

## **Incorporação do novo modelo de individualização de geradores nas ferramentas baseadas na solução do Fluxo de Potência do programa ANAREDE**

Gustavo Monteiro Rohenkohl



## **Incorporação do novo modelo de individualização de geradores nas ferramentas baseadas na solução do Fluxo de Potência do programa ANAREDE**

**Aluno: Gustavo Monteiro Rohenkohl**

**Orientador: Delberis Araujo Lima**

Trabalho apresentado como requisito parcial à conclusão do curso de Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

## Agradecimentos

Durante a minha jornada acadêmica e início da minha vida profissional, recebi o apoio e a orientação de muitas pessoas, sem as quais este trabalho não teria sido possível. É com profunda gratidão que expresso meus sinceros agradecimentos a todos que contribuíram para a realização deste projeto.

Primeiramente, gostaria de agradecer aos meus pais, Sérgio e Vera, responsáveis pela minha criação e educação, sempre me apoiaram e incentivaram. A paciência e os conselhos constantes foram fundamentais para eu chegar até aqui.

Ao meu orientador, Delberis Araujo Lima, sou grato pela orientação, críticas construtivas e pelos tantos ensinamentos em sala de aula. Agradeço pela disponibilidade e pela confiança em mim depositada.

Aos pesquisadores do CEPTEL, que gentilmente compartilharam seu conhecimento para me auxiliar, meu sincero agradecimento. Em especial, agradeço a Renan Pinto Fernandes e Paula Oliveira La Gatta por sua colaboração valiosa e pelas discussões enriquecedoras que viabilizaram este trabalho.

Por fim, agradeço à PUC e aos demais professores, em especial aos do Departamento de Engenharia Elétrica, que direta ou indiretamente contribuíram para minha formação e conclusão desta etapa importante da minha vida acadêmica e profissional.

## Resumo

Com o objetivo de melhorar a representação de geradores individualizados no programa ANAREDE, foram feitas alterações na forma de avaliar os transformadores elevadores associados aos geradores. O projeto consiste em aplicar esse novo modelo na ferramenta de Análise de Contingências Programada e compará-lo tanto ao modelo antigo de individualização quanto à representação equivalente de geradores. Dessa forma, espera-se que o projeto contribua para a melhoria da funcionalidade citada e para o aumento da eficiência e qualidade do software de maneira geral.

**Palavras-chave: Fluxo de Potência, ANAREDE, Análise de Sistemas de Energia Elétrica, Geradores Individualizados**

## **Incorporation of a new generator individualization model into ANAREDE's Power-Flow solution based tools**

### **Abstract**

In order to improve the representation of individualized generators in the ANAREDE software changes were made in the way that the program evaluates power transformers associated with generators. This project consists in implementing this new model into the Programmed Fault Analysis tool while comparing it not only to the old individualization model but also to the equivalent representation of generators. Therefore, it is expected that this project contributes to the improvement of the aforementioned functionality as well as to the overall software quality and efficiency.

**Keywords: Power-Flow, ANAREDE, Electric Energy Systems Analysis, Individualized Generators**

## Sumário

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introdução</b>   | <b>1</b>  |
| a        | Contextualização . . . . .  | 1         |
| b        | Objetivo . . . . .  | 1         |
| <b>2</b> | <b>Revisão Bibliográfica</b>  | <b>2</b>  |
| a        | Fluxo de Potência . . . . .   | 2         |
| b        | Geradores Individualizados . . . . .                                | 10        |
| c        | Ferramentas do programa ANAREDE . . . . .                           | 17        |
| <b>3</b> | <b>Descrição da Metodologia</b>                                     | <b>21</b> |
| a        | Adaptações de Código . . . . .                                      | 21        |
| <b>4</b> | <b>Discussão de Resultados</b>                                      | <b>23</b> |
| a        | Contingência Programada . . . . .                                   | 23        |
| b        | Comparação entre os modelos Equivalente e Individualizado . . . . . | 31        |
| <b>5</b> | <b>Conclusão e Trabalhos Futuros</b>                                | <b>36</b> |

## Lista de Figuras

|    |   |    |
|----|---|----|
| 1  | Representação gráfica do Método de Newton-Raphson . . . . .   | 6  |
| 2  | Exemplo de entrada de dados do DBAR via arquivo texto e interface gráfica . . . . .                     | 10 |
| 3  | Comparação entre os modelos equivalente e individualizado de gerador . . . . .                          | 11 |
| 4  | Exemplo de entrada de dados do código de execução DLIN via arquivo texto e interface gráfica . . . . .  | 12 |
| 5  | Esquema de equivalentes por configuração de usina . . . . .   | 13 |
| 6  | Comparação entre a modelagem de geradores individualizados nova e antiga . . . . .                      | 14 |
| 7  | Comparação entre as réguas de leitura de dados do código de execução DGEI antigo e novo . . . . .       | 15 |
| 8  | Comparação entre as interfaces de entrada de dados do DGEI antigo e novo . . . . .                      | 16 |
| 9  | Exemplo de utilização dos códigos de execução EXCT e DCTG . . . . .                                     | 18 |
| 10 | Exemplo de utilização dos códigos de execução EXCA . . . . .  | 19 |
| 11 | Representação em fluxograma do programa de Análise de Contingências . . . . .                           | 20 |
| 12 | Representação em fluxograma da execução da contingência de circuito . . . . .                           | 22 |
| 13 | Códigos de execução DBAR DLIN e DGEI do caso teste . . . . .  | 23 |
| 14 | Diagrama unifilar que representa o sistema de teste . . . . .   | 23 |
| 15 | Contingência de circuito com campo Und negativo . . . . .   | 24 |
| 16 | Mensagem de erro de número de unidades inválido . . . . .   | 24 |
| 17 | Contingência de circuito com campo Und maior do que o campo Uop . . . . .                               | 24 |
| 18 | Mensagem de erro de valor do campo Und superior ao valor de Uop . . . . .                               | 24 |
| 19 | Manobra CIRL com campo de unidades preenchido . . . . .   | 25 |
| 20 | Mensagem de erro de operação CIRL não permitida . . . . .   | 25 |
| 21 | Código de execução DCTG do teste da manobra CIRD em um transformador com UOT igual a 1 . . . . .        | 25 |
| 22 | Relatório RLIN do teste da manobra CIRD em um transformador com UOT igual a 1 . . . . .                 | 26 |
| 23 | Relatório RGEI do teste da manobra CIRD em um transformador com UOT igual a 1 . . . . .                 | 26 |
| 24 | Alterações no caso base para testes com UOT diferente de 1 . . . . .                                    | 27 |
| 25 | Código de execução DCTG do teste da manobra CIRD em um transformador com UOT diferente de 1 . . . . .   | 27 |
| 26 | Diagrama representando a contingência de 3 unidades de transformadores com UOT igual a três . . . . .   | 28 |
| 27 | Relatório RLIN da contingência de 3 unidades de transformadores com UOT igual a três . . . . .          | 29 |
| 28 | Relatório RGEI da contingência de 3 unidades de transformadores com UOT igual a três . . . . .          | 29 |
| 29 | Relatório RLIN da contingência de uma unidade de transformador com UOT igual a três . . . . .           | 30 |
| 30 | Relatório RGEI da contingência de uma unidade de transformador com UOT igual a três . . . . .           | 30 |
| 31 | Códigos de execução DBAR e DLIN do caso equivalente . . . . .   | 31 |
| 32 | Códigos de execução DBAR, DLIN e DGEI do caso individualizado . . . . .                                 | 31 |
| 33 | Código de execução DCTG do caso equivalente . . . . .   | 31 |
| 34 | Código de execução DCTG do caso individualizado . . . . .   | 32 |
| 35 | Diagrama unifilar do caso equivalente . . . . .   | 32 |
| 36 | Relatório RLIN do caso equivalente durante contingência de circuito . . . . .                           | 33 |
| 37 | Relatório RGER do caso equivalente durante contingência de circuito . . . . .                           | 33 |
| 38 | Relatório RGER do caso equivalente durante contingência de gerador equivalente . . . . .                | 33 |
| 39 | Relatório RLIN do caso equivalente durante contingência de gerador equivalente . . . . .                | 33 |
| 40 | Relatório RLIN do caso individualizado durante contingência de circuito . . . . .                       | 34 |
| 41 | Relatório RGER e RGEI do caso individualizado durante contingência de circuito . . . . .                | 34 |
| 42 | Relatório RGER e RGEI do caso individualizado durante contingência de gerador individualizado . . . . . | 35 |
| 43 | Relatório RLIN do caso individualizado durante contingência de gerador individualizado . . . . .        | 35 |

## 1 Introdução

### a Contextualização

Sistemas elétricos de potência são conjuntos de estruturas que interagem entre si com a finalidade de gerar energia elétrica e levá-la até os consumidores. Para isso, divide-se o sistema em três etapas: Geração, Transmissão e Distribuição. A primeira é responsável por converter a energia proveniente de fontes como hídrica ou solar, em energia elétrica. Já a Transmissão, consiste em elevar a tensão elétrica e transportar a energia gerada nas usinas até os centros consumidores por meio de linhas de transmissão. Isso pode ser feito por meio do uso tanto de corrente alternada quanto de elos de corrente contínua. Por fim, a Distribuição é a etapa na qual são reduzidos os níveis de tensão e entrega-se a energia aos diversos tipos de consumidores finais.

A nível nacional, o sistema que atende o Brasil como um todo é o Sistema Interligado Nacional (SIN), um sistema de larga escala que interliga quatro principais subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e maior parte da região Norte, com exceção de alguns sistemas isolados. Essa interconexão possibilita o intercâmbio de potência entre diferentes áreas, o que confere maior confiabilidade e robustez ao sistema. Devido ao seu tamanho e complexidade, a operação do SIN, realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), é uma tarefa desafiadora e vital para a garantia da qualidade do fornecimento de energia. Além disso, o desenvolvimento econômico e tecnológico, aliado à crescente implementação de fontes renováveis de energia, faz com que o SIN esteja em constante expansão, de forma que possa atender com segurança aos aumentos de demanda.

Por conta dessa busca incessante pela confiabilidade, segurança e qualidade, torna-se necessária a realização de diversos estudos e simulações, principalmente nas áreas de Operação e Planejamento do Sistema. Nesse contexto, o programa ANAREDE age como uma valiosa ferramenta de análise de sistemas elétricos de potência no setor elétrico brasileiro.

O Programa de Análise de Redes Elétricas de Potência em Regime Permanente (ANAREDE) é um software desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) há mais de cinquenta anos que tem como base o cálculo computacional do fluxo de potência. Como detalhado em [1], a partir dele, o programa oferece diversos módulos que auxiliam na análise de sistemas elétricos de potência, entre eles as ferramentas de Equivalente de Redes, Análise de Contingências, Análise de Sensibilidade, Avaliação de Região de Segurança e Cálculo de Margem de Transmissão.

O programa ANAREDE é um dos programas de análise de sistemas de potência mais utilizados no setor elétrico brasileiro, possuindo diversos usuários como Eletrobras, ONS e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), além de outros agentes e instituições de ensino. Por conta disso, há um grande interesse em manter o programa atualizado e condizente com as novas demandas do mercado. Dessa forma, o programa ANAREDE está em constante estado de desenvolvimento, fornecendo e aprimorando novas ferramentas, funcionalidades, modelagens e algoritmos que melhor atendam e representem as necessidades do SIN.

### b Objetivo

Este trabalho foi motivado pela implementação da nova representação de geradores individualizados no programa ANAREDE, realizado anteriormente pela equipe de desenvolvimento do programa. Seu objetivo é adequar as ferramentas baseadas na solução do fluxo de potência a esse novo modelo de individualização de geradores. O módulo que será atualizado é o de Análise de Contingências Programada.

As aplicações efetuadas neste projeto serão realizadas no código-fonte do programa ANAREDE utilizando a linguagem de programação Fortran. Além das descrições dos códigos, serão apresentados casos e relatórios gerados pelo programa a fim de exemplificar as alterações feitas.

## 2 Revisão Bibliográfica

### a Fluxo de Potência

De acordo com [2], um sistema elétrico de potência (SEP) é composto, de forma simplificada, por geradores, barras, cargas e linhas de transmissão. Nesse contexto, as barras representam pontos de interesse nos quais se deseja observar certas variáveis como tensão, por exemplo. Os geradores são os equipamentos responsáveis por fornecer energia ao sistema e, conseqüentemente, alimentar as cargas que consomem essa energia. Para que isso funcione corretamente, é preciso que haja um fluxo de potência entre os elementos da rede elétrica, que são conectados pelas linhas de transmissão.

Percebe-se, portanto, que o cálculo do fluxo de potência é essencial para a análise de uma rede elétrica, visto que fornece as informações necessárias para saber de que forma um conjunto de geradores está atendendo as cargas, do ponto de vista do regime permanente. Como visto em [2], isso viabiliza também a otimização da operação da rede e o aumento da sua estabilidade e confiabilidade. Outro papel do cálculo do fluxo de potência é garantir que as linhas de transmissão, entre outros equipamentos, estejam atuando dentro de seus limites de segurança e auxiliar na monitoração das perdas técnicas causadas pela violação desses limites. Por fim, pode ser citada também a importância desse estudo no planejamento do sistema, tanto a curto prazo, na monitoração das variações de carga ao longo do dia, quanto a longo prazo nos estudos dos impactos causados por alterações no sistema, como a inserção de uma nova unidade geradora, por exemplo.

De maneira mais específica, o objetivo do cálculo do fluxo de potência é determinar o estado operativo da rede, isto é, obter módulo e ângulo da tensão em todas as barras, assim como os fluxos de potência Ativa e Reativa. Baseando-se nisso, [3] define três tipos básicos de barras, sendo que, cada um deles fornece duas variáveis especificadas e duas como incógnitas ao problema, são eles:

| Variáveis     | <b>PQ</b>          | <b>PV</b>          | <b>Vθ</b>          |
|---------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Especificadas | $P_k$ e $Q_k$      | $P_k$ e $V_k$      | $V_k$ e $\theta_k$ |
| Calculadas    | $V_k$ e $\theta_k$ | $Q_k$ e $\theta_k$ | $P_k$ e $Q_k$      |

**OBS:**  $k$  é o índice que identifica o número da barra

Como mencionado em [3], geralmente, barras do tipo **PQ** representam as cargas do sistema, enquanto que as do tipo **PV** representam as barras de geração, com controle de tensão. Já as barras **Vθ**, também chamadas de "Swing" ou ainda "Slack", fornecem uma referência angular para o sistema. Além disso, possuem também o papel de assumir a diferença de Potência Ativa entre a carga e geração da rede, o que equivale às perdas de transmissão assim como o desbalanço entre carga e geração. Isso só é possível devido ao fato de que em uma barra *Swing* a Potência Ativa gerada não é especificada. Nesse sentido, barras do tipo **Vθ**, assim como as do tipo **PV**, podem representar as gerações do sistema, tipicamente modelando geradores de grande porte. É válido mencionar que a utilização desse tipo de barra serve como um artifício matemático para resolver o problema, já que sem o seu uso teria-se mais incógnitas do que equações.

Com o objetivo de relacionar as injeções de Potência Ativa e Reativa das barras com as suas respectivas magnitudes de tensão e diferenças angulares, utiliza-se a Lei de Kirchhoff das correntes para que se obtenha equações que justamente cumpram esse requisito. Originalmente, esse princípio é aplicado a circuitos eletrônicos e afirma que o valor da corrente elétrica que sai de um determinado nó deve ser igual ao valor da corrente que é injetada nesse mesmo nó. Em sistemas elétricos de potência isso também deve ser respeitado, trocando apenas os nós do circuito pelas barras e a corrente pelas potências Ativa e Reativa injetadas na barra. Dessa forma, temos as seguintes expressões, de acordo com [3].

$$P_k = \sum_{m \in \Omega} P_{km} \quad (1)$$

$$Q_k = \sum_{m \in \Omega} Q_{km} + Q_k^{sh} \quad (2)$$

Onde  $\Omega$  é o conjunto das barras adjacentes à barra de número  $k$ ,  $P_{km}$  e  $Q_{km}$  são, respectivamente, as potências Ativa e Reativa que fluem da barra  $k$  para a barra  $m$  e  $Q_k^{sh}$  é a injeção de Potência Reativa derivada de elementos *shunt* da barra  $k$ . Ainda é possível reescrever as equações acima substituindo as potências líquidas

injetadas ( $P_k$  e  $Q_k$ ) pela diferença da potência gerada na barra pela carga associada à ela, isto é,  $P_{gk} - P_{lk}$  e  $Q_{gk} - Q_{lk}$ .

Para finalizar a formulação do problema, basta descobrir as expressões das potências Ativa e Reativa que fluem entre as barras do sistema. Isso é feito por meio da modelagem matemática dos elementos que interligam as barras do sistema elétrico, são eles: linhas de transmissão, transformadores em fase e transformadores defasadores.

Para encontrar os fluxos  $P_{km}$  e  $Q_{km}$ , é preciso primeiro saber qual é a corrente que flui através desses equipamentos para que depois seja possível obter uma expressão para as potências em função apenas das tensões das barras de suas extremidades e de seus parâmetros físicos. Utilizando o modelo  $\pi$  da linha de transmissão, é possível encontrar o equacionamento dos fluxos de potência nas linhas, conforme apresentado em [3]. A seguir, esse equacionamento será reproduzido e explicado.

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^{sh} E_k \quad (3)$$

Como a potência aparente complexa conjugada é dada pelas equações

$$S_{km}^* = P_{km} - jQ_{km} \quad (4)$$

$$S_{km}^* = E_k^* I_{km} \quad (5)$$

onde  $E_k$  é a representação complexa do fasor de tensão ( $E_k = V_k e^{j\theta_k}$ ), tem-se que:

$$S_{km}^* = y_{km} V_k e^{-j\theta_k} (V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) + jb_{km}^{sh} V_k^2 \quad (6)$$

Utilizando a fórmula de Euler para números complexos e identidades trigonométricas, é possível expandir a equação acima e separar suas partes reais e imaginárias, obtendo assim os fluxos desejados.

$$e^{j\theta} = \cos \theta + j \sin \theta \quad (7)$$

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (8)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m g_{km} \sin \theta_{km} \quad (9)$$

É observado, portanto que as injeções de potência dependem da diferença entre os ângulos de tensão das barras assim como de suas magnitudes. Dependem ainda da susceptância do elemento *shunt* e da admitância  $y_{km}$  da linha de transmissão, que é definida como:

$$y_{km} = \frac{1}{z_{km}} \quad (10)$$

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} \quad (11)$$

Onde  $g_{km}$  e  $b_{km}$  representam a condutância e susceptância da linha, respectivamente. É importante explicitar também que a notação  $\theta_{km}$  foi adotada para representar a diferença  $\theta_k - \theta_m$ .

De maneira similar, é possível encontrar as equações dos fluxos de potência a partir das modelagens dos transformadores em fase e dos transformadores defasadores. Dessa forma, sabemos que as potências que passam por um transformador em fase são dadas por [3] como sendo:

$$P_{km} = (a_{km} V_k)^2 g_{km} - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \cos \theta_{km} - (a_{km} V_k) V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (12)$$

$$Q_{km} = -(a_{km} V_k)^2 b_{km} + (a_{km} V_k) V_m b_{km} \cos \theta_{km} - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \sin \theta_{km} \quad (13)$$

Analogamente, para transformadores defasadores puros, os fluxos são dados por:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) - V_k V_m b_{km} \sin(\theta_{km} + \phi_{km}) \quad (14)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 b_{km} + V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) - V_k V_m g_{km} \sin(\theta_{km} + \phi_{km}) \quad (15)$$

Por inspeção, é possível obter expressões gerais para os fluxos de Potência Ativa e Reativa que são válidas tanto para linhas de transmissão quanto para os transformadores mencionados.

$$P_{km} = (a_{km} V_k)^2 g_{km} - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) - (a_{km} V_k) V_m b_{km} \sin(\theta_{km} + \phi_{km}) \quad (16)$$

$$Q_{km} = -(a_{km} V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (a_{km} V_k) V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \sin(\theta_{km} + \phi_{km}) \quad (17)$$

De acordo com [3], nota-se que é possível chegar nas equações específicas a partir das gerais utilizando o fato de que para linhas de transmissão,  $a_{km} = 1$  e  $\phi_{km} = 0$ , para transformadores em-fase,  $b_{km}^{sh} = 0$  e  $\phi_{km} = 0$  e para defasadores puros,  $b_{km}^{sh} = 0$  e  $a_{km} = 1$ . Sendo que  $\phi_{km}$  é o ângulo de defasagem do transformador defasador.

No contexto de um sistema elétrico de potência real, há uma grande quantidade de barras que dão origem a uma grande quantidade de equações. Por este motivo, é vantajoso formular matricialmente o problema do fluxo de potência. Baseando-se em [3], o primeiro passo é aplicar novamente a Primeira Lei de Kirchhoff das correntes para se obter a expressão da injeção líquida em uma barra.

$$I_k = \sum_{m \in \Omega} I_{km} - I_k^{sh} \quad (18)$$

Assim como foi feito com a expressão geral dos fluxos, é possível realizar o mesmo procedimento para encontrar a equação geral da corrente que flui por uma linha de transmissão  $I_{km}$ .

$$I_{km} = (a_{km}^2 y_{km} + j b_{km}^{sh}) E_k + (-a_{km} e^{-j\phi_{km}} y_{km}) E_m \quad (19)$$

Substituindo a equação acima na expressão de  $I_k$ , obtém-se:

$$I_k = [j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega} (a_{km}^2 y_{km} + j b_{km}^{sh})] E_k + \sum_{m \in \Omega} (-a_{km} e^{-j\phi_{km}} y_{km}) E_m \quad (20)$$

Colocando na forma matricial

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y} \mathbf{E} \quad (21)$$

Onde  $\mathbf{I}$  é o vetor das injeções de corrente composto por  $I_k$  com  $k$  variando de 1 até o número máximo de barras do sistema,  $\mathbf{E}$  é o vetor das tensões nodais composto por  $E_k$  e  $\mathbf{Y}$  é a matriz de admitância de barra, cujos elementos explicitados abaixo são:  $\mathbf{Y}_{kk}$  na diagonal principal e  $\mathbf{Y}_{km}$  nos elementos restantes [3].

$$\mathbf{Y}_{km} = -a_{km} e^{-j\phi_{km}} y_{km} \quad (22)$$

$$\mathbf{Y}_{kk} = j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega} (a_{km}^2 y_{km} + j b_{km}^{sh}) \quad (23)$$

Alguns comentários podem ser feitos a respeito dessa matriz. Primeiramente, como mencionado em [3], percebe-se que, em um sistema composto apenas por linhas de transmissão, os elementos  $\mathbf{Y}_{km}$  da matriz serão compostos, simplesmente, pelo oposto da admitância da linha de transmissão que liga a barra de número  $k$  à de número  $m$ , caso exista. Já os elementos  $\mathbf{Y}_{kk}$  serão compostos pela soma das admitâncias de todas as linhas de transmissão ligadas à barra  $k$ . Vale lembrar que o número das barras coincidem com as linhas e colunas da matriz, de forma que, caso queira-se saber qual é a admitância da linha que liga a barra de número 3 à de número 6, basta consultar o elemento que se encontra na terceira linha e sexta coluna da matriz ou então para o elemento localizado na sexta linha e terceira coluna. Como explicado em [3], isso se deve ao fato de que,

para redes compostas apenas por linhas de transmissão e transformadores em fase, a matriz  $\mathbf{Y}_{km}$  é simétrica, isto é, o elemento  $\mathbf{Y}_{km}$  é igual ao  $\mathbf{Y}_{mk}$ , para qualquer  $m$  e  $k$ . Outra observação que pode ser realizada é o fato de que, em sistemas reais, a matriz de admitância de barras é esparsa, possui uma grande quantidade de elementos nulos em relação aos não nulos. Isso se dá por conta do fato de que esses sistemas são compostos por dezenas ou até mesmo centenas de barras e, geralmente, uma barra não se liga a muito mais do que quatro barras.

Finalizando a modelagem do problema, [3] afirma que é possível expressar a injeção de corrente  $I_k$  a partir dos elementos da matriz  $\mathbf{Y}$ :

$$I_k = Y_{kk}E_k + \sum_{m \in \Omega} Y_{km}E_m = \sum_{m \in K} Y_{km}E_m \quad (24)$$

Agora é possível utilizar o domínio  $K$  em vez de  $\Omega$ , já que simboliza o conjunto de todas as barras adjacentes à de número  $k$ , inclusive a própria barra  $k$ . Substituindo  $\mathbf{Y}_{km}$  por  $\mathbf{G}_{km} + j\mathbf{B}_{km}$  e colocando a tensão  $E_m$  na forma fasorial temos que:

$$I_k = \sum_{m \in K} (\mathbf{G}_{km} + j\mathbf{B}_{km})(V_m e^{j\theta_m}) \quad (25)$$

Como a potência Aparente complexa conjugada é

$$S_k^* = P_k - jQ_k = E^* I_k \quad (26)$$

pode-se juntar as duas equações acima e separar as partes real e imaginária para finalmente obter as injeções de potência Ativa e Reativa.

$$S_k^* = V_k e^{-j\theta_k} \sum_{m \in K} (\mathbf{G}_{km} + j\mathbf{B}_{km})(V_m e^{j\theta_m}) \quad (27)$$

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (28)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (29)$$

Conclusivamente, as equações (28) e (29) serão utilizadas para resolver o problema do cálculo do fluxo de potência e, conseqüentemente, determinar o estado operativo da rede. Assim, é possível destacar que esse sistema é não linear, evidente pelo fato de ser composto por funções senoidais, e estático, ou seja, não depende do tempo.

Dadas as características já mencionadas do problema, torna-se necessário um método iterativo e computacional para resolver as equações deduzidas anteriormente. Um dos métodos mais utilizados é o de Newton-Raphson que, de acordo com [2], possui uma rápida convergência, ou seja, consegue encontrar uma solução em poucas iterações devido à sua convergência quadrática, tanto para sistemas menores quanto para os de larga escala. Portanto, para dar início ao processo de solução, será analisado primeiramente o chamado caso unidimensional ou escalar do método de Newton-Raphson. Como apresentado em [3], considerando um sistema do tipo:

$$f(x) = 0 \quad (30)$$

tem-se como objetivo determinar o valor de  $x$  que faz com que a função  $f$  fique nula. Visualmente, deseja-se encontrar em qual local a curva que representa  $f(x)$  intersecta o eixo horizontal  $x$ , como pode ser visto na figura 1.

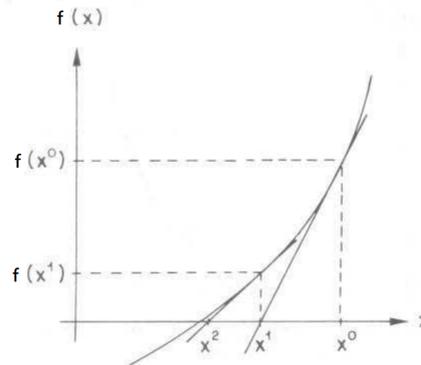


Figura 1: Representação gráfica do Método de Newton-Raphson

Para isso, deve-se seguir os passos do algoritmo a seguir:

- Escolher um ponto de partida, uma solução inicial  $x = x^{(\nu)} = x^{(0)}$ , onde  $\nu$  é o número da iteração atual do algoritmo .
- Calcular o valor da função  $f(x)$  para  $x = x^{(\nu)}$ .
- Especificar um valor pequeno que servirá como uma tolerância  $\varepsilon$  em relação a  $f(x)$ .
- Comparar  $f(x^{(\nu)})$  com  $\varepsilon$ . Caso  $|f(x^{(\nu)})| \leq \varepsilon$ , então  $x^{(\nu)}$  é a solução desejada e o algoritmo se encerra. Caso contrário, o processo continua.
- Expandir  $f(x)$  em uma série de Taylor em torno de  $x^{(\nu)}$ .

$$f(x^{(\nu)}) + \Delta x^{(\nu)} f'(x^{(\nu)}) + \frac{1}{2}(\Delta x^{(\nu)})^2 f''(x^{(\nu)}) + \dots = 0 \quad (31)$$

Onde  $\Delta x^{(\nu)}$  é a variação ou erro de  $x^{(\nu)}$  em relação a  $x^{(\nu+1)}$  e

$$f'(x^{(\nu)}) = \frac{df}{dx} \quad (32)$$

De acordo com [2, 3], pode-se assumir então que o erro  $\Delta x^{(\nu)}$  é desprezível nos termos de maior ordem e que a aproximação linear de primeira ordem fornece, na maioria dos casos, uma solução relativamente próxima à da função inicial. Trunca-se então a função no primeiro termo da série de Taylor ficando simplesmente com a equação da reta tangente à  $f(x)$  no ponto onde  $x = x^{(\nu)}$ , o que evita o cálculo de derivadas de maior ordem, poupando esforço computacional.

$$f(x^{(\nu)}) + f'(x^{(\nu)})\Delta x^{(\nu)} = 0 \quad (33)$$

- Calcular o erro:

$$\Delta x^{(\nu)} = -\frac{f(x^{(\nu)})}{f'(x^{(\nu)})} \quad (34)$$

- Atualizar o valor de  $x^{(\nu)}$  e voltar ao passo de cálculo de  $f(x^{(\nu)})$ .

$$x^{(\nu+1)} = x^{(\nu)} + \Delta x^{(\nu)} \quad (35)$$

Passando agora para o caso multidimensional, é preciso resolver um sistema composto por variáveis vetoriais, isto é:

$$\underline{f}(\underline{x}) = 0 \quad (36)$$

$$\underline{f}(\underline{x}) = \begin{bmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \\ \vdots \\ f_n(x) \end{bmatrix} \quad (37)$$

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad (38)$$

Seguindo o mesmo passo a passo do caso unidimensional, chega-se à equação da série de Taylor truncada de  $f(\underline{x})$  com a diferença de que, em vez da utilização da primeira derivada de  $f(x)$ , usa-se agora a matriz Jacobiana, definida por [2] como a matriz composta pelas derivadas parciais  $\frac{\partial f_i}{\partial x_j}$ .

$$f(\underline{x}^\nu) + \mathbf{J}(\underline{x}^\nu)\Delta\underline{x}^\nu = 0 \quad (39)$$

$$\mathbf{J} = \frac{\partial f}{\partial \underline{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (40)$$

Dessa forma, o cálculo da variação do erro necessário para atualizar o valor de  $\underline{x}$  para a próxima iteração do algoritmo passa a ser:

$$\Delta\underline{x}^\nu = -[\mathbf{J}(\underline{x}^\nu)]^{-1}f(\underline{x}^\nu) \quad (41)$$

Nota-se que seguir esse algoritmo exige, não só calcular a matriz Jacobiana a cada iteração, como também a sua inversa. Levando-se em conta que o processo de inversão de matrizes também é custoso computacionalmente, é possível adaptar o algoritmo usando o método da derivada constante. Essa alternativa consiste em calcular a matriz Jacobiana no caso multidimensional ou  $f'(\underline{x}^\nu)$  no escalar apenas uma vez e utilizar o mesmo resultado em todas as iterações. A desvantagem desse método apontada por [3] é que o algoritmo utiliza mais iterações para convergir, demorando mais tempo.

Com o método explicitado, pode-se agora aplicá-lo ao problema da solução do fluxo de potência. Sabe-se que, em um sistema elétrico de potência, as barras do tipo **PQ** fornecem como valores especificados  $P_k$  e  $Q_k$  e têm como incógnitas  $V_k$  e  $\theta_k$ , enquanto as barras do tipo **PV** fornecem  $P_k$  e  $V_k$  e possui  $\theta_k$  com incógnita. Dessa forma, é informado por [3] que o sistema a ser resolvido possuirá uma quantidade de equações igual ao dobro do número de barras **PQ** mais o número de barras **PV** ou simplesmente  $2NPQ + NPV$ . Essas equações são dadas por:

$$P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0 \quad (42)$$

$$Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (43)$$

sendo que a equação (42) se refere às barras PQ e PV enquanto a equação (43) refere-se à barra PQ.

Como  $V_k$  e  $\theta_k$  são conhecidos nas barras do tipo **PV**,  $P_k$  e  $Q_k$  podem ser determinados por meio de substituição simples, tornando desnecessária a aplicação do método de Newton-Raphson nesse caso.

Em seguida, tanto [3] quanto [2] definem as variáveis vetoriais que compõem o sistema a ser resolvido:

$$\underline{x}^\nu = \begin{bmatrix} \underline{\theta}^\nu \\ \underline{V}^\nu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_2^\nu \\ \theta_3^\nu \\ \vdots \\ \theta_n^\nu \\ V_2^\nu \\ V_3^\nu \\ \vdots \\ V_n^\nu \end{bmatrix} \quad (44)$$

$$\underline{f}(\underline{x}^\nu) = \begin{bmatrix} \Delta \underline{P}^\nu \\ \Delta \underline{Q}^\nu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2^\nu \\ \vdots \\ \Delta P_n^\nu \\ \Delta Q_2^\nu \\ \vdots \\ \Delta P_n^\nu \end{bmatrix} \quad (45)$$

$$\Delta \underline{x}^\nu = \begin{bmatrix} \Delta \underline{\theta}^\nu \\ \Delta \underline{V}^\nu \end{bmatrix} \quad (46)$$

$$J(\underline{x}^\nu) = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{\theta}} & \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{V}} \\ \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{\theta}} & \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{V}} \end{bmatrix}^\nu \quad (47)$$

sendo que,

$$\Delta \underline{P} = \underline{P}^{esp} - \underline{P}(\underline{V}\underline{\theta}) \quad (48)$$

$$\Delta \underline{Q} = \underline{Q}^{esp} - \underline{Q}(\underline{V}\underline{\theta}) \quad (49)$$

e assumindo que há apenas uma barra de referência e que é a de número 1. Além disso, nota-se que os termos  $\underline{P}^{esp}$  e  $\underline{Q}^{esp}$  foram desprezados na matriz Jacobiana devido à derivada parcial e pelo fato de serem constantes, o que também permite que o sinal negativo seja posto em evidência fora da matriz. Como proposto em [3], naturalmente, a matriz Jacobiana é composta por quatro submatrizes que podem ser representadas separadamente, sendo que cada uma equivale a um conjunto de derivadas parciais mostradas na equação 47. São elas:

$$J(\underline{x}^\nu) = - \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^\nu \quad (50)$$

$$H_{km} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (51)$$

$$H_{kk} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (52)$$

$$N_{km} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (53)$$

$$N_{kk} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (54)$$

$$M_{km} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (55)$$

$$M_{kk} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (56)$$

$$L_{km} = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (57)$$

$$L_{kk} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (58)$$

É possível ainda simplificar os elementos das diagonais principais das submatrizes colocando suas expressões em função das injeções de potência Ativa e Reativa.

$$H_{kk} = -Q_k - V_k^2 B_{kk} \quad (59)$$

$$N_{kk} = V_k^{-1} (P_k + V_k^2 G_{kk}) \quad (60)$$

$$M_{kk} = P_k - V_k^2 G_{kk} \quad (61)$$

$$L_{kk} = V^{-1} (Q_k - V_k^2 B_{kk}) \quad (62)$$

Por fim, basta seguir os passos do algoritmo já mencionados em [3] que, resumidamente, consistem em:

- Escolher a estimativa inicial  $\underline{x}^\nu = \underline{x}^0$ , que agora consiste em escolher um valor para o ângulo e um para o módulo da tensão. Usualmente, se opta por adotar  $\theta = 0$  graus ou radianos e  $V = 1$  p.u.
- Substituir  $\underline{x}^\nu$  nas equações de  $P_k^\nu(V^\nu, \theta^\nu)$  e  $Q_k^\nu(V^\nu, \theta^\nu)$  e determinar  $\Delta P^\nu$  e  $\Delta Q^\nu$ .
- Checar se  $|\Delta P^\nu| \leq \varepsilon$  e  $|\Delta Q^\nu| \leq \varepsilon$ . Caso essas condições sejam atingidas, o algoritmo é interrompido e se obtém a solução convergida de  $V^\nu$  e  $\theta^\nu$ . Caso contrário, deve-se prosseguir com o método.
- Calcular a matriz Jacobiana  $\mathbf{J}(V^\nu, \theta^\nu)$  e determinar  $\Delta \theta^\nu$  e  $\Delta V^\nu$ .

$$\begin{bmatrix} \Delta P^\nu(V^\nu, \theta^\nu) \\ \Delta Q^\nu(V^\nu, \theta^\nu) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H(V^\nu, \theta^\nu) & N(V^\nu, \theta^\nu) \\ M(V^\nu, \theta^\nu) & L(V^\nu, \theta^\nu) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^\nu \\ \Delta V^\nu \end{bmatrix} \quad (63)$$

- Incrementar as variáveis do sistema para a próxima iteração e voltar ao segundo passo :

$$\underline{\theta}^{\nu+1} = \underline{\theta}^\nu + \Delta \underline{\theta}^\nu \quad (64)$$

$$\underline{V}^{\nu+1} = \underline{V}^\nu + \Delta \underline{V}^\nu \quad (65)$$

## b Geradores Individualizados

De acordo com [1], o programa ANAREDE é composto por diversos códigos de execução e opções de controle de execução que definem quais funções serão executadas e como elas serão utilizadas. Na prática, tratam-se de mnemônicos compostos por quatro letras usadas para informar ao programa quais operações o usuário deseja realizar. Há dois tipos de códigos de execução, os utilizados para a entrada de dados e os que servem para a execução de ferramentas. Os dois mais empregados para a entrada de dados são: o código de execução de leitura de dados de barra CA (DBAR) e o de leitura de dados de circuito CA (DLIN). Juntos, formam a base do sistema elétrico a ser analisado, visto que permitem que o usuário faça a entrada de dados como identificação, tensão, tipo, geração e carga relativa às barras do sistema assim como resistência, reatância, susceptância e tap relativo aos circuitos, que podem ser tanto linhas de transmissão quanto transformadores. Vale citar que o fornecimento de dados ao programa pode ser feito tanto por meio de um arquivo texto quanto via interface gráfica, conforme exemplo da figura 2.

```

18 DBAR
19 (Num)OETGb( nome )Gl( V ) ( A ) ( Pg ) ( Qg ) ( Qn ) ( Qm ) ( Bo ) ( P1 ) ( Q1 ) ( Sh )Are (Vf)
20 1 2 Barra-01--HV 1060 0.0232.4-16.9 1 21.7 12.7 1
21 2 1 Barra-02--HV 1045-4.9 40.0 42.4-40.0 50.0 2 21.7 12.7 1
22 3 1 Barra-03--HV 1010-12. 0.0 23.4 0.0 40.0 3 94.2 19.0 1
23 4 0 Barra-04--HV 1019-10. 47.8 -3.9 1
24 5 0 Barra-05--HV 1020-8.7 7.6 1.6 1
25 6 1 Barra-06--LV 1070-14. 0.0 12.2 -6.0 24.0 6 11.2 7.5 1
26 7 D0 Barra-07--ZV 1062-13. 1
27 8 1 Barra-08--TV 1090-13. 0.0 17.4 -6.0 24.0 8 1
28 9 0 Barra-09--LV 1056-14. 29.5 16.6 19.0 1
29 10 0 Barra-10--LV 1051-15. 9.0 5.8 1
30 11 0 Barra-11--LV 1057-14. 3.5 1.8 1
31 12 0 Barra-12--LV 1055-15. 6.1 1.6 1
32 13 0 Barra-13--LV 1050-15. 13.5 5.8 1
33 14 0 Barra-14--LV 1036-16. 14.9 5.0 1
34 99999
    
```

Figura 2: Exemplo de entrada de dados do DBAR via arquivo texto e interface gráfica

Outro elemento cuja modelagem é imprescindível para a análise de sistemas de potência é o gerador. Sua representação pode ser feita tanto de forma equivalente quanto individualizada. Por meio da individualização, é possível modelá-los de forma mais condizente com a realidade. No programa ANAREDE, esse processo é feito a partir do código de execução DGEI, que realiza a leitura de diversos dados relativos à caracterização de grupos geradores, como, por exemplo, número máximo e mínimo de unidades, número de unidades em operação, geração por máquina de potência Ativa, Reativa e seus limites máximo e mínimo. Dessa forma, é possível representar grupos de geradores com características diferentes conectados a uma mesma barra. É importante ressaltar também que, por meio desse código de execução, é possível fornecer parâmetros físicos específicos dos geradores ao programa para que ele calcule as curvas de capacidade dos equipamentos, assim permitindo a obtenção dos seus limites operativos. O DGEI ainda permite a associação de transformadores a unidades de geração, assim como é feito em usinas reais, por meio do preenchimento do campo de reatância do transformador elevador.

Por outro lado, utilizando-se o modelo equivalente, é necessário apenas informar ao programa as gerações

atuais de potência Ativa e Reativa por meio do próprio código de execução DBAR e os limites de potência Reativa dos geradores, já que nessa representação não são aceitos dados de unidades ou grupo de máquinas. Além disso, para essa representação, não é possível associar transformadores elevadores a geradores equivalentes. A figura 3 sintetiza os principais pontos de comparação entre os dois modelos.

| Equivalente  | Individualizado  |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Preenchimento mais simples, utilizando diretamente o próprio código de execução DBAR</li> <li>• Gerador é modelado por injeções de potência Ativa e Reativa em uma barra</li> <li>• Não é necessário conhecer parâmetros específicos do gerador apenas seus limites máximo e mínimo de geração de potência Reativa</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo mais fiel à realidade</li> <li>• Permite a representação de grupos de geração diferentes conectados à mesma barra</li> <li>• Possibilita a modelagem do número de unidades máximo e em operação de geradores pertencentes à um mesmo grupo</li> <li>• Associa os grupos de geradores à transformadores elevadores</li> <li>• Permite informar parâmetros do gerador para que o programa calcule automaticamente a curva de capacidade da máquina, determinando assim os limites máximo e mínimo de potência Reativa</li> </ul> |

Figura 3: Comparação entre os modelos equivalente e individualizado de gerador

Recentemente, com o intuito de aprimorar a modelagem de geradores individualizados no programa ANAREDE, foi realizada, pela equipe de desenvolvimento, uma série de mudanças no código de execução DGEI e algumas alterações no código de execução DLIN.

De acordo com [1], em versões anteriores do programa, para que o usuário fizesse a entrada do dado de reatância do transformador elevador era necessário calcular a reatância equivalente, dividindo a reatância por unidade pelo número de unidades em operação de transformadores. Na versão atual, foram incluídos os campos de número máximo de unidades e número de unidades em operação que fazem com que o código de execução DLIN aceite diretamente o valor da reatância por unidade do transformador e permitem que o programa faça o cálculo da reatância equivalente automaticamente. Por conta disso, as capacidades normal, de emergência e do equipamento também passaram a ser consideradas por unidade, diminuindo assim o número de cálculos que o usuário deve fazer para fornecer os dados de transformador para o programa ANAREDE. Todos esses campos são exibidos na figura 4, que mostra a janela de entrada de dados do código de execução DLIN por meio da interface gráfica e seu cabeçalho de campos via arquivo texto. É importante mencionar que sempre que o número de unidades em operação for modificado pelo cálculo do fluxo de potência, por exemplo, todos esses parâmetros equivalentes serão recalculados internamente pelo programa.

```

40 DLIN
41 (De) d O d (Pa) NcEPM( R% ) ( X% ) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bo) (Cn) (Ce)Ns (Cq) (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (U) Uop
42 2 1 1 5. 1. 99999999 9999 3 2
43 2 3 1 .5 5. 100. 99999999 9999
44 3 4 1 .5 5. 99999999 9999
45 4 5 1 3.988 1.05 400.400. 210. 4 2
46 10 2 1 5. 1. 99999999 9999 6 2
47 20 2 1 5. 1. 99999999 9999 3 3
48 30 3 1 5. 1. 99999999 9999 3 1
49 51 5 1 20.323 1. 400.400. 210. 4 2
50 52 5 1 -.273 1.018 .9 1.1 52400.400.17210. 4 2
51 99999
    
```

Figura 4: Exemplo de entrada de dados do código de execução DLIN via arquivo texto e interface gráfica

No código de execução DGEI, foram feitas alterações nas modelagens de usinas que possuem geradores conectados a secundários de transformadores de três enrolamentos e usinas cujas máquinas operam tanto como compensadores síncronos quanto como geradores. Contudo, a mudança mais relevante para esse projeto é a que foi realizada para os casos nos quais há mais de um gerador associado a um mesmo transformador. No formato antigo, era possível representar apenas os casos onde a relação entre número de unidades de geração e número de transformadores era de um para um e grupos de geradores em uma mesma barra deviam ser associados a um mesmo transformador. Com o DGEI novo, a modelagem é feita a partir de um gerador ligado à barra de baixa tensão, um transformador elevador e da barra de alta tensão, logo o usuário faz a associação de forma manual. Além disso, também é informado quantas unidades geradoras podem ser associadas, no máximo, a um transformador. Isso permite que outras configurações de conexões entre geradores e transformadores sejam fornecidas ao programa, como é o caso exemplificado na figura 5, apresentada em [1], no qual há três geradores conectados a um único transformador. Além disso, a figura 5 ainda ilustra como o novo código de execução DGEI realiza a equivalência da disposição física da usina para o programa ANAREDE.

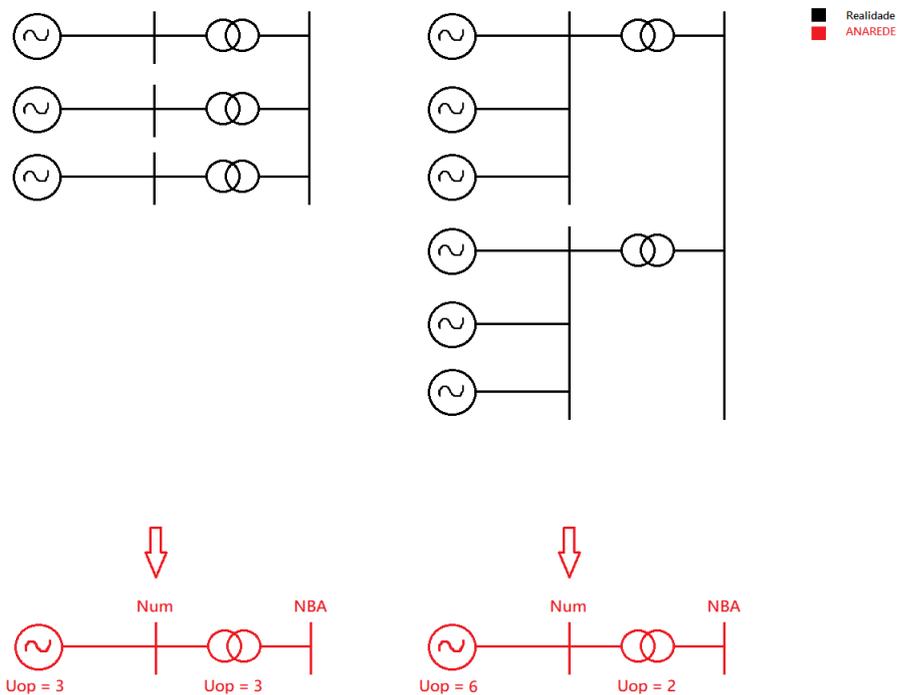


Figura 5: Esquema de equivalentes por configuração de usina

Outra importante mudança realizada no código de execução DGEI foi a mudança na forma de distribuição de potência entre grupos conectados a uma barra. Antes, se a geração total em uma barra fosse de 100MW, por exemplo, a geração equivalente era dividida igualmente entre os grupos conectados à barra. Agora, essa geração individual é calculada a partir dos limites de potência de cada máquina do grupo. Por fim, o cálculo da curva de capacidade dos geradores foi otimizado, deixando de ser custoso computacionalmente e, no novo código de execução DGEI, esse gráfico também pode ser construído de maneira mais simples por meio do fornecimento de coordenadas a partir do código de execução DCPT, responsável pela ferramenta de curva por pontos.

Em suma, a figura 6 mostra as diferenças mais relevantes entre a nova modelagem de geradores individualizados e a antiga.

| DGEI Antigo   | DGEI Novo   |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Identifica automaticamente qual é o transformador associado ao grupo de geradores</li> <li>• A barra de conexão do DGEI deve ter conectividade igual a 1</li> <li>• Grupos diferentes de geradores conectados a uma mesma barra possuem o mesmo transformador associado</li> <li>• Atualiza automaticamente a reatância do transformador associado caso sua reatância seja informada pelo usuário</li> <li>• Número de geradores individualizados é sempre igual ao número de transformadores</li> <li>• Cálculo da curva de capacidade do gerador muito custoso computacionalmente</li> <li>• Usuário precisa calcular a reatância e as capacidades equivalentes do equipamento para realizar a entrada de dados</li> <li>• Distribuição de potência entre os grupos geradores de uma mesma barra feita igualmente</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite a associação de mais de uma unidade de gerador individualizado a um único transformador, realizando o ajuste da impedância automaticamente</li> <li>• Adicionados os campos de número de unidades em operação e número máximo de unidades no DLIN</li> <li>• Associação entre grupos de geradores e transformadores é realizada manualmente, o que permite a existência de grupos diferentes conectados a uma mesma barra associados a transformadores diferentes</li> <li>• Permite a utilização dos agregadores de síncrono e de transformador de três enrolamentos</li> <li>• Possibilita o uso da curva por pontos para definição dos limites operativos</li> <li>• Cálculo da curva de capacidade do gerador é realizado mais eficientemente computacionalmente</li> <li>• Permite o preenchimento dos campos de fatores de participação de potência do grupo de geradores</li> <li>• Campo de reatância do transformador associado movido para o DLIN</li> <li>• Aceita a entrada dos dados de reatância e capacidades do equipamento por unidade e calcula os equivalentes automaticamente</li> <li>• Distribuição de potência entre os grupos geradores de uma mesma barra realizada baseado nos limites das máquinas</li> </ul> |

Figura 6: Comparação entre a modelagem de geradores individualizados nova e antiga

De maneira geral, essas alterações são implementadas, na prática, por meio de novos campos de códigos de execução. Dessa forma, como apresentado em [1], os seguintes campos sofreram algum tipo de ajuste:

- **Xtrf**: O campo da reatância do transformador elevador não está mais presente no DGEI, e sim no DLIN. Além disso, agora é considerado por unidade.
- **UOT**: Adicionado o campo de unidades por transformador no DGEI, que indica o número máximo de máquinas que podem estar conectadas a um único transformador.
- **NBA**: Novo campo de número da barra do lado de alta tensão do transformador.
- **Nc**: Novo campo de número do circuito do transformador elevador conectado ao grupo, conforme definido no código de execução DLIN definido no código de execução DLIN

Como salientado em [1], os campos **NBA** e **Nc** vinculam o transformador conectado entre a barra de conexão do gerador individualizado, cujo número é informado no campo **Num** do código de execução DGEI, e a barra cujo número foi fornecido no próprio campo **NBA** ao gerador que está sendo descrito. Desta forma, caso esses campos sejam preenchidos, o programa ANAREDE recalcula a impedância equivalente do transformador associado, baseando-se no número de unidades em operação do grupo de geradores. Caso sejam preenchidos com o valor

nulo, o programa não realizará o cálculo da reatância automaticamente, mesmo que exista um transformador conectado à barra do gerador.

Além dos que já foram citados anteriormente, também foram criados outros campos do código de execução DGEI que não serão detalhados neste trabalho. São eles:

- **Fp**: Fator de participação de potência Ativa do grupo de geração.
- **FpR**: Fator de participação de potência Reativa do grupo de geração.
- **IdCurvaPts**: Identificação da curva de capacidade do grupo de geradores por unidade, fornecida pelo código de execução DCPT.
- **AgS**: Identificador do agrupamento de barramentos de geradores e compensadores síncronos.
- **AgT**: Identificador do agrupamento de barramentos de geradores individualizados que fazem parte de secundários de um mesmo transformador de três enrolamentos.
- **TIP**: Atribuição do tipo da usina.
- **M**: Modo de operação. G para geradores e S para síncronos.

Em resumo, as figuras 7 e 8 mostram todas as mudanças feitas nos campos do código de execução DGEI, além de mostrar os demais parâmetros que já eram utilizados anteriormente. Baseando-se em [1], uma breve explicação de cada um deles também é fornecida abaixo.

```

13
14 (DGEI ANTIGO)
15 DGEI
16 (Num) OA Gr E(U)UOpUOn( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm) (Xtrf) ( Xd) ( Xq) ( XL) (fp) ( Sn)(Ptu )(Pmn )( R )
17 8653 N 10 L 2 1 133.3 2.588-8.4 54.84 0.0 .85 71.18 45.
18 99999
19
20 (DGEI NOVO)
21 DGEI
22 (Num) OA Gr E(U)UOpUOn( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm) ( Xd) ( Xq) ( XL) (fp) ( Sn)(Ptu )(Pmn )( R ) ( Fp) (FpR) (IdCurvaPts)UOT AgS AgT Tip (NBA)No M
23 925 S 1 2 1 1 100 5 -10 5 1.93 1.90 0.24 0.95 300 305 30 1.3 50 50 A3 1 UHE
24 99999
25
    
```

Figura 7: Comparação entre as régua de leitura de dados do código de execução DGEI antigo e novo

Figura 8: Comparação entre as interfaces de entrada de dados do DGEI antigo e novo

- **Num:** Número de identificação da barra definida no DBAR a qual está conectado o grupo de geradores individualizados.
- **O:** Tipo da Operação. Adição, eliminação ou modificação dos dados.
- **A:** Modo Automático. Se este campo for preenchido com o caracter “S”, o programa calcula automaticamente o número de unidades despachadas a partir da geração de potência Ativa equivalente definida no código de execução DBAR, considerando a curva de capacidade de geração de potência Reativa e o limite de geração de potência Ativa de cada unidade individualizada. Caso um transformador seja vinculado ao grupo de geradores por meio dos campos NBA e NC o programa também modifica sua impedância equivalente de acordo com o número de unidades despachadas. Caso a opção seja “N” o programa redefine o despacho equivalente da barra de geração definido no código de execução DBAR como o produto do número de unidades em operação pelo despacho individualizado.
- **Gr:** Número de identificação do grupo de geradores individualizados. Cada barra pode possuir um ou mais grupos associados e cada grupo pode conter um ou mais geradores.
- **E:** Estado ligado ou desligado do grupo de geradores individualizados.
- **U:** Número máximo de unidades do grupo de geradores individualizados.
- **UOp:** Número de unidades de geradores individualizados em operação.
- **UOn:** Número mínimo de unidades do grupo de geradores individualizados.
- **Pg:** Valor de geração de potência Ativa por unidade do grupo em MW.
- **Qg:** Valor de geração de potência Reativa por unidade do grupo em Mvar.
- **Qn:** Valor do limite mínimo de geração de potência Reativa para cada unidade do grupo em Mvar.
- **Qm:** Valor do limite máximo de geração de potência Reativa para cada unidade do grupo em Mvar.
- **Xd:** Reatância de eixo direto de cada unidade do grupo, em porcentagem, na base da máquina.
- **Xq:** Reatância de eixo em quadratura de cada unidade do grupo, em porcentagem, na base da máquina.

- **XI**: Reatância de dispersão de cada unidade do grupo, em porcentagem, na base da máquina.
- **Sn**: Potência Aparente Nominal em MVA de cada unidade do grupo.
- **Ptu**: Limite mecânico de cada unidade do grupo em MW.
- **Pmn**: Potência Ativa mínima de cada unidade do grupo, em MW.
- **R**: Estatismo de cada unidade do grupo, em porcentagem, na base do sistema.

### c Ferramentas do programa ANAREDE

Como mencionado anteriormente, as alterações feitas na modelagem de geradores individualizados por meio do código de execução DGEI impactam diversas ferramentas do programa, que, por sua vez, necessitam de ajustes para que se adequem corretamente e fiquem condizentes com essas mudanças. O módulo a ser tratado neste trabalho é o de Análise de Contingências.

De acordo com [4], em sistemas elétricos de grande porte, como é o caso do SIN, é importante que tanto o planejamento quanto a operação sejam realizados priorizando sempre a confiabilidade e a segurança do fornecimento de energia. Por conta disso, devem ser projetados de forma que, caso ocorra algum tipo de perturbação na rede, a perda de carga seja minimizada e, em caso de distúrbios mais severos, que o sistema consiga isolar a falta e impedir que ela se espalhe, afetando também os sistemas vizinhos. Neste contexto, é fundamental a existência de ferramentas que habilitem a simulação e análise de diversos casos e tipos de contingências.

Dessa forma, como explicado em [5], o estudo de contingências em sistemas de potência se baseia na solução do fluxo de potência e na monitoração do estado operativo de uma rede elétrica na qual ocorreram perdas ou falhas em um ou mais equipamentos como linhas de transmissão, transformadores, elementos *shunt*, unidades geradoras entre outros. Seu propósito é simular contingências que são prováveis de ocorrer em sistemas reais e analisar grandezas como tensão, geração de potência Ativa e Reativa e seus fluxos com o intuito de detectar dificuldades operativas e determinar seus níveis de severidade.

No programa ANAREDE, a análise de contingências é realizada por meio de dois módulos, o de Análise de Contingências Programada e o de Análise de Contingências Automática. Como exposto em [1], no primeiro, o programa executa uma lista, predefinida pelo usuário, de contingências que podem ser compostas por uma ou mais manobras que, por sua vez, permitem desligar ou ligar elementos. Já o segundo, se baseia na aplicação do critério N-1 em uma porção da rede elétrica selecionada pelo usuário.

A ferramenta de Análise de Contingências Programada é composta pelos códigos de execução EXCT, responsável pela execução do cálculo do fluxo de potência para os casos de contingências, e DCTG, que permite a organização e identificação das contingências de acordo com as suas prioridades. Na figura 9, são mostrados exemplos de utilização contendo o uso dos códigos de execução via tanto interface gráfica quanto arquivo texto. Por meio deles são montadas as operações de contingência que se deseja realizar, qual ou quais casos serão executados e quais opções serão ativadas.

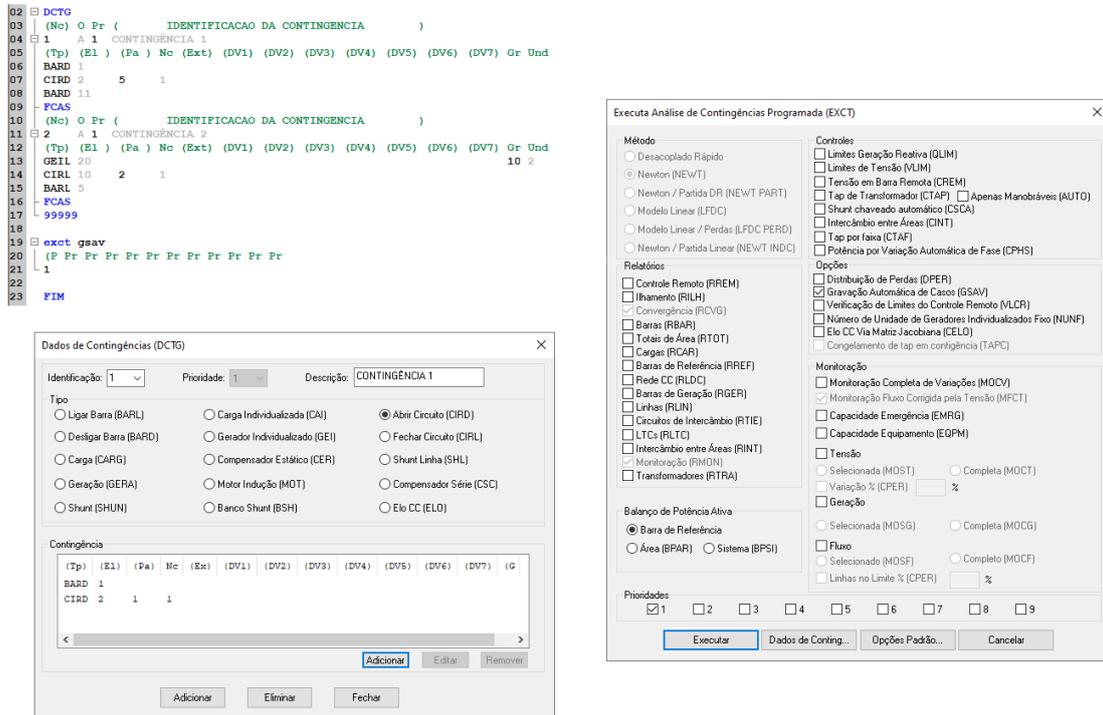


Figura 9: Exemplo de utilização dos códigos de execução EXCT e DCTG

O código de execução EXCT possui apenas o campo de prioridade das contingências que se deseja executar, contudo aceita diversas opções para emissão de relatórios, ativação de controles, monitorações entre outras. Já o código de execução DCTG conta com duas réguas de campos cujas descrições dos campos são dadas em seguida com base em [1].

### Primeira régua

- **Nc:** Número do caso de contingência
- **O:** Operação. Adicionar ou eliminar um caso de contingência
- **Pr:** Prioridade do caso de contingência
- **Identificação da Contingência:** Identificação alfanumérica do caso de contingência

### Segunda régua

- **Tp:** Tipo de contingência ou tipo de equipamento que sofrerá a contingência
- **El:** Número da barra na qual o equipamento está conectado ou número da barra DE do circuito
- **Pa:** Número da barra PARA do circuito
- **Nc:** Número de identificação do circuito
- **Ext:** Número de identificação da extremidade do circuito que será aberta, podendo ser a barra DE, PARA ou ambas.
- **DV1-DV7:** Campos de identificação extra a serem preenchidos de acordo com o tipo do equipamento declarado no campo **Tp**
- **Gr:** Número de identificação do grupo ao qual o equipamento pertence
- **Und:** Número de unidades do equipamento que serão ligadas ou desligadas

Como nesse módulo é permitido que o usuário escolha as operações a serem executadas, há uma lista de manobras possíveis e de campos cujo preenchimento é necessário para sua identificação. Os mais utilizados são explicitados a seguir, enquanto os demais podem ser vistos no manual do usuário do programa presente em [1].

- **BARD e BARL:** Contingência de desligamento e religamento de barra, respectivamente. É necessário apenas o preenchimento do número da barra
- **CIRD e CIRL:** Contingência de desligamento e religamento de circuito CA, respectivamente. Necessário o preenchimento dos campos de número da barra DE, número da barra PARA, número de identificação do circuito e número de identificação da extremidade que será aberta, no caso de desligamento.
- **GEID e GEIL:** Contingência de desligamento e religamento de gerador individualizado, respectivamente. Necessário o preenchimento dos campos de número da barra na qual o gerador está conectado, número de identificação do grupo de geradores ao qual o gerador em questão pertence e número de unidades a serem desligadas ou ligadas.

A Análise de Contingências Automática, por outro lado, utiliza o código de execução EXCA para que, por meio da linguagem de seleção, o usuário possa definir em quais elementos deseja-se aplicar o critério N-1. Assim, como mostrado em [1] o programa é capaz de simular automaticamente diversas contingências simples em uma dada área ou grupo de elementos. A figura 10 ilustra o funcionamento desse código de execução onde é informado ao programa que se deseja aplicar as contingências nos elementos, pertencentes ao Grupo Base de Tensão cujo identificador é 500kV, localizados nas áreas 1 a 18.

```

23  EXCA
24  (tp) (no ) C (tp) (no ) C (tp) (no ) C (tp) (no )
25  AREA 1      a AREA 18      S TENS 500
26  FIM
    
```

Figura 10: Exemplo de utilização dos códigos de execução EXCA

De forma geral, ambas ferramentas possuem o mesmo princípio de funcionamento, divergindo apenas na maneira que aplicam de fato as contingências. Portanto, o processo de análise de contingências consiste, primeiramente, na entrada dos dados da rede elétrica, constituindo assim o Caso Base do sistema. O programa, após salvar essa configuração, aplica as contingências definidas, seja de forma automática, seja de forma programada, e executa o fluxo de potência. Verificada a convergência da solução e estabelecido o novo estado operativo do cenário, o programa ANAREDE armazena as informações do caso contingenciado e parte para a execução da próxima contingência. Após o término de todas as operações, os resultados são impressos na forma de relatórios e chega-se ao fim do processo. A figura 11 mostra um fluxograma que explicita o passo a passo seguido pela ferramenta de Análise de Contingências. Nessa figura, "ncaso"significa o número do caso de contingência atual e "nctgs"representa o número total de contingências.

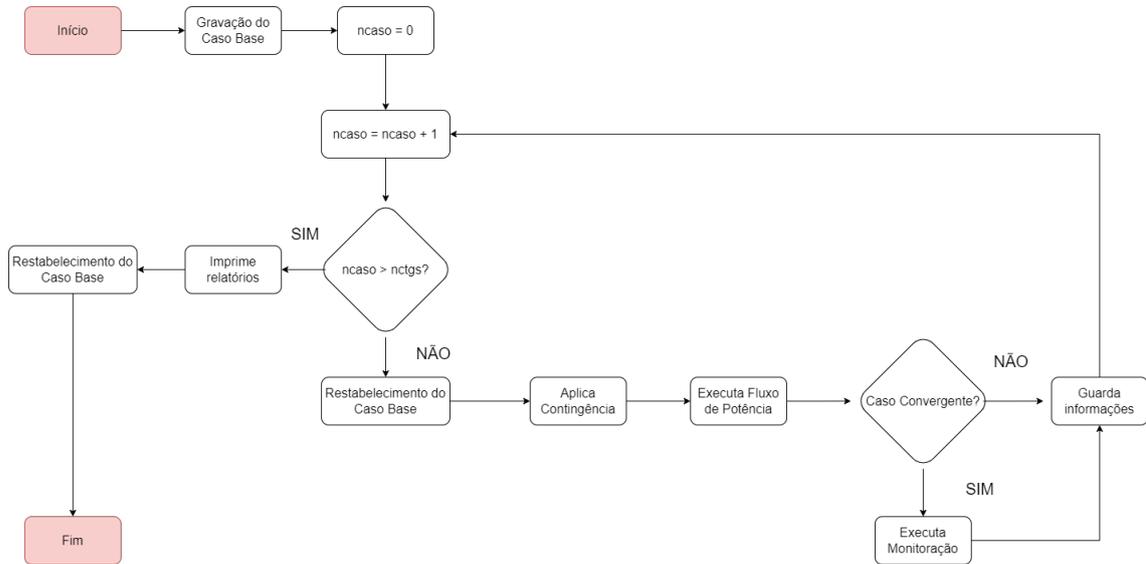


Figura 11: Representação em fluxograma do programa de Análise de Contingências

### 3 Descrição da Metodologia

#### a Adaptações de Código

Para que a ferramenta de Análise de Contingência Programada fique compatível com as mudanças na modelagem de geradores individualizados, foi necessário efetuar alterações e atualizações no código fonte do programa ANAREDE. Devido ao fato de que na nova representação o transformador elevador associado possui os campos de número máximo de unidades e número de unidades em operação, o programa deveria ser capaz de aplicar contingências nesse elemento, levando em consideração essas novas informações. A primeira implementação realizada foi a de consistência de dados no código de execução DCTG quando se trata de operações de ligamento e desligamento de geradores individualizados ou transformadores associados. Dessa forma, o valor informado pelo usuário no campo **Und** necessitou ser validado, passando por duas verificações:

- O número de unidades que serão contingenciadas não pode ser negativo.
- O número de unidades que serão desligadas não pode ser superior ao número de unidades em operação atual.

Caso alguma dessas verificações falhe, uma mensagem de erro descrevendo o problema é exibida e a execução do programa é interrompida.

Além disso, deve ser mencionado que apenas a operação de desligamento de transformadores, identificada por meio do mnemônico **CIRD**, foi considerada. Isso foi feito a partir do entendimento de que o desligamento de uma unidade de transformador resulta também no desligamento dos geradores associados a essa unidade. Contudo, a manobra de ligar apenas um transformador, identificada por meio do mnemônico **CIRL**, sem que os geradores associados também sejam ligados, não possui sentido ou finalidade. Por outro lado, a contingência de religamento de unidades de gerador individualizado (**GEIL**) é permitida e o programa identifica automaticamente que os transformadores associados a esses geradores também devem ser religados. Então, uma trava foi construída no código responsável por ler os dados de contingência que proíbe a operação **CIRL** em transformadores associados a geradores individualizados e também emite uma mensagem de erro parando execução do programa ANAREDE.

Adicionalmente, foi necessário programar, na rotina responsável por executar as contingências, como o programa ANAREDE realiza as manobras de desligamento de transformadores. Como isso é feito a partir da operação **CIRD**, primeiramente é preciso identificar se o circuito em questão é um transformador ou uma linha de transmissão. Caso o elemento seja um transformador, é verificado se o campo de número de unidades do **DCTG** foi preenchido. A condição desse campo não estar em branco significa que o equipamento possui geradores associados, logo suas unidades são desligadas conforme o valor indicado pelo usuário, fazendo com que o seu número de unidades em operação seja decrescido desse valor.

Por fim, foi criada uma nova função que realiza o casamento entre o novo número de unidades em operação do transformador associado e o número de unidades em operação de seus geradores. Isso foi necessário por conta do fato de que, devido à existência do campo **UOT**, desligar uma unidade de transformador pode acarretar no desligamento de um ou mais geradores, dependendo de quantas unidades estão ligadas a ele.

Foram montadas duas expressões matemáticas que determinam o novo número de unidades em operação dos geradores. Para cada caso analisado, apenas uma das duas equações será utilizada. Essa escolha é feita baseada no resto da divisão do número de unidades em operação de geradores antes da contingência pelo campo **UOT** do DGEI relativo a esses geradores. Isso foi necessário pois, como um transformador pode possuir mais de uma unidade de gerador associada, é possível que haja um cenário no qual um transformador não esteja com o número máximo de geradores conectados. Portanto, em caso de contingência, foi definido que esses transformadores incompletos serão desligados primeiro. Assim, caso o resto da divisão mencionada anteriormente seja igual a 0, todos os transformadores estão preenchidos com seu número máximo de geradores e a expressão utilizada é a (68). Caso o resto seja diferente de zero, há um transformador com pelo menos um espaço sobrando, e a equação utilizada é a (69). Essas operações são detalhadas abaixo.

$$div = \frac{NU_{op}}{UOT} \quad (66)$$

$$resto = div - INT(div) \quad (67)$$

$$NU_{op} = NU_{op} - NU_{traf} * UOT \quad (68)$$

$$NU_{op} = NU_{op} - [(NU_{traf} - 1) * UOT + resto * UOT] \quad (69)$$

onde

- $NU_{op}$  é o número de unidades em operação do grupo de geradores individualizados
- $UOT$  é o campo do código de execução DGEI que informa qual é o número máximo de unidades de geradores que podem ser conectados a um mesmo transformador
- $INT$  é a operação que transforma um dado número real em sua parte inteira
- $NU_{traf}$  é o número de unidades do transformador que foram desligadas

Resumidamente, a equação (68) indica que todos os geradores conectados aos transformadores que sofreram contingência devem ser desligados. Enquanto isso, a equação (69) determina que o número de unidades geradoras que devem ser desligadas é dado pela soma das que estão conectadas a transformadores totalmente preenchidos, o que equivale ao termo  $(NU_{traf} - 1) * UOT$ , com as unidades conectadas ao transformador parcialmente preenchido, calculadas a partir de  $(resto * UOT)$ . O fluxograma da figura 12 ilustra toda a lógica de execução da contingência de circuito seguida pelo programa ANAREDE descrita nesta seção.

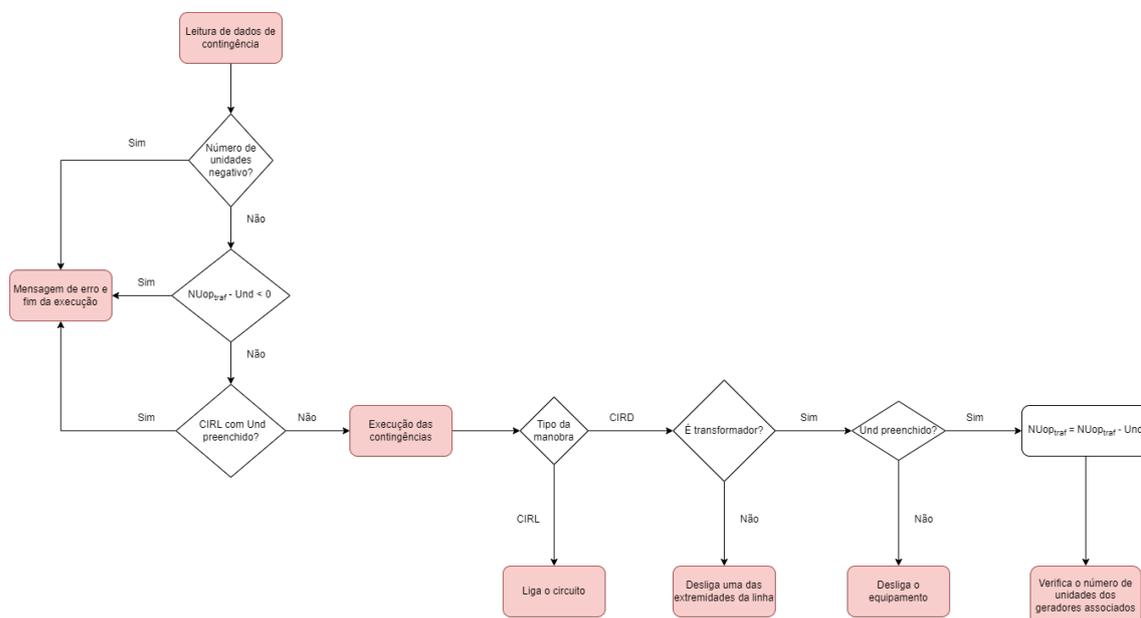


Figura 12: Representação em fluxograma da execução da contingência de circuito

Além dessa implementação na análise de contingências envolvendo circuitos, outra alteração foi necessária na execução de manobras envolvendo os próprios geradores individualizados. Devido ao modo automático do DGEI (campo **A**), caso esteja ativado, quando o programa ANAREDE realiza o cálculo do fluxo de potência, é também determinado o número de unidades geradoras que devem ser despachadas para que a geração de potência Ativa definida no código de execução DBAR seja atendida. Caso esteja desativado, o programa redefine a geração Ativa da barra, na qual os geradores estão conectados, passando a ser o produto do número de unidades em operação pela sua geração de potência Ativa individual, que deve ser igual para todas as unidades do grupo. Esse comportamento gera um problema quando se trata de análise de contingências, visto que quando um usuário executa uma operação de desligar geradores individualizados, entende-se que é desejado observar, principalmente, o comportamento do sistema mediante a perda dessas máquinas e a queda de potência Ativa.

Portanto, com o intuito de evitar que o programa ANAREDE religue as unidades recém desligadas pela contingência, foi criado um mecanismo interno em seu código que salva o estado original do modo automático de todos os geradores que estão sendo contingenciados, desativa essa opção em todos eles e restaura a configuração inicial após o cálculo do fluxo de potência do caso em contingência. Dessa forma, o usuário não precisa realizar a troca do modo automático de **S** para **N** e depois de volta para **S** manualmente e não há interferência dele nas manobras realizadas. Caso isso não fosse feito, o cálculo da perda de potência Ativa devido à contingência precisaria ser efetuado manualmente no código-fonte assim como a redefinição da potência Ativa gerada pela barra.

## 4 Discussão de Resultados

### a Contingência Programada

Nesta seção, serão apresentados os casos do programa ANAREDE utilizados para validar as implementações feitas assim como seus resultados esperados e obtidos. Os testes foram feitos a partir do sistema cujos códigos de execução DBAR, DLIN e DGEI são mostrados na figura 13, assim como seu diagrama unifilar ilustrado pela figura 14.

```

02 DBAR
03 (Num)OETGb( nome )Gl( V) ( A) ( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm) (Bc ) ( Pl) ( Ql) ( Sh)Are(Vf)M(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)
04 1 L2 BARRA1---2Mq 1000 0.-222.4.869-999999999
05 2 L BARRA2 10003.17 11000
06 3 L BARRA3 9896.22 11000
07 4 L BARRA4 101717.5 11000
08 5 L BARRA5FIC 98422.3 110001
09 10 L1 Barra 10 10006.61 120.-197. 0. 0. 200. 11000
10 20 L1 BARRA20 10003.17 0.-252.-360.257.2 250. 11000
11 30 L1 BARRA30 10006.51 10.22.92-120.85.53 11000
12 51 L1 BARRA51sec1 100034.3 200.36.97-133.128.3 11000
13 52 L1 BARRA52sec2 100022.2 200.95.84-133.128.3 11000
14 -99999
15 DLIN
16 (De) d O d (Pa) NoEPM( R% ) ( X% ) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc ) (Cn) (Ce)Ns(Cq) (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (U) Uop
17 2 1 1 5. 1. 99999999 9999 3 2
18 2 3 1 .5 5. 100. 99999999 9999
19 3 4 1 .5 5. 99999999 9999
20 4 5 1 3.988 1.05 400.400. 210. 4 2
21 10 2 1 5. 1. 99999999 9999 6 4
22 20 2 1 5. 1. 99999999 9999 3 3
23 30 3 1 5. 1. 99999999 9999 3 3
24 51 5 1 20.323 1. 400.400. 210. 4 2
25 52 5 1 -.273 1.018 .9 1.1 52400.400.17210. 4 2
26 -99999
27 DGEI
28 (Num) OA Gr E(U)UOpUOn( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm) ( Xd) ( Xq) ( Xl) (fp) ( Sn) (Ptu) (Pmn) ( R ) ( Fp) (FpR) (IdCurvaPts)UOT AgS AgT Tip (NBA)Nc M
29 10 S 11 L 3 3 0 120.-197. 0. 0. 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 UHE 2 1 G
30 10 S 12 L 3 1 0 0. 0.-120.85.74 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 UHE 2 1 G
31 20 S 20 L 3 3 0 0. -84.-120.85.74 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 UHE 2 1 S
32 30 S 30 L 3 3 0 10.22.92-120.85.53 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 UHE 3 1 G
33 51 S 51 L 4 2 0 100.18.49-66.364.13 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 10 UHE 4 1 G
34 52 S 52 L 4 2 0 100.47.92-66.364.13 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 10 UHE 4 1 G
35 -99999
    
```

Figura 13: Códigos de execução DBAR DLIN e DGEI do caso teste

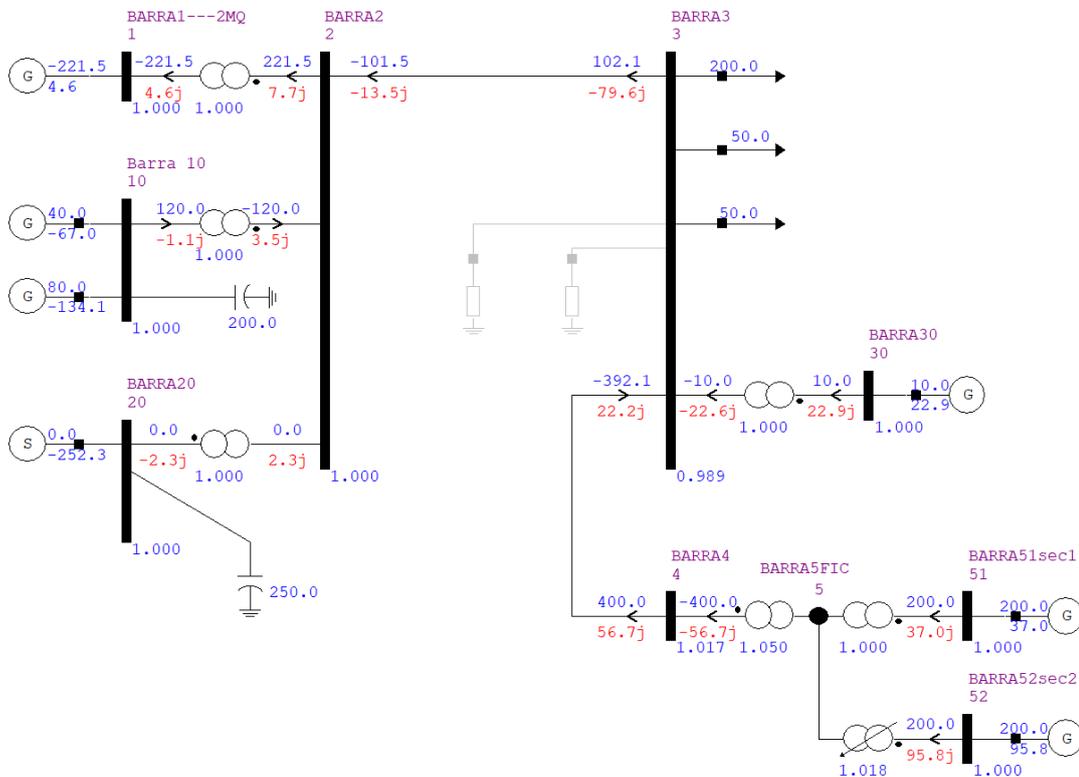


Figura 14: Diagrama unifilar que representa o sistema de teste

Esse sistema teste é composto por dez barras, seis grupos de geradores individualizados e um de geradores equivalentes. Os grupos 11 e 12 estão conectados a uma mesma barra, já o gerador equivalente está conectado à barra 1, que é a de referência. O grupo 20 está atuando como um compensador síncrono e a barra 5 é fictícia, realizando a representação de um transformador de três enrolamentos. Por fim, todos os geradores individualizados estão com o modo automático ativado.

É importante mencionar que, à medida que seja necessário, serão realizadas mudanças no caso base para melhor exemplificar as funcionalidades testadas.

Primeiramente, foi preciso verificar se a validação de dados estava funcionando corretamente, para que o usuário não fosse capaz de inserir, acidentalmente, informações erradas no programa. Dessa forma, foram executados casos de contingência de desligamento de transformadores nos quais os campos de unidades a serem desligadas foram preenchidos com um número negativo (figura 15) e com um valor superior ao número de unidades em operação (figura 17).

```

73 | □ dtg
74 | (Nc) O Pr ( IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA )
75 | □ 1 A 1 CTG1
76 | (Tp) (El ) (Pa ) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
77 | CIRD 10 2 1 -3
78 | FCAS
79 | 99999
  
```

Figura 15: Contingência de circuito com campo Und negativo

```

*** ERRO INPCTG-0520 ***
Numero de unidades a serem ligadas / desligadas invalido.

*** Verifique a linha 00077 do arquivo C:\GUSTAVO\TCC\TESTES\CASO_PROJETOFINAL.PWF ***
  
```

Figura 16: Mensagem de erro de número de unidades inválido

```

73 | □ dtg
74 | (Nc) O Pr ( IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA )
75 | □ 1 A 1 CTG4
76 | (Tp) (El ) (Pa ) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
77 | CIRD 10 2 1 5
78 | FCAS
79 | 99999
  
```

Figura 17: Contingência de circuito com campo Und maior do que o campo Uop

```

*** ERRO INPCTG-0521 ***
Numero de unidades a serem desligadas e superior ao numero de unidades em operacao.

*** Verifique a linha 00077 do arquivo C:\GUSTAVO\TCC\TESTES\CASO_PROJETOFINAL.PWF ***
  
```

Figura 18: Mensagem de erro de valor do campo Und superior ao valor de Uop

Consegue-se observar portanto, que o programa ANAREDE rejeitou corretamente a entrada de um número de unidades negativo, acusando o problema corretamente e indicando precisamente em qual linha do arquivo texto ele está localizado, o que é mostrado na figura 16. Além disso, é visto que na segunda contingência apresentada, foi pedido para que sejam desligadas cinco unidades do transformador localizado entre a barra 10 e a barra 2, sendo que esse equipamento possui apenas quatro em operação. Logo, a mensagem de erro foi exibida, vide figura 18, e a execução da contingência foi interrompida.

Outra verificação feita foi a da trava na operação de religamento de transformadores associados a geradores individualizados. Como discutido anteriormente, não há utilidade em ativar uma unidade de transformador sem que haja geradores conectados a ela. Caso o usuário queira ligar máquinas geradoras, o programa liga

automaticamente os transformadores necessários. Assim, a figura 19 apresenta uma operação de ligamento de circuito com o campo **Und** preenchido e a figura 20 exibe a mensagem informada ao usuário ao executar essa operação.

```

73 | dctg
74 | (Nc) O Pr ( IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA )
75 | 1 A 1 CTG3
76 | (Tp) (El ) (Pa ) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
77 | CIRL 4 5 1 1
78 | FCAS
79 | 99999
    
```

Figura 19: Manobra CIRL com campo de unidades preenchido

```

*** ERRO INPCTG-0522 ***
Tipo de contingencia CIRL com campo Und preenchido nao permitido.

*** Verifique a linha 00077 do arquivo C:\GUSTAVO\TCC\TESTES\CASO_PROJETOFINAL.PWF ***
    
```

Figura 20: Mensagem de erro de operação CIRL não permitida

Foi verificado o funcionamento da operação de desligamento de circuito no caso de transformadores elevadores associados a apenas uma unidade de gerador individualizado (campo **UOT** igual a 1). Para isso, primeiro foram realizadas duas contingências, que podem ser vistas na figura 21, desligando duas unidades do equipamento localizado entre a barra 10 e a 2 e todas as unidades do equipamento localizado entre as barras 30 e 3. A análise dos resultados será feita a partir da emissão do relatório de linhas do sistema (opção de execução RLIN) mostrado na figura 22 e do relatório de geradores individualizados (opção de execução RGEI) exibido na figura 23.

```

73 | dctg
74 | (Nc) O Pr ( IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA )
75 | 1 A 1 CTG4
76 | (Tp) (El ) (Pa ) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
77 | CIRL 10 2 1 2
78 | CIRL 30 3 1 3
79 | FCAS
80 | 99999
    
```

Figura 21: Código de execução DCTG do teste da manobra CIRL em um transformador com UOT igual a 1

CONTINGENCIA\_0001- CTG4  
RELATORIO CGMPLETO DO SISTEMA \* AREA 1 \*

| DA BARRA     |         | TENSÃO GERACAO |         |         |       | CARGA |       |     |     | ELO CC  |       | SHUNT |       | MOTOR |              | FLUXOS - CIRCUITOS |        |         |       |        |       |     |       |         |      | PERDAS TENSÃO |       |     |     |  |  |
|--------------|---------|----------------|---------|---------|-------|-------|-------|-----|-----|---------|-------|-------|-------|-------|--------------|--------------------|--------|---------|-------|--------|-------|-----|-------|---------|------|---------------|-------|-----|-----|--|--|
| NUM.         | KV TIPO | MED/           | MVA     | MVA     | MVA   | MVA   | MVA   | MVA | MVA | FLUXO % | Mvar/ | Mvar/ | Mvar/ | Mvar/ | PARA BARRA   | NC                 | FL     | LU      | XS    | TAP    | DEFAS | TIE | ATIVA | REATIVA | CIR. | ABERTO        | TRAFO | UOp | Umx |  |  |
| NCME         | ANG     | MVA_NCM        | MVA_EMR | MVA_EGP | MVA   | MVA   | MVA   | MVA | MVA |         | Mvar  | Mvar  | Mvar  | Mvar  | NUM.         |                    | Mvar   | MVA/V_d |       |        |       | MW  | Mvar  | MW      | MD   | ANG           | UOp   | Umx |     |  |  |
| 1            | 1 2     | 1.000          | -211.5  | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 2     | BARRA2       | 1                  | -211.5 | 6.9     | 211.6 |        |       |     | 0.00  | 11.19   |      |               |       |     |     |  |  |
| BARRA1---2MQ |         | -0.0           | 6.9     | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   |       |              |                    |        |         |       |        |       |     |       |         |      |               |       |     |     |  |  |
| 2            | 1 0     | 1.000          | 0.0     | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 1     | BARRA1---2MQ | 1                  | 211.5  | 4.3     | 211.6 | 1.000F |       |     | 0.00  | 11.19   |      |               | 002   | 003 |     |  |  |
| BARRA2       |         | 3.0            | 0.0     | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   |       |              |                    |        |         |       |        |       |     |       |         |      |               |       |     |     |  |  |
| 3            | 1 0     | 0.981          | 0.0     | 0.0     | 0.0   | 300.0 | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 2     | BARRA2       | 1                  | 92.0   | -92.0   | 132.7 |        |       |     | 0.54  | -92.66  |      |               |       |     |     |  |  |
| BARRA3       |         | 5.8            | 0.0     | 0.0     | 80.0  | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 4     | BARRA4       | 1                  | -392.0 | 12.0    | 399.9 |        |       |     | 8.00  | 79.95   |      |               |       |     |     |  |  |
|              |         | DESILIGADO     |         |         |       |       |       |     |     |         |       |       |       | 30    | BARRA30      | 1                  | 0.0    | 0.0     | 0.0   |        |       |     | 0.00  | 0.00    |      |               |       |     |     |  |  |
| 4            | 1 0     | 1.015          | 0.0     | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 3     | BARRA3       | 1                  | 400.0  | 68.0    | 399.9 |        |       |     | 8.00  | 79.95   |      |               |       |     |     |  |  |
| BARRA4       |         | 17.2           | 0.0     | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 5     | BARRAS5FC    | 1                  | -400.0 | -68.0   | 399.9 | 1.050F |       |     | 0.00  | 35.15   |      |               | 002   | 004 |     |  |  |
| 5            | 1 0     | 0.984          | 0.0     | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 4     | BARRA4       | 1                  | 400.0  | 103.1   | 419.9 |        |       |     | 0.00  | 35.15   |      |               |       |     |     |  |  |
| BARRAS5FC    |         | 22.1           | 0.0     | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 51    | BARRAS1sec1  | 1                  | -200.0 | 5.2     | 203.4 |        |       |     | 0.00  | 42.02   |      |               |       |     |     |  |  |
|              |         |                | 800.0   | 800.0   | 420.0 | 52.5% |       |     |     |         |       |       |       | 52    | BARRAS2sec2  | 1                  | -200.0 | -108.3  | 231.2 |        |       |     | 0.00  | -0.73   |      |               |       |     |     |  |  |
| 10           | 1 1     | 1.000          | 120.0   | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 200.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 2     | BARRA2       | 1                  | 120.0  | 3.5     | 120.1 | 1.000F |       |     | 0.00  | 1.80    |      |               | 002   | 006 |     |  |  |
| Barra 10     |         | 3.9            | -196.5  | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   |       |              |                    |        |         |       |        |       |     |       |         |      |               |       |     |     |  |  |
| 20           | 1 1     | 1.000          | 0.0     | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 250.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 2     | BARRA2       | 1                  | 0.0    | 1.9     | 1.9   | 1.000F |       |     | 0.00  | 0.00    |      |               | 003   | 003 |     |  |  |
| BARRA20      |         | 3.0            | -248.1  | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   |       |              |                    |        |         |       |        |       |     |       |         |      |               |       |     |     |  |  |
| 30           | 1 1     | 1.000          | 10.0    | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 3     | BARRA3       | 1                  | 0.0    | 0.0     | 0.0   | 1.000F |       |     | 0.00  | 0.00    |      |               | 003   | 003 |     |  |  |
| BARRA30      |         | 6.3            | 38.0    | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   |       |              |                    |        |         |       |        |       |     |       |         |      |               |       |     |     |  |  |
| 51           | 1 1     | 1.000          | 200.0   | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 5     | BARRAS5FC    | 1                  | 200.0  | 36.8    | 203.4 | 1.000F |       |     | 0.00  | 42.02   |      |               | 002   | 004 |     |  |  |
| BARRAS1sec1  |         | 34.0           | 36.8    | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   |       |              |                    |        |         |       |        |       |     |       |         |      |               |       |     |     |  |  |
|              |         |                | 800.0   | 800.0   | 420.0 | 25.4% |       |     |     |         |       |       |       |       |              |                    |        |         |       |        |       |     |       |         |      |               |       |     |     |  |  |
| 52           | 1 1     | 1.000          | 200.0   | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 5     | BARRAS5FC    | 1                  | 200.0  | 107.6   | 227.1 | 1.018* |       |     | 0.00  | -0.73   |      |               | 002   | 004 |     |  |  |
| BARRAS2sec2  |         | 21.9           | 107.6   | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0 | 0.0 | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0   |       |              |                    |        |         |       |        |       |     |       |         |      |               |       |     |     |  |  |
|              |         |                | 800.0   | 800.0   | 420.0 | 28.4% |       |     |     |         |       |       |       |       |              |                    |        |         |       |        |       |     |       |         |      |               |       |     |     |  |  |

Figura 22: Relatório RLIN do teste da manobra CIRD em um transformador com UOT igual a 1

CONTINGENCIA\_0001- CTG4  
RELATORIO DE GERADORES INDIV. \* AREA 1 \*

| BARRA        |        | GERADOR INDIVIDUALIZADO |     |        |        |       |       |       |       |        |        | TOTAL |        | CONTROLES |       |     |    | TIPO Agregador |      | TRF.ELEV |      | MODO  |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
|--------------|--------|-------------------------|-----|--------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|-------|--------|-----------|-------|-----|----|----------------|------|----------|------|-------|----|------|----|----|------|------|----|--|--|--|--|--|
| NUM.         | TENSÃO | GRP                     | Uon | PGEN   | QMIN   | xtrf  | xd(%) | xl(%) | SNOM  | PMW    | QMIN.  | PMW   | QMIN.  | PART      | CURVA | POR | p/ | TRF            | de   | (1)      | (2)  | BARRA | de | de   | de | de | de   | de   | de |  |  |  |  |  |
| NCME         | ANG    | UNI                     | UOp | QGEN   | QMAX   | equiv | xq(%) | f.p.  | PMEC  | Qmvar  | QMAX.  | PARTR | PONTOS | TRF       |       |     |    |                | GER. | Sinc     | T3En | Alta  | NC | OPER |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
| ESTADO\VRUOp |        |                         |     | PMIN   |        |       |       |       |       |        |        |       |        |           |       |     |    |                |      |          |      |       |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
| 10           | 1.000  | 11                      | 0   | 30.0   | -116.2 | 5.00  | 85.0  | 11.0  | 120.0 | 30.0   | -116.2 | 0.00  |        |           |       |     |    | 1              | UHE  |          |      |       |    |      | 2  | 1  | NORM |      |    |  |  |  |  |  |
| Barra 10     |        | 3                       | 1   | -39.3  | 83.9   | 2.50  | 55.0  | 0.85  | 120.0 | -39.3  | 83.9   | 0.0   |        |           |       |     |    |                |      |          |      |       |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
|              |        | LIGADO                  |     | 0.0    |        |       |       |       |       |        |        |       |        |           |       |     |    |                |      |          |      |       |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
| 10           | 1.000  | 12                      | 0   | 96.0   | -72.0  | 5.00  | 85.0  | 11.0  | 120.0 | 96.0   | -72.0  | 0.00  |        |           |       |     |    | 1              | UHE  |          |      |       |    |      | 2  | 1  | NORM |      |    |  |  |  |  |  |
| Barra 10     |        | 3                       | 1   | -157.2 | 65.9   | 2.50  | 55.0  | 0.85  | 120.0 | -157.2 | 65.9   | 0.0   |        |           |       |     |    |                |      |          |      |       |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
|              |        | LIGADO                  |     | 0.0    |        |       |       |       |       |        |        |       |        |           |       |     |    |                |      |          |      |       |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
| 20           | 1.000  | 20                      | 0   | 0.0    | -120.0 | 5.00  | 85.0  | 11.0  | 120.0 | 0.0    | -360.0 | 0.00  |        |           |       |     |    | 1              | UHE  |          |      |       |    |      | 2  | 1  | CSIN |      |    |  |  |  |  |  |
| BARRA20      |        | 3                       | 3   | -82.7  | 85.7   | 1.67  | 55.0  | 0.85  | 120.0 | -248.1 | 257.2  | 0.0   |        |           |       |     |    |                |      |          |      |       |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
|              |        | LIGADO                  |     | 0.0    |        |       |       |       |       |        |        |       |        |           |       |     |    |                |      |          |      |       |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
| 30           | 1.000  | 30                      | 0   | 3.3    | -120.0 | 5.00  | 85.0  | 11.0  | 120.0 | 10.0   | -359.9 | 0.00  |        |           |       |     |    | 1              | UHE  |          |      |       |    |      | 3  | 1  | NORM |      |    |  |  |  |  |  |
| BARRA30      |        | 3                       | 3   | 12.7   | 85.7   | 1.67  | 55.0  | 0.85  | 120.0 | 38.0   | 257.1  | 0.0   |        |           |       |     |    |                |      |          |      |       |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
|              |        | LIGADO                  |     | 0.0    |        |       |       |       |       |        |        |       |        |           |       |     |    |                |      |          |      |       |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
| 51           | 1.000  | 51                      | 0   | 100.0  | -66.3  | 20.32 | 85.0  | 11.0  | 120.0 | 200.0  | -132.7 | 0.00  |        |           |       |     |    | 1              | UHE  |          |      |       |    |      | 10 | 4  | 1    | NORM |    |  |  |  |  |  |
| BARRAS1sec1  |        | 4                       | 2   | 18.4   | 64.1   | 10.16 | 55.0  | 0.85  | 120.0 | 36.8   | 128.3  | 0.0   |        |           |       |     |    |                |      |          |      |       |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
|              |        | LIGADO                  |     | 0.0    |        |       |       |       |       |        |        |       |        |           |       |     |    |                |      |          |      |       |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
| 52           | 1.000  | 52                      | 0   | 100.0  | -66.3  | -0.27 | 85.0  | 11.0  | 120.0 | 200.0  | -132.7 | 0.00  |        |           |       |     |    | 1              | UHE  |          |      |       |    |      | 10 | 4  | 1    | NORM |    |  |  |  |  |  |
| BARRAS2sec2  |        | 4                       | 2   | 53.8   | 64.1   |       | 55.0  | 0.85  | 120.0 | 107.6  | 128.3  | 0.0   |        |           |       |     |    |                |      |          |      |       |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |
|              |        | LIGADO                  |     | 0.0    |        |       |       |       |       |        |        |       |        |           |       |     |    |                |      |          |      |       |    |      |    |    |      |      |    |  |  |  |  |  |

Figura 23: Relatório RGEI do teste da manobra CIRD em um transformador com UOT igual a 1

Dessa forma, é possível observar que não houve qualquer tipo de erro nas contingências executadas e que o resultado obtido foi o esperado. Isso pode ser afirmado visto que o transformador da barra 30 foi desligado corretamente e que as unidades em operação do transformador da barra 10 deixaram de ser quatro e passaram a ser duas. Além disso, como o campo **UOT** é igual a 1 em todos os grupos de geradores, cada unidade de gerador está associado a apenas um transformador elevador, logo o número de unidades em operação de geradores da barra 10 também foi decrescido de dois. É exatamente esse o comportamento visto na figura 23, onde são mostrados dois grupos de geração conectados à barra 10, assim como o número de unidades em operação do primeiro grupo que deixa de ser três e passa a ser um. Somando essa unidade com a do outro grupo, tem-se as duas unidades de geração conectadas às duas unidades de transformadores. Com isso, pode-se citar que a convenção adotada pelo programa ANAREDE é a de sempre desligar unidades do primeiro grupo de geradores em caso de contingência de circuitos.

Dando continuidade ao processo de avaliação, foi preciso também realizar contingências em transformadores cujo campo **UOT** é diferente de 1. A figura 24 mostra as mudanças realizadas no caso base para que isso seja possível. Entre elas destacam-se as seguintes alterações:

- Apenas um grupo de geradores individualizados da barra 10 possui unidades em operação
- Número de unidades em operação do grupo 11 da barra 10 passa a ser igual a 11
- Campo **UOT** dos grupos de geradores da barra 10 passa a ser igual a 3, ou seja, podem existir até três unidades de geradores conectadas a um mesmo transformador

```

02 DLIN
03 (De) d O d (Pa) Nc EPM ( R % ) ( X % ) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc ) (Cn) (Ce)Ns (Cq) (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (U) Uop
04 2 1 1 5. 1. 99999999 9999
05 2 3 1 .5 5. 100. 99999999 9999
06 3 4 1 .5 5. 99999999 9999
07 4 5 1 3.988 1.05 400.400. 210. 4 2
08 10 2 1 5. 1. 99999999 9999
09 20 2 1 5. 1. 99999999 9999
10 30 3 1 5. 1. 99999999 9999
11 51 5 1 20.323 1. 400.400. 210. 4 2
12 52 5 1 -.273 1.018 .9 1.1 52400.400.17210. 4 2
13 99999
14 DGERI
15 (Num) OA Gr E(U)UOpUOn ( Pg ) ( Qg ) ( Qn ) ( Qm ) ( Xd ) ( Xq ) ( Xl ) ( Ep ) ( Sn ) ( Ptu ) ( Pmn ) ( R ) ( Ep ) ( EpR ) ( IdCurvaPts)UOT AgS AgT Tip (NBA)Nc M
16 10 S 11 L 15 11 0 120.-197. 0. 0. 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 3 UHE 2 1 G
17 10 S 12 L 1 0 0 0. 0.-120.85.74 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 3 UHE 2 1 G
18 20 S 20 L 3 3 0 0. -84.-120.85.74 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 UHE 2 1 S
19 30 S 30 L 3 1 0 10.22.92-120.85.53 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 UHE 3 1 G
20 51 S 51 L 4 2 0 100.18.49-66.364.13 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 10 UHE 4 1 G
21 52 S 52 L 4 2 0 100.47.92-66.364.13 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 10 UHE 4 1 G
22 99999
    
```

Figura 24: Alterações no caso base para testes com UOT diferente de 1

Assim, as contingências que foram realizadas são mostradas na figura 25, sendo que a primeira também é representada pelo desenho da figura 26. Nela é explicitado, não só a configuração de três máquinas associadas a um transformador, como também o fato de que o último transformador possui apenas duas unidades geradoras conectadas. Portanto, ao se desligar três unidades de transformadores, oito unidades de geradores também devem ser desligadas, enquanto que ao se desligar apenas uma unidade de transformador, a que possui menos geradores associados deve ser desligada, fazendo com que seus dois geradores também sofram o desligamento.

```

01 DCTG
02 (Nc) O Pr ( IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA )
03 1 A 1 CIRD 3 Uop 11 Uot 3
04 (Tp) (El) (Pa) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
05 CIRD 10 2 3
06 FCAS
07 (Nc) O Pr ( IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA )
08 2 A 1 CIRD 1 Uop 11 Uot 3
09 (Tp) (El) (Pa) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
10 CIRD 10 2 1
11 FCAS
12 99999
    
```

Figura 25: Código de execução DCTG do teste da manobra CIRD em um transformador com UOT diferente de 1

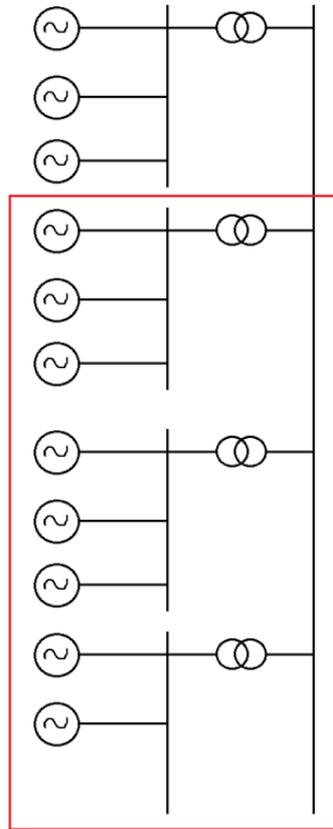


Figura 26: Diagrama representando a contingência de 3 unidades de transformadores com UOT igual a três

Adicionalmente, é válido analisar as equações (66) a (69) para estabelecer os resultados esperados. Dessa forma, para o desligamento de três transformadores, o programa realiza as seguintes operações:

$$div = \frac{11}{3} \tag{70}$$

$$resto = 3,666... - 3 \tag{71}$$

$$NU_{op} = 11 - [(3 - 1) * 3 + 0,666... * 3] \tag{72}$$

$$NU_{op} = 11 - (6 + 2) = 3 \tag{73}$$

Com base nisso, é possível afirmar que, após a execução da contingência, o número de unidades de geradores individualizados deve ser igual a três. A figura 28 mostra justamente esse resultado, comprovando que a configuração resultante é, de fato, a de uma unidade de transformador, exibido na figura 27, associado a três unidades de geradores.



$$NU_{op} = 11 - (0 + 2) = 9 \tag{77}$$

Conforme o esperado, a figura 29 constata que apenas uma unidade de transformador foi desligada, enquanto a figura 30 expõe que apenas as unidades de geradores ligadas a esse transformador foram desligadas, restando nove em operação.

CONTINGENCIA\_0002-CIRD 1 Uop 11 Uot 3  
RELATORIO COMPLETO DO SISTEMA \* AREA 1 \*

| D A D O S - B A R R A |        |         |        |        |        |        |        |        |       |       |      |      |          |     | F L U X O S - C I R C U I T O S |         |       |        |       |         |      |        |       |     | P E R D A S |  |  |  | T E N S A O |  |  |  |
|-----------------------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|------|------|----------|-----|---------------------------------|---------|-------|--------|-------|---------|------|--------|-------|-----|-------------|--|--|--|-------------|--|--|--|
| DA BARRA              | TENSAO | GERACAO | INJ    | EQV    | CARGA  | ELO CC | SHUNT  | MOTOR  |       |       |      |      |          |     |                                 |         |       |        | ATIVA | REATIVA | CIR. | ABERTO | TRAFO |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| NUM.                  | KV     | TIPO    | MCD/   | MVA    | MVA    | MVA    | MVA    | MVA    | FLUXO | SHUNT | L    | NUM. | NC       | MVA | Mvar                            | MVA/V_d | TAP   | DEFAS  | TIE   | MW      | Mvar | MEG    | ANC   | UOp | Ude         |  |  |  |             |  |  |  |
| NCME                  | ANG    | ANG     | MVA    | EMR    | EMR    | EMR    | EMR    | EMR    | FLUXO | SHUNT | L    | NCME | NC       | MVA | Mvar                            | MVA/V_d | TAP   | DEFAS  | TIE   | MW      | Mvar | MEG    | ANC   | UOp | Ude         |  |  |  |             |  |  |  |
| 1                     | 2      | 1.000   | -221.5 | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  | 2    | BARRA2   | 1   | -221.5                          | 4.7     | 221.6 |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| BARRA1                | ---    | 2M0     | 0.0    | 4.7    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| 2                     | 1      | 0       | 1.000  | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  | 1    | BARRA1   | --- | 2M0                             | 1       | 221.5 | 7.6    | 221.6 | 1.000F  | 0.00 | 12.27  |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| BARRA2                |        |         | 3.2    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| 3                     | 1      | 0       | 0.989  | 0.0    | 0.0    | 300.0  | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  | 2    | BARRA2   | 1   | 102.1                           | -79.6   | 131.0 |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| BARRA3                |        |         | 6.2    | 0.0    | 0.0    | 80.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| 4                     | 1      | 0       | 1.017  | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  | 3    | BARRA3   | 1   | 400.0                           | 56.0    | 397.3 |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| BARRA4                |        |         | 17.5   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 800.0  | 800.0  | 420.0  | 420.0  | 49.74  |        |       |       |      |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| 5                     | 1      | 0       | 0.984  | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  | 4    | BARRA4   | 1   | 400.0                           | 91.4    | 417.1 |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| BARRASFC              |        |         | 22.3   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 800.0  | 800.0  | 420.0  | 420.0  | 25.44  |        |       |       |      |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 800.0  | 800.0  | 420.0  | 420.0  | 28.24  |        |       |       |      |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| 10                    | 1      | 1       | 1.000  | 120.0  | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 200.0  | 0.0   | 0.0   | 0.0  | 2    | BARRA2   | 1   | 120.0                           | -2.0    | 120.0 | 1.000F | 0.00  | 1.80    |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| Barra 10              |        |         | 4.0    | -202.0 | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| 20                    | 1      | 1       | 1.000  | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 250.0  | 0.0   | 0.0   | 0.0  | 2    | BARRA2   | 1   | 0.0                             | -2.2    | 2.2   | 1.000F | 0.00  | 0.00    |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| BARRA20               |        |         | 3.2    | -252.0 | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| 30                    | 1      | 1       | 1.000  | 10.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  | 3    | BARRA3   | 1   | 10.0                            | 22.9    | 25.0  | 1.000F | 0.00  | 0.31    |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| BARRA30               |        |         | 6.5    | 22.9   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| 51                    | 1      | 1       | 1.000  | 200.0  | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  | 5    | BARRASFC | 1   | 200.0                           | 37.0    | 203.4 | 1.000F | 0.00  | 42.04   |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| BARRA51sec1           |        |         | 34.3   | 37.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 800.0  | 800.0  | 420.0  | 420.0  | 25.44  |        |       |       |      |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| 52                    | 1      | 1       | 1.000  | 200.0  | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  | 5    | BARRASFC | 1   | 200.0                           | 95.8    | 221.8 | 1.018* | 0.00  | -0.70   |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
| BARRA52sec2           |        |         | 22.2   | 95.8   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0  |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 9999.0 | 0.04  | 0.04  | 0.04 |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |
|                       |        |         | 800.0  | 800.0  | 420.0  | 420.0  | 27.74  |        |       |       |      |      |          |     |                                 |         |       |        |       |         |      |        |       |     |             |  |  |  |             |  |  |  |

Figura 29: Relatório RLIN da contingência de uma unidade de transformador com UOT igual a três

CONTINGENCIA\_0002-CIRD 1 Uop 11 Uot 3  
RELATORIO DE GERADORES INDIV. \* AREA 1 \*

| GERADOR INDIVIDUALIZADO |        |       |     |       |        |       |       |       |        |       |         |        |        |               | TOTAL |      |      |      | C O N T R O L E S |      |      |      | TIPO Agregador |      |      |  | TRF.ELEV.MODO |  |  |  |
|-------------------------|--------|-------|-----|-------|--------|-------|-------|-------|--------|-------|---------|--------|--------|---------------|-------|------|------|------|-------------------|------|------|------|----------------|------|------|--|---------------|--|--|--|
| BARRA                   | TENSAO | GRP   | UOp | PGEN  | QMIN   | xtrf  | xd(%) | xl(%) | MVA/MW | SNOM  | PMW     | QMIN.  | Fator  | Identificacao | Un.   | de   | (1)  | (2)  | BARRA             | de   | de   | de   | de             | de   | de   |  |               |  |  |  |
| NUM.                    | KV     | TIPO  | UOp | QGEN  | QMAX   | equiv | xq(%) | f.p.  | PMEC   | Qmvar | QMAX.   | PARTR  | PONTOS | TRF           | GER.  | Sinc | T3En | Alta | No                | OPER | OPER | OPER | OPER           | OPER | OPER |  |               |  |  |  |
| ESTADO\VRUOp            | ESTADO | VRUOp | UOp | PMIN  | PMIN   |       |       |       |        |       |         |        |        |               |       |      |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| 10                      | 1.000  | 11    | 0   | 10.9  | -119.5 | 5.00  | 85.0  | 11.0  | 120.0  | 98.2  | -1075.5 | 0.00   |        |               | 3     | UHE  |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| Barra 10                |        |       | 15  | 9     | -22.4  | 85.5  | 1.67  | 55.0  | 0.85   | 120.0 | -202.0  | 769.4  | 0.0    |               |       |      |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| LIGADO                  | CALC.  |       |     | 0.0   |        |       |       |       |        |       |         |        |        |               |       |      |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| 10                      | 1.000  | 12    | 0   | 0.0   | -120.0 | 5.00  | 85.0  | 11.0  | 120.0  | 0.0   | -0.0    | 0.00   |        |               | 3     | UHE  |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| Barra 10                |        |       | 1   | 0     | 0.0    | 85.7  | 1.67  | 55.0  | 0.85   | 120.0 | 0.0     | 0.0    | 0.0    |               |       |      |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| LIGADO                  | CALC.  |       |     | 0.0   |        |       |       |       |        |       |         |        |        |               |       |      |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| 20                      | 1.000  | 20    | 0   | 0.0   | -120.0 | 5.00  | 85.0  | 11.0  | 120.0  | 0.0   | -360.0  | 0.00   |        |               | 1     | UHE  |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| BARRA20                 |        |       | 3   | 3     | -84.1  | 85.7  | 1.67  | 55.0  | 0.85   | 120.0 | -252.2  | 257.2  | 0.0    |               |       |      |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| LIGADO                  | CALC.  |       |     | 0.0   |        |       |       |       |        |       |         |        |        |               |       |      |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| 30                      | 1.000  | 30    | 0   | 10.0  | -119.6 | 5.00  | 85.0  | 11.0  | 120.0  | 10.0  | -119.6  | 0.00   |        |               | 1     | UHE  |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| BARRA30                 |        |       | 3   | 1     | 22.9   | 85.5  | 5.00  | 55.0  | 0.85   | 120.0 | 22.9    | 85.5   | 0.0    |               |       |      |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| LIGADO                  | CALC.  |       |     | 0.0   |        |       |       |       |        |       |         |        |        |               |       |      |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| 51                      | 1.000  | 51    | 0   | 100.0 | -66.3  | 20.32 | 85.0  | 11.0  | 120.0  | 200.0 | -132.7  | 0.00   |        |               | 1     | UHE  |      |      | 10                |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| BARRA51sec1             |        |       | 4   | 2     | 18.5   | 64.1  | 10.16 | 55.0  | 0.85   | 120.0 | 37.0    | 128.3  | 0.0    |               |       |      |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| LIGADO                  | CALC.  |       |     | 0.0   |        |       |       |       |        |       |         |        |        |               |       |      |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |
| 52                      | 1.000  | 52    | 0   | 100.0 | -66.3  | -0.27 | 85.0  | 11.0  | 120.0  | 200.0 | -132.7  | 0.00</ |        |               |       |      |      |      |                   |      |      |      |                |      |      |  |               |  |  |  |

## b Comparação entre os modelos Equivalente e Individualizado

Com o intuito de demonstrar as diferenças e vantagens do novo modelo de individualização de geradores em relação à representação equivalente, serão apresentados dois casos utilizando-se novamente da ferramenta de Análise de Contingências Programada. O primeiro, cujos dados são mostrados na figura 31, consiste na execução de manobras de desligamento de geradores equivalentes e transformadores conectados a eles. O segundo é baseado no sistema ilustrado pela figura 14, possuindo apenas algumas alterações evidenciadas na figura 32, e é composto pelas mesmas operações do primeiro aplicadas em geradores individualizados e seus transformadores elevadores associados. As figuras 33 e 34 exibem as contingências que serão aplicadas nos equipamentos equivalentes e individualizados respectivamente.

```

01 TITU
02 L Comparativo GER
03 DBAR
04 (Num)OETGb( nome )Gl( V ) ( A ) ( Pg ) ( Qg ) ( Qn ) ( Qm ) ( Bc ) ( P1 ) ( Q1 ) ( Sh)Are(Vf)M(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)
05 1 L2 BARRA REF 1000 0. -222.4.869-999999999 11000
06 2 L1 BARRA FV 1000 3.17 0. -252.-360.257.2 250. 11000
07 3 L0 BARRA CARGA 9896.22 1000 34.3 200.36.97-133.128.3 11000
08 99999
09
10 DLIN
11 (De) d O d(Pa) NcEPM( R% ) ( X% ) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc) (Cn) (Ce)Ns(Cq) (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (U) Uop
12 1 2 1 5. 5. 1. 99999999 9999 3 2
13 2 3 1 10. 1. 400.400. 210. 6 4
14 99999
    
```

Figura 31: Códigos de execução DBAR e DLIN do caso equivalente

```

02 DBAR
03 (Num)OETGb( nome )Gl( V ) ( A ) ( Pg ) ( Qg ) ( Qn ) ( Qm ) ( Bc ) ( P1 ) ( Q1 ) ( Sh)Are(Vf)M(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)
04 1 L2 BARRA1---2M 1000 0. -222.4.869-999999999 11000
05 2 L BARRA2 1000 3.17 0. -252.-360.257.2 250. 11000
06 3 L BARRA3 9896.22 1000 34.3 200.36.97-133.128.3 11000
07 4 L BARRA4 101717.5 1000 22.2 200.95.84-133.128.3 11000
08 5 L BARRA5FIC 98422.3 1000 6.61 120.-197. 0. 0. 200. 11000
09 10 L1 Barra 10 1000 6.61 120.-197. 0. 0. 200. 11000
10 20 L1 BARRA20 1000 3.17 0. -252.-360.257.2 250. 11000
11 30 L1 BARRA30 1000 6.51 100.22.92-120.85.53 11000
12 51 L1 BARRA51sec1 1000 34.3 200.36.97-133.128.3 11000
13 52 L1 BARRA52sec2 1000 22.2 200.95.84-133.128.3 11000
14 99999
15 DLIN
16 (De) d O d(Pa) NcEPM( R% ) ( X% ) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc) (Cn) (Ce)Ns(Cq) (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (U) Uop
17 2 1 1 5. 1. 99999999 9999 3 2
18 3 3 1 .5 5. 100. 99999999 9999
19 4 4 1 .5 5. 99999999 9999
20 4 5 1 3.988 1.05 400.400. 210. 4 2
21 10 2 1 5. 1. 99999999 9999 6 4
22 20 2 1 5. 1. 99999999 9999 3 3
23 30 3 1 10. 1. 99999999 9999 3 2
24 51 5 1 20.323 1. 400.400. 210. 4 2
25 52 5 1 -.273 1.018 .9 1.1 52400.400.17210. 4 2
26 99999
27 DGEI
28 (Num) OA Gr E(U)UOpUOn( Pg ) ( Qg ) ( Qn ) ( Qm ) ( Xd) ( Xq) ( Xl) ( Fp) ( Sn) ( Ptu ) ( Pmn ) ( R ) ( Fp) ( FpR) ( IdCurvaPts)UOT AgS AgT Tip (NBA)Nc M
29 10 S 11 L 3 3 0 120.-197. 0. 0. 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 UHE 2 1 N
30 10 S 12 L 3 1 0 0. 0.-120.85.74 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 UHE 2 1 N
31 20 S 20 L 3 3 0 0. -84.-120.85.74 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 UHE 2 1 S
32 30 S 30 L 3 2 0 50.22.92-120.85.53 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 UHE 3 1 N
33 51 S 51 L 4 2 0 100.18.49-66.364.13 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 10 UHE 4 1 N
34 52 S 52 L 4 2 0 100.47.92-66.364.13 85. 55. 11. .85 120. 120. 0. 0. 1 10 UHE 4 1 N
35 99999
    
```

Figura 32: Códigos de execução DBAR, DLIN e DGEI do caso individualizado

```

18 DCTG
19 (Nc) O Pr ( IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA )
20 1 1 CTG Trafo Equivalente
21 (Tp) (El) (Pa) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
22 CIRD 2 3
23 FCAS
24 (Nc) O Pr ( IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA )
25 2 1 CTG Ger Equivalente
26 (Tp) (El) (Pa) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
27 GERA 2 50
28 FCAS
29 99999
    
```

Figura 33: Código de execução DCTG do caso equivalente

```

73 DCTG
74 (Nc) O Pr ( IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA )
75 1 1 CTG Trafo Individualizado
76 (Tp) (El ) (Pa ) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
77 CIRD 30 3 1
78 FCAS
79 (Nc) O Pr ( IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA )
80 2 1 CTG Ger Individualizado
81 (Tp) (El ) (Pa ) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
82 GEID 30 30 1
83 FCAS
84 99999
    
```

Figura 34: Código de execução DCTG do caso individualizado

O caso que contém o gerador equivalente é simples, possuindo apenas 3 barras, sendo uma de geração, com uma potência Ativa de 100MW, uma de carga, com uma carga também de 100MW e uma de referência. Há ainda uma linha de transmissão conectando as barras de número 1 e 2 e um transformador entre as barras 2 e 3. Seu diagrama pode ser observado na figura 35.

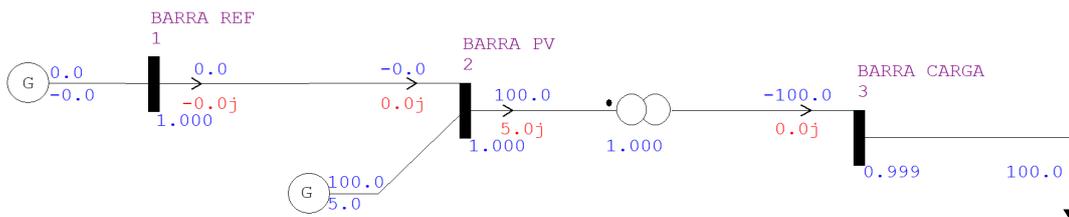


Figura 35: Diagrama unifilar do caso equivalente

Pode-se destacar também o fato de que, devido à sua modelagem por meio de injeções de potência, as contingências em geradores equivalentes são feitas informando ao programa quanto de sua geração será perdida, e não quantas máquinas serão desligadas. Além disso, percebe-se que o transformador elevador conectado ao gerador equivalente não está associado a ele, propriamente dito, visto que a modelagem equivalente não possui essa funcionalidade, diferente da individual. Logo, é de se esperar que esse transformador se comporte como um elemento independente do sistema.

Já o caso contendo o gerador individualizado sofreu alterações na barra de número 30, que passou a ter uma geração de 100MW, em seus geradores individualizados, que passaram a possuir 2 unidades em operação gerando 50MW cada, e em seus transformadores associados, que passaram a possuir também 2 unidades, devido ao UOT igual a 1, com uma reatância por unidade de 10%, resultando em uma reatância equivalente de 5%.

Após aplicar a contingência de desligamento de transformador no caso equivalente, emitiu-se o relatório de linhas do sistema, visto na figura 36, sendo comprovado o fato de que todas as unidades de transformadores foram desligadas. Isso ocorre devido ao fato de que transformadores inseridos apenas no código de execução DLIN, sem que seja feita uma associação no código de execução DGEI, podem sofrer apenas contingências em todas suas unidades e não por unidades.







## 5 Conclusão e Trabalhos Futuros

Este trabalho procurou detalhar as alterações que foram feitas na ferramenta de Análise de Contingências Programada do programa ANAREDE para se adequar ao novo modelo de geradores individualizados. O novo modelo visa representar de forma mais realista as variações do número de unidades geradoras em operação de uma usina, bem como o correspondente acerto na impedância dos transformadores elevadores.

Nesse sentido, foram detalhadas as alterações que precisaram ser implementadas no código-fonte do programa ANAREDE para que a ferramenta de Análise de Contingências Programada seja compatível com o novo modelo de individualização de geradores. Entre elas, pode-se destacar a verificação de erros na entrada de dados de contingências, a execução de manobras de desligamento de transformadores associados a geradores individualizados, a construção de uma função que desliga automaticamente os geradores conectados aos transformadores contingenciados e a desabilitação do modo automático durante contingências de geradores individualizados.

Para validar as mudanças mencionadas, foi analisado um sistema teste no programa ANAREDE no qual foram aplicadas contingências em alguns de seus transformadores com o intuito de observar os erros detectados pelo programa e o comportamento do número de unidades tanto de transformadores quanto de geradores no caso de ausência de falhas de dados. Então, foram exibidos relatórios emitidos pelo próprio software que possuem diversas informações acerca das linhas e dos geradores individualizados do sistema. A partir deles, é viável a obtenção de resultados que comprovam a eficácia das implementações realizadas.

Também na parte de análise de resultados foi apresentado um estudo comparativo entre a modelagem de geradores equivalentes e individualizados que mostrou quantitativamente as diferenças, vantagens e desvantagens das duas formas de representação. Foram utilizados dois casos práticos montados no programa ANAREDE, utilizando o módulo de Análise de Contingências Programada para simular a experiência que o usuário teria caso empregasse os dois modelos.

Futuramente, ainda é possível efetuar a adaptação de outras ferramentas e módulos do programa ANAREDE ao novo modelo de individualização de geradores, visto que utilizam o mesmo princípio da Análise de Contingência Programada. Entre eles pode-se citar a Análise de Contingências Automática, construção da Curva PxV, avaliação da Região de Segurança e cálculo da Margem de Transmissão.

## Referências

- [1] *Manual do Usuário do Programa de Análise de Redes, Anarede*, CEPEL, Junho 2024, versão 12.00.00.
- [2] O. I. Elgerd, "Electric energy systems theory: an introduction," *McGraw-Hill*, 1 1982, chapter 7. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/5599996>
- [3] A. J. Monticelli, *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. E. Blucher, 1983, capítulos 1 e 5.
- [4] P. Kundur, "Power system stability," *Power system stability and control*, 2007.
- [5] "Anarede: Análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente," <https://www.cepel.br/produtos/anared-2/anarede/>, acesso em: 29 de Maio de 2024.