de potência líquida no circuito, e o segundo, o fluxo de potência calculado, conforme detalhado a seguir.

- Injeções de potência líquida
 - Sinal + para os casos de injeção na barra.
 - Sinal - para quando saem dos barramentos.
- Fluxo de potência
 - Sinal + quando saem da barra.
 - Sinal – quando entram na barra.

Com base na convenção dos sinais explicada, para avaliar o fluxo de potência ativa na barra 4, conforme ilustrado na Figura 23, tem-se que a injeção de potência líquida é determinada pela soma do fluxo que saí da barra e do fluxo que entra nela. Assim, tem-se $P_{liquido} = 64,2 + (-103,2) = -39 MW$. Isto significa que, a barra 4 apresenta potência líquida de $-39 MW$. O sinal negativo indica que o fluxo de potência líquida está sendo injetado na barra, ou seja, a barra “NwCarlsl--V2 4” está recebendo potência.

Figura 23 – Exemplo gráfico do fluxo de potência calculado através do *software* Anarede®.

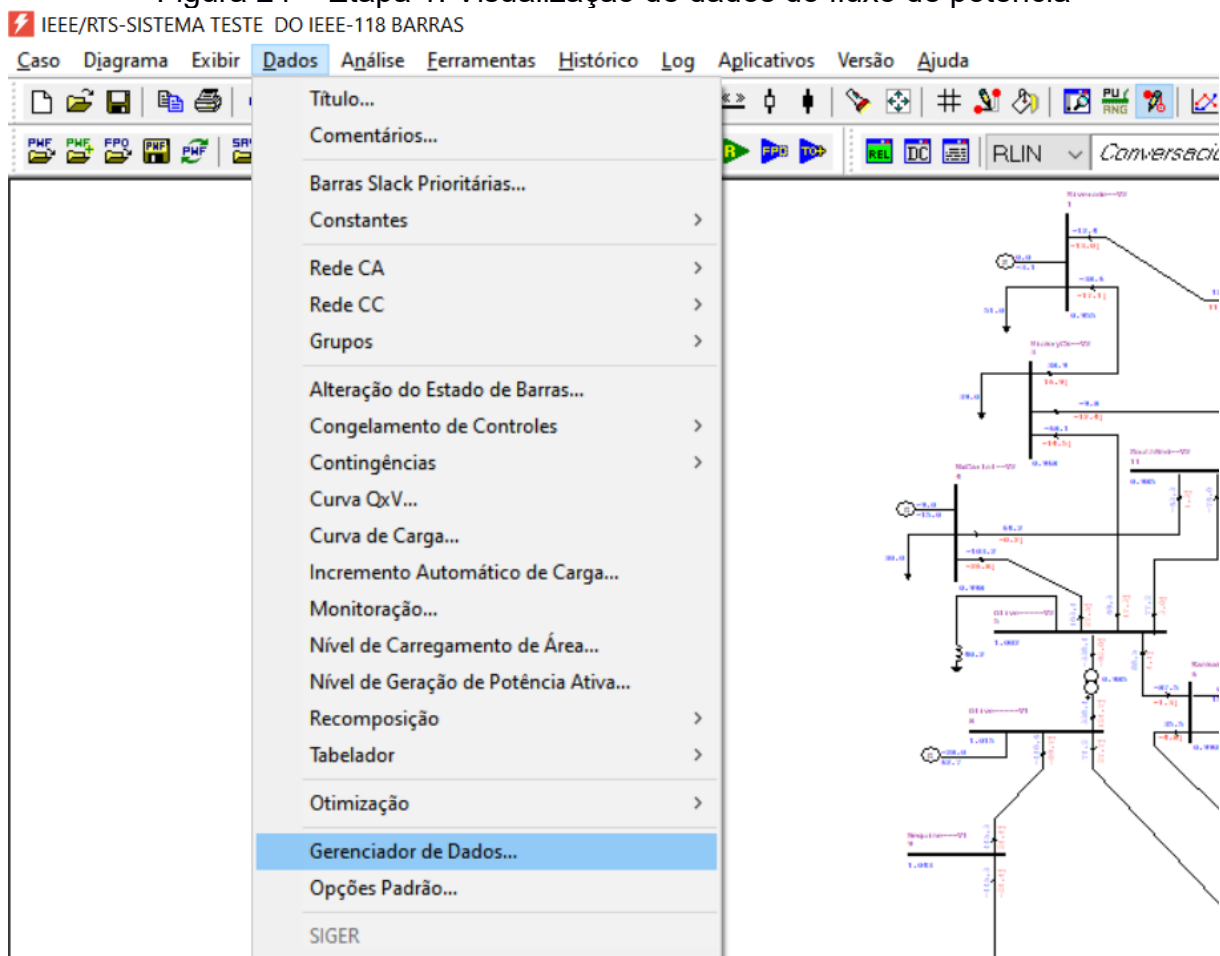


Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Após a simulação, caso seja necessária a visualização dos resultados de forma tabular, utiliza-se a sequência de etapas a seguir, conforme ilustrado na Figura 24 e Figura 25.

Dados → Gerenciador de dados → Selecionar Barra para avaliar os resultados obtidos para cara barramento do circuito.

Figura 24 – Etapa 1: Visualização de dados do fluxo de potência



Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Figura 25 – Etapa 2: Resultados para as barras

Número	Tipo	Grupo Base	Tensão Base (kV)	Nome Barra	Grupo Limite	Limite Tensão (p.u.)	Estado Operativo	Visualização	Tensão (p.u.)	Tensão (kV)	Ângulo (graus)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)
1	1- PV	0	1.0	Riverside-V2	0	0.800-1.200	Ligado	0 - Normal	0.955	1.0	11.1	0.	-3.1
2	0 - PQ	0	1.0	Pokagon-V2	0	0.800-1.200	Ligado	0 - Normal	0.971	1.0	11.5		
3	0 - PQ	0	1.0	HickoryClk-V2	0	0.800-1.200	Ligado	0 - Normal	0.968	1.0	11.9		
4	1- PV	0	1.0	NvcCartel-V2	0	0.800-1.200	Ligado	0 - Normal	0.998	1.0	15.6	-9.	-15.
5	0 - PQ	0	1.0	Olive-V2	0	0.800-1.200	Ligado	0 - Normal	1.002	1.0	16.		
6	1- PV	0	1.0	Kankakee-V2	0	0.800-1.200	Ligado	0 - Normal	0.990	1.0	13.3	0.	15.93
7	0 - PQ	0	1.0	JacksonRd-V2	0	0.800-1.200	Ligado	0 - Normal	0.989	1.0	12.9		
8	1- PV	0	1.0	Olive-V1	0	0.800-1.200	Ligado	0 - Normal	1.015	1.0	21.1	-28.	62.72
9	0 - PQ	0	1.0	Bequene-V1	0	0.800-1.200	Ligado	0 - Normal	1.043	1.0	28.3		

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

3.2.2 Margem de Transmissão

De acordo com o Cepel (2023), o cálculo da margem e transmissão é realizado através da sequência dos códigos de execução listados abaixo:

- Dados de Monitoração de Fluxo (DMFL): Monitora os dados de fluxo, para verificação da convergência do circuito;

- Dados de Monitoração de Tensão (DMTE): Monitora os dados de tensão, para verificação da convergência do circuito;
- Dados de Estudo de Margem de Transmissão (DEMT): Realiza a definição dos grupos de barramentos candidatos, subárea e fatores limitantes de potência;
- Geração para Margem de Transmissão (DGMT): Define os limites de geração de potência das barras de geração;
- Executa Cálculo da Margem de Transmissão (EXMT): Fornece o passo do incremento de potência, executa a margem de transmissão e permite a entrada dos dados de contingência;
- Execução Dados de Contingências (DCTG): Fornece uma lista hierárquica de contingências para ocorrência de ultrapassagem dos limites operacionais.

Na Figura 26 é apresentado um exemplo parcial da estrutura do código de execução, elaborada no EditCepel, para cálculo da margem de transmissão através do *software* Anarede®.

Após a simulação da margem de transmissão, são externados arquivos em formato csv e sav, conforme lista abaixo.

- *rela_margem_resultados.csv*: Armazena os resultados das margens de transmissão, para os barramentos candidatos, área, subárea, fatores limitantes de cada margem e operação em emergência.
- *HIST_BCAN.sav*: Fornece o ponto que definiu a margem de transmissão de cada barramento.
- *HIST_SARE.sav*: Armazena o ponto de operação que definiu a margem de transmissão de cada subárea.
- *HIST_ARMT.sav*: Contém o ponto de operação de definiu a MT de cada área.

Figura 26 – Exemplo de estrutura do código para cálculo da margem de transmissão, via EditCepel.

```

17  dbar
18  (Num)OBTGb( nome )G1 ( V ) ( A ) ( Pg ) ( Qg ) ( Qn ) ( Qm ) ( Bc ) ( P1 ) ( Q1 ) ( Sh)Are(VF)M(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)
19      21m 2
20      20m 2
21      24m 0. 2
22      72m 0. 2
23      23m 2
24      25m 2
25      26m 2
26      71m 0. 2
27      73m 0. 2
28      19m 2
29      69m 2
30      27m 0. 3
31      32m 3
32      113m 0. 3
33      31m 3
34      8m 0. 4
35      4m 0. 4
36      1m 4
37      12m 4
38      53m 5
39      54m 5
40      49m 5
41      66m 5
42      65m 5
43  99999
44  (
45  dmte
46  (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) O F
47  area 2 a area 5
48  99999
49  (
50  dmfl
51  (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) O I
52  area 2 a area 5
53  99999
54  (
55  exlf NEWT qlim
56  (
57  demt
58  (BCan ( Iden ) (SE) (SA) (Ar) (P.CC) (Pmx) (P)
59      23 Barra---023 1 1 1 0.

```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

4 METODOLOGIA

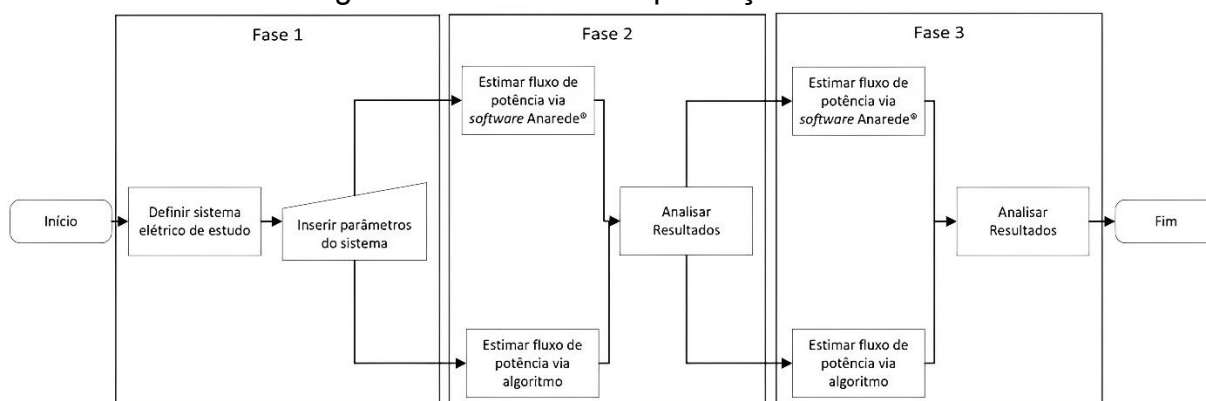
Neste capítulo, será apresentada a metodologia utilizada para implementação dos algoritmos responsáveis pela resolução do fluxo de potência e pelo cálculo da margem de transmissão, aplicados ao sistema IEEE 118 barras.

O estudo desenvolvido nesse trabalho, pode ser dividido em três etapas: Na primeira fase, realiza-se a escolha do sistema elétrico e a identificação de seus parâmetros de barra e de interligação dos elementos do circuito. Nos passos 2 e 3, são descritos, respectivamente, os métodos de resolução do problema do fluxo de potência e do cálculo da margem de transmissão da rede elétrica, essa sequência de atividades é ilustrada na Figura 27.

Os *softwares* utilizados para implementação dos códigos foram, inicialmente, o Octave e, posteriormente, o Python. Todos os resultados obtidos foram armazenados com o objetivo de realizar uma análise comparativa com os dados externados via simulação, através do *software* Anarede[®], ferramenta referência para o cálculo de fluxo de potência, disponibilizado à UFRPE pelo Cepel com sua versão acadêmica.

Devido à limitação da licença para análises comparativas, que permite a simulação de sistemas de até 120 barras, não foram avaliados circuitos com quantidade superior a esse número.

Figura 27 – Fases de implantação do estudo



Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

As expressões utilizadas para resolução do fluxo de potência ativa e reativa são (46) e (47), respectivamente. Ambas são descritas em função das variáveis de módulo da tensão, ângulo de fase da tensão. O cálculo dessas expressões não é realizado de forma direta devido à presença de múltiplas incógnitas, cujo número aumenta à medida que mais barras são adicionadas ao circuito elétrico. Por esse motivo, faz-se necessário a utilização de métodos numéricos para estimativa do vetor de soluções do conjunto de equações que caracterizam o circuito base dos estudos, conforme visto na seção de resolução do fluxo de potência.

A metodologia aplicada consiste em propor um vetor solução inicial, para as incógnitas V_k , referentes as barras do tipo PQ e das estimativas de θ_k , para as barras do tipo PQ e PV . Após a aplicação do método de Newton-Raphson para solução desses sistemas, as demais incógnitas são calculadas com a aplicação direta de (46) para as barras $V\theta$ e (47) para as barras PV e $V\theta$. Essas etapas estão ilustradas na Figura 28, em que é apresentado a divisão das fases de cálculo das variáveis.

Figura 28 – Fases de resolução do sistema

Tipo de Barra	Incógnitas	
PQ	V_k e θ_k	← Etapa 1
PV	θ_k e Q_k	
$V\theta$	P_k e Q_k	← Etapa 2

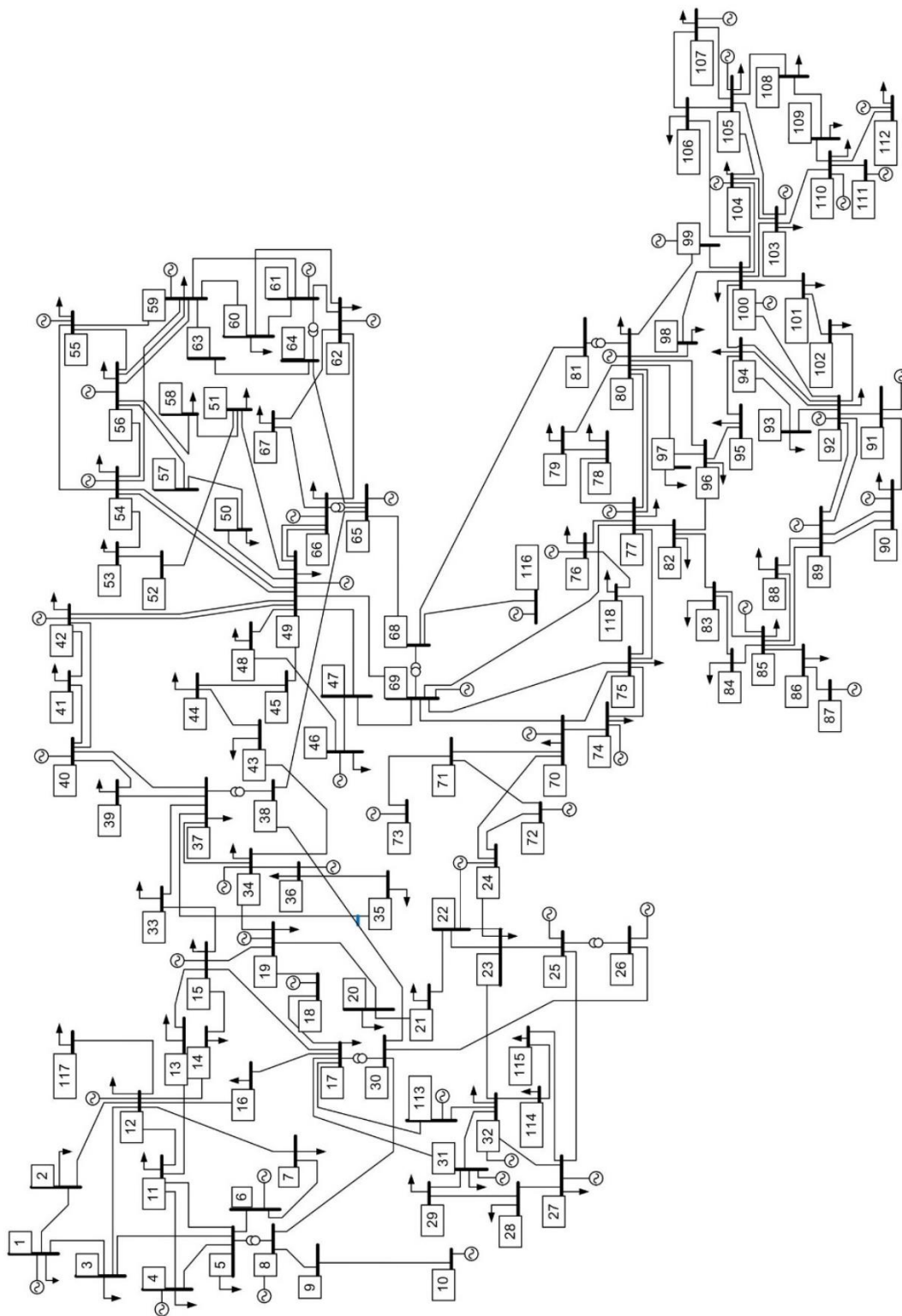
Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Nas subseções seguintes, são explicadas as etapas implementadas para os algoritmos do cálculo do fluxo de potência e da margem de transmissão.

4.1 FASE 1: DEFINIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Seguindo o fluxograma apresentado em Figura 30, é visto que, a primeira etapa consiste na definição do sistema elétrico. Para isso, foi escolhido o modelo do IEEE 118 barras, o qual representa uma aproximação do sistema elétrico de potência americano, em 1962. Seu diagrama unifilar é ilustrado na Figura 29. Sua estrutura é composta por 19 geradores, 177 linhas de transmissão, 9 transformadores e 91 cargas.

Figura 29 – Topologia do sistema IEEE 118 barras



Fonte: Pontes, 2018.

4.1.1 Inserção de dados do sistema

Após a escolha do sistema elétrico, torna-se necessário a especificação de seus parâmetros, tais informações são utilizadas como dados de entrada, pelo algoritmo, para a realização cálculo do fluxo de potência.

A inserção de dados é realizada através de 2 arquivos, o primeiro contém as informações acerca de cada barramento, o segundo fornece a lista de interligações entre os barramentos do sistema, ambos são apresentados nos Anexo A e Anexo B, respectivamente.

No Quadro 4 é apresentado o significado dos números utilizados para classificação de cada barra. Com estas informações é possível separá-las em PQ , PV e $V\theta$, conseqüentemente, define-se quais são as informações disponibilizadas e quais são incógnitas para cada barra.

Quadro 4 - Descrição do tipo de barra

Tipo (Classificação da barra no algoritmo)	Tipo de barra	Símbolo	Dados conhecidos	Incógnitas do sistema
1	Barra de carga	PQ	P_k e Q_k	V_k e θ_k
2	Barra de tensão regulada	PV	P_k e V_k	Q_k e θ_k
3	Referência	V θ	V_k e θ_k	P_k e Q_k

Fonte: Adaptado de Monticelli, 1983.

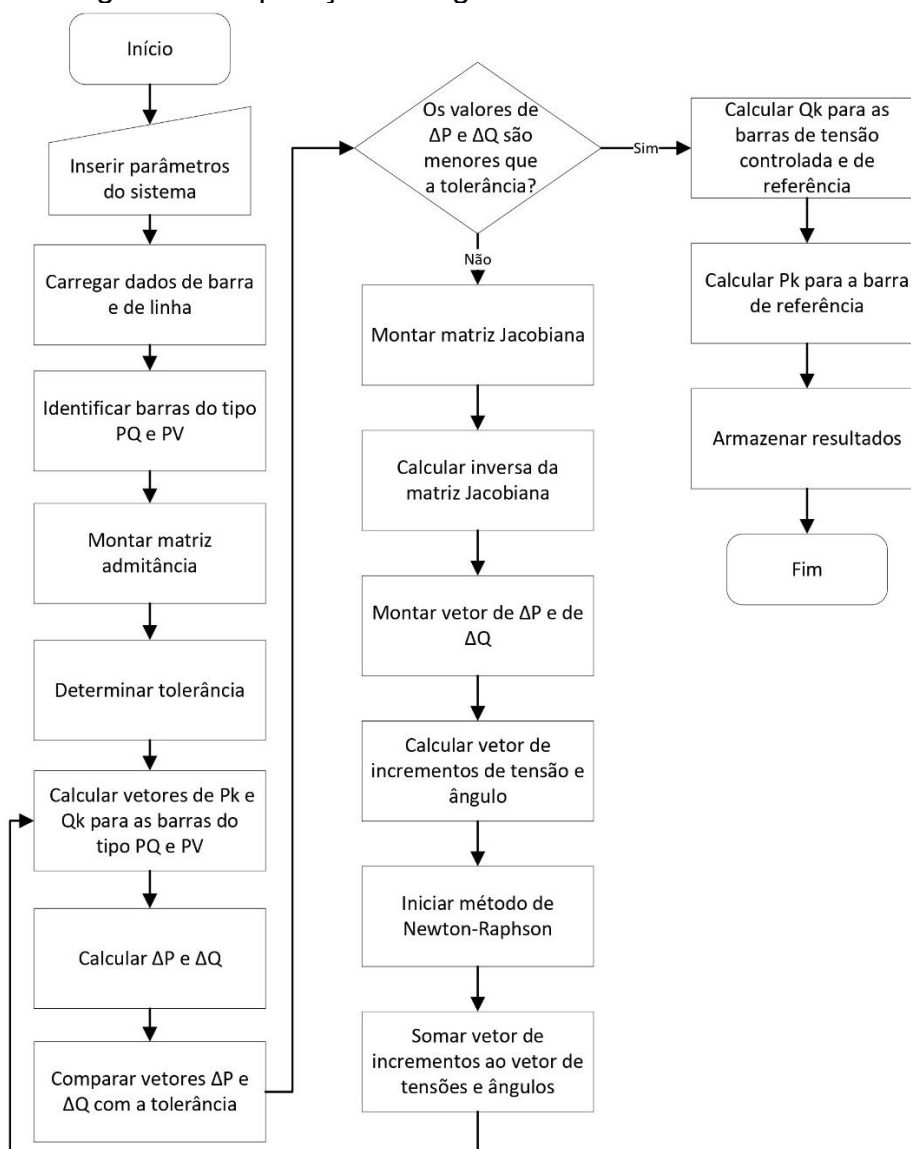
Ainda nessa fase, é realizada a identificação dos valores negativos de potência ativa gerada, nos dados de barra do circuito, pois o Cepel (2023) apresenta à seguinte informação:

As alterações de Potência Ativa Gerada (campo Pg) foram feitas para remover gerações negativas, presentes no caso original do IEEE 118 barras, que influenciariam no valor das margens de transmissão calculadas, uma vez que tais margens são calculadas como a diferença entre a máxima injeção ao final do cálculo e a injeção inicial do barramento candidato.

4.2 FASE 2: IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA DE POTÊNCIA

Na Figura 30 é apresentada a sequência dos procedimentos realizados para elaboração do algoritmo para resolução do fluxo de potência, em que se utiliza o método numérico de Newton-Raphson, para resolução do conjunto de equações não lineares características do sistema elétrico.

Figura 30 – Fluxograma de operação do algoritmo de estimativa do fluxo de potência



Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Fases de implementação do algoritmo

1. Após o carregamento dos dados de linha e de barra, realiza-se a separação das informações correspondentes a cada variável do sistema elétrico, bem como a verificação da quantidade de barras. Com base nesses dados, são criados vetores de tamanho $Nbarras$ para armazenar as grandezas fornecidas.
2. Nesta etapa é realizada a identificação das barras do tipo PQ , PV e $V\theta$, conforme numeração apresentada no Quadro 2.
3. A terceira etapa consiste no cálculo da matriz admitância. Devido à essa matriz possuir dimensões $Nbarras \times Nbarras$, é utilizada a medição da quantidade de barramentos do circuito, para criar uma matriz de zeros com tamanho $Nbarras, Nbarras$.

A inserção de dados no vetor da matriz admitância, é realizada de acordo com as funções (37), (38) e (39), iniciando com a inserção dos elementos *shunt* na diagonal principal da matriz, seguindo com a soma das impedâncias, ainda a diagonal principal, que são conectadas à cada barra. Posteriormente, são inseridos os elementos acima e abaixo da diagonal principal, referente ao negativo das admitâncias conectadas entre as barras. A base para este cálculo é mostrada na seção formulação do fluxo de potência, a expressão é novamente apresentada em (94), para o caso ilustrativo de um sistema de 3 barras.

$$Y = \begin{bmatrix} (\bar{Y}_{12} + \bar{Y}_{13} + \bar{Y}_{41} + jb^{sh}_{12} + jb^{sh}_{13}) & (-\bar{Y}_{12}) & (-\bar{Y}_{13}) & (-a_{41}\bar{Y}_{41}) \\ (-\bar{Y}_{12}) & (\bar{Y}_{12} + \bar{Y}_{23} + jb^{sh}_{12} + jb^{sh}_{23}) & (-\bar{Y}_{23}) & 0 \\ (-\bar{Y}_{13}) & (-\bar{Y}_{23}) & (\bar{Y}_{13} + \bar{Y}_{23} + a_{34}^2\bar{Y}_{34} + jb^{sh}_{13} + jb^{sh}_{23} + jb^{sh}_3) & (-a_{34}\bar{Y}_{34}) \\ (-a_{41}\bar{Y}_{41}) & 0 & (-a_{34}\bar{Y}_{34}) & (a_{41}^2\bar{Y}_{41} + \bar{Y}_{34}) \end{bmatrix} \quad (94)$$

A última ação desta etapa consiste em separar a matriz admitância em sua parte real e imaginária, ou seja, os elementos da condutância (G) e susceptância (B), conforme (31).

4. A quarta etapa consiste na aplicação de (46) para as barras do tipo PQ e PV e (47) para as barras do tipo $V\theta$, dessa forma são criados vetores que armazenam os valores da potência ativa e reativa do sistema, os quais serão de extrema importância para as etapas seguintes.

Para interpretação da dimensão desses vetores, considere que existam N barras do tipo PQ e N barras do tipo PV , o sistema será composto por um total de $N * PQ + N * PV$ barras. Conseqüentemente haverá $N * Q_k$ equações de potência reativa e $(N * PQ + N * PV)$ equações de potência ativa, totalizando assim, um conjunto de $(2 * N * PQ + N * PV)$ equações para aplicação da metodologia explicada no subcapítulo métodos de resolução do fluxo de potência.

Em razão dos valores dos ângulos de fase não serem fornecidos para as barras PV e PQ , assim como o módulo da tensão para as barras PQ , de acordo com o método de Newton-Raphson, é necessário aplicar uma estimativa inicial para as incógnitas do sistema. Os valores utilizados para as variáveis do módulo da tensão e do ângulo de fase, foram 1 p.u. e 0 radianos, respectivamente. Ao final do cálculo, os valores em radianos são convertidos em graus.

5. Nesta fase, define-se a tolerância admitida para resolução do sistema, os valores considerados foram $\epsilon_p = \epsilon_q = 0,001 = \epsilon$. O segundo critério de parada é definido para a quantidade de iterações, podendo chegar a 30, iniciando na iteração $N = 1$. Caso os resultados não sejam alcançados após a trigésima iteração, a simulação é interrompida.
6. O sexto passo é referente ao cálculo dos valores de ΔP_k e ΔQ_k , utilizando (56) e (57), com os resultados calculados na etapa 4. Deste modo, são encontrados os valores, que representam os erros relacionados às estimativas aplicadas às funções (46) e (47). Esta etapa auxiliará no critério de parada para resolução do sistema, visto que este é definido para quando os erros máximos absolutos de ΔP_k e ΔQ_k são inferiores às tolerâncias $\epsilon_p = \epsilon_q = 0,001$.
7. A sétima etapa é referente a comparação dos valores absolutos de ΔP_k e ΔQ_k com os valores das tolerâncias de ϵ_p e ϵ_q . Caso a condição não seja atendida, ou seja, para os casos em que $\max(\Delta P) e \max(\Delta Q) > \epsilon, \forall k$, faz-se necessário o cálculo das aproximações x^{N+1} do vetor de soluções das variáveis V e θ .
8. Na oitava etapa, é iniciado o método de Newton-Raphson: A primeira fase corresponde ao cálculo da matriz Jacobiana. É realizada através das

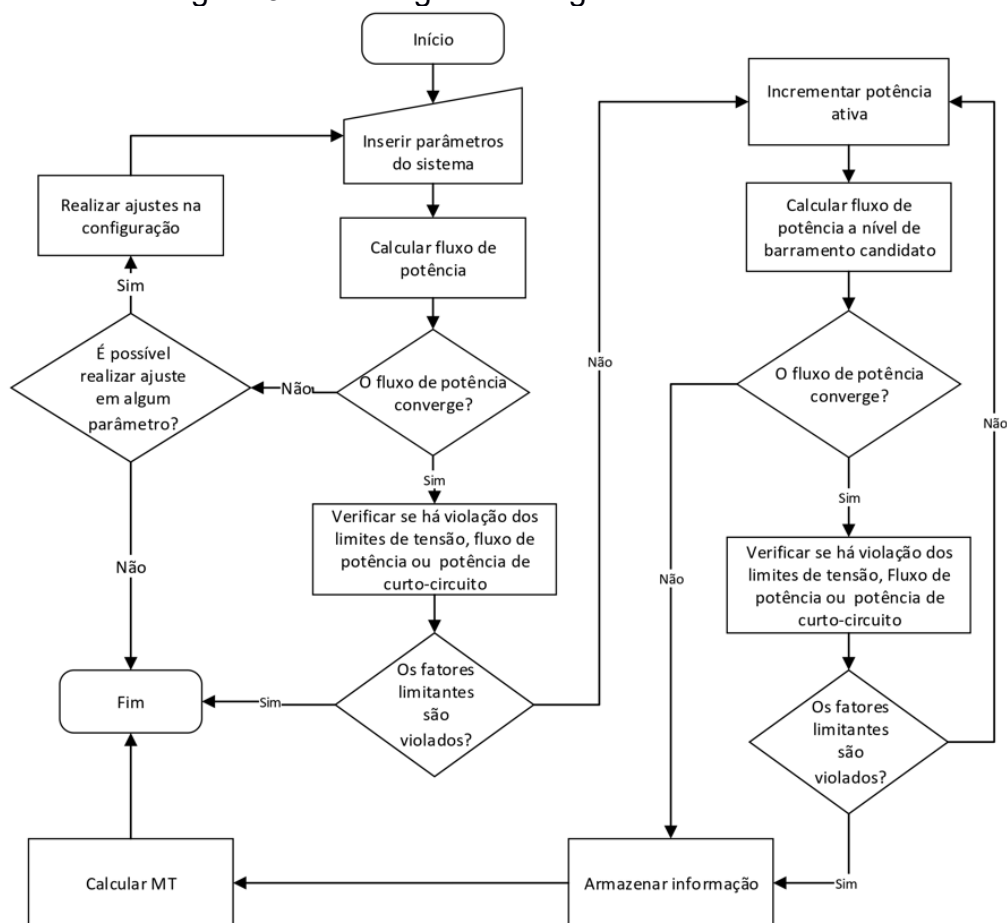
derivadas de primeira ordem das funções P_k e Q_k , utilizando (64), (65), (66) e (67), aplicadas às barras em questão, conforme explicado na seção de formulação do fluxo de potência.

9. Calcula-se a matriz inversa da Jacobiana, através do octave, utilizando a função $inv(Vetor)$.
10. Aplica-se (69) para encontrar os valores incrementais de $\Delta\vec{\theta}_k$ e $\Delta\vec{V}_k$, em seguida soma-os aos vetores estimativas de $\vec{\theta}$ e \vec{V} , utilizadas da iteração N , deste modo se define os valores para aplicação à iteração $N + 1$.
11. Retorna a etapa 4, até que o vetor de soluções de $\vec{\theta}$ e \vec{V} , quando aplicado a (56) e (57), atenda às tolerâncias definidas ou o critério de parada seja atingido.

4.3 FASE 3: IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO PARA CÁLCULO DA MARGEM DE TRANSMISSÃO A NÍVEL DE BARRAMENTO CANDIDATO

Após a validação do algoritmo implementado na Fase 2, é iniciado o cálculo da margem de transmissão a nível de barramento candidato. Na Figura 31 é mostrada a sequência de ações utilizadas para resolução do problema do cálculo da margem remanescente do sistema elétrico.

Figura 31 – Fluxograma margem de transmissão



Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Fases de implementação do algoritmo

1. A primeira etapa consiste na inserção dos dados do circuito elétrico. Para tal, faz-se necessário o preenchimento de 2 arquivos, o primeiro contém as informações análogas aos códigos de execução DCTE, DBAR e DLIN, comentados na seção programa computacional Anarede[®]. O segundo possui os dados correspondentes aos códigos de execução listados abaixo:

- DGLT: São inseridas informações acerca do grupo de tensão, limites mínimos e máximos de tensão;
- DCTE: Determinação das constantes do sistema. Foram utilizados os comandos TLMT e TLMF, para aumento na tolerância da monitoração de tensão e fluxo, respectivamente;

- DEMA: Identificação dos barramentos candidatos, subárea, área, potência máxima, e os percentuais de potência que podem ser elevados em cada barramento, tais dados são informados na Tabela 8;
- EXMT: Executa o cálculo da margem de transmissão, nele é informado o passo utilizado para incremento de potência ativa em situação normal de operação e a partir do momento em que o fluxo de potência não converge ou algum parâmetro é ultrapassado;
- DBAR: Para realizar ajustes em dados de barra, zerando as potências ativas negativas na geração.

As informações, referentes aos 2 arquivos citados, para cálculo da margem de transmissão, foram inseridas no Anexo E.

Definição dos barramentos candidatos

Na Tabela 8 são apresentados os pontos do sistema IEEE 118 barras, que foram escolhidos como barramentos de teste para inserção de novas fontes geradoras, isto é, os barramentos candidatos. Eles são o foco do estudo para identificação do incremento suportado pelo sistema (Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, 2023). Além dessa seleção de pontos de interesse, a Tabela 8 apresenta as informações listadas abaixo.

- Coluna 2 (SE): Subestação que o barramento está inserido
- Coluna 3 (P.CC): Potência de curto-circuito, determina a máxima injeção de potência permitida no barramento.
- Coluna 4 (Pmx): Potência máxima, em MW, das usinas conectadas ao barramento candidato.
- Coluna 5 (P): Percentagem, com relação à Potência Máxima, a ser elevada no barramento candidato na montagem do cenário base para o cálculo da margem na etapa de barramento candidato

Tabela 8 - Definição dos barramentos candidatos e de suas características

Bcan	SE	P.CC (MW)	Pmx (MW)	P (%)
23	1	9,999	0	100%
24	2	9,999	13	100%
72	3	9,999	12	100%
31	4	9,999	36	100%
32	5	835	59	100%
113	6	750	6	100%
1	7	500	51	100%
4	8	400	39	100%
8	9	630	28	100%
12	10	350	-38	100%
53	11	665	0	100%
54	11	9,999	0	100%
49	12	9,999	60	100%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

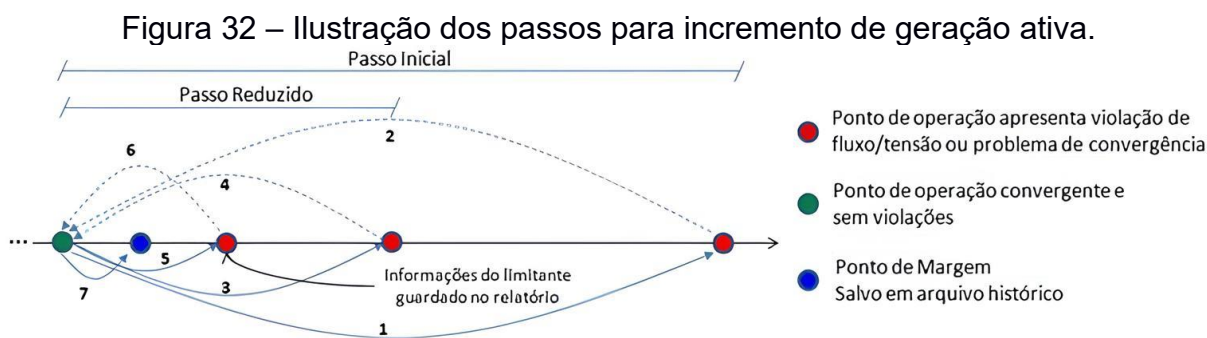
2. A etapa de pré-processamento da MT consiste na verificação da convergência do sistema, através do cálculo do fluxo de potência para configuração inicial, citado na fase anterior. Este passo é necessário para entender se o sistema possui capacidade para suportar um incremento de potência ativa, visto que se forem apresentadas divergências ou violações dos limites suportados, não é possível seguir com a realização do cálculo da margem de transmissão.
3. Com a convergência do fluxo de potência validada, é iniciada a etapa de incremento da potência ativa no barramento candidato. Nesse nível de análise, a injeção de potência ativa no barramento é realizada de modo individual, ou seja, não são analisadas múltiplas inserções em diferentes barramentos no mesmo cálculo.

O valor do incremento de potência ativa, enquanto os resultados não violarem os limites da rede elétrica, é de 20 MW, quando forem detectadas violações no sistema, é realizado a redução do passo, o qual é alterado para 1 MW, tais

valores foram selecionados de acordo com o manual do Anarede®. Nessa condição, o cálculo é reiniciado, partindo do valor da potência ativa aplicada à iteração anterior, a qual não houve violação dos limites da rede elétrica. A partir dessa circunstância, o incremento passa a ser de 1 MW em 1 MW, enquanto os resultados obtidos estiverem dentro dos limites de fluxo de potência, tensão e potência de curto-circuito da barra, essas etapas são ilustradas na

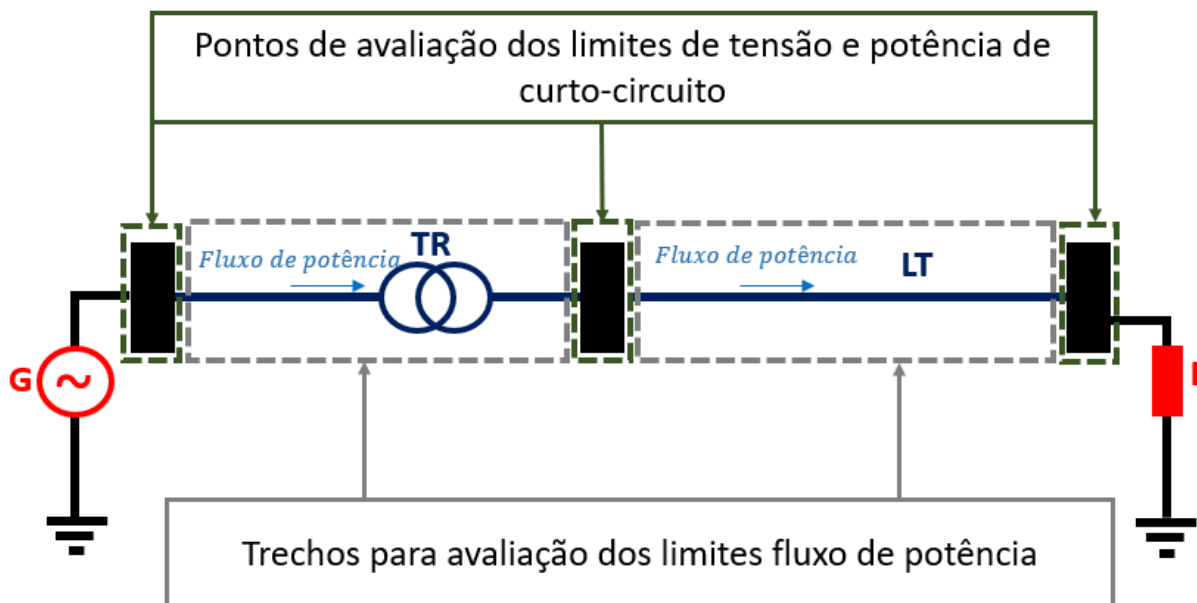
Figura 32.

Ao serem detectadas violações, após a redução do passo, é estabelecido que, o último valor aplicado, antes da presença das violações, é a MT do barramento candidato, esse valor é armazenado no vetor de resultados da MT.



Na Figura 33 são ilustrados os parâmetros de acompanhamento, utilizados para verificação e comparação com os limites da rede elétrica. Tais fatores restritivos são informados nos códigos de execução DLIN, DEMA e DGLT, nos quais se encontram, respectivamente, os valores suportados de fluxo de potência, potência de curto-circuito e faixa de variação de tensão permitida.

Figura 33 – Ilustração dos pontos de verificação dos limites da rede elétrica



Fonte: Adaptado de Monticelli, 1983.

4. Com os valores da MT calculados, o vetor de solução da MT é exportado, sendo utilizado para comparação com os resultados extraídos via *software* Anarede[®], a fim de realizar a validação do algoritmo.

5 DISCUSSÃO E RESULTADOS

Todos os resultados apresentados nesse trabalho foram realizados a nível de barramento candidato, ou seja, possível ponto de conexão dos empreendimentos candidatos. Em consequência do tamanho do sistema estudado, é possível diagnosticar os melhores pontos para conexão através desse nível de aplicação, tal ação é corroborada pelo ONS, visto que as informações compartilhadas através do mapa de margem, disponível em seu painel interativo do SIN, são apresentadas a nível de barramento candidato. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (2023) apresenta a informação:

Esse cálculo de margem por barramento oferece uma importante informação sobre o escoamento da geração que poderá ser conectada no sistema, de forma individualizada, com potencial de auxiliar em avaliações de risco e decisões dos agentes do setor.

Os dados calculados refletem as condições normais de operação do sistema, acrescido da alocação adicional de geração até que se verifique a violação dos parâmetros da rede elétrica.

5.1 FLUXO DE POTÊNCIA

No Apêndice A são mostrados os resultados calculados para o problema do fluxo de potência, solucionado via algoritmo e *software* Anarede[®], para o sistema IEEE 118 barras, em que se observam os valores de módulo da tensão, ângulo de fase da tensão, potência ativa e potência reativa, estimados através do método numérico de Newton-Raphson e Newton-Raphson Desacoplado.

O erro percentual é calculado utilizando (95), em que são usados os valores externados pelo Anarede[®] como referência para o cálculo.

No Tabela 9 são observados os máximos erros percentuais, em módulo, obtidos para cada variável. Verifica-se que o algoritmo alcança solução com erros ínfimos, visto que o erro máximo obtido foi de 0,05% para o módulo da tensão, 0,28% para potência reativa, 0% para potência ativa e 0,38%, para o ângulo da tensão. Logo, os resultados obtidos através do algoritmo implementado assemelham-se com os dados do *software* Anarede[®], apresentando erros inferiores a 0,4%. Dessa forma,

avalia-se que o algoritmo pode ser utilizado como uma alternativa para estimativa do fluxo de potência. Também foi observado que tanto para algoritmo implementado quanto para o *software* Anarede[®], o número de iterações utilizadas até a convergência foi de 2 iterações

$$Err_V(\%) = \frac{|V_{Anarede} - V_{Algoritmo}|}{|V_{Anarede}|} * 100\%, \quad (95)$$

Tabela 9 - Resumo de resultados para o Fluxo de potência

Variável	Maior Erro %, em módulo
V	0,05%
θ	0,38%
P_{ativa}	0,00%
$Q_{reativa}$	0,28%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

5.2 MARGEM DE TRANSMISSÃO

A partir das simulações, observou-se que a metodologia foi bem reproduzida, permitindo a avaliação e comparação dos resultados. As soluções obtidas para o cálculo da margem de transmissão são apresentadas na Tabela 10. Verificou-se que, para os barramentos candidatos 12, 23 e 49, os erros percentuais encontrados foram 61%, 39% e 56%, respectivamente. Avalia-se que, tais desvios podem ter ocorrido devido à realização de tratamentos específicos aplicados pelo *software* aos barramentos do sistema, como controle de tensão, ajuste dos parâmetros do circuito, mudança do tipo de barramento, entre outros. No entanto, devido à falta de informações detalhadas sobre esses tratamentos, não é possível confirmar a causa exata dos erros. Por outro lado, para os demais pontos de teste do sistema, os erros percentuais variam de 0% à 6%, ou seja, para a maioria das barras avaliadas, os resultados foram condizentes com os obtidos pelo Anarede[®].

O método de fluxo de potência aplicado como base para o cálculo da MT não conseguiu tratar o sistema teste da mesma forma que o Anarede[®]. Isto posto, embora os resultados calculados da MT sejam satisfatórios, não é possível sua aplicação para sistemas reais.

Devido à arquitetura fechada do *software* Anarede® e a falta de acesso aos resultados de cada iteração, que são fornecidos como valores finais, não foi possível identificar em qual iteração o algoritmo atinge resultados que divergem do *software* para as barras 12, 23 e 49. Além disso, ao comparar os fatores limitantes da MT, observou-se divergências no fator limitante retornado pelo algoritmo. Para as barras 31 e 12, a estimação do código apresentou erro de tensão, enquanto o *software* indicou erro de potência máxima atingida (P.cc).

Tais imprecisões podem ser atribuídas aos limites e tratamentos específicos aplicados pelo Anarede®, relacionados a controles não previstos no algoritmo base. Isso adiciona uma complexidade considerável à solução do problema do cálculo de MT.

Ao analisar os resultados apresentados na Tabela 10, nota-se que a barra 32 dispõe da maior capacidade para aumento de geração, com erro de 0%, em comparação ao Anarede®. Em seguida, destacam-se as barras 31 e 66, que apresentaram erros de 1% e 6%, respectivamente. Tal estudo influencia, por exemplo, em leilões do mercado livre de energia, em grupos de investimentos, que tem como objetivo a construção de usinas de geração, entre outras aplicações.

É importante ressaltar que os resultados obtidos devem ser considerados apenas de forma orientativa, pois apresentam dados referentes a um evento em um determinado momento. Posteriormente a essa ocasião, a estrutura do sistema pode ser alterada devido a entrada de novos empreendimentos de geração, mudanças na arquitetura, entre outros motivos. Assim, é fundamental analisar as premissas utilizadas para realização dos cálculos, para entender o contexto em que foram aplicadas.

Tabela 10 - Resultados comparativos do cálculo da margem de Transmissão, avaliando resultados do Anarede® e do algoritmo.

Barra	Ponto de margem - Anarede® (MW)	Ponto de margem - Algoritmo (MW)	Erro (%)	Fator limitante - Anarede®	Fator limitante - Algoritmo
23	343,5	552,5	-61%	Tensão	Tensão
24	352,25	368,75	-5%	Tensão	Tensão
72	616,25	598,75	3%	Tensão	Tensão
31	828	817,5	1%	Atingida Potência Máxima	Tensão
32	750	750	0%	Atingida Potência Máxima	Atingida Potência Máxima
113	500	500	0%	Atingida Potência Máxima	Atingida Potência Máxima
1	400	400	0%	Atingida Potência Máxima	Atingida Potência Máxima
4	630	630	0%	Atingida Potência Máxima	Atingida Potência Máxima
8	350	350	0%	Atingida Potência Máxima	Atingida Potência Máxima
12	580	356,25	39%	Atingida Potência Máxima	Tensão
53	527,5	526,25	0%	Tensão	Tensão
54	736,25	696,25	5%	Tensão	Tensão
49	390	172,5	56%	Tensão	Tensão
66	863,75	811,25	6%	Fluxo	Fluxo
65	762,5	716,25	6%	Fluxo	Fluxo

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo realizar o cálculo do fluxo de potência, em sistemas de transmissão cuja rede elétrica é representada por equações não lineares, em seguida foi realizado o estudo da margem de transmissão aplicado ao sistema IEEE 118 barras, em que se estimou a potência máxima que pode ser injetada a um barramento, sem que houvessem violações de tensão, potência de curto-circuito e fluxo de potência. Para tal, foi necessário dividir o estudo em duas etapas, a primeira contemplou a implementação de um algoritmo capaz de estimar o fluxo de potência, através do método numérico de Newton-Raphson e Newton-Raphson Desacoplado, desse modo, encontra-se o estado operacional do SEP. Todos os valores calculados através do algoritmo foram avaliados por meio da comparação com os dados externados pelo *software* Anarede[®].

A segunda etapa contemplou a utilização do algoritmo de fluxo de potência, aplicado ao cálculo da margem de transmissão. Nessa fase, a solução foi calculada a nível de barramento candidato, ou seja, considerou-se o incremento de potência ativa em uma única barra do sistema elétrico, por vez. Essa metodologia já apresenta um bom indicativo do sistema, principalmente para redes elétricas menores, em que se pode utilizá-los de forma orientativa, para avaliação dos melhores pontos para inserção de novas fontes geradoras ou incremento das já existentes. Analisando os resultados calculados, tem-se que 80% dos barramentos candidatos apresentaram erros percentuais na faixa de 0-6%, dentre esses 41,67% apresentam erro igual a 0%, quando comparados aos valores do Anarede[®]. Para 20% dos barramentos foram obtidos desvios entre 39-61%. Por se ter barramentos com erros iguais a 0%, deduz-se que o algoritmo está desempenhando sua função, para os demais pontos de interesse, reconhece-se que por se tratar de um *software* de arquitetura fechada, não foi possível avaliar os dados a cada iteração, o que limitou as comparações.

Para avaliação dos sistemas, não foram considerados redes superiores a 118 barras, devido a versão acadêmica do Anarede[®], permitir simular configurações máximas de 120 barras.

Como sugestão de trabalhos futuros:

- Implementação do algoritmo a nível de subárea e área;
- Aplicar soluções a sistemas superiores a 120 barras.

Trabalho publicado

- Artigo apresentado em XIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Título: Implementação de algoritmo para cálculo do fluxo de potência e análise de contingências em sistemas elétricos. Apresentado em agosto de 2022.

REFERÊNCIAS

- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **InfoMercado mensal**: contabilização de agosto de 2024. São Paulo: CCEE, 2024. 13 p. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/28517714/InfoMercado-mensal_ago_24_206.pdf/1bddcc1f-c240-cbe3-bae9-fc27f2fa98cf. Acesso em 10 nov. 2024.
- CANTERO, Jose Enrique Vargas. Método de Newton Raphson. **Research Gate**, Cartagena, out. 2018. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/328571353_Metodo_de_Newton_Raphson. Acesso 01 de novembro de 2024.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programa de análise de redes**: manual do usuário. Rio de Janeiro: Cepel, 2023. Disponível em: <https://www.cepel.br/produtos/anared-2/anarede/>. Acesso em 30 de dez. 2023.
- FERNANDES, Renan Pinto. *et al.* Utilização de ferramenta para cálculo automático de margem de transmissão em estudos para leilões de energia. *In*: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 25., 2019, Belo Horizonte. **Anais** [...]. Belo Horizonte: Grupo de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência, 2019. p. 1-9. Disponível em: <https://www.bvr.com.br/snptee/xxvsnptee/public/GAT/4359.pdf>. Acesso em: 13 de out. 2024.
- LIMA, Sérgio Felipe Falcão. **Metodologia de cálculo da margem de transmissão visando subsidiar leilões de energia**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <http://www.pee.ufrj.br/index.php/pt/producao-academica/dissertacoes-de-mestrado/2019-1/2016033332--153/file>. Acesso em: 13 de out. 2024.
- MACÊDO, Ana Vitória de Almeida. **Solução de fluxo de potência, cálculo da estabilidade de tensão e equivalente de redes com aplicações utilizando o Anarede®**. 2009. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2009. Disponível em: <http://dspace.sti.ufcg.edu.br:8080/jspui/bitstream/riufcg/17281/1/ANA%20VIT%c3%93RIA%20DE%20ALMEIDA%20MAC%c3%8aDO%202009.pdf>. Acesso em: 02 de set, 2024.
- MOHN, Fritz Walter. **Uso de modelos desacoplados em estudos de estabilidade de tensão**. 2005. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal De Itajubá, Itajubá, 2005. Disponível em: https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/2561/Tese_200529640.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 15 de out. 2024.
- MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga Em Redes De Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração – ciclo 2025 a 2029: metodologia, premissas e critérios.** Rio de Janeiro: ONS, 2024. 43 p. Disponível em: https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/123/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc={A7855A68-1755-4108-9835-8D5CDBCA8E85}&file=NT-ONS%20DPL%200073-2024%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20da%20Margem%20por%20Barramento%20-%20Ciclo%202025-2029%20-%20Metodologia_Premissas%20e%20Crit%C3%A9rios.pdf&action=default. Acesso em: 15 de out 2024. Conteúdo restrito a usuários cadastrados.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração.** Rio de Janeiro: ONS, 2024. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjkxMWQxMmYtNDIhZS00MzNmLTgzODctMjBhZGM2YTRjODNliiwidCI6IjNhZGVINWZjLTkzM2UtNDkxMS1hZTFiLTljMmZIN2I4NDQ0OCIsImMiOjR9>. Acesso em 20 nov. 2024. Conteúdo restrito a usuários cadastrados.

PONTES, Rafael de Paiva. **Nova metodologia full newton para consideração dos limites de geração de potência reativa no problema de fluxo de potência.** 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2018. Disponível em: <https://repositorio.ufjf.br/jspui/bitstream/ufjf/6933/1/rafaeldepaivapontes.pdf>. Acesso em: 12 de out. 2024.

STOTT, B.; ALSAC, O. Fast Decoupled Load Flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vancouver, v. 93, n. 3, maio. 1974. DOI:10.1109/tpas.1974.293985. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4075431>. Acesso em: 12 de out. 2024.

APÊNDICE A – RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA

Nesse apêndice são apresentados os resultados calculados via *software* Anarede® e através do algoritmo implementado para solução do fluxo de potência, aplicando os métodos numéricos de Newton-Raphson e Newton-Raphson Desacoplado.

As simulações foram realizadas com o objetivo de comparar os métodos numéricos de Newton-Raphson e Newton-Raphson Desacoplado, a fim de avaliar os impactos gerados pelo desacoplamento entre as variáveis de tensão e potência ativa, ângulo e potência reativa. Os resultados obtidos por meio da simulação no Anarede® são apresentados nas Tabelas A.3 e A.4, observa-se que não houve divergência entre os dados, uma vez que os valores calculados foram idênticos em ambas as abordagens. Por sua vez, as Tabelas A.5 e A.6 apresentam os resultados simulados pelo algoritmo. Nesses quadros, foi identificada diferença entre os dados calculados, conforme ilustrado na Tabela A.7. Para os resultados de tensão e ângulo, as discrepâncias foram mínimas, enquanto para a potência ativa e reativa, os desvios máximos foram de 2,99% e 4,70%, respectivamente.

Também são avaliados os resultados obtidos pelo algoritmo e pelo *software* Anarede®, utilizando como base o método de Newton-Raphson, com o intuito de validar o código. Nas Tabelas A.1 e A.2, são apresentados os resultados obtidos tanto pelo algoritmo quanto pelo *software* Anarede®. Observa-se que o algoritmo desenvolvido apresenta soluções com erros extremamente baixos, sendo o valor máximo de 0,05% para o módulo da tensão, 0,28% para a potência reativa, 0% para a potência ativa e 0,38% para o ângulo de tensão.

Tabela A. 1 - Variáveis de Tensão e ângulo calculadas via algoritmo e Anarede®

Nº	Tipo	V_{Anarede®} (pu)	V_{Código} (pu)	Err %_v	Theta_{Anarede®} (Graus)	Theta_{Código} (Graus)	Err %θ
1	PV	0,955	0,955	0,00%	11,00	10,98	0,16%
2	PQ	0,971	0,971	-0,04%	11,50	11,52	- 0,20%
3	PQ	0,968	0,968	0,03%	11,90	11,87	0,29%
4	PV	0,998	0,998	0,00%	15,60	15,58	0,11%
5	PQ	1,002	1,002	0,00%	16,00	16,03	- 0,18%
6	PV	0,990	0,990	0,00%	13,30	13,30	- 0,01%
7	PQ	0,989	0,989	-0,03%	12,90	12,86	0,33%
8	PV	1,015	1,015	0,00%	21,10	21,05	0,24%
9	PQ	1,043	1,043	0,01%	28,30	28,30	- 0,01%
10	PV	1,050	1,050	0,00%	35,90	35,88	0,04%
11	PQ	0,985	0,985	-0,01%	13,00	13,02	- 0,12%
12	PV	0,990	0,990	0,00%	12,50	12,50	0,01%
13	PQ	0,968	0,968	-0,03%	11,60	11,64	- 0,35%
14	PQ	0,984	0,984	0,04%	11,80	11,78	0,14%
15	PV	0,970	0,970	0,00%	11,50	11,49	0,09%
16	PQ	0,984	0,984	0,01%	12,20	12,20	0,02%
17	PQ	0,995	0,995	-0,01%	14,00	14,01	- 0,04%
18	PV	0,973	0,973	0,00%	11,80	11,79	0,06%
19	PV	0,963	0,963	0,00%	11,30	11,31	- 0,12%
20	PQ	0,958	0,958	0,02%	12,20	12,19	0,07%
21	PQ	0,958	0,958	-0,04%	13,80	13,78	0,15%
22	PQ	0,970	0,970	0,05%	16,30	16,33	- 0,19%
23	PQ	1,000	1,000	0,03%	21,30	21,25	0,24%
24	PV	0,992	0,992	0,00%	21,10	21,12	- 0,08%
25	PV	1,050	1,050	0,00%	28,20	28,18	0,06%
26	PV	1,015	1,015	0,00%	30,00	29,96	0,12%

27	PV	0,968	0,968	0,00%	15,60	15,61	- 0,09%
28	PQ	0,962	0,962	0,04%	13,90	13,89	0,08%
29	PQ	0,963	0,963	-0,02%	12,90	12,90	0,02%
30	PQ	0,986	0,986	0,05%	19,00	19,04	- 0,21%
31	PV	0,967	0,967	0,00%	13,00	13,01	- 0,11%
32	PV	0,964	0,964	0,00%	15,10	15,05	0,30%
33	PQ	0,972	0,972	0,04%	10,90	10,86	0,33%
34	PV	0,986	0,986	0,00%	11,50	11,51	- 0,04%
35	PQ	0,981	0,981	0,03%	11,10	11,08	0,18%
36	PV	0,980	0,980	0,00%	11,10	11,08	0,14%
37	PQ	0,992	0,992	-0,01%	12,00	11,97	0,25%
38	PQ	0,962	0,962	0,00%	17,10	17,11	- 0,04%
39	PQ	0,970	0,971	-0,05%	8,60	8,60	0,02%
40	PV	0,970	0,970	0,00%	7,53	7,53	0,07%
41	PQ	0,967	0,967	0,02%	7,08	7,08	0,02%
42	PV	0,985	0,985	0,00%	8,68	8,67	0,07%
43	PQ	0,979	0,979	0,04%	11,50	11,46	0,35%
44	PQ	0,985	0,985	-0,01%	13,90	13,95	- 0,33%
45	PQ	0,987	0,987	0,03%	15,80	15,78	0,15%
46	PV	1,005	1,005	0,00%	18,60	18,58	0,09%
47	PQ	1,017	1,017	-0,01%	20,80	20,80	- 0,02%
48	PQ	1,021	1,021	0,04%	20,00	20,03	- 0,12%
49	PV	1,025	1,025	0,00%	21,00	21,03	- 0,13%
50	PQ	1,001	1,001	-0,01%	19,00	18,99	0,06%
51	PQ	0,967	0,967	0,01%	16,40	16,37	0,18%
52	PQ	0,957	0,957	0,02%	15,40	15,42	- 0,11%
53	PQ	0,946	0,946	0,00%	14,40	14,44	- 0,29%
54	PV	0,955	0,955	0,00%	15,40	15,35	0,30%
55	PV	0,952	0,952	0,00%	15,10	15,06	0,24%

56	PV	0,954	0,954	0,00%	15,30	15,25	0,33%
57	PQ	0,971	0,971	0,04%	16,50	16,45	0,27%
58	PQ	0,959	0,959	0,00%	15,60	15,60	0,01%
59	PV	0,985	0,985	0,00%	19,50	19,45	0,24%
60	PQ	0,993	0,993	-0,02%	23,20	23,23	- 0,15%
61	PV	0,995	0,995	0,00%	24,10	24,13	- 0,10%
62	PV	0,998	0,998	0,00%	23,50	23,51	- 0,04%
63	PQ	0,969	0,969	0,03%	22,80	22,83	- 0,14%
64	PQ	0,984	0,984	0,03%	24,60	24,60	0,01%
65	PV	1,005	1,005	0,00%	27,70	27,72	- 0,08%
66	PV	1,050	1,050	0,00%	27,60	27,56	0,13%
67	PQ	1,020	1,020	0,03%	24,90	24,92	- 0,09%
68	PQ	1,003	1,003	-0,02%	27,60	27,60	0,00%
69	REF	1,035	1,035	0,00%	30,00	30,00	0,00%
70	PV	0,984	0,984	0,00%	22,60	22,62	- 0,09%
71	PQ	0,987	0,987	0,02%	22,20	22,21	- 0,04%
72	PV	0,980	0,980	0,00%	21,10	21,11	- 0,05%
73	PV	0,991	0,991	0,00%	22,00	22,00	0,01%
74	PV	0,958	0,958	0,00%	21,70	21,67	0,13%
75	PQ	0,967	0,967	-0,03%	22,90	22,93	- 0,14%
76	PV	0,943	0,943	0,00%	21,80	21,80	- 0,01%
77	PV	1,006	1,006	0,00%	26,80	26,76	0,16%
78	PQ	1,003	1,003	-0,04%	26,50	26,45	0,18%
79	PQ	1,009	1,009	-0,02%	26,80	26,75	0,18%
80	PV	1,040	1,040	0,00%	29,00	29,00	0,01%
81	PQ	0,997	0,997	0,02%	28,20	28,15	0,18%
82	PQ	0,989	0,989	0,02%	27,30	27,28	0,09%
83	PQ	0,985	0,985	0,04%	28,50	28,46	0,12%
84	PQ	0,980	0,980	0,02%	31,00	31,00	0,01%

85	PV	0,985	0,985	0,00%	32,60	32,55	0,15%
86	PQ	0,987	0,987	0,03%	31,20	31,18	0,06%
87	PV	1,015	1,015	0,00%	31,40	31,44	- 0,13%
88	PQ	0,987	0,988	-0,05%	35,70	35,68	0,06%
89	PV	1,005	1,005	0,00%	39,70	39,73	- 0,09%
90	PV	0,985	0,985	0,00%	33,30	33,33	- 0,09%
91	PV	0,980	0,980	0,00%	33,40	33,35	0,14%
92	PV	0,993	0,993	0,00%	33,80	33,84	- 0,12%
93	PQ	0,987	0,987	-0,04%	30,80	30,84	- 0,12%
94	PQ	0,991	0,991	0,02%	28,70	28,69	0,05%
95	PQ	0,981	0,981	-0,01%	27,70	27,72	- 0,06%
96	PQ	0,993	0,993	0,02%	27,60	27,55	0,18%
97	PQ	1,011	1,011	-0,04%	27,90	27,92	- 0,08%
98	PQ	1,024	1,024	0,05%	27,40	27,45	- 0,17%
99	PV	1,010	1,010	0,00%	27,10	27,08	0,06%
100	PV	1,017	1,017	0,00%	28,10	28,08	0,07%
101	PQ	0,993	0,993	0,02%	29,70	29,65	0,17%
102	PQ	0,992	0,992	0,04%	32,30	32,34	- 0,13%
103	PV	1,001	1,001	0,00%	24,50	24,48	0,08%
104	PV	0,971	0,971	0,00%	21,70	21,74	- 0,19%
105	PV	0,965	0,965	0,00%	20,60	20,63	- 0,17%
106	PQ	0,961	0,961	-0,01%	20,40	20,38	0,10%
107	PV	0,952	0,952	0,00%	17,60	17,58	0,14%
108	PQ	0,966	0,966	-0,02%	19,40	19,43	- 0,18%
109	PQ	0,967	0,967	0,00%	19,00	18,98	0,10%
110	PV	0,973	0,973	0,00%	18,10	18,14	- 0,19%
111	PV	0,980	0,980	0,00%	19,80	19,78	0,10%

112	PV	0,975	0,975	0,00%	15,00	15,04	- 0,24%
113	PV	0,993	0,993	0,00%	14,00	14,00	- 0,03%
114	PQ	0,961	0,961	0,03%	14,70	14,73	- 0,18%
115	PQ	0,961	0,961	0,05%	14,70	14,72	- 0,13%
116	PV	1,005	1,005	0,00%	27,20	27,17	0,13%
117	PQ	0,974	0,974	0,02%	11,00	10,96	0,38%
118	PQ	0,949	0,949	-0,04%	21,90	21,95	- 0,21%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Tabela A. 2 - Variáveis de potência ativa e potência reativa calculadas via algoritmo e Anarede[®]

Nº	Tipo	P ^{Anarede[®]} (MW)	P ^{Código} (MW)	Err % _P	Q ^{Anarede[®]} (Mvar)	Q ^{Código} (Mvar)	Err % _Q
1	PV	-51,00	-51,00	0,00%	-30,10	-30,10	-0,01%
2	PQ	-20,00	-20,00	0,00%	-9,00	-9,00	0,00%
3	PQ	-39,00	-39,00	0,00%	-10,00	-10,00	0,00%
4	PV	-39,00	-39,00	0,00%	-27,00	-27,01	-0,02%
5	PQ	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%
6	PV	-52,00	-52,00	0,00%	-6,07	-6,07	0,00%
7	PQ	-19,00	-19,00	0,00%	-2,00	-2,00	0,00%
8	PV	-28,00	-28,00	0,00%	62,72	62,73	-0,01%
9	PQ	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%
10	PV	450,00	450,00	0,00%	-51,00	-51,04	-0,08%
11	PQ	-70,00	-70,00	0,00%	-23,00	-23,00	0,00%
12	PV	38,00	38,00	0,00%	81,27	81,27	0,00%
13	PQ	-34,00	-34,00	0,00%	-16,00	-16,00	0,00%
14	PQ	-14,00	-14,00	0,00%	-1,00	-1,00	0,00%
15	PV	-90,00	-90,00	0,00%	-25,94	-25,93	0,01%
16	PQ	-25,00	-25,00	0,00%	-10,00	-10,00	0,00%
17	PQ	-11,00	-11,00	0,00%	-3,00	-3,00	0,00%
18	PV	-60,00	-60,00	0,00%	-7,64	-7,63	0,07%
19	PV	-45,00	-45,00	0,00%	-35,20	-35,17	0,08%
20	PQ	-18,00	-18,00	0,00%	-3,00	-3,00	0,00%
21	PQ	-14,00	-14,00	0,00%	-8,00	-8,00	0,00%
22	PQ	-10,00	-10,00	0,00%	-5,00	-5,00	0,00%
23	PQ	-7,00	-7,00	0,00%	-3,00	-3,00	0,00%
24	PV	-13,00	-13,00	0,00%	-15,40	-15,40	-0,01%
25	PV	220,00	220,00	0,00%	49,72	49,72	0,00%
26	PV	314,00	314,00	0,00%	9,89	9,89	-0,02%
27	PV	-71,00	-71,00	0,00%	-10,97	-10,97	0,02%
28	PQ	-17,00	-17,00	0,00%	-7,00	-7,00	0,00%
29	PQ	-24,00	-24,00	0,00%	-4,00	-4,00	0,00%
30	PQ	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%
31	PV	-36,00	-36,00	0,00%	4,56	4,57	-0,12%
32	PV	-59,00	-59,00	0,00%	-35,30	-35,34	-0,11%
33	PQ	-23,00	-23,00	0,00%	-9,00	-9,00	0,00%
34	PV	-59,00	-59,00	0,00%	-32,84	-32,83	0,02%
35	PQ	-33,00	-33,00	0,00%	-9,00	-9,00	0,00%
36	PV	-31,00	-31,00	0,00%	-18,92	-18,92	0,00%

37	PQ	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%
38	PQ	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%
39	PQ	-27,00	-27,00	0,00%	-11,00	-11,00	0,00%
40	PV	-66,00	-66,00	0,00%	3,77	3,77	0,03%
41	PQ	-37,00	-37,00	0,00%	-10,00	-10,00	0,00%
42	PV	-96,00	-96,00	0,00%	18,00	18,00	-0,02%
43	PQ	-18,00	-18,00	0,00%	-7,00	-7,00	0,00%
44	PQ	-16,00	-16,00	0,00%	-8,00	-8,00	0,00%
45	PQ	-53,00	-53,00	0,00%	-22,00	-22,00	0,00%
46	PV	-9,00	-9,00	0,00%	-15,25	-15,25	0,03%
47	PQ	-34,00	-34,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%
48	PQ	-20,00	-20,00	0,00%	-11,00	-11,00	0,00%
49	PV	117,00	117,00	0,00%	85,60	85,63	-0,04%
50	PQ	-17,00	-17,00	0,00%	-4,00	-4,00	0,00%
51	PQ	-17,00	-17,00	0,00%	-8,00	-8,00	0,00%
52	PQ	-18,00	-18,00	0,00%	-5,00	-5,00	0,00%
53	PQ	-23,00	-23,00	0,00%	-11,00	-11,00	0,00%
54	PV	-65,00	-65,00	0,00%	-28,10	-28,10	0,00%
55	PV	-63,00	-63,00	0,00%	-17,34	-17,34	0,00%
56	PV	-84,00	-84,00	0,00%	-20,29	-20,29	0,02%
57	PQ	-12,00	-12,00	0,00%	-3,00	-3,00	0,00%
58	PQ	-12,00	-12,00	0,00%	-3,00	-3,00	0,00%
59	PV	-122,00	-122,00	0,00%	-36,17	-36,17	0,01%
60	PQ	-78,00	-78,00	0,00%	-3,00	-3,00	0,00%
61	PV	160,00	160,00	0,00%	-40,40	-40,39	0,01%
62	PV	-77,00	-77,00	0,00%	-12,74	-12,74	0,02%
63	PQ	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%
64	PQ	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%
65	PV	391,00	391,00	0,00%	80,74	80,76	-0,02%
66	PV	353,00	353,00	0,00%	-19,95	-19,95	0,00%
67	PQ	-28,00	-28,00	0,00%	-7,00	-7,00	0,00%
68	PQ	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%
69	REF	513,40	513,48	-0,02%	-82,40	-82,39	0,02%
70	PV	-66,00	-66,00	0,00%	-10,34	-10,34	0,07%
71	PQ	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%
72	PV	-12,00	-12,00	0,00%	-11,10	-11,13	-0,27%
73	PV	-6,00	-6,00	0,00%	9,65	9,65	-0,01%
74	PV	-68,00	-68,00	0,00%	-32,63	-32,63	0,01%
75	PQ	-47,00	-47,00	0,00%	-11,00	-11,00	0,00%
76	PV	-68,00	-68,00	0,00%	-30,73	-30,73	0,00%

77	PV	-61,00	-61,00	0,00%	-16,14	-16,13	0,04%
78	PQ	-71,00	-71,00	0,00%	-26,00	-26,00	0,00%
79	PQ	-39,00	-39,00	0,00%	-32,00	-32,00	0,00%
80	PV	347,00	347,00	0,00%	78,90	78,90	0,00%
81	PQ	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%
82	PQ	-54,00	-54,00	0,00%	-27,00	-27,00	0,00%
83	PQ	-20,00	-20,00	0,00%	-10,00	-10,00	0,00%
84	PQ	-11,00	-11,00	0,00%	-7,00	-7,00	0,00%
85	PV	-24,00	-24,00	0,00%	-20,82	-20,82	-0,01%
86	PQ	-21,00	-21,00	0,00%	-10,00	-10,00	0,00%
87	PV	4,00	4,00	0,00%	11,02	11,02	-0,01%
88	PQ	-48,00	-48,00	0,00%	-10,00	-10,00	0,00%
89	PV	607,00	607,00	0,00%	-13,70	-13,66	0,28%
90	PV	-163,00	-163,00	0,00%	17,30	17,30	0,02%
91	PV	-10,00	-10,00	0,00%	-15,40	-15,40	-0,03%
92	PV	-65,00	-65,00	0,00%	-9,52	-9,51	0,02%
93	PQ	-12,00	-12,00	0,00%	-7,00	-7,00	0,00%
94	PQ	-30,00	-30,00	0,00%	-16,00	-16,00	0,00%
95	PQ	-42,00	-42,00	0,00%	-31,00	-31,00	0,00%
96	PQ	-38,00	-38,00	0,00%	-15,00	-15,00	0,00%
97	PQ	-15,00	-15,00	0,00%	-9,00	-9,00	0,00%
98	PQ	-34,00	-34,00	0,00%	-8,00	-8,00	0,00%
99	PV	-42,00	-42,00	0,00%	-17,50	-17,54	-0,21%
100	PV	215,00	215,00	0,00%	90,90	90,87	0,03%
101	PQ	-22,00	-22,00	0,00%	-15,00	-15,00	0,00%
102	PQ	-5,00	-5,00	0,00%	-3,00	-3,00	0,00%
103	PV	17,00	17,00	0,00%	25,69	25,69	0,00%
104	PV	-38,00	-38,00	0,00%	-17,00	-17,00	0,00%
105	PV	-31,00	-31,00	0,00%	-38,90	-38,89	0,04%
106	PQ	-43,00	-43,00	0,00%	-16,00	-16,00	0,00%
107	PV	-50,00	-50,00	0,00%	-5,44	-5,44	0,00%
108	PQ	-2,00	-2,00	0,00%	-1,00	-1,00	0,00%
109	PQ	-8,00	-8,00	0,00%	-3,00	-3,00	0,00%
110	PV	-39,00	-39,00	0,00%	-24,74	-24,74	0,00%
111	PV	36,00	36,00	0,00%	-1,84	-1,84	-0,21%
112	PV	-68,00	-68,00	0,00%	28,51	28,51	-0,01%
113	PV	-6,00	-6,00	0,00%	6,11	6,11	-0,05%
114	PQ	-8,00	-8,00	0,00%	-3,00	-3,00	0,00%
115	PQ	-22,00	-22,00	0,00%	-7,00	-7,00	0,00%
116	PV	-184,00	-184,00	0,00%	51,31	51,32	-0,03%

117	PQ	-20,00	-20,00	0,00%	-8,00	-8,00	0,00%
118	PQ	-33,00	-33,00	0,00%	-15,00	-15,00	0,00%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Tabela A. 3 - Variáveis de tensão e ângulo de fase, calculadas através dos métodos de NR e NR Desacoplado - Anarede®

Nº	V	V	Err %v	θ	θ	Err % θ
	Anarede®_NR (pu)	Anarede®_Desacoplado (pu)		Anarede®_NR (Graus)	Anarede®_Desacoplado (Graus)	
1	0,955	0,955	0%	11,00	11,00	0%
2	0,971	0,971	0%	11,50	11,50	0%
3	0,968	0,968	0%	11,90	11,90	0%
4	0,998	0,998	0%	15,60	15,60	0%
5	1,002	1,002	0%	16,00	16,00	0%
6	0,990	0,990	0%	13,30	13,30	0%
7	0,989	0,989	0%	12,90	12,90	0%
8	1,015	1,015	0%	21,10	21,10	0%
9	1,043	1,043	0%	28,30	28,30	0%
10	1,050	1,050	0%	35,90	35,90	0%
11	0,985	0,985	0%	13,00	13,00	0%
12	0,990	0,990	0%	12,50	12,50	0%
13	0,968	0,968	0%	11,60	11,60	0%
14	0,984	0,984	0%	11,80	11,80	0%
15	0,970	0,970	0%	11,50	11,50	0%
16	0,984	0,984	0%	12,20	12,20	0%
17	0,995	0,995	0%	14,00	14,00	0%
18	0,973	0,973	0%	11,80	11,80	0%
19	0,963	0,963	0%	11,30	11,30	0%
20	0,958	0,958	0%	12,20	12,20	0%
21	0,958	0,958	0%	13,80	13,80	0%
22	0,970	0,970	0%	16,30	16,30	0%
23	1,000	1,000	0%	21,30	21,30	0%
24	0,992	0,992	0%	21,10	21,10	0%
25	1,050	1,050	0%	28,20	28,20	0%
26	1,015	1,015	0%	30,00	30,00	0%
27	0,968	0,968	0%	15,60	15,60	0%
28	0,962	0,962	0%	13,90	13,90	0%
29	0,963	0,963	0%	12,90	12,90	0%
30	0,986	0,986	0%	19,00	19,00	0%
31	0,967	0,967	0%	13,00	13,00	0%
32	0,964	0,964	0%	15,10	15,10	0%
33	0,972	0,972	0%	10,90	10,90	0%
34	0,986	0,986	0%	11,50	11,50	0%
35	0,981	0,981	0%	11,10	11,10	0%
36	0,980	0,980	0%	11,10	11,10	0%
37	0,992	0,992	0%	12,00	12,00	0%
38	0,962	0,962	0%	17,10	17,10	0%
39	0,970	0,970	0%	8,60	8,60	0%
40	0,970	0,970	0%	7,53	7,53	0%
41	0,967	0,967	0%	7,08	7,08	0%

42	0,985	0,985	0%	8,68	8,68	0%
43	0,979	0,979	0%	11,50	11,50	0%
44	0,985	0,985	0%	13,90	13,90	0%
45	0,987	0,987	0%	15,80	15,80	0%
46	1,005	1,005	0%	18,60	18,60	0%
47	1,017	1,017	0%	20,80	20,80	0%
48	1,021	1,021	0%	20,00	20,00	0%
49	1,025	1,025	0%	21,00	21,00	0%
50	1,001	1,001	0%	19,00	19,00	0%
51	0,967	0,967	0%	16,40	16,40	0%
52	0,957	0,957	0%	15,40	15,40	0%
53	0,946	0,946	0%	14,40	14,40	0%
54	0,955	0,955	0%	15,40	15,40	0%
55	0,952	0,952	0%	15,10	15,10	0%
56	0,954	0,954	0%	15,30	15,30	0%
57	0,971	0,971	0%	16,50	16,50	0%
58	0,959	0,959	0%	15,60	15,60	0%
59	0,985	0,985	0%	19,50	19,50	0%
60	0,993	0,993	0%	23,20	23,20	0%
61	0,995	0,995	0%	24,10	24,10	0%
62	0,998	0,998	0%	23,50	23,50	0%
63	0,969	0,969	0%	22,80	22,80	0%
64	0,984	0,984	0%	24,60	24,60	0%
65	1,005	1,005	0%	27,70	27,70	0%
66	1,050	1,050	0%	27,60	27,60	0%
67	1,020	1,020	0%	24,90	24,90	0%
68	1,003	1,003	0%	27,60	27,60	0%
69	1,035	1,035	0%	30,00	30,00	0%
70	0,984	0,984	0%	22,60	22,60	0%
71	0,987	0,987	0%	22,20	22,20	0%
72	0,980	0,980	0%	21,10	21,10	0%
73	0,991	0,991	0%	22,00	22,00	0%
74	0,958	0,958	0%	21,70	21,70	0%
75	0,967	0,967	0%	22,90	22,90	0%
76	0,943	0,943	0%	21,80	21,80	0%
77	1,006	1,006	0%	26,80	26,80	0%
78	1,003	1,003	0%	26,50	26,50	0%
79	1,009	1,009	0%	26,80	26,80	0%
80	1,040	1,040	0%	29,00	29,00	0%
81	0,997	0,997	0%	28,20	28,20	0%
82	0,989	0,989	0%	27,30	27,30	0%
83	0,985	0,985	0%	28,50	28,50	0%
84	0,980	0,980	0%	31,00	31,00	0%
85	0,985	0,985	0%	32,60	32,60	0%
86	0,987	0,987	0%	31,20	31,20	0%
87	1,015	1,015	0%	31,40	31,40	0%

88	0,987	0,987	0%	35,70	35,70	0%
89	1,005	1,005	0%	39,70	39,70	0%
90	0,985	0,985	0%	33,30	33,30	0%
91	0,980	0,980	0%	33,40	33,40	0%
92	0,993	0,993	0%	33,80	33,80	0%
93	0,987	0,987	0%	30,80	30,80	0%
94	0,991	0,991	0%	28,70	28,70	0%
95	0,981	0,981	0%	27,70	27,70	0%
96	0,993	0,993	0%	27,60	27,60	0%
97	1,011	1,011	0%	27,90	27,90	0%
98	1,024	1,024	0%	27,40	27,40	0%
99	1,010	1,010	0%	27,10	27,10	0%
100	1,017	1,017	0%	28,10	28,10	0%
101	0,993	0,993	0%	29,70	29,70	0%
102	0,992	0,992	0%	32,30	32,30	0%
103	1,001	1,001	0%	24,50	24,50	0%
104	0,971	0,971	0%	21,70	21,70	0%
105	0,965	0,965	0%	20,60	20,60	0%
106	0,961	0,961	0%	20,40	20,40	0%
107	0,952	0,952	0%	17,60	17,60	0%
108	0,966	0,966	0%	19,40	19,40	0%
109	0,967	0,967	0%	19,00	19,00	0%
110	0,973	0,973	0%	18,10	18,10	0%
111	0,980	0,980	0%	19,80	19,80	0%
112	0,975	0,975	0%	15,00	15,00	0%
113	0,993	0,993	0%	14,00	14,00	0%
114	0,961	0,961	0%	14,70	14,70	0%
115	0,961	0,961	0%	14,70	14,70	0%
116	1,005	1,005	0%	27,20	27,20	0%
117	0,974	0,974	0%	11,00	11,00	0%
118	0,949	0,949	0%	21,90	21,90	0%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Tabela A. 4 - Variáveis de potência ativa e potência reativa, calculadas através dos métodos de NR e NR Desacoplado - Anarede®

Nº	P		Err %P	Q		Err %Q
	Anarede®_NR (MW)	Anarede®_Desacoplado (MW)		Anarede®_NR (Mvar)	Anarede®_Desacoplado (Mvar)	
1	-51,000	-51,00	0%	-30,10	-30,10	0%
2	-20,000	-20,00	0%	-9,00	-9,00	0%
3	-39,000	-39,00	0%	-10,00	-10,00	0%
4	-39,000	-39,00	0%	-27,00	-27,00	0%
5	0,000	0,00	0%	0,00	0,00	0%
6	-52,000	-52,00	0%	-6,07	-6,07	0%
7	-19,000	-19,00	0%	-2,00	-2,00	0%
8	-28,000	-28,00	0%	62,72	62,72	0%
9	0,000	0,00	0%	0,00	0,00	0%
10	450,000	450,00	0%	-51,00	-51,00	0%
11	-70,000	-70,00	0%	-23,00	-23,00	0%
12	38,000	38,00	0%	81,27	81,27	0%
13	-34,000	-34,00	0%	-16,00	-16,00	0%
14	-14,000	-14,00	0%	-1,00	-1,00	0%
15	-90,000	-90,00	0%	-25,94	-25,94	0%
16	-25,000	-25,00	0%	-10,00	-10,00	0%
17	-11,000	-11,00	0%	-3,00	-3,00	0%
18	-60,000	-60,00	0%	-7,64	-7,64	0%
19	-45,000	-45,00	0%	-35,20	-35,20	0%
20	-18,000	-18,00	0%	-3,00	-3,00	0%
21	-14,000	-14,00	0%	-8,00	-8,00	0%
22	-10,000	-10,00	0%	-5,00	-5,00	0%
23	-7,000	-7,00	0%	-3,00	-3,00	0%
24	-13,000	-13,00	0%	-15,40	-15,40	0%
25	220,000	220,00	0%	49,72	49,72	0%
26	314,000	314,00	0%	9,89	9,89	0%
27	-71,000	-71,00	0%	-10,97	-10,97	0%
28	-17,000	-17,00	0%	-7,00	-7,00	0%
29	-24,000	-24,00	0%	-4,00	-4,00	0%
30	0,000	0,00	0%	0,00	0,00	0%
31	-36,000	-36,00	0%	4,56	4,56	0%
32	-59,000	-59,00	0%	-35,30	-35,30	0%
33	-23,000	-23,00	0%	-9,00	-9,00	0%
34	-59,000	-59,00	0%	-32,84	-32,84	0%
35	-33,000	-33,00	0%	-9,00	-9,00	0%
36	-31,000	-31,00	0%	-18,92	-18,92	0%
37	0,000	0,00	0%	0,00	0,00	0%
38	0,000	0,00	0%	0,00	0,00	0%
39	-27,000	-27,00	0%	-11,00	-11,00	0%
40	-66,000	-66,00	0%	3,77	3,77	0%
41	-37,000	-37,00	0%	-10,00	-10,00	0%
42	-96,000	-96,00	0%	18,00	18,00	0%

43	-18,000	-18,00	0%	-7,00	-7,00	0%
44	-16,000	-16,00	0%	-8,00	-8,00	0%
45	-53,000	-53,00	0%	-22,00	-22,00	0%
46	-9,000	-9,00	0%	-15,25	-15,25	0%
47	-34,000	-34,00	0%	0,00	0,00	0%
48	-20,000	-20,00	0%	-11,00	-11,00	0%
49	117,000	117,00	0%	85,60	85,60	0%
50	-17,000	-17,00	0%	-4,00	-4,00	0%
51	-17,000	-17,00	0%	-8,00	-8,00	0%
52	-18,000	-18,00	0%	-5,00	-5,00	0%
53	-23,000	-23,00	0%	-11,00	-11,00	0%
54	-65,000	-65,00	0%	-28,10	-28,10	0%
55	-63,000	-63,00	0%	-17,34	-17,34	0%
56	-84,000	-84,00	0%	-20,29	-20,29	0%
57	-12,000	-12,00	0%	-3,00	-3,00	0%
58	-12,000	-12,00	0%	-3,00	-3,00	0%
59	-122,000	-122,00	0%	-36,17	-36,17	0%
60	-78,000	-78,00	0%	-3,00	-3,00	0%
61	160,000	160,00	0%	-40,40	-40,40	0%
62	-77,000	-77,00	0%	-12,74	-12,74	0%
63	0,000	0,00	0%	0,00	0,00	0%
64	0,000	0,00	0%	0,00	0,00	0%
65	391,000	391,00	0%	80,74	80,74	0%
66	353,000	353,00	0%	-19,95	-19,95	0%
67	-28,000	-28,00	0%	-7,00	-7,00	0%
68	0,000	0,00	0%	0,00	0,00	0%
69	513,400	513,40	0%	-82,40	-82,40	0%
70	-66,000	-66,00	0%	-10,34	-10,34	0%
71	0,000	0,00	0%	0,00	0,00	0%
72	-12,000	-12,00	0%	-11,10	-11,10	0%
73	-6,000	-6,00	0%	9,65	9,65	0%
74	-68,000	-68,00	0%	-32,63	-32,63	0%
75	-47,000	-47,00	0%	-11,00	-11,00	0%
76	-68,000	-68,00	0%	-30,73	-30,73	0%
77	-61,000	-61,00	0%	-16,14	-16,14	0%
78	-71,000	-71,00	0%	-26,00	-26,00	0%
79	-39,000	-39,00	0%	-32,00	-32,00	0%
80	347,000	347,00	0%	78,90	78,90	0%
81	0,000	0,00	0%	0,00	0,00	0%
82	-54,000	-54,00	0%	-27,00	-27,00	0%
83	-20,000	-20,00	0%	-10,00	-10,00	0%
84	-11,000	-11,00	0%	-7,00	-7,00	0%
85	-24,000	-24,00	0%	-20,82	-20,82	0%
86	-21,000	-21,00	0%	-10,00	-10,00	0%
87	4,000	4,00	0%	11,02	11,02	0%
88	-48,000	-48,00	0%	-10,00	-10,00	0%

89	607,000	607,00	0%	-13,70	-13,70	0%
90	-163,000	-163,00	0%	17,30	17,30	0%
91	-10,000	-10,00	0%	-15,40	-15,40	0%
92	-65,000	-65,00	0%	-9,52	-9,52	0%
93	-12,000	-12,00	0%	-7,00	-7,00	0%
94	-30,000	-30,00	0%	-16,00	-16,00	0%
95	-42,000	-42,00	0%	-31,00	-31,00	0%
96	-38,000	-38,00	0%	-15,00	-15,00	0%
97	-15,000	-15,00	0%	-9,00	-9,00	0%
98	-34,000	-34,00	0%	-8,00	-8,00	0%
99	-42,000	-42,00	0%	-17,50	-17,50	0%
100	215,000	215,00	0%	90,90	90,90	0%
101	-22,000	-22,00	0%	-15,00	-15,00	0%
102	-5,000	-5,00	0%	-3,00	-3,00	0%
103	17,000	17,00	0%	25,69	25,69	0%
104	-38,000	-38,00	0%	-17,00	-17,00	0%
105	-31,000	-31,00	0%	-38,90	-38,90	0%
106	-43,000	-43,00	0%	-16,00	-16,00	0%
107	-50,000	-50,00	0%	-5,44	-5,44	0%
108	-2,000	-2,00	0%	-1,00	-1,00	0%
109	-8,000	-8,00	0%	-3,00	-3,00	0%
110	-39,000	-39,00	0%	-24,74	-24,74	0%
111	36,000	36,00	0%	-1,84	-1,84	0%
112	-68,000	-68,00	0%	28,51	28,51	0%
113	-6,000	-6,00	0%	6,11	6,11	0%
114	-8,000	-8,00	0%	-3,00	-3,00	0%
115	-22,000	-22,00	0%	-7,00	-7,00	0%
116	-184,000	-184,00	0%	51,31	51,31	0%
117	-20,000	-20,00	0%	-8,00	-8,00	0%
118	-33,000	-33,00	0%	-15,00	-15,00	0%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Tabela A. 5 - Variáveis de Tensão e Ângulo de fase, calculadas através dos métodos de NR e NR Desacoplado - Algoritmo

Nº	V		Err %V	θ		Err % θ
	código_NR (pu)	Código_Desacoplado (pu)		Código_NR (graus)	Código_Desacoplado (graus)	
1	0,955	0,955	0%	10,98	10,98	0%
2	0,971	0,971	0%	11,52	11,52	0%
3	0,968	0,968	0%	11,87	11,87	0%
4	0,998	0,998	0%	15,58	15,58	0%
5	1,002	1,002	0%	16,03	16,03	0%
6	0,990	0,990	0%	13,30	13,30	0%
7	0,989	0,989	0%	12,86	12,86	0%
8	1,015	1,015	0%	21,05	21,05	0%
9	1,043	1,043	0%	28,30	28,30	0%
10	1,050	1,050	0%	35,88	35,88	0%
11	0,985	0,985	0%	13,02	13,02	0%
12	0,990	0,990	0%	12,50	12,50	0%
13	0,968	0,968	0%	11,64	11,64	0%
14	0,984	0,984	0%	11,78	11,78	0%
15	0,970	0,970	0%	11,49	11,49	0%
16	0,984	0,984	0%	12,20	12,20	0%
17	0,995	0,995	0%	14,01	14,01	0%
18	0,973	0,973	0%	11,79	11,79	0%
19	0,963	0,963	0%	11,31	11,31	0%
20	0,958	0,958	0%	12,19	12,19	0%
21	0,958	0,958	0%	13,78	13,78	0%
22	0,970	0,970	0%	16,33	16,33	0%
23	1,000	1,000	0%	21,25	21,25	0%
24	0,992	0,992	0%	21,12	21,12	0%
25	1,050	1,050	0%	28,18	28,18	0%
26	1,015	1,015	0%	29,96	29,96	0%
27	0,968	0,968	0%	15,61	15,61	0%
28	0,962	0,962	0%	13,89	13,89	0%
29	0,963	0,963	0%	12,90	12,90	0%
30	0,986	0,986	0%	19,04	19,04	0%
31	0,967	0,967	0%	13,01	13,01	0%
32	0,964	0,964	0%	15,05	15,05	0%
33	0,972	0,972	0%	10,86	10,86	0%
34	0,986	0,986	0%	11,51	11,50	0%
35	0,981	0,981	0%	11,08	11,08	0%
36	0,980	0,980	0%	11,08	11,08	0%
37	0,992	0,992	0%	11,97	11,97	0%
38	0,962	0,962	0%	17,11	17,11	0%
39	0,971	0,970	0%	8,60	8,60	0%
40	0,970	0,970	0%	7,53	7,53	0%
41	0,967	0,967	0%	7,08	7,08	0%

42	0,985	0,985	0%	8,67	8,67	0%
43	0,979	0,979	0%	11,46	11,46	0%
44	0,985	0,985	0%	13,95	13,95	0%
45	0,987	0,987	0%	15,78	15,78	0%
46	1,005	1,005	0%	18,58	18,58	0%
47	1,017	1,017	0%	20,80	20,80	0%
48	1,021	1,021	0%	20,03	20,02	0%
49	1,025	1,025	0%	21,03	21,03	0%
50	1,001	1,001	0%	18,99	18,99	0%
51	0,967	0,967	0%	16,37	16,37	0%
52	0,957	0,957	0%	15,42	15,42	0%
53	0,946	0,946	0%	14,44	14,44	0%
54	0,955	0,955	0%	15,35	15,35	0%
55	0,952	0,952	0%	15,06	15,06	0%
56	0,954	0,954	0%	15,25	15,25	0%
57	0,971	0,971	0%	16,45	16,46	0%
58	0,959	0,959	0%	15,60	15,60	0%
59	0,985	0,985	0%	19,45	19,45	0%
60	0,993	0,993	0%	23,23	23,23	0%
61	0,995	0,995	0%	24,13	24,13	0%
62	0,998	0,998	0%	23,51	23,51	0%
63	0,969	0,969	0%	22,83	22,83	0%
64	0,984	0,984	0%	24,60	24,60	0%
65	1,005	1,005	0%	27,72	27,72	0%
66	1,050	1,050	0%	27,56	27,56	0%
67	1,020	1,020	0%	24,92	24,92	0%
68	1,003	1,003	0%	27,60	27,60	0%
69	1,035	1,035	0%	30,00	30	0%
70	0,984	0,984	0%	22,62	22,62	0%
71	0,987	0,987	0%	22,21	22,21	0%
72	0,980	0,980	0%	21,11	21,11	0%
73	0,991	0,991	0%	22,00	22,00	0%
74	0,958	0,958	0%	21,67	21,67	0%
75	0,967	0,967	0%	22,93	22,93	0%
76	0,943	0,943	0%	21,80	21,80	0%
77	1,006	1,006	0%	26,76	26,76	0%
78	1,003	1,003	0%	26,45	26,45	0%
79	1,009	1,009	0%	26,75	26,75	0%
80	1,040	1,040	0%	29,00	29,00	0%
81	0,997	0,997	0%	28,15	28,15	0%
82	0,989	0,989	0%	27,28	27,28	0%
83	0,985	0,985	0%	28,46	28,46	0%
84	0,980	0,980	0%	31,00	31,00	0%
85	0,985	0,985	0%	32,55	32,55	0%
86	0,987	0,987	0%	31,18	31,18	0%
87	1,015	1,015	0%	31,44	31,44	0%

88	0,988	0,987	0%	35,68	35,68	0%
89	1,005	1,005	0%	39,73	39,73	0%
90	0,985	0,985	0%	33,33	33,33	0%
91	0,980	0,980	0%	33,35	33,35	0%
92	0,993	0,993	0%	33,84	33,84	0%
93	0,987	0,987	0%	30,84	30,84	0%
94	0,991	0,991	0%	28,69	28,69	0%
95	0,981	0,981	0%	27,72	27,72	0%
96	0,993	0,993	0%	27,55	27,55	0%
97	1,011	1,011	0%	27,92	27,92	0%
98	1,024	1,024	0%	27,45	27,45	0%
99	1,010	1,010	0%	27,08	27,08	0%
100	1,017	1,017	0%	28,08	28,08	0%
101	0,993	0,993	0%	29,65	29,65	0%
102	0,992	0,992	0%	32,34	32,34	0%
103	1,001	1,001	0%	24,48	24,48	0%
104	0,971	0,971	0%	21,74	21,74	0%
105	0,965	0,965	0%	20,63	20,63	0%
106	0,961	0,961	0%	20,38	20,38	0%
107	0,952	0,952	0%	17,58	17,58	0%
108	0,966	0,966	0%	19,43	19,43	0%
109	0,967	0,967	0%	18,98	18,98	0%
110	0,973	0,973	0%	18,14	18,14	0%
111	0,980	0,980	0%	19,78	19,78	0%
112	0,975	0,975	0%	15,04	15,04	0%
113	0,993	0,993	0%	14,00	14,00	0%
114	0,961	0,961	0%	14,73	14,73	0%
115	0,961	0,961	0%	14,72	14,72	0%
116	1,005	1,005	0%	27,17	27,17	0%
117	0,974	0,974	0%	10,96	10,96	0%
118	0,949	0,949	0%	21,95	21,95	0%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Tabela A. 6 - Variáveis de potência ativa e potência reativa, calculadas através dos métodos de NR e NR Desacoplado - Algoritmo

Nº	P Código_NR (MW)	P Código_Desacoplado (MW)	Err %P	Q Código_Acoplado (Mvar)	Q Código_Desacoplado (Mvar)	Err %Q
1	-51,00	-51,00	0%	-30,10	-30,10	0%
2	-20,00	-20,01	0%	-9,00	-9,00	0%
3	-39,00	-38,99	0%	-10,00	-10,00	0%
4	-39,00	-38,98	0%	-27,01	-27,01	0%
5	0,00	0,00	0%	0,00	0,00	0%
6	-52,00	-52,01	0%	-6,07	-6,06	0%
7	-19,00	-18,99	0%	-2,00	-2,01	-1%
8	-28,00	-28,00	0%	62,73	62,73	0%
9	0,00	0,00	0%	0,00	0,00	0%
10	450,00	450,00	0%	-51,04	-51,04	0%
11	-70,00	-70,02	0%	-23,00	-23,00	0%
12	38,00	38,00	0%	81,27	81,28	0%
13	-34,00	-33,98	0%	-16,00	-16,01	0%
14	-14,00	-13,99	0%	-1,00	-0,99	1%
15	-90,00	-90,01	0%	-25,93	-25,94	0%
16	-25,00	-25,00	0%	-10,00	-10,00	0%
17	-11,00	-10,99	0%	-3,00	-2,97	1%
18	-60,00	-60,00	0%	-7,63	-7,64	0%
19	-45,00	-45,00	0%	-35,17	-35,17	0%
20	-18,00	-18,00	0%	-3,00	-3,00	0%
21	-14,00	-14,00	0%	-8,00	-8,00	0%
22	-10,00	-10,00	0%	-5,00	-5,00	0%
23	-7,00	-7,00	0%	-3,00	-2,99	0%
24	-13,00	-13,00	0%	-15,40	-15,41	0%
25	220,00	220,00	0%	49,72	49,72	0%
26	314,00	314,00	0%	9,89	9,89	0%
27	-71,00	-70,99	0%	-10,97	-10,97	0%
28	-17,00	-17,00	0%	-7,00	-7,00	0%
29	-24,00	-24,04	0%	-4,00	-4,00	0%
30	0,00	0,00	0%	0,00	0,00	0%
31	-36,00	-35,96	0%	4,57	4,56	0%
32	-59,00	-59,00	0%	-35,34	-35,34	0%
33	-23,00	-23,00	0%	-9,00	-8,99	0%
34	-59,00	-59,02	0%	-32,83	-32,84	0%
35	-33,00	-33,00	0%	-9,00	-8,99	0%
36	-31,00	-31,00	0%	-18,92	-18,93	0%
37	0,00	0,03	0%	0,00	0,00	0%
38	0,00	0,00	0%	0,00	0,00	0%
39	-27,00	-27,02	0%	-11,00	-11,00	0%
40	-66,00	-65,98	0%	3,77	3,77	0%
41	-37,00	-37,01	0%	-10,00	-9,99	0%
42	-96,00	-96,00	0%	18,00	18,00	0%

43	-18,00	-18,00	0%	-7,00	-7,00	0%
44	-16,00	-16,01	0%	-8,00	-8,00	0%
45	-53,00	-52,99	0%	-22,00	-22,00	0%
46	-9,00	-9,00	0%	-15,25	-15,25	0%
47	-34,00	-34,00	0%	0,00	0,00	0%
48	-20,00	-20,00	0%	-11,00	-10,99	0%
49	117,00	116,99	0%	85,63	85,62	0%
50	-17,00	-16,99	0%	-4,00	-4,01	0%
51	-17,00	-16,97	0%	-8,00	-8,01	0%
52	-18,00	-18,02	0%	-5,00	-4,99	0%
53	-23,00	-23,00	0%	-11,00	-11,00	0%
54	-65,00	-65,00	0%	-28,10	-28,10	0%
55	-63,00	-63,00	0%	-17,34	-17,34	0%
56	-84,00	-84,00	0%	-20,29	-20,29	0%
57	-12,00	-11,99	0%	-3,00	-2,99	0%
58	-12,00	-12,02	0%	-3,00	-3,00	0%
59	-122,00	-122,00	0%	-36,17	-36,17	0%
60	-78,00	-77,98	0%	-3,00	-3,01	0%
61	160,00	159,98	0%	-40,39	-40,39	0%
62	-77,00	-77,00	0%	-12,74	-12,74	0%
63	0,00	0,00	0%	0,00	0,00	0%
64	0,00	0,00	0%	0,00	0,00	0%
65	391,00	391,00	0%	80,76	80,76	0%
66	353,00	353,00	0%	-19,95	-19,95	0%
67	-28,00	-28,00	0%	-7,00	-7,00	0%
68	0,00	0,00	0%	0,00	0,00	0%
69	513,48	513,48	0%	-82,39	-82,38	0%
70	-66,00	-66,01	0%	-10,34	-10,33	0%
71	0,00	0,01	0%	0,00	0,00	0%
72	-12,00	-12,00	0%	-11,13	-11,13	0%
73	-6,00	-6,00	0%	9,65	9,65	0%
74	-68,00	-68,00	0%	-32,63	-32,62	0%
75	-47,00	-47,00	0%	-11,00	-11,01	0%
76	-68,00	-67,99	0%	-30,73	-30,73	0%
77	-61,00	-60,98	0%	-16,13	-16,11	0%
78	-71,00	-71,01	0%	-26,00	-26,03	0%
79	-39,00	-39,00	0%	-32,00	-32,00	0%
80	347,00	347,00	0%	78,90	78,90	0%
81	0,00	0,00	0%	0,00	0,00	0%
82	-54,00	-54,02	0%	-27,00	-27,00	0%
83	-20,00	-20,04	0%	-10,00	-9,97	0%
84	-11,00	-10,91	1%	-7,00	-7,03	0%
85	-24,00	-24,05	0%	-20,82	-20,81	0%
86	-21,00	-21,00	0%	-10,00	-10,00	0%
87	4,00	4,00	0%	11,02	11,02	0%
88	-48,00	-48,00	0%	-10,00	-10,00	0%

89	607,00	607,00	0%	-13,66	-13,66	0%
90	-163,00	-163,00	0%	17,30	17,30	0%
91	-10,00	-10,00	0%	-15,40	-15,40	0%
92	-65,00	-65,00	0%	-9,51	-9,51	0%
93	-12,00	-12,00	0%	-7,00	-7,01	0%
94	-30,00	-30,04	0%	-16,00	-15,97	0%
95	-42,00	-41,97	0%	-31,00	-31,02	0%
96	-38,00	-38,00	0%	-15,00	-14,99	0%
97	-15,00	-15,00	0%	-9,00	-9,00	0%
98	-34,00	-34,00	0%	-8,00	-8,00	0%
99	-42,00	-42,00	0%	-17,54	-17,54	0%
100	215,00	215,01	0%	90,87	90,86	0%
101	-22,00	-22,00	0%	-15,00	-15,00	0%
102	-5,00	-5,00	0%	-3,00	-3,00	0%
103	17,00	17,00	0%	25,69	25,69	0%
104	-38,00	-38,00	0%	-17,00	-17,00	0%
105	-31,00	-31,00	0%	-38,89	-38,91	0%
106	-43,00	-43,00	0%	-16,00	-15,99	0%
107	-50,00	-50,00	0%	-5,44	-5,44	0%
108	-2,00	-1,94	3%	-1,00	-0,95	5%
109	-8,00	-8,07	-1%	-3,00	-3,03	-1%
110	-39,00	-38,98	0%	-24,74	-24,75	0%
111	36,00	36,00	0%	-1,84	-1,84	0%
112	-68,00	-68	0%	28,51	28,51	0%
113	-6,00	-6,00	0%	6,11	6,10	0%
114	-8,00	-8,00	0%	-3,00	-3,01	0%
115	-22,00	-22,00	0%	-7,00	-7,00	0%
116	-184,00	-184,00	0%	51,32	51,32	0%
117	-20,00	-20,00	0%	-8,00	-8,00	0%
118	-33,00	-33,01	0%	-15,00	-15,00	0%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

Tabela A.7 - Valores dos erros máximos calculados através do método de Newton-Raphson para cada variável do sistema

Variável	Maior Erro %
V	0,01%
θ	0,01%
P	2,99%
Q	4,70%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2024.

ANEXO A - DADOS DE BARRA DO SISTEMA IEEE 118 BARRAS

As informações apresentadas nesse anexo são referentes aos dados de cada barra do sistema IEEE 118 barras.

A ordem definida para inserção dos dados característicos de cada barra no arquivo barra, é “nome da barra”, “tipo da barra”, “tensão, em PU”, “ângulo de fase, em graus”, “geração ativa, em MW”, “geração reativa, em Mvar”, “geração reativa mínima, em Mvar”, “geração reativa máxima, em Mvar”, “carga ativa, em MW”, “carga reativa, em Mvar” e “valor do reator *shunt*, em Mvar”. O Tabela A. 1 possui um caso preenchido para o sistema IEEE 118 barras.

Tabela A. 1 - Dados de barra do sistema IEEE 118

Nº	Tipo	V (pu)	Theta (graus)	PG (MW)	Qg (MVar)	Qn (MVar)	Qm (MVar)	PI (MW)	QI (MVar)	Qn (Mvar)
1	2	955	10,7	0	0	-5	15	51	27	0
2	1	971	11,2	0	0	0	0	20	9	0
3	1	968	11,6	0	0	0	0	39	10	0
4	2	998	15,3	-9	0	-300	300	30	12	0
5	1	1002	15,7	0	0	0	0	0	0	-40
6	2	990	13	0	0	-13	50	52	22	0
7	1	989	12,6	0	0	0	0	19	2	0
8	2	1015	20,8	-28	0	-300	300	0	0	0
9	1	1043	28	0	0	0	0	0	0	0
10	2	1050	35,6	450	0	-147	200	0	0	0
11	1	985	12,7	0	0	0	0	70	23	0
12	2	990	12,2	85	0	-35	120	47	10	0
13	1	968	11,4	0	0	0	0	34	16	0
14	1	984	11,5	0	0	0	0	14	1	0
15	2	970	11,2	0	0	-10	30	90	30	0
16	1	984	11,9	0	0	0	0	25	10	0
17	1	995	13,7	0	0	0	0	11	3	0
18	2	973	11,5	0	0	-16	50	60	34	0
19	2	963	11,1	0	0	-8	24	45	25	0
20	1	958	11,9	0	0	0	0	18	3	0
21	1	959	13,5	0	0	0	0	14	8	0
22	1	970	16,1	0	0	0	0	10	5	0
23	1	1000	21	0	0	0	0	7	3	0
24	2	992	20,9	-13	0	-300	300	0	0	0
25	2	1050	27,9	220	0	-47	140	0	0	0
26	2	1015	29,7	314	0	-1000	1000	0	0	0
27	2	968	15,4	-9	0	-300	300	62	13	0
28	1	962	13,6	0	0	0	0	17	7	0
29	1	963	12,6	0	0	0	0	24	4	0
30	1	968	18,8	0	0	0	0	0	0	0

31	2	967	12,8	7	0	-300	300	43	27	0
32	2	964	14,8	0	0	-14	42	59	23	0
33	1	972	10,6	0	0	0	0	23	9	0
34	2	986	11,3	0	0	-8	24	59	26	14
35	1	981	10,9	0	0	0	0	33	9	0
36	2	980	10,9	0	0	-8	24	31	17	0
37	1	992	11,8	0	0	0	0	0	0	-25
38	1	962	16,9	0	0	0	0	0	0	0
39	1	970	84	0	0	0	0	27	11	0
40	2	970	74	-46	0	-300	300	20	23	0
41	1	967	69	0	0	0	0	37	10	0
42	2	985	85	-59	0	-300	300	37	23	0
43	1	978	11,3	0	0	0	0	18	7	0
44	1	985	13,8	0	0	0	0	16	8	10
45	1	987	15,7	0	0	0	0	53	22	10
46	2	1005	18,5	19	0	-100	100	28	10	10
47	1	1017	20,7	0	0	0	0	34	0	0
48	1	1021	19,9	0	0	0	0	20	11	15
49	2	1025	20,9	204	0	-85	210	87	30	0
50	1	1001	18,9	0	0	0	0	17	4	0
51	1	967	16,3	0	0	0	0	17	8	0
52	1	957	15,3	0	0	0	0	18	5	0
53	1	946	14,4	0	0	0	0	23	11	0
54	2	955	15,3	48	0	-300	300	113	32	0
55	2	952	15	0	0	-8	23	63	22	0
56	2	954	15,2	0	0	-8	15	84	18	0
57	1	971	16,4	0	0	0	0	12	3	0
58	1	959	15,5	0	0	0	0	12	3	0
59	2	985	19,4	155	0	-60	180	277	113	0
60	1	993	23,2	0	0	0	0	78	3	0
61	2	995	24	160	0	-100	300	0	0	0
62	2	998	23,4	0	0	-20	20	77	14	0
63	1	969	22,8	0	0	0	0	0	0	0
64	1	984	24,5	0	0	0	0	0	0	0
65	2	1005	27,7	391	0	-67	200	0	0	0
66	2	1050	27,5	392	0	-67	200	39	18	0
67	1	1020	24,8	0	0	0	0	28	7	0
68	1	1003	27,6	0	0	0	0	0	0	0
69	3	1035	30	5164	0	-300	300	0	0	0
70	2	984	22,6	0	0	-10	32	66	20	0
71	1	987	22,2	0	0	0	0	0	0	0
72	2	980	21	-12	0	-100	100	0	0	0
73	2	991	21,9	-6	0	-100	100	0	0	0
74	2	958	21,6	0	0	-6	9	68	27	12
75	1	967	22,9	0	0	0	0	47	11	0
76	2	943	21,8	0	0	-8	23	68	36	0
77	2	1006	26,7	0	0	-20	70	61	28	0
78	1	1003	26,4	0	0	0	0	71	26	0

79	1	1009	26,7	0	0	0	0	39	32	20
80	2	1040	29	477	0	-165	280	130	26	0
81	1	997	28,1	0	0	0	0	0	0	0
82	1	989	27,2	0	0	0	0	54	27	20
83	1	985	28,4	0	0	0	0	20	10	10
84	1	980	31	0	0	0	0	11	7	0
85	2	985	32,5	0	0	-8	23	24	15	0
86	1	987	31,1	0	0	0	0	21	10	0
87	2	1015	31,4	4	0	-100	1000	0	0	0
88	1	987	35,6	0	0	0	0	48	10	0
89	2	1005	39,7	607	0	-210	300	0	0	0
90	2	985	33,3	-85	0	-300	300	78	42	0
91	2	980	33,3	-10	0	-100	100	0	0	0
92	2	993	33,8	0	0	-3	9	65	10	0
93	1	987	30,8	0	0	0	0	12	7	0
94	1	991	28,6	0	0	0	0	30	16	0
95	1	981	27,7	0	0	0	0	42	31	0
96	1	993	27,5	0	0	0	0	38	15	0
97	1	1011	27,9	0	0	0	0	15	9	0
98	1	1024	27,4	0	0	0	0	34	8	0
99	2	1010	27	-42	0	-100	100	0	0	0
100	2	1017	28	252	0	-50	155	37	18	0
101	1	993	29,6	0	0	0	0	22	15	0
102	1	991	32,3	0	0	0	0	5	3	0
103	2	1001	24,4	40	0	-15	40	23	16	0
104	2	971	21,7	0	0	-8	23	38	25	0
105	2	965	20,6	0	0	-8	23	31	26	20
106	1	962	20,3	0	0	0	0	43	16	0
107	2	952	17,5	-22	0	-200	200	28	12	6
108	1	967	19,4	0	0	0	0	2	1	0
109	1	967	18,9	0	0	0	0	8	3	0
110	2	973	18,1	0	0	-8	23	39	30	6
111	2	980	19,7	36	0	-100	1000	0	0	0
112	2	975	15	-43	0	-100	1000	25	13	0
113	2	993	13,7	-6	0	-100	200	0	0	0
114	1	960	14,5	0	0	0	0	8	3	0
115	1	960	14,5	0	0	0	0	22	7	0
116	2	1005	27,1	-184	0	-1000	1000	0	0	0
117	1	974	10,7	0	0	0	0	20	8	0
118	1	949	21,9	0	0	0	0	33	15	0

Fonte: Cepel, 2023.

ANEXO B - DADOS DE LINHA DO SISTEMA IEEE 118 BARRAS

As informações apresentadas nesse anexo são referentes aos dados de interligação entre as barras do sistema IEEE 118 barras.

A ordem definida para inserção dos dados característicos das linhas, no arquivo trechos, é “da barra”, “para barra”, “valor da resistência do circuito em percentual”, “valor da reatância do circuito em percentual” e “Valor do tap referido à barra definida no campo Da Barra, em p.u”. A Tabela B.1 é um caso preenchido da sequência citada.

Tabela B. 1 - Dados de Linha do sistema IEEE 118 barras

De	Para	R%	X%	Mvar	Tap
1	2	3,03	9,99	2,54	1
1	3	1,29	4,24	1,082	1
2	12	1,87	6,16	1,572	1
3	5	2,41	10,8	2,84	1
3	12	4,84	16	4,06	1
4	5	0,176	0,798	0,21	1
4	11	2,09	6,88	1,748	1
5	6	1,19	5,4	1,426	1
5	11	2,03	6,82	1,738	1
6	7	0,459	2,08	0,55	1
7	12	0,862	3,4	0,874	1
8	5	0	2,67	0	0,985
8	9	0,244	3,05	116,2	1
8	30	0,431	5,04	51,4	1
9	10	0,258	3,22	123	1
11	12	0,595	1,96	0,502	1
11	13	2,225	7,31	1,876	1
12	14	2,15	7,07	1,816	1
12	16	2,12	8,34	2,14	1
12	117	3,29	14	3,58	1
13	15	7,44	24,44	6,268	1
14	15	5,95	19,5	5,02	1
15	17	1,32	4,37	4,44	1
15	19	1,2	3,94	1,01	1
15	33	3,8	12,44	3,194	1
16	17	4,54	18,01	4,66	1
17	18	1,23	5,05	1,298	1
17	31	4,74	15,63	3,99	1
17	113	0,913	3,01	0,768	1
18	19	1,119	4,93	1,142	1
19	20	2,52	11,7	2,98	1

19	34	7,52	24,7	6,32	1
20	21	1,83	8,49	2,16	1
21	22	2,09	9,7	2,46	1
22	23	3,42	15,9	4,04	1
23	24	1,35	4,92	4,98	1
23	25	1,56	8	8,64	1
23	32	3,17	11,53	11,73	1
24	70	0,221	41,15	10,198	1
24	72	4,88	19,6	4,88	1
25	27	3,18	16,3	17,64	1
26	25	0	3,82	0	0,96
26	30	0,799	8,6	90,8	1
27	28	1,913	8,55	2,16	1
27	32	2,29	7,55	1,926	1
27	115	1,64	7,41	1,972	1
28	29	2,37	9,43	2,38	1
29	31	1,08	3,31	0,83	1
30	17	0	3,88	0	0,96
30	38	0,464	5,4	42,2	1
31	32	2,98	9,85	2,51	1
32	113	6,15	20,3	5,18	1
32	114	1,35	6,12	1,628	1
33	37	4,15	14,2	3,66	1
34	36	0,871	2,68	0,568	1
34	37	0,256	0,94	0,984	1
34	43	4,13	16,81	4,226	1
35	36	0,224	1,02	0,268	1
35	37	1,1	4,97	1,318	1
37	39	3,21	10,6	2,7	1
37	40	5,93	16,8	4,2	1
38	37	0	3,75	0	0,935
38	65	0,901	9,86	104,6	1
39	40	1,84	6,05	1,552	1
40	41	1,45	4,87	1,222	1
40	42	5,55	18,3	4,66	1
41	42	4,1	13,5	3,44	1
42	49	7,15	32,3	8,6	1
42	49	7,15	32,3	8,6	1
43	44	6,08	24,54	6,068	1
44	45	2,24	9,01	2,24	1
45	46	4	13,56	3,32	1
45	49	6,84	18,6	4,44	1
46	47	3,8	12,7	3,16	1
46	48	6,01	18,9	4,72	1
47	49	1,91	6,25	1,604	1
47	69	8,44	27,78	7,092	1
48	49	1,79	5,05	1,258	1
49	50	2,67	7,52	1,874	1

49	51	4,86	13,7	3,42	1
49	54	7,3	28,9	7,38	1
49	54	8,69	29,1	7,3	1
49	66	1,8	9,19	2,48	1
49	66	1,8	9,19	2,48	1
49	69	9,85	32,4	8,28	1
50	57	4,74	13,4	3,32	1
51	52	2,03	5,88	1,396	1
51	58	2,55	7,19	1,788	1
52	53	4,05	16,35	4,058	1
53	54	2,63	12,2	3,1	1
54	55	1,69	7,07	2,02	1
54	56	0,275	0,955	0,732	1
54	59	5,03	22,93	5,98	1
55	56	0,488	1,51	0,374	1
55	59	4,739	21,58	5,646	1
56	57	3,43	9,66	2,42	1
56	58	3,43	9,66	2,42	1
56	59	8,25	25,1	5,69	1
56	59	8,03	23,9	5,36	1
59	60	3,17	14,5	3,76	1
59	61	3,28	15	3,88	1
60	61	0,264	1,35	1,456	1
60	62	1,23	5,61	1,468	1
61	62	0,824	3,76	0,98	1
62	66	4,82	21,8	5,78	1
62	67	2,58	11,7	3,1	1
63	59	0	3,86	0	0,96
63	64	0,172	2	21,6	1
64	61	0	2,68	0	0,985
64	65	0,269	3,02	38	1
65	66	0	3,7	0	0,935
65	68	0,138	1,6	63,8	1
66	67	2,24	10,15	2,682	1
68	69	0	3,7	0	0,935
68	81	0,175	2,02	80,8	1
68	116	0,034	0,405	16,4	1
69	70	3	12,7	12,2	1
69	75	4,05	12,2	12,4	1
69	77	3,09	10,1	10,38	1
70	71	0,882	3,55	0,878	1
70	74	4,01	13,23	3,368	1
70	75	4,28	14,1	3,6	1
71	72	4,46	18	4,444	1
71	73	0,866	4,54	1,178	1
74	75	1,23	4,06	1,034	1
75	77	6,01	19,99	4,978	1
75	118	1,45	4,81	1,198	1

76	77	4,44	14,8	3,68	1
76	118	1,64	5,44	1,356	1
77	78	0,376	1,24	1,264	1
77	80	1,7	4,85	4,72	1
77	80	2,94	10,5	2,28	1
77	82	2,98	8,53	8,174	1
78	79	0,546	2,44	0,648	1
79	80	1,56	7,04	1,87	1
80	96	3,56	18,2	4,94	1
80	97	1,83	9,34	2,54	1
80	98	2,38	10,8	2,86	1
80	99	4,54	20,6	5,46	1
81	80	0	3,7	0	0,935
82	83	1,12	3,665	3,796	1
82	96	1,62	5,3	5,44	1
83	84	6,25	13,2	2,58	1
83	85	4,3	14,8	3,48	1
84	85	3,02	6,41	1,234	1
85	86	3,5	12,3	2,76	1
85	88	2	10,2	2,76	1
85	89	2,39	17,3	4,7	1
86	87	2,828	20,74	4,45	1
88	89	1,39	7,12	1,934	1
89	90	5,18	18,8	5,28	1
89	90	2,38	9,97	10,6	1
89	92	0,99	5,05	5,48	1
89	92	3,93	15,81	4,14	1
90	91	2,54	8,36	2,14	1
91	92	3,87	12,72	3,268	1
92	93	2,58	8,48	2,18	1
92	94	4,81	15,8	4,06	1
92	100	6,48	29,5	4,72	1
92	102	1,23	5,59	1,464	1
93	94	2,23	7,32	1,876	1
94	95	1,32	4,34	1,11	1
94	96	2,69	8,69	2,3	1
94	100	1,78	5,8	6,04	1
95	96	1,71	5,47	1,474	1
96	97	1,73	8,85	2,4	1
98	100	3,97	17,9	4,76	1
99	100	1,8	8,13	2,16	1
100	101	2,77	12,62	3,28	1
100	103	1,6	5,25	5,36	1
100	104	4,51	20,4	5,41	1
100	106	6,05	22,9	6,2	1
101	102	2,46	11,2	2,94	1
103	104	4,66	15,84	4,07	1
103	105	5,35	16,25	4,08	1

103	110	3,906	18,13	4,61	1
104	105	0,994	3,78	0,986	1
105	106	1,4	5,47	1,434	1
105	107	5,3	18,3	4,72	1
105	108	2,61	7,03	1,844	1
106	107	5,3	18,3	4,72	1
108	109	1,05	2,88	0,76	1
109	110	2,78	7,62	2,02	1
110	111	2,2	7,55	2	1
110	112	2,47	6,4	6,2	1
114	115	0,23	1,04	0,276	1

Fonte: Cepel, 2023.

ANEXO C – DADOS DO MANUAL PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA – UTILIZADOS NO CÓDIGO

Esse anexo contém os quadros referentes aos códigos executáveis DBAR e DLIN, respectivamente, utilizados pelo *software* Anarede®. Estes códigos foram apresentados devido a possuírem as principais informações utilizadas para implementação do algoritmo cálculo do fluxo de potência.

DBAR

Quadro C. 1 – Formato de dados de barra CA

Campo	Colunas	Descrição	Default
Número	01-05	Número de identificação da barra CA.	
Operação	06-06	A ou 0 - adição de dados de barra. E ou 1 - eliminação de dados de barra. M ou 2 - modificação de dados de barra.	A
Estado	07-07	L se a barra estiver em operação (ligado). D se a barra circuito estiver fora de operação (desligado).	L
Tipo	08-08	0 - barra de carga (PQ - Injeções de potências ativa e reativa fixas). 1 - barra de tensão regulada (PV - Injeção de potência ativa e Magnitude de tensão fixas). 2 - barra de referência (V , Magnitude da tensão e Ângulo de fase fixo). 3 - barra de carga com limite de tensão (PQ - Injeções de potências ativa e reativa fixas enquanto a magnitude de tensão permanecer entre os valores limites).	0
Grupo de Base de Tensão	09-10	Identificador de Grupo Base de Tensão ao qual pertence a barra CA, composto por até dois caracteres do tipo dígito (0 a 9) ou caracter (A a Z), conforme definido no Código de Execução <i>DGBT</i> . Os valores associados aos Grupos Base de Tensão são definidos no código de execução <i>DGBT</i> . Os grupos que não forem definidos terão valor igual a 1 kV.	0
Nome	11-22	Identificação alfanumérica da barra.	
Grupo de Limite de Tensão	23-24	Identificador de Grupo de Limite de Tensão ao qual pertence a barra CA, composto por até dois caracteres do tipo dígito (0 a 9) ou caracter (A a Z), conforme definido no Código de Execução <i>DGLT</i> . Os valores associados aos Grupos de Limite de Tensão são definidos no Código de Execução <i>DGLT</i> . Os grupos que não forem definidos terão valores limites de tensão, mínimo e máximo, iguais a 0.8 e 1.2 pu, respectivamente.	0

Tensão	25-28	Valor inicial da magnitude da tensão, em p.u. Para barra de tensão controlada, remotamente ou não, por geração de potência reativa ou por variação de tap de transformador, este campo deve ser preenchido com o valor da magnitude da tensão a ser mantido constante. Ponto decimal implícito entre as colunas 25 e 26.	1,0
Ângulo	29-32	Ângulo de fase inicial da tensão da barra, em graus.	0,0
Geração Ativa	33-37	Valor de geração de potência ativa na barra, em MW. Este campo define o ponto base de operação sobre o qual as ações de controle são executadas de modo a manter o intercâmbio de potência ativa programado entre áreas. Os erros de intercâmbio de potência ativa entre áreas são distribuídos entre os geradores das áreas, com base neste valor e de acordo com a participação de cada gerador.	0,0
Geração Reativa	38-42	Valor de geração de potência reativa na barra, em Mvar. Para barra de carga este valor é fixo. Para barra de carga com limite de tensão este valor é mantido constante, enquanto a magnitude da tensão permanecer entre os limites especificados. Para barras de tensão regulada e de referência com limites de geração de potência reativa especificados, este campo pode ser deixado em branco.	0,0
Geração Reativa Mínima	43-47	Valor do limite mínimo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.	•
Geração Reativa Máxima	48-52	Valor do limite máximo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.	•
Barra Controlada	53-58	Para barras de tensão regulada e de referência, com limites de potência reativa especificados, este campo destina-se ao número da barra cuja magnitude da tensão será controlada. O valor da magnitude da tensão a ser mantido é obtido no campo Tensão do registro relativo à barra.	A própria barra
Carga Ativa	59-63	Valor da carga ativa da barra, em MW. No caso da carga variar com a magnitude da tensão da barra, entre neste campo o valor da carga para a tensão especificada no campo Tensão Para Definição de Carga.	0,0
Carga Reativa	64-68	Valor da carga reativa da barra, em Mvar. No caso da carga variar com a magnitude da tensão da barra, entre neste campo o valor da carga para a tensão especificada no campo Tensão Para Definição de Carga.	0,0
Capacitor Reator	69-73	Valor total da potência reativa injetada na barra, em Mvar, por bancos de capacitores/reatores. O valor a ser preenchido neste campo refere-se a potência reativa injetada na tensão nominal (1.0 p.u.). Este valor deve ser positivo para capacitores e negativo para reatores.	0,0
Área	74-76	Número da área à qual pertence a barra.	1

Tensão Para Definição de Carga	77-80	Entre neste campo com o valor em p.u. da tensão para a qual foi medido o valor das parcelas ativa e reativa da carga definidos nos campos Carga Ativa e Carga Reativa, respectivamente. Ponto decimal implícito entre as colunas 77 e 78.	1,0
Modo de Visualização	81-81	Entre neste campo com o modo de visualização da barra CA no diagrama unifilar: 0 - barra normal. 1 - barra midpoint. 2 - barra auxiliar.	0
Agregador 1	82-84	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 1 à qual a barra CA está associada.	
Agregador 2	85-87	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 2 à qual a barra CA está associada.	
Agregador 3	88-90	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 3 à qual a barra CA está associada.	
Agregador 4	91-93	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 4 à qual a barra CA está associada.	
Agregador 5	94-96	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 5 à qual a barra CA está associada.	
Agregador 6	97-99	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 6 à qual a barra CA está associada.	
Agregador 7	100-102	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 7 à qual a barra CA está associada.	
Agregador 8	103-105	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 8 à qual a barra CA está associada.	
Agregador 9	106-108	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 9 à qual a barra CA está associada.	
Agregador 10	109-111	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 10 à qual a barra CA está associada.	
Se a barra for do tipo referência e ambos os campos forem deixados em branco os limites mínimo e máximo de geração de potência reativa serão abertos, isto é, iguais a -9999.0 e 99999.0 Mvar respectivamente. Em qualquer outro caso valor assumido será 0.0 Mvar.			

Fonte: Cepel, 2023.

DLIN

Quadro C. 2 – Leitura dos dados de linhas e transformadores

Campo	Colunas	Descrição	Default
Da Barra	01-05	Número da barra de uma das extremidades do circuito como definido no campo Número do Código de Execução DBAR .	
Abertura Da Barra	06-06	L - Ligado. D - Desligado	L
Operação	08-08	A ou 0 - adição de dados de circuito. E ou 1 - eliminação de dados de circuito. M ou 2 - modificação de dados de circuito.	A
Abertura Para Barra	10-10	L - Ligado. D - Desligado	L
Para Barra	11-15	Número da barra da outra extremidade do circuito como definido no campo Número do Código de Execução DBAR .	
Circuito	16-17	Número de identificação do circuito CA em paralelo.	
Estado	18-18	L se o circuito estiver em operação (ligado). D se o circuito estiver fora de operação (desligado).	L
Proprietário	19-19	F se o circuito pertencer a área da barra definida no campo Da Barra . T se o circuito pertencer a área da barra definida no campo Para Barra .	F
Resistência	21-26	Valor da resistência do circuito, em %. Para transformadores este valor corresponde ao valor da resistência para o tap nominal. Ponto decimal implícito entre as colunas 24 e 25.	0,0
Reatância	27-32	Valor da reatância do circuito, em %. Para transformadores este valor corresponde ao valor da reatância para o tap nominal. Ponto decimal implícito entre as colunas 30 e 31.	
Susceptância	33-38	Valor total da susceptância <i>shunt</i> do circuito, em Mvar. Ponto decimal implícito entre as colunas 35 e 36.	0,0
Tap	39-43	Valor do tap referido à barra definida no campo Da Barra, em p.u., para os transformadores de tap fixo ou, uma estimativa deste valor para os transformadores com variação automática de tap (LTC). Ponto decimal implícito entre as colunas 40 e 41.	
Tap Mínimo	44-48	Valor mínimo que o tap pode assumir, em p.u., para transformadores com variação automática de tap. Ponto decimal implícito entre as colunas 45 e 46.	
Tap Máximo	49-53	Valor máximo que o tap pode assumir, em p.u., para transformadores com variação automática de tap. Ponto decimal implícito entre as colunas 50 e 51.	

Defasagem	54-58	Valor do ângulo de defasamento, em graus, para transformadores defasadores. O defasamento angular especificado é aplicado em relação ao ângulo da barra definido no campo Da Barra. Ponto decimal implícito entre as colunas 56 e 57.	0,0
Barra Controlada	59-64	No caso de circuitos tipo transformador com variação automática de tap, este campo é destinado ao número da barra cuja magnitude da tensão deve ser controlada.	Da Barra
Capacidade Normal	65-68	Capacidade de carregamento do circuito em condições normais para fins de monitoração de fluxo, em MVA.	
Capacidade em Emergência	69-72	Capacidade de carregamento do circuito em condições de emergência para fins de monitoração de fluxo, em MVA.	Cap. Normal
Número de Taps	73-74	Número de posições do transformador de tap variável, incluindo o tap mínimo e o tap máximo.	33,0
Capacidade de Equipamento	75-78	Capacidade de carregamento do equipamento com menor capacidade de carregamento conectado ao circuito.	Cap. Normal
Agregador 1	79-81	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 1 à qual o circuito está associado.	
Agregador 2	82-84	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 2 à qual o circuito está associado.	
Agregador 3	85-87	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 3 à qual o circuito está associado.	
Agregador 4	88-90	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 4 à qual o circuito está associado.	
Agregador 5	91-93	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 5 à qual o circuito está associado.	
Agregador 6	94-96	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 6 à qual o circuito está associado.	
Agregador 7	97-99	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 7 à qual o circuito está associado.	
Agregador 8	100-102	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 8 à qual o circuito está associado.	
Agregador 9	103-105	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 9 à qual o circuito está associado.	
Agregador 10	106-108	Entre neste campo com o número da ocorrência do agregador genérico 10 à qual o circuito está associado.	

Fonte: Cepel, 2023.

ANEXO D – DADOS DO MANUAL PARA CÁLCULO DA MARGEM DE TRANSMISSÃO – UTILIZADOS NO CÓDIGO

Esse anexo contém os quadros referentes aos códigos executáveis DGLT, DCTE, DEMA e EXMT, respectivamente, utilizados pelo *software* Anarede® e pelo algoritmo. Estes códigos foram apresentados devido a possuírem as principais informações utilizadas para cálculo da margem de transmissão.

DGLT

Quadro D. 1 – Dados de entrada para leitura dos grupos de limites de tensão

Campo	Colunas	Descrição	Default
Grupo	01-02	Identificador do grupo de limite de tensão, como definido no campo Grupo de Limite de Tensão do Código de Execução <i>DBAR</i> .	
Limite Mínimo	04-08	Valor mínimo de tensão a ser associado ao grupo de limite de tensão, em p.u.	0,8
Limite Máximo	10-14	Valor máximo de tensão a ser associado ao grupo de limite de tensão, em p.u.	1,2
Limite Mínimo em Emergência	16-20	Valor mínimo de tensão em condições de emergência a ser associado ao grupo de limite de tensão, em p.u.	Limite Mínimo
Limite Máximo em Emergência	22-26	Valor máximo de tensão em condições de emergência a ser associado ao grupo de limite de tensão, em p.u.	Limite Máximo

Fonte: Cepel, 2023.

DCTE

Quadro D. 2 – Códigos das constantes utilizadas no programa

Campo	Descrição	Default
<i>TEPA</i>	Tolerância de convergência do erro de potência ativa na barra.	0.1 MW
<i>TEPR</i>	Tolerância de convergência do erro de potência reativa na barra.	0.1 Mvar
<i>TLPR</i>	Tolerância para limite de geração de potência reativa.	0.1 Mvar
<i>TLVC</i>	Tolerância para tensões controladas.	0,5 %
<i>TLTC</i>	Tolerância para limite de tap de transformador.	0,01 %
<i>TETP</i>	Tolerância para erro de intercâmbio de potência ativa entre áreas.	5.0 MW
<i>TBPA</i>	Tolerância para erro de redistribuição de potência ativa em contingências de geração/carga.	5.0 MW
<i>TSFR</i>	Tolerância para detecção de separação física da rede elétrica.	0,01 %
<i>TUDC</i>	Tolerância de convergência do erro de tensão em barra CC.	0,001 %
<i>TADC</i>	Tolerância para limite de ângulo de disparo/extinção de conversor.	0,01 %
<i>BASE</i>	Base de potência para o sistema CA.	100.0

		MVA
<i>DASE</i>	Base de potência default para o sistema CC.	100.0 MW
<i>ZMAX</i>	Valor limite de impedância acima do qual os circuitos equivalentes são desprezados.	500,0 %
<i>ACIT</i>	Número máximo de iterações na solução do fluxo de potência CA.	30
<i>LPIT</i>	Número máximo de iterações do problema de programação linear.	50
<i>LFLP</i>	Número máximo de iterações do problema de redespacho de potência ativa.	10
<i>LFIT</i>	Número máximo de iterações na solução da interface CA-CC.	10
<i>DCIT</i>	Número máximo de iterações na solução do fluxo de potência CC.	10
<i>VSIT</i>	Número máximo de iterações no ajuste da tensão em barra CC.	10
<i>LCRT</i>	Número máximo de linhas por página de relatório na unidade lógica #6.	23
<i>LPRT</i>	Número máximo de linhas por página de relatório na unidade lógica #4.	60
<i>LFCV</i>	Número de iterações do método Desacoplado Rápido antes do início do processo de solução pelo método de Newton Raphson.	1
<i>TPST</i>	Tolerância de erro de potência reativa para aplicação automática de tap de transformador de variação	2*TEPR
<i>QLST</i>	Tolerância de erro de potência reativa para aplicação de controle de limite de geração de potência reativa.	4*TEPR
<i>EXST</i>	Tolerância de erro de potência ativa para aplicação de controle de intercâmbio de potência ativa entre áreas.	4*TEPA
<i>TLPP</i>	Tolerância para a capacidade de carregamento de circuitos.	,0 %
<i>TLPQ</i>	Não utilizado nesta versão.	
<i>TLPV</i>	Não utilizado nesta versão.	
<i>TSBZ</i>	Tolerância para detecção de variação nula de fluxo de potência ativa nos circuitos do sistema externo.	0.01 MW
<i>TSBA</i>	Tolerância para detecção de pequenas variações de fluxo de potência ativa nos circuitos do sistema externo.	5.0 MW
<i>PGER</i>	Porcentagem de geração de potência ativa a ser removida dos geradores do sistema interno para o cálculo das variações de fluxo de potência ativa nos circuitos do sistema externo.	30,0 %
<i>VDVN</i>	Tensão mínima para teste de divergência automática do caso.	40,0 %
<i>VDVM</i>	Tensão máxima para teste de divergência automática do caso.	200,0 %
<i>ASTP</i>	Valor máximo de correção de ângulo de fase da tensão durante o processo de solução.	0.05 rd
<i>VSTP</i>	Valor máximo de correção de magnitude da tensão durante o processo de solução.	5,0 %
<i>CSTP</i>	Valor máximo de correção de susceptância do CSC durante o processo de solução.	5,0 %

<i>VFLD</i>	Valor de tensão abaixo do qual a parcela de potência constante das cargas funcionais passa a ser modelada como uma impedância constante.	70 %.
<i>HIST</i>	Número de registros do arquivo de casos armazenados no formato <i>Anarede</i> .	
<i>ZMIN</i>	Valor mínimo do módulo de impedância dos circuitos CA. Se um circuito tem módulo da impedância menor do que a este valor, o módulo será convertido para o valor mínimo.	0,001 %
<i>PDIT</i>	Número de iterações na estimação das perdas no modelo de fluxo de carga linearizado.	10
<i>ICIT</i>	Número máximo de soluções de fluxo de potência a serem calculadas durante a execução do problema de fluxo de potência continuado	30
<i>FDIV</i>	Fator de redução do incremento automático de carga quando o problema de fluxo de potência não apresenta solução durante a execução do programa de fluxo de potência continuado.	2,0
<i>DMAX</i>	Número máximo de vezes consecutivas que o fator de divisão <i>FDIV</i> pode ser aplicado. Utilizado como um critério de parada do problema de fluxo de potência continuado.	5
<i>ICMN</i>	Valor mínimo do incremento automático de carga. Utilizado como um critério de parada do método de fluxo de potência continuado. Se a opção <i>PARM</i> estiver ativada, este parâmetro determina o valor do passo a partir do qual o fluxo de potência continuado passa a ser parametrizado.	0,05 %
<i>VART</i>	Variação de tensão, em relação ao caso base, a partir da qual uma barra passa a ser automaticamente monitorada no problema de fluxo de potência continuado.	5,0 %
<i>TSTP</i>	Número de passos ("STEP"s") do transformador com tap discreto	33
<i>TSDC</i>	Valor máximo de correção do tap do conversor do Elo CC durante o processo de solução.	0,02
<i>ASDC</i>	Valor máximo de correção do ângulo de disparo do conversor do Elo CC durante o processo de solução.	1°
<i>ICMV</i>	Tamanho do passo inicial quando o parâmetro de continuação muda da carregamento para o módulo da tensão.	0,5 %
<i>APAS</i>	Determina o ponto a partir do qual o tamanho do passo do fluxo de potência continuado parametrizado será acelerado. (% do carregamento máximo).	90 %
<i>CPAR</i>	Especifica o ponto de parada do fluxo de potência continuado parametrizado (% do carregamento máximo).	70 %
<i>VAVT</i>	Critério de variação de tensão para a determinação da rede complementar.	2,0 %
<i>VAVF</i>	Critério de variação de fluxo em função do carregamento nominal para a determinação da rede complementar.	5,0 %
<i>VMVF</i>	Critério de variação de fluxo para a determinação da rede complementar.	15.0 MW
<i>VPVT</i>	Critério de variação de tensão para a determinação da rede de simulação – primeiro critério.	2,0 %

<i>VPVF</i>	Critério de variação de fluxo em função do carregamento nominal para a determinação da rede de simulação – primeiro critério.	5,0 %
<i>VPMF</i>	Critério de variação de fluxo para a determinação da rede de simulação – primeiro critério.	10.0 MW
<i>VSVF</i>	Critério de variação de fluxo em função do carregamento nominal para a determinação da rede de simulação - segundo critério.	20,0 %
<i>VINF</i>	Variação para definição dos limites inferiores das faixas dos relatórios RFXC e RFXS.	1,0
<i>VSUP</i>	Variação para definição dos limites superiores das faixas dos relatórios RFXC e RFXS.	1,0
<i>TLSI</i>	Tolerância para o relatório de Sensibilidade Invertida. Tem por finalidade informar ao programa a tolerância utilizada para determinação de barras com sensibilidade dQ/dV invertida (Relatório RBSI).	0,0
<i>NDIR</i>	Número de direções utilizado no processo de construção da região de segurança	20
<i>STIR</i>	Fator de divisão do passo atual de transferência de geração de potência ativa quando ocorre alguma violação no processo de construção da região de segurança.	1
<i>STTR</i>	Passo de transferência de geração de potência ativa utilizado no processo de construção da região de segurança.	5%
<i>TRPT</i>	Porcentagem de geração de potência ativa a ser transferida no processo de construção da região de segurança.	100%
<i>BFPO</i>	Valor mínimo de injeção de potência reativa de um banco <i>shunt</i> alocado pelo programa Flupot.	1 Mvar
<i>LFPO</i>	Valor mínimo de corte de carga alocado pelo programa Flupot.	0.1 MW
<i>TLMT</i>	Tolerância para monitoração de tensão.	0,5 %
<i>TLMF</i>	Tolerância para monitoração de fluxos.	0,5 %
<i>TLMG</i>	Tolerância para monitoração de geração de potência reativa.	0,5 %

Fonte: Cepel, 2023.

DEMT

Quadro D. 3 – Dados para estudo da margem de transmissão

Campo	Colunas	Descrição	Default
Barramento Candidato	1-5	Número do barramento candidato, como definido no campo Número do Código de Execução <i>DBAR</i> .	*
Identificação	7-18	Identificação alfanumérica do barramento candidato.	
Subestação	20-23	Identificação numérica da subestação que o barramento candidato está inserido.	**
Subárea	25-28	Identificação numérica da subárea que o barramento candidato está inserido.	**
Área	30-33	Identificação numérica da área que o barramento candidato está inserido.	**
Potência de Curto-Circuito	35-40	Potência de curto-circuito, em MW, para o barramento candidato. Este parâmetro é utilizado como critério de parada e é verificado durante o incremento de geração do respectivo barramento candidato.	9.999 MW
Potência Máxima	42-47	Potência máxima, em MW, das usinas conectadas ao barramento candidato.	***
Percentual da Potência Máxima para Etapa de Barramento	49-51	Percentagem, com relação à Potência Máxima, a ser elevada no barramento candidato na montagem do cenário base para o cálculo da margem na etapa de barramento candidato	100 %
Percentual da Potência Máxima para Etapa de Subárea	53-55	Percentagem, com relação à Potência Máxima, a ser elevada no barramento candidato na montagem do cenário base para o cálculo da margem na etapa de subárea	100 %

(*) Barramentos candidatos fornecidos não podem ser do tipo V θ .
(**) Caso este campo não esteja preenchido, o programa automaticamente escolhe o primeiro número inteiro disponível como valor default.
(***) Se o barramento candidato for do tipo PV, o valor default utilizado pelo programa é a geração no barramento presente no caso em memória. Caso o barramento candidato for do tipo PQ, o preenchimento deste campo é obrigatório.

Fonte: Cepel, 2023.

EXMT

Quadro D. 4 – Dados código de execução da margem de transmissão

Campo	Colunas	Descrição	Default
Tipo do Elemento	40-43	<i>BARR</i> - especifica que o elemento é uma barra. <i>AREA</i> - especifica que o elemento é uma área. <i>TENS</i> - especifica que o elemento é uma base de tensão. <i>AG01..AG10</i> - especifica que o elemento é um agregador.	
Identificação do Elemento	45-49	Número da barra ou área, como definido nos campos Número ou Área do Código de Execução <i>DBAR</i> , ou base de tensão como definido no campo Tensão do Código de Execução <i>DGBT</i> .	
Operação	51-51	A - adição de dados para lista de contingência. E - eliminação de dados para lista de contingência.	A
Passo	53-58	Valor do passo, em MW, a ser incrementado, em cada barramento candidato, durante o processo de cálculo da margem de transmissão nas etapas de barramento candidato, subárea e área. O menor valor permitido para este campo é de 10 MW. O valor do Passo deve ser informado no primeiro registro de entrada de dados do código de execução EXMT. Ou seja, nos demais registros, esse campo é ignorado.	20 MW
Passo Mínimo	60-65	Valor do passo mínimo, em MW, a ser utilizado como critério de parada durante o processo de cálculo da margem de transmissão nas etapas de barramento candidato, subárea e área. O menor valor permitido para este campo é de 1 MW. O valor do Passo Mínimo deve ser informado no primeiro registro de entrada de dados do código de execução EXMT. Ou seja, nos demais registros, esse campo é ignorado.	5 MW

Fonte: Cepel, 2023.

ANEXO E – DADOS DE ENTRADA PARA O CÁLCULO DA MARGEM DE TRANSMISSÃO

Este anexo possui as informações de entrada para cálculo da MT.

Arquivo para definição dos barramentos candidatos, limites de tensão, potência de curto-circuito, subárea e área.

[dglf]

G = 0

Vmn = 0.945

Vmx = 1.055

Vmne = 0.9

Vmxe= 1.1

[dcte]

t1mt = 0.5

t1mf = 0.5

[demt]

BCan = [23, 24, 72, 31, 32, 113, 1, 4, 8, 12, 53, 54, 49, 66, 65]

SE = [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 11, 12, 13, 14]

SA = [1, 1, 1, 2, 2, 2, 3, 3, 3, 3, 4, 4, 5, 5, 5]

AR = [1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 2, 2, 2, 2, 2]

P.CC = [9999, 9999, 9999, 835.0, 750.0, 500.0, 400.0, 630.0, 350.0, 665.0, 9999, 9999, 9999, 9999]

Pmx = [0, 13, 12, 36,-59, 6, 51,39, 28, -38, 0, 60, -117,-353,-391]

P = []

[exmt]

emrg = False

qlim = True

Passo = 20

Pasmn = 1

Dados do Sistema IEEE 118 barras, dados de entrada

TITU

IEEE/RTS-SISTEMA TESTE DO IEEE-118 BARRAS

DCTE

(Mn) (Val) (Mn) (Val) (Mn) (Val) (Mn) (Val) (Mn) (Val) (Mn) (Val)

BASE 100. DASE 6264. TEPA .1 EXST .4 TETP 5. TBPA 5.

TLPP 1. TEPR .1 QLST .4 TLPR 1. TLPQ 2. TSBZ .01

TSBA 5. ASTP .05 VSTP 5. TLVC .1 TLTC .1 TSFR .01

ZMAX 500. TLPV .5 VDVM 150. VDVN .1 TUDC .01 TADC .01

PGER 30. TPST 500. VFLD 70. ZMIN .001 HIST 470 LFIT 10

ACIT 90 LFCV 3 DCIT 10 VSIT 10 LPIT 50 LFLP 10

PDIT 10 LCRT 32 LPRT 60 CSTP 500.

ICIT 30 DMAX 5 FDIV 2. ICMN .05 VART 5. TSTP 33

ICMV .5 APAS 90. CPAR 70. VAVT 2. VAVF 5. VMVF 15.

VPVT 2. VPVF 5. VPMF 10. VSVF 20. VINP 1. VSUP 1.

99999

DBAR

(Num)OETGb(nome)GI(V)(A)(Pg)(Qg)(Qn)(Qm)(Bc)(PI)(QI)(

Sh)Are(Vf)M(1)(2)(3)(4)(5)(6)(7)(8)(9)(10

1 L1 Riversde--V2 95510.7 0. 0. -5. 15. 51. 27. 11000

2 L Pokagon---V2 97111.2 0. 20. 9. 11000

3 L HickryCk--V2 96811.6 0. 39. 10. 11000

4 L1 NwCarlsl--V2 99815.3 0. 0.-300. 300. 30. 12. 11000

5 L Olive-----V2 100215.7 0. -40. 11000

6 L1 Kankakee--V2 990 13. 0. 0. -13. 50. 52. 22. 11000

7 L JacksnRd--V2 98912.6 0. 19. 2. 11000

8 L1 Olive-----V1 101520.8 0. 0.-300. 300. 11000

9 L Bequine---V1 1043 28. 0. 11000

10 L1 Breed-----V1 105035.6 450. 0.-147. 200. 11000

11 L SouthBnd--V2 98512.7 0. 70. 23. 11000

12 L1 TwinBrch--V2 99012.2 85. 0. -35. 120. 47. 10. 11000

13 L Concord---V2 96811.4 0. 34. 16. 11000

14 L GoshenJt--V2 98411.5 0. 14. 1. 11000

15 L1 FtWayne---V2 97011.2 0. 0. -10. 30. 90. 30. 11000

16	L	N.E.-----V2	98411.9	0.			25.	10.	11000		
17	L	Sorenson--V2	99513.7	0.			11.	3.	11000		
18	L1	McKinley--V2	97311.5	0.	0.	-16.	50.	60.	34.	11000	
19	L1	Lincoln---V2	96311.1	0.	0.	-8.	24.	45.	25.	11000	
20	L	Adams-----V2	95811.9	0.				18.	3.	11000	
21	L	Jay-----V2	95913.5	0.				14.	8.	11000	
22	L	Randolph--V2	97016.1	0.				10.	5.	11000	
23	L	CollCnr--V2	1000	21.	0.			7.	3.	11000	
24	L1	Trenton---V2	99220.9	0.	0.	-300.	300.			11000	
25	L1	TannrsCk--V2	105027.9	220.	0.	-47.	140.			11000	
26	L1	TannrsCk--V1	101529.7	314.	0.	-1000	1000.			11000	
27	L1	Madison---V2	96815.4	0.	0.	-300.	300.	62.	13.	11000	
28	L	Mullin----V2	96213.6	0.				17.	7.	11000	
29	L	Grant-----V2	96312.6	0.				24.	4.	11000	
30	L	Sorenson--V1	96818.8	0.						11000	
31	L1	DeerCrk---V2	96712.8	7.	0.	-300.	300.	43.	27.	11000	
32	L1	Delaware--V2	96414.8	0.	0.	-14.	42.	59.	23.	11000	
33	L	Haviland--V2	97210.6	0.				23.	9.	11000	
34	L1	Rockhill--V2	98611.3	0.	0.	-8.	24.	59.	26.	14.	11000
35	L	WestLima--V2	98110.9	0.				33.	9.	11000	
36	L1	Sterling--V2	98010.9	0.	0.	-8.	24.	31.	17.	11000	
37	L	EastLima--V2	99211.8	0.						-25.	11000
38	L	EastLima--V1	96216.9	0.							11000
39	L	NwLibrty--V2	970	8.4	0.			27.	11.	11000	
40	L1	WestEnd---V2	970	7.4	0.	0.	-300.	300.	20.	23.	11000
41	L	S.Tiffin--V2	967	6.9	0.			37.	10.	11000	
42	L1	Howard----V2	985	8.5	0.	0.	-300.	300.	37.	23.	11000
43	L	S.Kenton--V2	97811.3	0.				18.	7.	11000	
44	L	WMVernon--V2	98513.8	0.				16.	8.	10.	11000
45	L	N.Newark--V2	98715.7	0.				53.	22.	10.	11000
46	L1	W.Lancst--V2	100518.5	19.	0.	-100.	100.	28.	10.	10.	11000
47	L	Crooksvl--V2	101720.7	0.				34.	0.	11000	
48	L	Zanesvll--V2	102119.9	0.				20.	11.	15.	11000
49	L1	Philo-----V2	102520.9	204.	0.	-85.	210.	87.	30.	11000	

50 L	WCambrdg--V2	100118.9	0.			17.	4.	11000		
51 L	Newcmrst--V2	96716.3	0.			17.	8.	11000		
52 L	SCoshoct--V2	95715.3	0.			18.	5.	11000		
53 L	Wooster---V2	94614.4	0.			23.	11.	11000		
54 L1	Torrey----V2	95515.3	48.	0.-300.	300.	113.	32.	11000		
55 L1	Wagenhls--V2	952	15.	0.	0.	-8.	23.	11000		
56 L1	Sunnysde--V2	95415.2	0.	0.	-8.	15.		11000		
57 L	WNwPhil1--V2	97116.4	0.			12.	3.	11000		
58 L	WNwPhil2--V2	95915.5	0.			12.	3.	11000		
59 L1	Tidd-----V2	98519.4	155.	0.	-60.	180.	277.	113.	11000	
60 L	SWKammer--V2	99323.2	0.			78.	3.	11000		
61 L1	W.Kammer--V2	995	24.	160.	0.-100.	300.		11000		
62 L1	Natrium---V2	99823.4	0.	0.	-20.	20.	77.	14.	11000	
63 L	Tidd-----V1	96922.8	0.					11000		
64 L	Kammer----V1	98424.5	0.					11000		
65 L1	Muskngum--V1	100527.7	391.	0.	-67.	200.		11000		
66 L1	Muskngum--V2	105027.5	392.	0.	-67.	200.	39.	18.	11000	
67 L	Summerfl--V2	102024.8	0.			28.	7.	11000		
68 L	Sporn-----V1	100327.6	0.					11000		
69 L2	Sporn-----V2	1035	30.516.4	0.-300.	300.			11000		
70 L1	Portsmth--V2	98422.6	0.	0.	-10.	32.	66.	20.	11000	
71 L	NPortsmt--V2	98722.2	0.					11000		
72 L1	Hillsbro--V2	980	21.	0.	0.-100.	100.		11000		
73 L1	Sargents--V2	99121.9	0.	0.-100.	100.			11000		
74 L1	Bellefnt--V2	95821.6	0.	0.	-6.	9.	68.	27.	12.	11000
75 L	SthPoint--V2	96722.9	0.			47.	11.	11000		
76 L1	Darrah----V2	94321.8	0.	0.	-8.	23.	68.	36.	11000	
77 L1	Turner----V2	100626.7	0.	0.	-20.	70.	61.	28.	11000	
78 L	Chemical--V2	100326.4	0.			71.	26.	11000		
79 L	CapitlHI--V2	100926.7	0.			39.	32.	20.	11000	
80 L1	CabinCrk--V2	1040	29.	477.	0.-165.	280.	130.	26.	11000	
81 L	Kanawha---V1	99728.1	0.					11000		
82 L	Logan-----V2	98927.2	0.			54.	27.	20.	11000	
83 L	Sprigg----V2	98528.4	0.			20.	10.	10.	11000	

84	L	BetsyLne--V2	980	31.	0.			11.	7.	11000	
85	L1	BeaverCk--V2	98532.5	0.	0.	-8.	23.	24.	15.	11000	
86	L	Hazard----V2	98731.1	0.				21.	10.	11000	
87	L1	Pineville--V3	101531.4	4.	0.	-100.	1000.			11000	
88	L	Fremont---V2	98735.6	0.				48.	10.	11000	
89	L1	ClinchRv--V2	100539.7	607.	0.	-210.	300.			11000	
90	L1	Holston---V2	98533.3	0.	0.	-300.	300.	78.	42.	11000	
91	L1	HolstonT--V2	98033.3	0.	0.	-100.	100.			11000	
92	L1	Saltville--V2	99333.8	0.	0.	-3.	9.	65.	10.	11000	
93	L	Tazewell--V2	98730.8	0.				12.	7.	11000	
94	L	Switchbk--V2	99128.6	0.				30.	16.	11000	
95	L	Caldwell--V2	98127.7	0.				42.	31.	11000	
96	L	Baileysv--V2	99327.5	0.				38.	15.	11000	
97	L	Sundial---V2	101127.9	0.				15.	9.	11000	
98	L	Bradley---V2	102427.4	0.				34.	8.	11000	
99	L1	Hinton----V2	1010	27.	0.	0.	-100.	100.		11000	
100	L1	GlenLyn---V2	1017	28.	252.	0.	-50.	155.	37.	18.	11000
101	L	Wythe-----V2	99329.6	0.				22.	15.	11000	
102	L	Smythe----V2	99132.3	0.				5.	3.	11000	
103	L1	Claytor---V2	100124.4	40.	0.	-15.	40.	23.	16.	11000	
104	L1	Hancock---V2	97121.7	0.	0.	-8.	23.	38.	25.	11000	
105	L1	Roanoke---V2	96520.6	0.	0.	-8.	23.	31.	26.	20.	11000
106	L	Cloverdl--V2	96220.3	0.				43.	16.	11000	
107	L1	Reusens---V2	95217.5	0.	0.	-200.	200.	28.	12.	6.	11000
108	L	Blaine----V2	96719.4	0.				2.	1.	11000	
109	L	Franklin--V2	96718.9	0.				8.	3.	11000	
110	L1	Fieldale--V2	97318.1	0.	0.	-8.	23.	39.	30.	6.	11000
111	L1	DanRiver--V2	98019.7	36.	0.	-100.	1000.			11000	
112	L1	Danville--V2	975	15.	0.	0.	-100.	1000.	25.	13.	11000
113	L1	DeerCrk---V2	99313.7	0.	0.	-100.	200.			11000	
114	L	WMedford--V2	96014.5	0.				8.	3.	11000	
115	L	Medford---V2	96014.5	0.				22.	7.	11000	
116	L1	KygerCrk--V2	100527.1	0.	0.	-1000	1000.			11000	
117	L	Corey-----V2	97410.7	0.				20.	8.	11000	

118 L	WHuntngd--V2	94921.9	0.			33.	15.	11000
99999								
DLIN								
(De)d	O	d(Pa)NcEP	(R%)(X%
)	(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	(Bc		
)	(Cn)	(Ce)	Ns(Cq)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)			
1	2	1	3.03	9.99	2.54			650 750
1	3	1	1.29	4.24	1.082			650 750
2	12	1	1.87	6.16	1.572			650 750
3	5	1	2.41	10.8	2.84			650 750
3	12	1	4.84	16.	4.06			650 750
4	5	1	.176	.798	.21			650 750
4	11	1	2.09	6.88	1.748			650 750
5	6	1	1.19	5.4	1.426			650 750
5	11	1	2.03	6.82	1.738			650 750
6	7	1	.459	2.08	.55			650 750
7	12	1	.862	3.4	.874			650 750
8	5	1		2.67		.985		650 750
8	9	1	.244	3.05	116.2			650 750
8	30	1	.431	5.04	51.4			650 750
9	10	1	.258	3.22	123.			650 750
11	12	1	.595	1.96	.502			650 750
11	13	1	2.225	7.31	1.876			650 750
12	14	1	2.15	7.07	1.816			650 750
12	16	1	2.12	8.34	2.14			650 750
12	117	1	3.29	14.	3.58			650 750
13	15	1	7.44	24.44	6.268			650 750
14	15	1	5.95	19.5	5.02			650 750
15	17	1	1.32	4.37	4.44			650 750
15	19	1	1.2	3.94	1.01			650 750
15	33	1	3.8	12.44	3.194			650 750
16	17	1	4.54	18.01	4.66			650 750
17	18	1	1.23	5.05	1.298			650 750
17	31	1	4.74	15.63	3.99			650 750
17	113	1	.913	3.01	.768			650 750

18	19 1	1.119	4.93	1.142		650 750
19	20 1	2.52	11.7	2.98		650 750
19	34 1	7.52	24.7	6.32		650 750
20	21 1	1.83	8.49	2.16		650 750
21	22 1	2.09	9.7	2.46		650 750
22	23 1	3.42	15.9	4.04		650 750
23	24 1	1.35	4.92	4.98		650 750
23	25 1	1.56	8.	8.64		650 750
23	32 1	3.17	11.53	11.73		650 750
24	70 1	.221	41.15	10.198		650 750
24	72 1	4.88	19.6	4.88		650 750
25	27 1	3.18	16.3	17.64		650 750
26	25 1		3.82		.96	650 750
26	30 1	.799	8.6	90.8		650 750
27	28 1	1.913	8.55	2.16		650 750
27	32 1	2.29	7.55	1.926		650 750
27	115 1	1.64	7.41	1.972		650 750
28	29 1	2.37	9.43	2.38		650 750
29	31 1	1.08	3.31	.83		650 750
30	17 1		3.88		.96	650 750
30	38 1	.464	5.4	42.2		650 750
31	32 1	2.98	9.85	2.51		650 750
32	113 1	6.15	20.3	5.18		650 750
32	114 1	1.35	6.12	1.628		650 750
33	37 1	4.15	14.2	3.66		650 750
34	36 1	.871	2.68	.568		650 750
34	37 1	.256	.94	.984		650 750
34	43 1	4.13	16.81	4.226		650 750
35	36 1	.224	1.02	.268		650 750
35	37 1	1.1	4.97	1.318		650 750
37	39 1	3.21	10.6	2.7		650 750
37	40 1	5.93	16.8	4.2		650 750
38	37 1		3.75		.935	650 750
38	65 1	.901	9.86	104.6		650 750

39	40 1	1.84	6.05	1.552	650	750
40	41 1	1.45	4.87	1.222	650	750
40	42 1	5.55	18.3	4.66	650	750
41	42 1	4.1	13.5	3.44	650	750
42	49 1	7.15	32.3	8.6	650	750
42	49 2	7.15	32.3	8.6	650	750
43	44 1	6.08	24.54	6.068	650	750
44	45 1	2.24	9.01	2.24	650	750
45	46 1	4.	13.56	3.32	650	750
45	49 1	6.84	18.6	4.44	650	750
46	47 1	3.8	12.7	3.16	650	750
46	48 1	6.01	18.9	4.72	650	750
47	49 1	1.91	6.25	1.604	650	750
47	69 1	8.44	27.78	7.092	650	750
48	49 1	1.79	5.05	1.258	650	750
49	50 1	2.67	7.52	1.874	650	750
49	51 1	4.86	13.7	3.42	650	750
49	54 1	7.3	28.9	7.38	650	750
49	54 2	8.69	29.1	7.3	650	750
49	66 1	1.8	9.19	2.48	650	750
49	66 2	1.8	9.19	2.48	650	750
49	69 1	9.85	32.4	8.28	650	750
50	57 1	4.74	13.4	3.32	650	750
51	52 1	2.03	5.88	1.396	650	750
51	58 1	2.55	7.19	1.788	650	750
52	53 1	4.05	16.35	4.058	650	750
53	54 1	2.63	12.2	3.1	650	750
54	55 1	1.69	7.07	2.02	650	750
54	56 1	.275	.955	.732	650	750
54	59 1	5.03	22.93	5.98	650	750
55	56 1	.488	1.51	.374	650	750
55	59 1	4.739	21.58	5.646	650	750
56	57 1	3.43	9.66	2.42	650	750
56	58 1	3.43	9.66	2.42	650	750

56	59 1	8.25	25.1	5.69		650 750
56	59 2	8.03	23.9	5.36		650 750
59	60 1	3.17	14.5	3.76		650 750
59	61 1	3.28	15.	3.88		650 750
60	61 1	.264	1.35	1.456		650 750
60	62 1	1.23	5.61	1.468		650 750
61	62 1	.824	3.76	.98		650 750
62	66 1	4.82	21.8	5.78		650 750
62	67 1	2.58	11.7	3.1		650 750
63	59 1		3.86		.96	650 750
63	64 1	.172	2.	21.6		650 750
64	61 1		2.68		.985	650 750
64	65 1	.269	3.02	38.		650 750
65	66 1		3.7		.935	650 750
65	68 1	.138	1.6	63.8		650 750
66	67 1	2.24	10.15	2.682		650 750
68	69 1		3.7		.935	650 750
68	81 1	.175	2.02	80.8		650 750
68	116 1	.034	.405	16.4		650 750
69	70 1	3.	12.7	12.2		650 750
69	75 1	4.05	12.2	12.4		650 750
69	77 1	3.09	10.1	10.38		650 750
70	71 1	.882	3.55	.878		650 750
70	74 1	4.01	13.23	3.368		650 750
70	75 1	4.28	14.1	3.6		650 750
71	72 1	4.46	18.	4.444		650 750
71	73 1	.866	4.54	1.178		650 750
74	75 1	1.23	4.06	1.034		650 750
75	77 1	6.01	19.99	4.978		650 750
75	118 1	1.45	4.81	1.198		650 750
76	77 1	4.44	14.8	3.68		650 750
76	118 1	1.64	5.44	1.356		650 750
77	78 1	.376	1.24	1.264		650 750
77	80 1	1.7	4.85	4.72		650 750

77	80 2	2.94	10.5	2.28		650	750
77	82 1	2.98	8.53	8.174		650	750
78	79 1	.546	2.44	.648		650	750
79	80 1	1.56	7.04	1.87		650	750
80	96 1	3.56	18.2	4.94		650	750
80	97 1	1.83	9.34	2.54		650	750
80	98 1	2.38	10.8	2.86		650	750
80	99 1	4.54	20.6	5.46		650	750
81	80 1		3.7		.935	650	750
82	83 1	1.12	3.665	3.796		650	750
82	96 1	1.62	5.3	5.44		650	750
83	84 1	6.25	13.2	2.58		650	750
83	85 1	4.3	14.8	3.48		650	750
84	85 1	3.02	6.41	1.234		650	750
85	86 1	3.5	12.3	2.76		650	750
85	88 1	2.	10.2	2.76		650	750
85	89 1	2.39	17.3	4.7		650	750
86	87 1	2.828	20.74	4.45		650	750
88	89 1	1.39	7.12	1.934		650	750
89	90 1	5.18	18.8	5.28		650	750
89	90 2	2.38	9.97	10.6		650	750
89	92 1	.99	5.05	5.48		650	750
89	92 2	3.93	15.81	4.14		650	750
90	91 1	2.54	8.36	2.14		650	750
91	92 1	3.87	12.72	3.268		650	750
92	93 1	2.58	8.48	2.18		650	750
92	94 1	4.81	15.8	4.06		650	750
92	100 1	6.48	29.5	4.72		650	750
92	102 1	1.23	5.59	1.464		650	750
93	94 1	2.23	7.32	1.876		650	750
94	95 1	1.32	4.34	1.11		650	750
94	96 1	2.69	8.69	2.3		650	750
94	100 1	1.78	5.8	6.04		650	750
95	96 1	1.71	5.47	1.474		650	750

96	97	1	1.73	8.85	2.4	650	750
98	100	1	3.97	17.9	4.76	650	750
99	100	1	1.8	8.13	2.16	650	750
100	101	1	2.77	12.62	3.28	650	750
100	103	1	1.6	5.25	5.36	650	750
100	104	1	4.51	20.4	5.41	650	750
100	106	1	6.05	22.9	6.2	650	750
101	102	1	2.46	11.2	2.94	650	750
103	104	1	4.66	15.84	4.07	650	750
103	105	1	5.35	16.25	4.08	650	750
103	110	1	3.906	18.13	4.61	650	750
104	105	1	.994	3.78	.986	650	750
105	106	1	1.4	5.47	1.434	650	750
105	107	1	5.3	18.3	4.72	650	750
105	108	1	2.61	7.03	1.844	650	750
106	107	1	5.3	18.3	4.72	650	750
108	109	1	1.05	2.88	.76	650	750
109	110	1	2.78	7.62	2.02	650	750
110	111	1	2.2	7.55	2.	650	750
110	112	1	2.47	6.4	6.2	650	750
114	115	1	.23	1.04	.276	650	750

99999

FIM