



FLUXO DE POTÊNCIA E ESTABILIDADE ESTÁTICA EM UMA REDE COM TOPOLOGIA EM ANEL BASEADA NA MALHA 230/500 KV DO SISTEMA SUL

Thaiana Catarina M. Oliveira¹, José Eduardo A. Magalhães¹, Mariana Eduarda F. Xavier¹ e Wilker Victor S. Azevedo¹

¹IFPE – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco – Campus Garanhuns
tcmo@discente.ifpe.edu.br, jeam@discente.ifpe.edu.br, mefx@discente.ifpe.edu.br e
wilker.azevedo@garanhuns.ifpe.edu.br

Resumo – A pesquisa resulta de um processo de aprendizagem baseada em projetos no componente “Operação e Controle de Sistemas Elétricos” por meio da realização de estudos de fluxo de potência, estabilidade estática de tensão e contingências simples considerando o critério N-1 em uma rede baseada em um trecho do Sistema Interligado Nacional (SIN). Como recursos para desenvolvimento do trabalho foram utilizados os programas computacionais do CEPEL, como ANAREDE, EditCEPEL e PlotCEPEL. Para a rede elétrica 230/500kV do sistema Sul que está em análise, obteve-se que o ponto de máximo carregamento do sistema é de 7585,11MW, que corresponde a um acréscimo de 14,7% em relação à carga do cenário com carga pesada, e foram analisados cenários de contingências para diagnóstico do atendimento ao critério N-1, além de propostas de soluções em cenários mais críticos quando não houvesse o atendimento.

Palavras-Chave - ANAREDE; Estabilidade de Tensão; Contingências; Sistemas Elétricos de Potência.

LOAD FLOW AND STATE VOLTAGE STABILITY IN A NETWORK WITH RING TOPOLOGY BASED ON THE 230/500 KV MESH OF THE SOUTHERN SYSTEM

Abstract - The research results from a project-based learning process in the “Operation and Control of Electrical Systems” component through studies of power flow, static voltage stability and simple contingencies considering the N-1 criterion in a network based on a snippet of the National Interconnected System (SIN). As resources for the development of the work, CEPEL computer programs were used, such as ANAREDE, EditCEPEL and PlotCEPEL. For the 230/500kV electrical network of the southern system that is under analysis, it was found that the maximum charging point of the system is 7585.11MW, which corresponds to an increase of 14.7% in relation to the load of the scenario with heavy load, and contingency scenarios were analyzed to diagnose compliance with the N-1 criterion, in addition to proposals for solutions in more critical scenarios when there was no service.

Keywords – ANAREDE; Voltage Stability; Contingencies; Electrical Power Systems.

I. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem como principal finalidade fornecer energia elétrica aos consumidores de forma contínua e mantendo níveis de padrões de qualidade. Para que isto seja garantido, é imprescindível um bom planejamento do sistema através de diferentes estudos que devem ser realizados de maneira cíclica face a dinâmica de novas configurações e a busca de soluções a desafios. Disto, a avaliação das condições de estabilidade de tensão é crucial, sendo aplicada nos sistemas elétricos para análise de margem ou risco de colapso [1], com avaliação voltada a controle de reativos para melhoria de margem admitindo o contexto da geração eólica [2], no cálculo da margem mínima admitindo incrementos de carga [3].

A estabilidade de tensão está relacionada à capacidade do sistema de manter tensões constantes em todas as barras do sistema após serem submetidas a uma perturbação. Depende da capacidade de manter/restaurar o equilíbrio entre a demanda de carga, muitas vezes avaliada por incrementos, e a oferta do sistema de energia. A instabilidade pode ocorrer na forma de uma queda ou aumento progressivo das tensões de alguns barramentos. Um possível resultado da instabilidade de tensão é a perda de carga em uma área ou o desligamento de linhas de transmissão e outros elementos por seus sistemas de proteção, levando a interrupções em cascata [4]. Nisto, uma das avaliações, após a análise de fluxo de carga em regime, é o levantamento de curvas PV (Potência-Tensão).

Outro contexto fundamental do planejamento diz respeito à análise de contingências em sistemas de potência, que consiste em estudos desenvolvidos para avaliar os impactos causados pela falha de um componente do sistema elétrico. A partir da construção dessas análises que se pode prever cenários que têm potencial de operação fora de patamares salutares ao sistema de potência. Com efeito, estudos sobre contingências promovem a identificação de situações problemáticas para a operação do sistema elétrico de potência, o que permite o planejamento de ações corretivas.

A. Fluxo de Potência

Um dos estudos essenciais para garantir o funcionamento do sistema elétrico de potência é o de fluxo de carga. O cálculo de fluxo de carga (ou fluxo de potência) em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado (tensões complexas das barras), da distribuição dos fluxos (potências ativas e reativas que fluem pelas linhas e transformadores) e de algumas outras grandezas de interesse [5]. Este estudo é essencial tanto na operação em tempo real do sistema, quanto no planejamento de sua operação e manutenção, sendo também requisito para definição de condições iniciais de outros estudos de regime permanente, como o cálculo de curtos-circuitos, ou de Transitórios Eletromagnéticos. Segundo o submódulo 2.3 dos procedimentos de rede do ONS, os estudos de fluxo de potência são abordados conforme descrito a seguir:

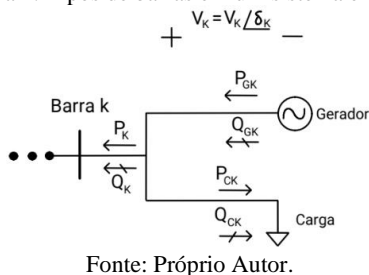
2.1 Os estudos de fluxo de potência são efetuados para verificar o comportamento da rede elétrica em regime permanente. De forma geral, avalia-se se os níveis de tensão nos barramentos e os carregamentos nas linhas, transformadores e demais componentes da rede de transmissão, para uma determinada configuração da rede elétrica e uma dada condição de carga e de geração, atendem ao estabelecido no documento de critérios deste submódulo.

2.2 O sistema deve ser analisado para as condições de carga e de geração pertinentes ao objetivo da avaliação, entre carga pesada, média, leve e mínima.

2.2.1 Caso necessário, podem ser analisadas outras condições de carga para horários e/ou dias específicos [7].

Portanto, para a realização do estudo de fluxo de potência, diferentes cenários de carga e geração devem ser analisados com o objetivo de se obter dados mais precisos e confiáveis acerca do funcionamento pleno do sistema elétrico. Conforme Figura 1, as quatro variáveis a seguir estão associadas a cada barra k: magnitude da tensão (V_k), ângulo de fase (δ_k), potência ativa (P_k) e potência reativa (Q_k) fornecida à barra.

Figura 1: Tipos de barras em um sistema elétrico.



Cada barramento k é categorizado em um dos três tipos de barramento a seguir:

1. Swing bus (ou barra de referência) - O barramento swing bus, como o próprio nome sugere, é um barramento de referência para o qual a tensão complexa é um dado de entrada com a sua magnitude próxima a 1pu e o ângulo comumente igual a zero graus. Nesta barra, as rotinas aplicadas ao fluxo de potência permitem o cálculo das potências ativa e reativa.

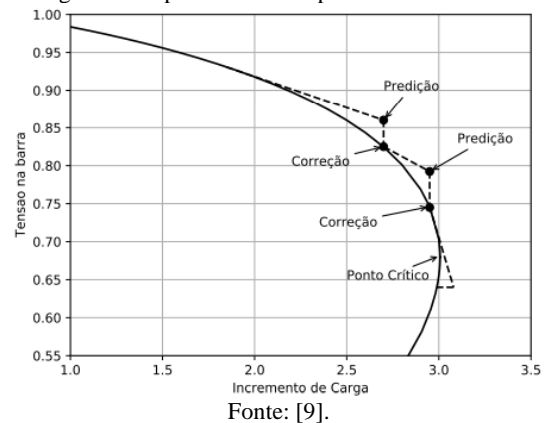
2. Barramento de carga (PQ) - as potências ativa e reativa são conhecidas e declaradas como dados de entrada, sendo então a tensão complexa obtida pelo fluxo de potência. Esse tipo de barramento é o mais comum no sistema elétrico.

3. Barramento de tensão controlada (PV) - A tensão e a potência ativa são dados de entrada, sendo a potência reativa e o ângulo de fase da tensão calculados pelo fluxo de potência.

O cálculo de fluxo de potência é realizado de forma iterativa, iniciando com um valor inicial e o procedimento de iterações realizado até que a convergência seja obtida ou até que o número de iterações exceda um máximo especificado.

Para o fluxo de potência continuado são realizadas sucessivas soluções do fluxo de potência de acordo com o incremento de carga ou geração no sistema, obtendo assim, as tensões a cada incremento. As iterações envolvem um passo preditor e um passo corretor (Figura 2), sendo a etapa de predição a que estima uma solução para um padrão específico de incremento e o passo preditor determina a solução exata.

Figura 2: Etapas do fluxo de potência continuado.



Neste âmbito, o estudo de Estabilidade Estática de Tensão utiliza do cálculo de fluxo de potência continuada com o intuito de analisar a relação entre a potência transmitida e o objetivo de que o sistema opere sob níveis seguros de tensão [10]. De forma geral, a análise de estabilidade observa a capacidade de um sistema, para uma determinada condição inicial de operação, de recuperar um estado operacional de equilíbrio após ser sujeito a uma perturbação física [8].

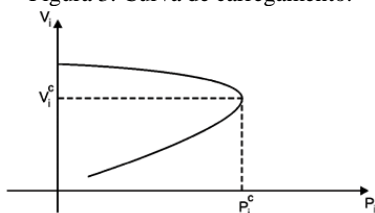
B. Curvas PV e Margem de Estabilidade

É possível verificar o fenômeno de estabilidade de tensão através das curvas de carregamento (curva PV) de cada barra, que estão relacionadas à capacidade do sistema em transmitir potência ativa a uma barra de carga. A curva exibida na Figura 3 é construída a partir do cálculo do valor de tensão na barra a cada incremento de carga, considerando o fator de potência constante. Nesta curva, o trecho superior é chamado de estável ($V > V_c^i$) e o trecho inferior é instável ($V < V_c^i$). O ponto no qual ocorre a bifurcação da curva PV representa o ponto de máximo carregamento do sistema, ou seja, a máxima potência que pode ser transmitida sem que haja instabilidade.

A partir da análise das curvas PV é possível prever cenários críticos e prevenir eventuais colapsos. Com efeito, conceito aplicado à análise de estabilidade de tensão é o de Margens de Estabilidade de tensão, em que é caracterizada como a diferença entre o ponto de operação atual e o ponto de instabilidade de tensão na curva PV. Tendo em vista a necessidade de se obstar o ponto de operação em relação ao de instabilidade, define-se a margem de segurança de tensão, que estabelece a menor distância aceitável entre os pontos de

operação e de instabilidade de tensão, que, se respeitado, garante a segurança da operação do sistema de potência.

Figura 3: Curva de carregamento.



Fonte: [6].

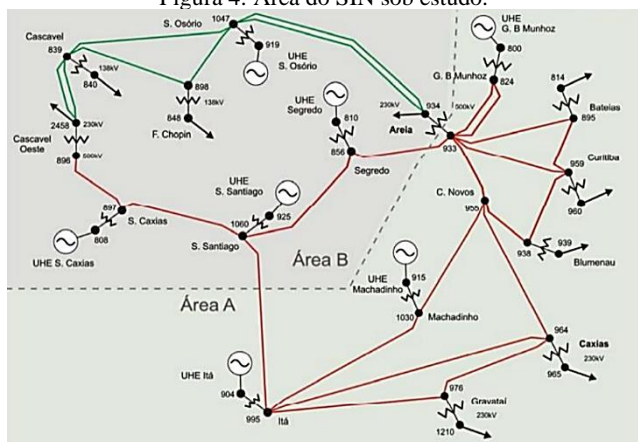
C. Análise de Contingências

É imprescindível também conhecer as falhas passíveis de ocorrência no sistema, visando que este opere dentro dos níveis adequados, ou que os operadores do sistema possam estar preparados, com base em simulações e análises prévias, para tomarem determinadas ações de controle. Dessa forma, essas ações garantem a continuidade no fornecimento de energia, com uma operação segura do sistema. O estudo de contingências, então, é direcionado à mitigação dos riscos para a segurança do sistema de potência sem violações operativas.

II. ANÁLISE DO SISTEMA

O sistema sob estudo apresenta duas áreas geoeletricas A e B (Figura 4). Estas áreas estão interligadas por meio de duas linhas de transmissão (SE Santiago – SE Itá 500 kV; SE Segredo – SE Areia 500 kV) e um transformador (Areia 230/500kV), em pontos distintos da rede. Ressalta-se que cada área possui capacidade instalada de geração suficiente para atender a demanda total das suas cargas. Porém, a capacidade de geração da área A (UHE's Osório, Segredo, Santiago, Caxias) está próxima de seu limite, enquanto a área B possui um montante de geração (UHE's Machadinho, Munhoz, Itá) maior que a da área A e o seu mercado consumidor é pequeno (Curitiba, Blumenau, Gravataí e outros), acarretando em um excedente passível da geração para com a carga. Por essa razão, o intercâmbio entre as áreas ocorre de B para a área A.

Figura 4: Área do SIN sob estudo.



Fonte: [11]

Para a realização do estudo, foram utilizados os programas de CEPTEL: ANAREDE, EDITCEPEL e PlotCEPEL. Todos

os dados do sistema descrito foram inseridos no arquivo do EDITCEPEL utilizando diferentes códigos, como por exemplo, o código DBAR, que realiza a leitura dos dados de barra CA, DGER, o qual realiza a leitura de dados de limites de geração de potência ativa e fatores de participação de barras de geração, e DLIN, responsável pela leitura dos dados de circuitos CA, como linhas e transformadores. Um código importante de ressaltar é o DGLT, que é responsável pela leitura dos dados dos grupos de limites de tensão. Para o sistema em análise existem dois grupos limites de tensão: o primeiro engloba barras do sistema com tensões nominais de operação de 13,8kV, 138kV e 230kV, ou seja, barras com tensão nominal de operação menor ou igual a 230kV. Já o segundo grupo de limite de tensão engloba barras com tensão nominal de operação iguais a 525kV.

No submódulo 2.3 (Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos - Tipo critérios) dos procedimentos de rede do ONS [7] são definidas as tensões admissíveis a serem observadas nos estudos elétricos para as condições operativas normal e sob contingências (Tabela 1).

Tabela 1: Tensão admissível entre fases a 60 Hz.

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	Condição operativa normal		Condição operativa sob contingências	
	(kV)	(pu) ⁽²⁾	(kV)	(pu) ⁽²⁾
< 230	–	0,95 a 1,05	–	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,048	475 a 550	0,90 a 1,048
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

Fonte: [7].

Verifica-se, então, que para o primeiro grupo limite de tensão, que engloba as barras com tensão nominal de operação menor ou igual a 230kV, a tensão admissível em condição operativa normal está entre 0,95pu e 1,05pu, enquanto que sob contingências são admissíveis tensões entre 0,90pu e 1,05pu. Já o segundo grupo de limite de tensão, que engloba barras com tensão nominal de operação iguais a 525kV, possui tensões admissíveis entre 0,95pu e 1,048pu, e sob contingências são admissíveis tensões entre 0,90pu e 1,048pu.

Após a inserção de todos os dados necessários para a definição do sistema no EDITCEPEL, o diagrama elétrico foi desenhado no ANAREDE conforme é exibido na Figura 5.

III. ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA

Conforme apresentado no submódulo 2.3 [7] dos procedimentos de rede do ONS, os estudos de fluxo de potência no sistema devem ser realizados para as condições de carga e de geração pertinentes ao objetivo da avaliação, entre carga pesada, média, leve e mínima. No estudo sob análise, o sistema foi verificado com cenários de carga leve, média e pesada. Sendo da leve para a média considerado um acréscimo de 10% da carga, e para o cenário com carga pesada, um acréscimo de 30% da carga do cenário base. Estes valores de cargas em cada barra do sistema são apresentados na Tabela 2. Além dos controles ativados, para todas as simulações foi realizado um balanço de potência ativa por área.

Tabela 2: Dados de cargas do sistema para diferentes cenários.

Barra	Nome	Dados de Cargas					
		Carga Leve		Carga Média		Carga Pesada	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
814	Bateias-230	680	130	748	143	884	169
960	Curitiba-230	790	330	869	363	1027	429
939	Blumenau-230	940	50	1034	55	1222	65
965	Caxias-230	700	49	770	53,9	910	63,7
1210	Gravataí-230	1100	400	1210	440	1430	520
934	Areia-230	235	57	258,5	62,7	305,5	74,1
2458	Cascavel-230	400	125	440	137,5	520	162,5
840	Cascavel-138	150	32	165	35,2	195	41,6
848	FozChopi-138	90	17	99	18,7	117	22,1

Fonte: Próprio Autor.

Para a operação do sistema com condição de carga leve, os bancos shunt manobráveis que devem estar ligados são os três bancos de reatores nas barras 959 (Curitiba-500kV), 964 (Caxias-500kV) e 995 (Itá-500kV) e o banco de capacitores da barra 1210 (Gravataí-230kV).

No submódulo 2.5 (Critérios para Operação) dos procedimentos de rede do ONS [7] é exposta a hierarquização dos recursos para controle de tensão na rede de operação:

4.2.1 Os recursos para o controle de tensão são utilizados conforme sequência definida nas instruções de operação do Submódulo 5.12 e estão listadas a seguir: (a) reatores de barra manobráveis; (b) bancos de capacitores; (c) excitação das unidades geradoras; (d) compensadores síncronos e estáticos; (e) reatores de linha manobráveis; (f) comutadores

sob carga de transformadores e de reguladores série; e (g) manobras de linhas de transmissão. [7]

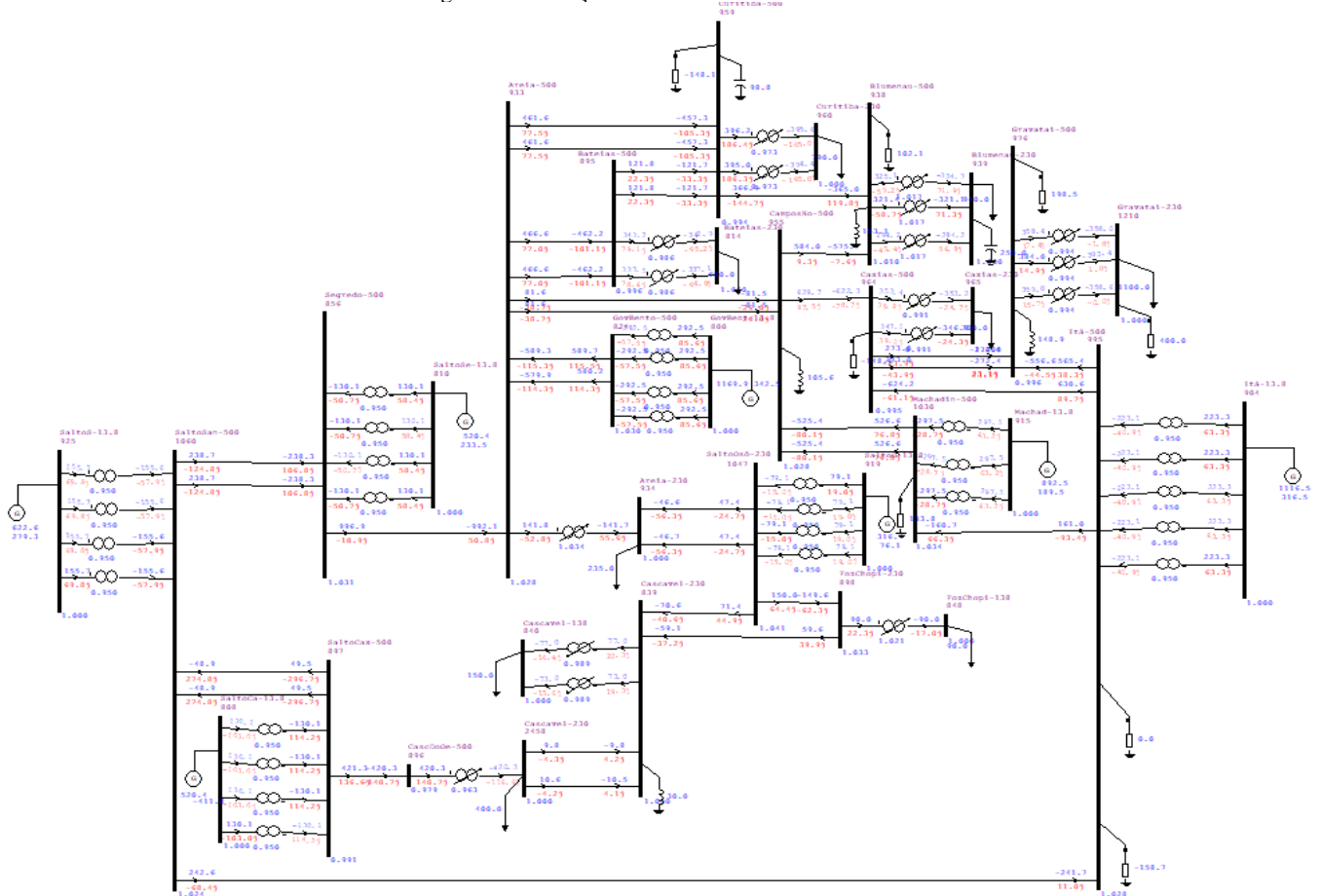
Para o cenário com carga média, considerando os mesmos bancos shunt do cenário anterior operando, haveria uma superação de tensão na barra 976 (Gravataí-500kV) baixando para 0,94pu (abaixo da admissível pelo ONS em condição operativa normal). Portanto, como procedimentos para funcionamento pleno, propõe-se o desligamento do banco de reatores da barra 995 (Itá-500kV) e a ligação do banco de capacitores manobrável da barra 976 (Gravataí-500kV).

Já para garantir a operação do sistema em cenário com carga pesada, propõe-se, a partir do cenário de carga média, o desligamento dos outros dois bancos de reatores manobráveis [nas barras 959 (Curitiba-500kV) e 964 (Caxias-500kV)] e ligação de mais três bancos de capacitores nas barras 995 (Itá-500kV), 1030 (Machadin-500kV) e 938 (Blumenau-500kV). Com estes procedimentos é possível garantir níveis de tensão nas barras e carregamentos nas linhas, transformadores e demais componentes nos limites admissíveis pelo ONS.

IV. ESTABILIDADE ESTÁTICA DE TENSÃO

Para a realização do estudo de estabilidade foi utilizado o Programa de Fluxo de Potência Continuado do ANAREDE, que realiza a simulação de vários fluxos de potência calculados sequencialmente, a partir do incremento de carga especificado.

Figura 5: Simulação do sistema elétrico estudado.

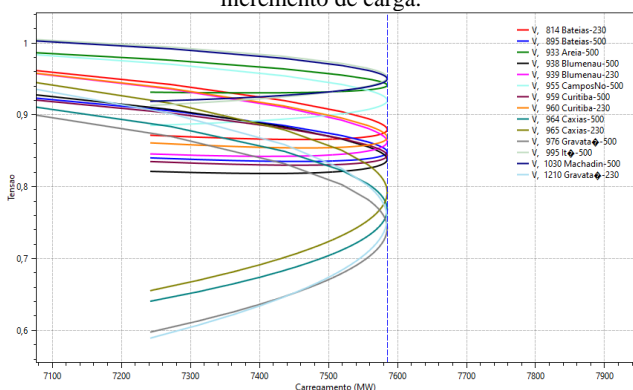


Fonte: Próprio Autor.

Para o sistema em análise, o Cálculo do Fluxo de Potência Continuado (EXIC) foi realizado com a opção de método parametrizado (PARM) ativada, que ativa o fluxo de potência continuado parametrizado, permitindo obter a parte instável da curva PV. Foi considerado para a análise um incremento de potência ativa e reativa de 5%. Após isso, é possível analisar no PlotCepel as curvas de carregamento das barras com maiores variações de tensão do sistema (Figura 6). Verifica-se que o ponto de máximo carregamento para colapso é 7585,11MW, ocasionando uma instabilidade a partir desse ponto.

A partir do ponto de máximo carregamento e observando na Tabela 3 os dados de cargas totais no sistema para os cenários (carga leve, média e pesada), percebe-se que, se a carga sofrer um acréscimo de 14,7% em relação à carga do cenário com carga pesada, o sistema entra em instabilidade.

Figura 6: Curvas de carregamento das barras mais sensíveis ao incremento de carga.



Fonte: Próprio Autor.

Tabela 3: Cargas no sistema para diferentes cenários de carga.

Cargas no sistema					
Carga Leve		Carga Média		Carga Pesada	
MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
5085	1190	5593,5	1309	6610,5	1547

Fonte: Próprio Autor.

Além disso, a partir da análise das curvas de carregamento (Figura 6), é possível verificar quais barras do sistema são mais sensíveis ao incremento de carga. Na Tabela 4 são exibidas as tensões nestas no ponto de máximo carregamento.

Tabela 4: Sensibilidade das barras quanto à Estabilidade de Tensão

Barra	Tensão no ponto de máximo carregamento (pu)
976	0,7428
1210	0,7567
964	0,7684
965	0,7926
938	0,8383
959	0,8437
895	0,8485
939	0,863
960	0,8688
814	0,8798
955	0,9202
933	0,9413

Fonte: Próprio Autor.

Verifica-se, portanto, que as barras 976 (Gravatá-500kV), 1210 (Gravatá-230kV) e 964 (Caxias-500kV) são as que apresentam maior sensibilidade.

V. ANÁLISES DE CONTINGÊNCIAS SIMPLES

Conforme o módulo 2 - submódulo 2.3 (Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos - Tipo critérios) dos procedimentos de rede do ONS, tem-se que:

2.2.2.3. As contingências simples são simuladas com a perda de um único elemento do sistema, seja uma linha de transmissão, transformador, banco de transformadores, unidade geradora, elo de corrente contínua ou equipamento de controle de tensão, como um reator, capacitor ou compensador síncrono ou estático. [7]

Tendo isso em vista, o estudo de contingências simples, ou critério N-1, foi realizado para o trabalho em análise. O cenário base de carga pesada foi adotado, pois, a suportabilidade pelo critério N-1 desse cenário indica a resiliência em faltas em demais casos de carga leve e média.

Foi utilizado a funcionalidade de Análise de Contingências automática (EXCA) do ANAREDE, possibilitando a seleção de um trecho da rede elétrica em estudo e aplicar o critério N-1 sobre os circuitos pertencentes à fração da área selecionada. Para realizar as simulações de contingência em todo o sistema, foi selecionada a condição de união das duas áreas.

Inicialmente é exibido um resumo geral sobre a convergência da rede para os casos produzidos (Figura 7). Observa-se que 72 casos convergiram e 7 divergiram, sendo estes sete cenários exibidos na Figura 8.

Figura 7: Resumo de convergência.

```
*****
Numero de Casos Convergidos: 72 ( 91,1%)
Numero de Casos Total: 79
*****
```

Fonte: Próprio Autor.

Figura 8: Cenários com divergências.

```
CIRCUITOS COM PROBLEMAS DE CONVERGENCIA
X-----X
DE IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
NOME DE PARA NOME PARA CIRCUITO
X-----X-----X-----X
856 Segredo-500 933 Areia-500 1
896 CascDoOe-500 897 SaltoCax-500 1
896 CascDoOe-500 2458 Cascavel-230 1
938 Blumenau-500 955 CamposNo-500 1
955 CamposNo-500 964 Caxias-500 1
995 Itá-500 964 Caxias-500 1
976 Gravataí-500 995 Itá-500 1
```

Fonte: Próprio Autor.

A não convergência de casos está relacionada à limitação da modelagem do sistema: uma vez que o SIN é de elevado tamanho e complexidade, deve-se limitar a modelagem da rede através de equivalentes para análise. No sistema em análise, os circuitos que apresentam divergência nas contingências estão na região de fronteira do equivalente da rede. Disso, serão analisados casos de contingências convergentes com consideráveis índices de severidade. Dos 72 casos convergentes, destaca-se (Tabela 5) os cenários mais críticos. Ressalta-se que todas as infrações ocorreram para o critério de fluxo, não havendo em quaisquer dos casos violações de geração e de tensão.

Como a única violação detectada na análise do Critério N-1 é a de fluxo, nota-se que um eventual investimento na expansão do sistema, com a construção de linhas de transmissão interligando áreas e subestações é a solução mais razoável para o aumento da confiabilidade do sistema. Isso se deve ao fato de que não houve limitações de tensão.

Tabela 5: Relatório da análise de contingências automática.

Número de Violações	Índice de Severidade	De	Nome De	Para	Nome Para	Circuito
4	5,9	904	Itá-13,8	995	Itá-500	1
4	5,9	904	Itá-13,8	995	Itá-500	2
4	5,9	904	Itá-13,8	995	Itá-500	3
4	5,9	904	Itá-13,8	995	Itá-500	4
4	5,9	904	Itá-13,8	995	Itá-500	5
3	4,5	800	GovBent-13,8	824	GovBento-500	1
3	4,5	800	GovBent-13,8	824	GovBento-500	2
3	4,5	800	GovBent-13,8	824	GovBento-500	4
3	4,5	800	GovBent-13,8	824	GovBento-500	3
2	4,0	915	Machad-13,8	1030	Machadin-500	1
2	4,0	915	Machad-13,8	1030	Machadin-500	2
2	4,0	915	Machad-13,8	1030	Machadin-500	3
1	2,4	895	Bateias-500	814	Bateias-230	1
1	2,4	895	Bateias-500	814	Bateias-230	2
1	2,1	959	Curitiba-500	960	Curitiba-230	1
1	2,1	959	Curitiba-500	960	Curitiba-230	2

Fonte: Próprio Autor.

A partir dos resultados, nota-se contingências críticas entre os circuitos das SEs: Itá-13,8kV e Itá-500kV; GovBent-13,8kV e GovBento-500kV; Machad-13,8kV e Machadin-500kV; Bateias-500kV e Bateias-230kV; Curitiba-500kV e Curitiba-230kV. Logo, percebe-se que os casos mais críticos de contingências simples ocorrem em transformadores elevadores 13,8/525 kV de usinas hidrelétricas ou rebaixadoras 525/230 kV para atendimento de carga.

Como escolha para análise aprofundada das contingências, adotou-se um circuito de transformador de Itá, por se tratar do caso de maior quantidade de violações (4) e de maior índice de severidade (5,9). Para a realização deste estudo, foi utilizada a funcionalidade de Análise de Contingências Programada EXCT do ANAREDE, que possibilita a execução de uma lista de contingências pré-definidas.

A. Análise de Contingências: TR Itá

A contingência programa a ser analisada é considerando a saída de um dos transformadores elevadores da subestação de Itá. Na Tabela 6 é perceptível que a saída de um dos transformadores acarreta no sobrecarregamento dos demais e o índice de severidade desta contingência é de 5,9. Logo, sugere-se a inserção de um novo Transformador de Potência 13,8/525 kV (TR6) de 305 MVA, conectado em paralelo aos demais que se localizam na usina elevadora de Itá.

Tabela 6: Relatório de linhas em cenário de contingência.

Barra De	Barra Para	Nº Circuito	MW	Mvar	MVA/V	Violação (MVA)	Carregamento
904 Itá-13,8	995 Itá-500	2	356,9	98,8	370,3	65,3	121,41%
904 Itá-13,8	995 Itá-500	5	356,9	98,8	370,3	65,3	121,41%
904 Itá-13,8	995 Itá-500	4	356,9	98,8	370,3	65,3	121,41%
904 Itá-13,8	995 Itá-500	3	356,9	98,8	370,3	65,3	121,41%

Índice de Severidade: 5,9

Fonte: Próprio Autor.

Com o novo equipamento no sistema, foi realizada a simulação de contingência programada para um dos trafos de potência dessa subestação e os resultados para os indicadores de severidade obtidos são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7: Relatório de linhas em cenário de contingência com acréscimo de um trafa na rede.

Barra De	Barra Para	Nº Circuito	MW	Mvar	MVA/V	Violação (MVA)	Carregamento
896 CascDoOe-500	2458 Cascavel-230	1	533,8	220,3	601	1	100,17%

Índice de Severidade: 1,0

Fonte: Próprio Autor.

A inserção de um transformador (TR6) possibilita a correção do problema de sobrecarregamento de transformadores de SE Itá. Além disso, não é preocupante este pequeno sobrecarregamento detectado (de 1 MVA), tendo em vista o índice de severidade mínimo igual a 1,0. Portanto, o investimento em TR6 de 305 MVA na SE Itá configura-se como uma solução para a correção de problemas na rede durante contingência de qualquer um dos transformadores dessa SE, atendendo assim ao critério N-1.

Como solução alternativa ao considerável investimento, representado pela aquisição de transformador de 305 MVA, propõe-se corte de 10% de carga conectada à SE Gravataí. Essa SE foi escolhida para corte de carga por estar localizada na mesma área da SE Itá, havendo proximidade elétrica entre estas subestações. O valor de corte adotado é derivado do resultado obtido da violação em MVA de fluxo original, de forma que esse corte ajuste a demanda ao novo valor passível de transmissão do trecho. Desse modo, tem-se para cadastro de nova carga no ANAREDE após operação de corte de carga dos seguintes valores (Tabela 8).

Tabela 8: Comparação de carga na SE pré-corte e pós-corte.

Corte de Carga 10% - SE Gravataí		
Potência	MW	Mvar
Pré-corte	1430	520
Pós-corte	1287	468

Fonte: Próprio Autor.

Com a simulação de contingência em um transformador da SE Itá, houve atendimento a todos os critérios, não havendo violação de geração, tensão ou fluxo. Portanto, em vista da não violação de nenhum critério, tem-se que o corte de 10% de carga da SE Gravataí possibilita a correção de problemas de carregamento ocasionados por contingências em qualquer transformador da mesma SE, atendendo ao critério N-1.

VI. CONCLUSÕES

A pesquisa permitiu um maior conhecimento dos estudantes acerca da utilização dos programas computacionais do CEPTEL e da operação e controle de Sistemas Elétricos de Potência. Para além do aprendizado, foi possível verificar que a carga do sistema analisado pode sofrer um acréscimo máximo de 14,7% em relação aos cenários analisados sem que haja um colapso de tensão, e a barra mais sensível a este incremento é a barra 976 (Gravataí-500kV), que é uma barra da subestação com transformador rebaixador (Gravataí-500/230kV) para atendimento de carga.

Quanto às análises de contingências, o critério N-1 foi verificado para a ausência dos circuitos existentes, apresentando alguns cenários com índices de severidade altos, como por exemplo a retirada de um dos cinco transformadores elevadores existentes entre as subestações Itá-13,8kV e Itá-500kV. Para este cenário de contingência em específico foram propostas como possíveis soluções a inserção de um sexto transformador de 305MVA em paralelo aos demais ou corte de 10% da carga conectada à SE Gravataí, que está localizada eletricamente próxima da SE Itá. A partir das soluções, o cenário passa a atender o critério N-1, ou seja, na ausência de um transformador da SE Itá o sistema permanece em pleno funcionamento, sem prejuízo aos seus equipamentos.

REFERÊNCIAS

- [1] DA SILVA, L. C. P.; GARCIA-VALLE, R. Análise de estabilidade de tensão em tempo real utilizando dados de PMUs. In: **Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. 2009.
- [2] ALBUGUETTI, L. M., PAVANI, A. P. G., RAMOS, R. A. Controle da Potência Reativa de Geração Eólica para Melhoria da Margem de Estabilidade de Tensão. In: **Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. 2019.
- [3] BEDOYA, D. B., CASTRO, C. A., BEDRIÑANA, M. Obtenção da Margem Mínima de Segurança de Estabilidade de tensão em Sistemas Elétricos de Potência. In: **Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. 2007.
- [4] KUNDUR, P. *et al.* Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 3, p. 1387-1401, 2004.
- [5] MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. Introdução a sistemas de energia elétrica. Campinas, SP: Editora da Unicamp, 2011.
- [6] PRADA, R. B. et al. Identificação do ramo de transmissão crítico para reforço das condições de segurança de tensão. São Paulo: Sociedade Brasileira de Automática (SBA), 2006.
- [7] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, Procedimentos de rede ONS, 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>.
- [8] GLOVER, J. D.; OVERBYE, T. J.; SARMA, M. S. POWER SYSTEM ANALYSIS & DESIGN. 6. ed. Boston: Cengage Learning, 2017.
- [9] ANDRADE, M.S. Metodologia Alternativa do Fluxo de Potência Continuado para Avaliação da Penetração de Geração Eólica em Sistemas Elétricos de Potência. TCC (Graduação). Universidade Federal de Juiz de Fora, Minas Gerais. 2017.
- [10]CORDEIRO, J. G et al. Estudo do Comportamento de um Sistema-Teste sob Diferentes Condições de Carregamento Utilizando o Equivalente de Ward Estendido. vol. 2. São Paulo: Sociedade Brasileira de Automática (SBA), 2020.
- [11]Alves, W. F. Proposição de sistemas-teste para análise computacional de sistemas de potência. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense, Niterói – RJ. 2007. 332f.