

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

JOÃO PEDRO DE ARAUJO NESPOLO

**DETERMINAÇÃO DE REGIÃO DE SEGURANÇA DE TENSÃO PARA
O SUBSISTEMA SS1 DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL DO
PARAGUAI**

MEDIANEIRA

2021

JOÃO PEDRO DE ARAUJO NESPOLO

**DETERMINAÇÃO DE REGIÃO DE SEGURANÇA DE TENSÃO
PARA O SUBSISTEMA SS1 DO SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL DO PARAGUAI**

**Determination of Voltage Security Region for the Subsystem SS1 of
the National Interconnected System of Paraguay**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, do Departamento de Engenharia Elétrica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Diogo Marujo

Coorientador: Dr. Jhonatan Andrade dos Santos

MEDIANEIRA

2021



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

JOÃO PEDRO DE ARAUJO NESPOLO

**DETERMINAÇÃO DE REGIÃO DE SEGURANÇA DE TENSÃO PARA O
SUBSISTEMA SS1 DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL DO PARAGUAI**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR)

Data de aprovação: 03/dezembro/2021

Diogo Marujo
Doutor
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Evandro André Konopatziki
Doutor
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Hugo Andrés Ruiz Flores
Doutor
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Jonas Roberto Pesente
Doutor
Itaipu Binacional

Jhonatan Andrade dos Santos
Doutor
Itaipu Binacional

MEDIANEIRA

2021

RESUMO

O Sistema Interligado Nacional do Paraguai é composto por dois subsistemas eletricamente isolados, o subsistema SS1 e o subsistema SS2, ambos operados pela *Administración Nacional de Eletricidad* (ANDE). A demanda por energia elétrica no Paraguai tem apresentado uma das maiores taxas de crescimento da América Latina nos últimos anos, o que frequentemente leva o sistema a operar perto de sua capacidade máxima de transmissão. Nesse cenário, considerando as características radiais do subsistema SS1, uma eventual desconexão das principais linhas de transmissão pode conduzir este subsistema à condições operativas degradadas, especialmente com relação à tensão nas barras próximas ao principal centro de carga do Paraguai, senão à própria instabilidade de tensão. Neste contexto, compreender os limites de estabilidade de tensão do subsistema SS1, em condições normais e sob contingência das principais linhas de transmissão, é fundamental para subsidiar a operação segura e promover o melhor aproveitamento da infraestrutura disponível. Desse modo, neste trabalho foi determinada uma região de segurança de tensão para o subsistema SS1 do Sistema Interligado Nacional do Paraguai no plano (P,Q), com o intuito de estabelecer uma visualização prática e direta das condições operativas inseguras. Foi proposta uma metodologia baseada na construção de curvas PQ para diversos cenários operativos, com a adoção do índice *Area of Voltage Stability Region* para a classificação das perturbações e determinação dos pontos operativos considerados seguros. Foram avaliadas as contingências das principais linhas de transmissão do Subsistema SS1, nos patamares de carga leve, média, pesada e máxima e a implementação computacional foi realizada através de programação em *Python*, com integração de ferramentas de análise e visualização de dados. Os limites de operação propostos foram validados através de simulações dinâmicas, contudo, a região de segurança de tensão obtida se mostrou conservadora em função do processo adotado para o cálculo da Margem de Estabilidade de Tensão.

Palavras-chave: Sistemas de energia elétrica; Estabilidade; Colapso (Eletricidade); Métodos de simulação.

ABSTRACT

The National Interconnected System of Paraguay is composed of two electrically isolated subsystems, the subsystem SS1 and the subsystem SS2, both operated by *Administración Nacional de Eletricidad* (ANDE). The demand for electricity in Paraguay has shown one of the highest growth rates in Latin America in recent years, which often leads the system to operate close to its maximum transmission capacity. In this scenario, considering the radial characteristics of the subsystem SS1, an eventual disconnection of the main transmission lines can lead this subsystem to degraded operating conditions, especially with regard to the voltage on the buses close to the main load center of Paraguay, if not to voltage instability itself. In this context, understanding the voltage stability limits of the subsystem SS1, under normal conditions and under contingency of the main transmission lines, is essential to support safe operation and promote the best use of the available infrastructure. Thus, in this work, a voltage security region was determined for the subsystem SS1 of the National Interconnected System of Paraguay in the (P,Q) plane, in order to establish a practical and direct visualization of the unsafe operating conditions. A methodology based on the construction of PQ curves for different operative scenarios was proposed, with the adoption of the *Area of Voltage Stability Region* index for the classification of disturbances and determination of the safe operation points. The contingencies of the main transmission lines of the Subsystem SS1 were evaluated, at light, medium, heavy and maximum load levels, and the computational implementation was carried out through programming in *Python*, with integration of analysis and data visualization tools. The proposed operating limits were validated through dynamic simulations, however, the voltage safety region obtained proved to be conservative due to the process adopted to calculate the Voltage Stability Margin.

Keywords: Electric power systems; Stability; Breakdown (Electricity); Simulation methods.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema representativo de duas barras	20
Figura 2 – Comportamento de P, V e I em função da resistência da carga R_L considerando transmissão sem perdas e fator de potência constante ($\tan \phi = 0,2$)	23
Figura 3 – Domínio de existência das equações de fluxo de carga	26
Figura 4 – Tensão em função das potências ativa e reativa da carga	27
Figura 5 – Família de curvas PV para vários fatores de potência da carga	27
Figura 6 – Primeiro mecanismo de instabilidade de tensão	30
Figura 7 – Segundo mecanismo de instabilidade de tensão	31
Figura 8 – Margem de segurança do ponto de vista da estabilidade de tensão	33
Figura 9 – Variação do índice <i>Area of Voltage Stability Region</i> (AVSR) em diferentes pontos de operação	34
Figura 10 – Mapeamento da curva PQ através do método de Lee <i>et al.</i> (2010)	37
Figura 11 – Cálculo do índice AVSR para o sistema sem carga	38
Figura 12 – Cálculo do índice AVSR para os pontos de Máxima Transferência de Potência (MTP)	40
Figura 13 – Identificação dos pontos de segurança de tensão	41
Figura 14 – Fluxograma do processo de determinação dos pontos de segurança de tensão	43
Figura 15 – Diagrama esquemático do Sistema Interligado Nacional do Paraguai	45
Figura 16 – Demanda projetada do Sistema Interligado Nacional do Paraguai	46
Figura 17 – Diagrama do circuito de alimentação do SS1 do Sistema Interligado Nacional do Paraguai	50
Figura 18 – Topologia reultante da perda da LT 500 kV MD-VHA	50
Figura 19 – Topologia reultante da perda das LTs 220 kV MD-ACY 1 e 2	51
Figura 20 – Topologia reultante da perda das LTs 220 kV MD-IRY e MD-PIH	51
Figura 21 – Fluxograma da rotina de construção de curvas PQ	53
Figura 22 – Comparação entre os valores de AVSR calculados para cada patamar de carga	58
Figura 23 – Curvas PQ associadas às configurações pré-perturbação e pós-perturbação do subsistema SS1 no patamar de carga leve	59
Figura 24 – Curvas PQ associadas às configurações pré-perturbação e pós-perturbação do subsistema SS1 no patamar de carga média	60
Figura 25 – Curvas PQ associadas às configurações pré-perturbação e pós-perturbação do subsistema SS1 no patamar de carga pesada	60
Figura 26 – Curvas PQ associadas às configurações pré-perturbação e pós-perturbação do subsistema SS1 no patamar de carga máxima	61
Figura 27 – Região de segurança de tensão do subsistema SS1 no patamar de carga leve	64
Figura 28 – Região de segurança de tensão do subsistema SS1 no patamar de carga média	65
Figura 29 – Região de segurança de tensão do subsistema SS1 no patamar de carga pesada	65
Figura 30 – Região de segurança de tensão do subsistema SS1 no patamar de carga máxima	66
Figura 31 – Curvas PQ associadas ao subsistema SS1 no patamar de carga leve	67
Figura 32 – Curvas PQ associadas ao subsistema SS1 no patamar de carga média	67
Figura 33 – Curvas PQ associadas ao subsistema SS1 no patamar de carga pesada	68
Figura 34 – Curvas PQ associadas ao subsistema SS1 no patamar de carga máxima	68
Figura 36 – Condições de carregamento pré-perturbação	73
Figura 37 – Tensões ES-SLO e ES-GUA - Caso 1	74

Figura 38 – Tensões ES-SLO e ES-GUA - Caso 2	74
Figura 39 – Tensões ES-SLO e ES-GUA - Caso 3	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Patamares de carga do subsistema SS1 do Sistema Interligado Nacional do Paraguai	47
Tabela 2 – Direções de crescimento de carga avaliadas	49
Tabela 3 – Pontos de MTP do subsistema SS1 do Sistema Interligado Nacional do Paraguai	56
Tabela 4 – Polinômios associados às diferentes configurações avaliadas	57
Tabela 5 – Perturbações críticas nos patamares de carga avaliados	58
Tabela 6 – Cálculo do índice AVSR para os pontos de MTP associados às configurações pós-perturbação crítica	62
Tabela 7 – Margem de Segurança de Tensão nos diferentes patamares de carga	63
Tabela 8 – Pontos de segurança de tensão calculados	63
Tabela 9 – Polinômios associados às regiões de segurança de tensão nos diferentes patamares de carga	64
Tabela 10 – Faixas de tensão admitidas pela ANDE	71
Tabela 11 – Pontos de operação pré-perturbação	73
Tabela 12 – Valores pré-perturbação e pós-perturbação das grandezas monitoradas	75

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

Siglas

ANAREDE	Análise de Redes Elétrica
ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecânicos
AVSR	<i>Area of Voltage Stability Region</i>
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
LTC	<i>Load Tap Changer</i>
MET	Margem de Estabilidade de Tensão
MMQ	Método dos Mínimos Quadrados
MST	Margem de Segurança de Tensão
MTP	Máxima Transferência de Potência
OEL	<i>Over Excitation Limiter</i>
SADI	Sistema Argentino de Interconexão
SEE	Sistemas de Energia Elétrica
SIN-BR	Sistema Interligado Nacional do Brasil
SIN-PY	Sistema Interligado Nacional do Paraguai

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Objetivo Geral	14
1.2	Objetivos específicos	14
2	ESTABILIDADE DE TENSÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉ- TRICA	16
2.1	Métodos de Análise	18
2.1.1	Análise Estática	18
2.1.2	Análise Dinâmica	19
2.2	Estabilidade de Tensão do Ponto de Vista Estático	19
2.2.1	Capacidade Máxima de Transferência de Potência	20
2.2.2	Comportamento das Tensões	26
2.2.3	Características da Carga e da Rede	28
2.2.4	Mecanismos Básicos de Instabilidade	29
2.2.5	Margem de Segurança de Tensão	32
2.2.6	<i>Area of Voltage Stability Region</i>	33
3	METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE REGIÃO DE SEGU- RANÇA DE TENSÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA . . .	35
3.1	Determinação das curvas <i>PQ</i> para configurações pré-perturbação e pós- perturbação	35
3.2	Classificação das Perturbações	37
3.3	Definição da Margem de Segurança de Tensão e identificação dos pontos de segurança de tensão	39
4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA AO SUBSISTEMA SS1 DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL DO PARAGUAI . . .	44
4.1	Descrição do Sistema Interligado Nacional do Paraguai	44
4.2	Cenários Analisados	46
4.3	Implementação computacional	47
4.3.1	Implementação no aplicativo ANAREDE	47
4.3.2	Implementação em <i>Python</i>	52
5	RESULTADOS	55
6	AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DINÂMICO NA REGIÃO DE SE- GURANÇA DE TENSÃO PROPOSTA	71
6.1	Critérios e premissas	71
6.2	Resultados das simulações	74
7	CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS	77
	REFERÊNCIAS	79

1 INTRODUÇÃO

Por muitos anos, os Sistemas de Energia Elétrica (SEE) foram sobredimensionados, especialmente em termos dos sistemas de transmissão.

Neste período, a principal preocupação do ponto de vista de segurança da operação era a estabilidade angular, que se refere à manutenção das defasagens angulares entre as máquinas síncronas conectadas ao sistema e depende das dinâmicas eletromecânicas associadas às mesmas (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

A partir da década de 1980, com o declínio nos investimentos em novas instalações de geração e transmissão de energia elétrica em função de restrições econômicas e pressões ambientais, e a taxa de crescimento inédita do consumo de eletricidade, os SEE passaram a ser operados em condições de estresse cada vez mais elevado, frequentemente, próximos dos seus limites de transmissão. Nesse novo contexto, um fenômeno até então desprezado começou a ganhar relevância no cenário internacional: a estabilidade de tensão (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Apresentando escala de tempo da ordem de minutos ou até mesmo de horas, o fenômeno da estabilidade de tensão diz respeito à capacidade do SEE de manter as tensões nos diversos barramentos dentro de limites aceitáveis e está intimamente relacionado ao comportamento dinâmico das cargas (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Geralmente, a instabilidade de tensão é caracterizada pela queda progressiva do módulo das tensões das barras de um SEE tanto de forma lenta (estabilidade de tensão de longo prazo) quanto repentina (estabilidade de tensão de curto prazo), podendo evoluir para um colapso de tensão, no qual parte significativa do sistema é comprometida (TAYLOR, 1994; KUNDUR, 1994).

Contudo, quando da alimentação de uma grande carga capacitiva, a instabilidade de tensão também pode se manifestar através do fenômeno da auto-excitação de máquinas síncronas, onde é observada uma rápida elevação da tensão terminal do gerador (NETTO, 2016).

Diversos eventos dessa natureza foram registrados ao redor do mundo nos últimos anos, muitos deles apresentados em Taylor (1994), o que colaborou para que a estabilidade de tensão se tornasse um aspecto fundamental do planejamento e operação de SEE (CUTSEM; VOURNAS, 1998)

Inicialmente relacionados a sistemas considerados fracos e a longas linhas de transmissão, problemas associados à instabilidade de tensão têm se tornado uma preocupação também em sistemas robustos em função do crescente carregamento experimentado pelos SEE atuais (KUNDUR, 1994).

No caso do Sistema Interligado Nacional do Paraguai (SIN-PY), a demanda por energia elétrica tem apresentado uma das maiores taxas de crescimento da América Latina nos últimos anos, o que tem tornado a estabilidade de tensão uma preocupação crescente.

Atualmente, o Sistema Interligado Nacional do Paraguai (SIN-PY) é composto por dois subsistemas eletricamente isolados, ambos operados pela *Administración Nacional de Electricidad* (ANDE).

O primeiro e maior, denominado SS1, é alimentado quase exclusivamente pelo setor de 50 Hz da central hidrelétrica de Itaipu; com uma pequena parcela da demanda suprida pela central hidrelétrica de Acaray; e está conectado ao Sistema Interligado Nacional do Brasil (SIN-BR) através do Elo de Corrente Contínua de Furnas. O segundo subsistema, denominado SS2, compreende a região Sul do Paraguai e é atendido pela central hidrelétrica de Yacretá, conectada ao Sistema Argentino de Interconexão (SADI).

Com a crescente demanda por energia elétrica no Paraguai, o SIN-PY vem sendo operado frequentemente próximo de sua capacidade máxima de transmissão. Levando em conta as características radiais do subsistema SS1, a situação é agravada de tal maneira que uma eventual desconexão das principais linhas de transmissão pode conduzir este subsistema à condições operativas degradadas, especialmente no que se refere à tensão nas barras próximas ao principal centro de carga do Paraguai, senão à própria instabilidade de tensão.

Nesse contexto, compreender os limites de estabilidade de tensão associados ao SS1 do SIN-PY, em condições normais de operação e sob contingência das principais linhas de transmissão, é de fundamental importância para subsidiar a operação segura deste subsistema e promover maior aproveitamento da infraestrutura de geração e transmissão disponível.

Desde o reconhecimento da estabilidade de tensão como um problema de grande relevância, a comunidade de engenharia de SEE tem respondido com intensos esforços para o desenvolvimento de ferramentas de análise e técnicas de controle desse tipo de instabilidade (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

No âmbito do planejamento da operação de SEE, uma das principais preocupações das análises de estabilidade de tensão sob o ponto de vista de segurança diz respeito à determinação

da capacidade máxima de transferência de potência dos sistemas de geração e transmissão e à identificação de margens de segurança. (KUNDUR, 1994).

Embora o fenômeno da estabilidade de tensão seja dinâmico em essência, as dinâmicas com influência sobre a estabilidade de tensão geralmente são lentas. Desse modo, determinados aspectos do problema podem ser analisados através de métodos estáticos, que avaliam a viabilidade do ponto de equilíbrio representado por uma condição de operação específica do SEE. A análise baseada em simulações de fluxo de potência para o estado de equilíbrio pós-perturbação é geralmente um método muito útil para análise da estabilidade de tensão de longo prazo (KUNDUR, 1994; TAYLOR, 1994).

Devido ao custo computacional tipicamente baixo, técnicas de análise estática permitem avaliar uma ampla faixa de condições operativas e, se utilizadas de forma apropriada, fornecem informações sobre a natureza do problema e os principais fatores de influência (KUNDUR, 1994).

Por outro lado, técnicas de análise dinâmica são úteis em estudos detalhados de situações específicas de colapso de tensão, coordenação de sistemas de proteção e controle, e para o teste de ações preventivas. Simulações dinâmicas também podem ser utilizadas para determinar se e como determinado ponto de equilíbrio será atingido, contudo, apresentam custo computacional elevado e não proporcionam diretamente informações sobre sensibilidade (KUNDUR, 1994).

Muitos métodos estáticos buscam a definição de índices de proximidade ao colapso de tensão para a comparação entre diferentes pontos de operação, de forma a se obter uma classificação das condições críticas.

Nas últimas décadas, foram propostos diversos métodos buscando determinar a capacidade máxima de transferência de potência do sistema de transmissão, quantificar precisamente margens de segurança e ainda identificar barramentos e áreas suscetíveis à instabilidade de tensão (AJJARAPU; CHRISTY, 1992; GAO *et al.*, 1992; LOF *et al.*, 1992; LOF *et al.*, 1993; HAQUE, 1995; CHIANG *et al.*, 1995; HAQUE, 1995; ABED, 1999; ZAMBRONI, 2000; HAQUE, 2002; LEE *et al.*, 2010)

Atualmente, dois métodos baseados em simulações de fluxo de potência são amplamente utilizados na determinação de limites transferência de potência em regime permanente: as curvas *PV* e as curvas *QV* (TAYLOR, 1994).

Uma curva *PV* expressa o comportamento da tensão em barramentos selecionados do sistema frente à determinada condição de variação da carga e é obtida calculando-se uma

série de soluções de fluxo de potência, geralmente através do método da continuação. Nesse processo, considera-se um padrão específico de crescimento de carga, como por exemplo o fator de potência constante (TAMURA *et al.*, 1983; AJJARAPU; CHRISTY, 1992; TAYLOR, 1994; CHIANG *et al.*, 1995).

Para uma dada curva PV , a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) associada à determinado ponto de operação é definida como a distância em MW entre este ponto e o ponto de MTP, indicado pelo chamado “nariz” da curva PV (do inglês, estas curvas também são conhecidas como *nose curves*) (KUNDUR, 1994; TAYLOR, 1994).

As curvas QV também são obtidas através de uma série de simulações de fluxo de potência e expressam a correlação entre a tensão em determinado barramento e a injeção de potência reativa neste mesmo barramento considerando a potência ativa constante. Para um ponto de operação especificado, a margem de potência reativa é definida como a distância em MVar entre este ponto e o ponto mais baixo da curva (TAYLOR, 1994).

As curvas QV podem ser empregadas na identificação de condições operativas insseguras, na classificação de contingências ou ainda em análises para alocação de compensação reativa (GUIMARÃES *et al.*, 2011; ZAMBRONI, 2000; ZAMBRONI *et al.*, 2011; MARUJO *et al.*, 2015; MARUJO, 2017).

Contudo, levando em conta que as curvas PV são construídas para uma condição específica de variação de carga e as curvas QV são construídas considerando potência ativa constante, a identificação das condições operativas seguras requer uma série de simulações computacionais para o levantamento de uma família dessas curvas (HAQUE, 2002).

Além disso, é um fato conhecido que o colapso de tensão ocorre quando a carga do sistema; ativa e/ou reativa; cresce além de determinado limite. Logo, se os valores críticos de P e Q são conhecidos, a margem de estabilidade de tensão para um ponto de operação específico pode ser determinada diretamente. Isso requer que os limites de transferência de potência sejam mapeados sobre o plano (P, Q) através da construção de curvas PQ (HAQUE, 2002).

No trabalho de Haque (2002), a curva PQ para um sistema simples de duas barras é determinada através da solução analítica das equações de fluxo de potência. A linha de transmissão é modelada através de um circuito de duas portas, utilizando as constantes generalizadas A, B, C e D associadas.

Considerando que o método proposto por Haque (2002) não é aplicável em SEE práticos, Lee *et al.* (2010) propõem um método para a determinação de uma expressão aproximada para

a curva PQ em sistemas compostos por múltiplas barras e linhas de transmissão. O método consiste, basicamente, na identificação dos pontos de MTP através de uma série de simulações de fluxo de potência para um conjunto discreto de direções de crescimento de carga seguida da aplicação de um método de ajuste de curvas para a determinação da expressão aproximada da curva PQ associada ao conjunto de pontos calculados.

O autor ainda propõe um novo índice para determinação de margens de estabilidade de tensão chamado de *Area of Voltage Stability Region* (AVSR), que se baseia no cálculo da área da região operativa no plano (P, Q) associada a determinado ponto de operação.

Por levar em consideração a potência ativa e reativa da carga, a definição de margens de estabilidade de tensão através do índice AVSR se mostra uma alternativa mais abrangente em comparação às metodologias convencionais.

Tendo como base o exposto até aqui, o presente estudo pretende identificar condições operativas seguras em termos de estabilidade de tensão para o subsistema SS1 do SIN-PY através do mapeamento de uma região de segurança de tensão sobre o plano (P, Q) . Pretende-se com isso proporcionar aos operadores uma visualização prática e direta das condições operativas consideradas inseguras e fornecer subsídios à tomada de ações de controle preventivo.

1.1 Objetivo Geral

Determinar os limites do subsistema SS1 do Sistema Interligado Nacional do Paraguai para operação segura em termos de estabilidade de tensão através do mapeamento de uma região de segurança no plano (P, Q) .

1.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos descritos abaixo são propostos para que o objetivo geral possa ser alcançado.

- a) Implementar o método para construção de curvas PQ para sistemas de energia elétrica com múltiplas barras proposto por Lee *et al.* (2010);
- b) Determinar a capacidade máxima de transferência de potência em termos da curva PQ para diferentes condições operativas do sistema elétrico sob avaliação;
- c) Selecionar as principais contingências e classificá-las segundo a severidade com relação

ao desempenho de regime permanente do sistema elétrico sob avaliação;

- d) Definir uma margem de segurança em termos da curva PQ ;
- e) Identificar os pontos operativos que atendem ao critério adotado;
- f) Determinar uma expressão matemática para a curva que delimita a região de operação considerada segura.

2 ESTABILIDADE DE TENSÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

A estabilidade de tensão está associada à capacidade de um SEE de manter as tensões em todos os barramentos em níveis adequados sob condições normais de operação e depois da ocorrência de uma perturbação. A instabilidade de tensão ocorre quando uma perturbação, seja uma variação de carga ou uma mudança topológica, causa um declínio progressivo e incontrolável da tensão em uma ou mais barras do sistema. Esse processo geralmente ocorre como resultado da tentativa de cargas dinâmicas de restaurar a energia consumida para além da capacidade dos sistemas de geração e transmissão (KUNDUR, 1994; CUTSEM; VOURNAS, 1998).

De forma geral, as principais causas de instabilidade de tensão são (KUNDUR, 1994):

- A carga alimentada pelo sistema de transmissão é muito elevada;
- Os geradores estão localizados a uma distância muito grande dos centros de carga;
- A tensão do gerador é muito baixa;
- A compensação reativa é insuficiente.

A instabilidade de tensão é um fenômeno essencialmente local, enquanto a ideia de colapso de tensão está associada a um fenômeno mais complexo, geralmente resultante de uma sequência de eventos envolvendo instabilidade de tensão que degrada a tensão em porção significativa do sistema (KUNDUR, 1994).

Em sistemas de corrente alternada com predominância de reatâncias indutivas, existe naturalmente um forte acoplamento entre o fluxo de potência ativa e a defasagem angular entre as tensões em barras adjacentes e entre o fluxo de potência reativa e a magnitude das tensões. Contudo, este acoplamento é válido apenas para condições normais de operação e, em geral, não pode ser estendido para condições de carregamento extremo, típicas de cenários de instabilidade de tensão (TAYLOR, 1994).

Tendo em vista que a queda de tensão nos sistemas de transmissão depende tanto dos fluxos de potência ativa quanto de potência reativa, é evidente que ambas devem ser levadas em consideração (KUNDUR, 1994; CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Em SEE, eventos de instabilidade e/ou colapsos de tensão são influenciados por diversos fatores, tais como: a robustez do sistema de transmissão, o nível de carregamento, as

características da carga, limites de geração de potência reativa dos geradores e as características dos dispositivos de compensação de potência reativa. Em alguns casos, o problema ainda pode ser agravado pela má coordenação entre vários sistemas de proteção e controle (KUNDUR, 1994).

Por esse motivo, a classificação da estabilidade de tensão em grupos com características semelhantes se mostra vantajosa no sentido de colaborar para o desenvolvimento das análises (KUNDUR, 1994). Neste trabalho, será adotada a seguinte classificação:

Estabilidade de tensão a pequenas perturbações: diz respeito à capacidade de um SEE de manter um perfil de tensão constante em regime permanente sob condições de pequenas variações de carga e /ou geração ou diante da remoção de elementos pouco significativos. Essa forma de estabilidade está diretamente associada às características das cargas e dos esquemas de proteção e controle para determinado instante de tempo e, por possuir natureza de regime permanente, pode ser analisada através de ferramentas estáticas (KUNDUR, 1994);

Estabilidade de tensão a grandes perturbações: diz respeito à capacidade de um SEE de controlar as tensões nos barramentos após a ocorrência de um grande distúrbio como, por exemplo, um curto-circuito ou o desligamento de elementos relevantes. Em contraste à estabilidade de tensão a pequenas perturbações, esta forma de estabilidade está associada às dinâmicas não lineares do sistema, e sua análise geralmente requer o emprego de técnicas de simulação no domínio do tempo. A escala de tempo desta análise se estende desde poucos segundos até dezenas de minutos, devendo ser o suficiente para capturar as dinâmicas associadas a elementos como *Load Tap Changer* (LTC) e *Over Excitation Limiter* (OEL) (KUNDUR, 1994);

Estabilidade de tensão de curto prazo: está associada à dispositivos de dinâmica rápida, capazes de restaurar a potência consumida pelas cargas na escala de tempo de segundos. Como exemplo desses componentes, pode-se citar os motores de indução, as cargas controladas eletronicamente e as conexões via Elo de Corrente Contínua (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Estabilidade de tensão de longo prazo: está associada à dinâmica de dispositivos lentos, com atuação na escala de tempo de vários minutos, como, por exemplo, LTC, OEL de geradores e proteções de sobrecarga de linhas de transmissão e transformadores (TAYLOR, 1994).

2.1 Métodos de Análise

A estabilidade de tensão envolve a interação entre diversos dispositivos atuando em diferentes escalas de tempo, o que torna sua avaliação bastante complexa.

Nesse sentido, é desejável analisar o problema através de métodos que contemplem determinadas características do sistema, ou ainda formas de estabilidade de interesse (KUNDUR, 1994). Os métodos de análise são normalmente classificados em dois grandes grupos: métodos de análise estática e análise dinâmica, comentados em detalhes na sequência.

2.1.1 Análise Estática

Embora a estabilidade de tensão seja um fenômeno essencialmente dinâmico, diversas ferramentas estáticas têm sido propostas na literatura para a análise desse problema em SEE, muitas delas listadas em Condordia (1990). Sob certas condições, a abordagem estática conduz a resultados semelhantes aos métodos dinâmicos (MORISON *et al.*, 1993).

Em resumo, os métodos estáticos buscam determinar as condições do sistema para vários instantes de tempo ao longo de uma trajetória no domínio do tempo. Em cada instante, assume-se que as derivadas das variáveis de estado com respeito ao tempo são iguais a zero. Consequentemente, é possível reduzir o conjunto de equações algébrico-diferenciais que modela o sistema a um conjunto de equações puramente algébricas e avaliar seu comportamento como uma sucessão de pontos de equilíbrio (KUNDUR, 1994).

Tendo em vista que o custo computacional dos métodos estáticos é tipicamente baixo em comparação aos demais métodos, essas técnicas podem ser empregadas quando se deseja investigar o comportamento do sistema para diversos cenários operativos ou diante de restrições rigorosas de tempo computacional, como na operação em tempo real, por exemplo (KUNDUR, 1994).

Uma das principais aplicações dos métodos estáticos para a avaliação da estabilidade de tensão é estimativa de margens de segurança através da determinação direta da capacidade máxima de transferência de potência do sistema de transmissão, resolvendo sucessivos casos de fluxo de carga (CUTSEM; VOURNAS, 1998). A partir do conhecimento destas margens, é possível obter informações sobre as áreas críticas do sistema, a severidade das contingências e ainda a necessidade de compensação de reativos ou de esquemas de corte de carga, por exemplo (TAYLOR, 1994; KUNDUR, 1994; CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Em contrapartida, os métodos de análise estática não possibilitam a captura do comportamento de dispositivos diretamente associados a mecanismos de instabilidade de tensão, como LTCs e OELs, bem como a avaliação da atuação de sistemas de proteção e ações de controle (KUNDUR, 1994).

2.1.2 Análise Dinâmica

Essa abordagem considera o conjunto de equações algébrico-diferenciais que descrevem o comportamento do sistema de forma completa, fazendo uso de técnicas não lineares de simulação no domínio do tempo para solucioná-las. Os métodos de análise dinâmica constituem uma ferramenta fundamental para estudos envolvendo coordenação de sistemas de controle e de proteção (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Uma importante vantagem da análise dinâmica está associada à capacidade de captura cronológica dos eventos e de reprodução da dinâmica associada aos mecanismos de instabilidade de tensão. Contudo, em função do custo computacional mais elevado em comparação à abordagem estática, restringe sua aplicação na operação em tempo real, por exemplo (TAYLOR, 1994; KUNDUR, 1994).

2.2 Estabilidade de Tensão do Ponto de Vista Estático

Até o presente momento, o problema da estabilidade de tensão de SEE foi abordado de maneira qualitativa, por meio da apresentação de definições fundamentais, das classificações adotadas em estudos e dos métodos de análise disponíveis atualmente.

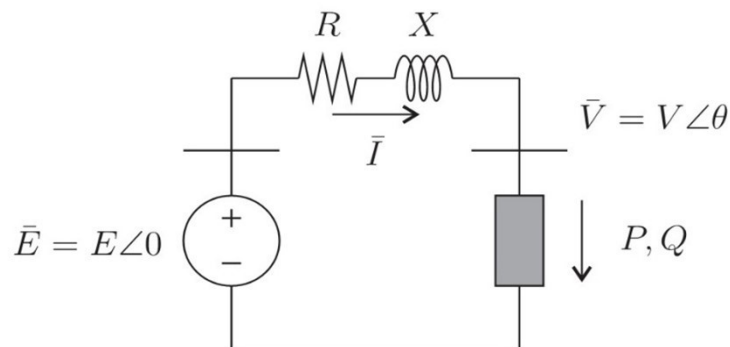
Nesta Seção, serão apresentadas noções quantitativas básicas, em termos da modelagem matemática desenvolvida para um SEE representativo de duas barras. Através da análise do comportamento deste sistema, será apresentado o conceito da Máxima Transferência de Potência e, a partir deste, serão derivados os principais mecanismos de instabilidade de tensão do ponto de vista estático, os efeitos da modelagem das cargas e o conceito de margem de segurança. Por fim, será apresentado o AVSR, um indicador de instabilidade de tensão que pode ser utilizado como alternativa aos indicadores adotados atualmente.

2.2.1 Capacidade Máxima de Transferência de Potência

A instabilidade de tensão ocorre como resultado da tentativa das cargas de drenar mais potência do que os sistemas de geração e transmissão são capazes de suprir. Em função disso, a determinação de tal capacidade é de fundamental importância para a identificação de condições operativas seguras.

O equacionamento matemático será derivado a partir do SEE de duas barras ilustrado na Figura 1, que consiste em uma carga alimentada por um barramento infinito através de uma linha de transmissão.

Figura 1 – Sistema representativo de duas barras



Fonte: Adaptado de Cutsem e Vournas (1998)

O barramento infinito é representado pela fonte de tensão ideal \bar{E} e a linha de transmissão é representada pelo modelo π , onde R e X são a resistência e a reatância série, respectivamente. Destaca-se que, por simplicidade, a capacitância em derivação foi desprezada e, portanto, a impedância da linha é dada por:

$$\bar{Z} = R + jX \quad (1)$$

A força eletromotriz \bar{E} e a impedância \bar{Z} indicadas na Figura 1 podem ser interpretadas como o equivalente de Thévenin visto por uma barra do sistema (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Para uma análise inicial, a carga será considerada como sendo uma impedância constante expressa pela Equação 2, onde R_l e X_l correspondem às suas partes resistiva e reativa, respectivamente.

$$Z_l = R_l + jX_l \quad (2)$$

Com isso, a corrente elétrica e a potência ativa consumida pela carga são dadas pelas expressões apresentadas nas equações 3 e 4, respectivamente.

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}}{(R + R_l) + j(X + X_l)} \quad (3)$$

$$P = R_l I^2 = \frac{R_l E^2}{(R + R_l)^2 + (X + X_l)^2} \quad (4)$$

A maximização da potência ativa P sobre as variáveis R_l e X_l ocorre quando são satisfeitas as seguintes condições:

$$\frac{\partial P}{\partial R_l} = 0 \quad (5a)$$

$$\frac{\partial P}{\partial X_l} = 0 \quad (5b)$$

A aplicação destas condições à Equação 4 resulta em:

$$(R + R_l)^2 + (X + X_l)^2 - 2R_l(R + R_l) = 0 \quad (6a)$$

$$-R_l(X + X_l) = 0 \quad (6b)$$

A solução para este conjunto de equações, sob a restrição $R_l > 0$, é única e igual a:

$$R_l = R \quad (7a)$$

$$X_l = -X \quad (7b)$$

Ou, na forma complexa:

$$Z_l = Z^* \quad (8)$$

Em outras palavras, a potência ativa consumida pela carga é maximizada quando a impedância da mesma é igual ao complexo conjugado da impedância da linha de transmissão.

Na condição de máxima transferência de potência, a impedância equivalente vista pelo barramento infinito é puramente resistiva, com módulo igual a $2R$ e, portanto, não há circulação de potência reativa pelo sistema. Nessas circunstâncias, a potência consumida pela carga e a tensão sobre esta são:

$$P_{max} = \frac{E^2}{4R} \quad (9)$$

$$V_{maxP} = \frac{E}{2} \quad (10)$$

Onde o índice "*maxP*" denota os valores das grandezas sob a condição de máxima transferência de potência.

Estes resultados não são aplicáveis a SEE práticos, nos quais as reatâncias indutivas das linhas de transmissão são muitas vezes superiores às suas parcelas resistivas, que podem ser desprezadas.

Fazendo R tender a zero, o valor ótimo de R_l também tende a zero (Equação 7a), ao passo que a corrente elétrica e, conseqüentemente, a potência consumida pela carga tendem ao infinito (Equações 3 e 9), o que claramente não representa a realidade (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Quando a impedância da carga é restringida a um fator de potência fixo, obtém-se um novo conjunto de equações. Nessa condição, a impedância da carga é escrita de acordo com o indicado na Equação 11.

$$Z_l = R_l + jR_l \tan \phi \quad (11)$$

Essa nova restrição faz com que a variável R_l se torne o único grau de liberdade para maximização da potência consumida pela carga. Desse modo, a corrente \bar{I} e a potência ativa P agora são expressas pelas Equações 12 e 13, respectivamente.

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}}{(R + R_l) + j(X + R_l \tan \phi)} \quad (12)$$

$$P = R_l I^2 = \frac{R_l E^2}{(R + R_l)^2 + (X + R_l \tan \phi)^2} \quad (13)$$

A aplicação da condição de maximização indicada na Equação 5b resulta em:

$$(R^2 + X^2) - R_l^2(1 + \tan^2 \phi) = 0 \quad (14)$$

Ou, na forma complexa:

$$|Z_l| = |Z| \quad (15)$$

Em outras palavras, considerando o fator de potência da carga constante, a potência consumida pela mesma é máxima quando sua impedância é igual em módulo à impedância da

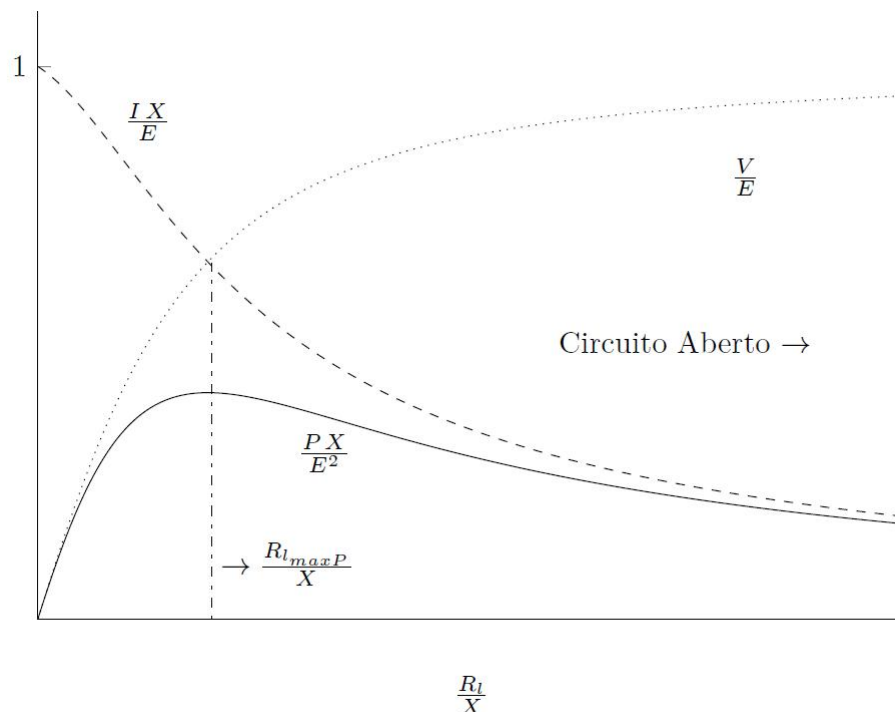
linha de transmissão (CUTSEM; VOURNAS, 1998). Assim, a resistência e a reatância da carga sob a condição de máxima transferência de potência são:

$$R_{LmaxP} = |Z| \cos \phi \quad (16a)$$

$$X_{LmaxP} = |Z| \sin \phi = R_{LmaxP} \tan \phi \quad (16b)$$

A Figura 2 ilustra o comportamento das grandezas elétricas do circuito da Figura 1 em função da resistência da carga, considerando fator de potência constante.

Figura 2 – Comportamento de P, V e I em função da resistência da carga R_L considerando transmissão sem perdas e fator de potência constante ($\tan \phi = 0,2$)



Fonte: Adaptado de Cutsem e Vournas (1998)

Através da Figura 2 é possível observar que impedâncias superiores a R_{LmaxP} estão associadas a pontos operativos de alta tensão e baixa corrente. Além disso, o decaimento da impedância da carga (aumento da admitância) resulta em um incremento da potência consumida pela mesma. Para impedâncias inferiores a R_{LmaxP} , o comportamento oposto é verificado.

Em decorrência disso, comportamentos instáveis podem ser verificados no último cenário, pois, no caso de haver algum mecanismo de recuperação da potência consumida pela carga (LTC em transformadores ou cargas controladas termicamente, por exemplo), a redução da impedância na tentativa de aumentar a potência conduz, na realidade, à uma redução de potência e, conseqüentemente, à instabilidade (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Como última aproximação, as perdas da linha de transmissão serão desprezadas, fazendo $R = 0$ na Equação 14. Nessas condições e sob a hipótese de fator de potência constante, a impedância da carga na condição de máxima transferência de potência é dada por:

$$R_{l_{maxP}} = X \cos \phi \quad (17)$$

Logo, as potências ativa e reativa e a tensão no barramento receptor são descritas pelas Equações 18, 19 e 20, respectivamente.

$$P_{maxP} = \frac{E^2 \cos \phi}{(1 + \sin \phi)2X} \quad (18)$$

$$Q_{maxP} = \frac{E^2 \sin \phi}{(1 + \sin \phi)2X} \quad (19)$$

$$V_{maxP} = \frac{E}{\sqrt{2(1 + \sin \phi)}} \quad (20)$$

Assumindo que a carga é perfeitamente compensada, ou seja, na condição de fator de potência unitário, a resistência ótima, a máxima potência ativa e a tensão no terminal da carga passam a ser (CUTSEM; VOURNAS, 1998):

$$R_{l_{maxP}} = X \quad (21)$$

$$P_{max} = \frac{E^2}{2X} \quad (22)$$

$$V_{maxP} = \frac{E}{\sqrt{2}} \quad (23)$$

É possível notar por meio das equações 9 e 18 que a capacidade máxima de transferência de potência é dependente apenas dos parâmetros da rede elétrica, e não do comportamento da carga em função da tensão. Desse modo, é possível relacionar essa capacidade às equações de fluxo de carga. Para o SEE apresentado na Figura 1, desprezando as perdas de transmissão, os fluxos de potência ativa e reativa são descritos pelas Equações 24 e 25, respectivamente.

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \phi \quad (24)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \phi \quad (25)$$

Estas equações geralmente são solucionadas com respeito à V e ϕ , tomando valores conhecidos de P e Q . Contudo, para a condição de máxima transferência de potência, é necessário determinar os valores de P e Q para os quais exista apenas uma solução para o conjunto de equações (CUTSEM; VOURNAS, 1998). Dessa maneira, a eliminação de ϕ nas equações 24 e 25 resulta em:

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (26)$$

Esta é uma equação de segundo grau com respeito à variável V^2 , assim, a condição necessária para a existência de ao menos uma solução é expressa por:

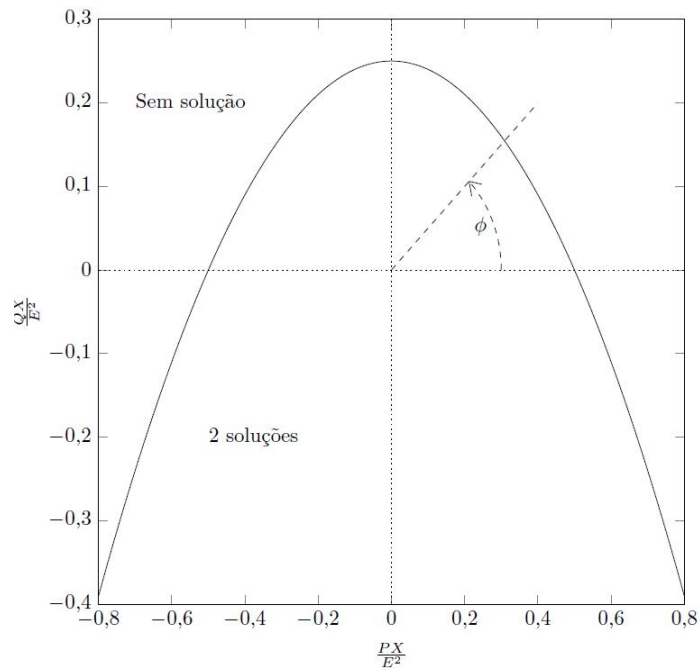
$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (27)$$

A condição de igualdade da Equação 27 define uma parábola no plano (P, Q) , ilustrada na Figura 3. Todos os pontos localizados no interior da parábola satisfazem a 27 e conduzem à duas soluções de fluxo de potência. Na região externa não há nenhuma solução e exatamente sobre a parábola há apenas uma solução (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Esta parábola define a chamada curva PQ e representa o lugar geométrico de todos os pontos de máxima potência do sistema elétrico, em qualquer condição de fator de potência. Valores negativos de P correspondem à geração máxima enquanto cada ponto com P positivo corresponde à carga máxima para um dado fator de potência (CUTSEM; VOURNAS, 1998)).

É possível observar através da Figura 3 que esta parábola é simétrica com relação ao eixo Q , o que significa que a máxima potência que pode ser injetada no terminal da carga é exatamente igual à máxima potência que pode ser absorvida. Entretanto, tal simetria desaparece se a resistência da linha de transmissão for levada em consideração (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Ainda, é possível observar que qualquer quantidade de potência ativa pode ser consumida, desde que haja injeção de potência reativa suficiente na barra de carga. Entretanto, o consumo de potência reativa está limitado a $\frac{E^2}{4X}$, conforme indicado na Figura 3 para potência ativa nula.

Figura 3 – Domínio de existência das equações de fluxo de carga

Fonte: Adaptado de Cutsem e Vournas (1998)

Este comportamento está associado à natureza indutiva do sistema e demonstra a dificuldade envolvida na transmissão de grandes montantes de potência reativa (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

2.2.2 Comportamento das Tensões

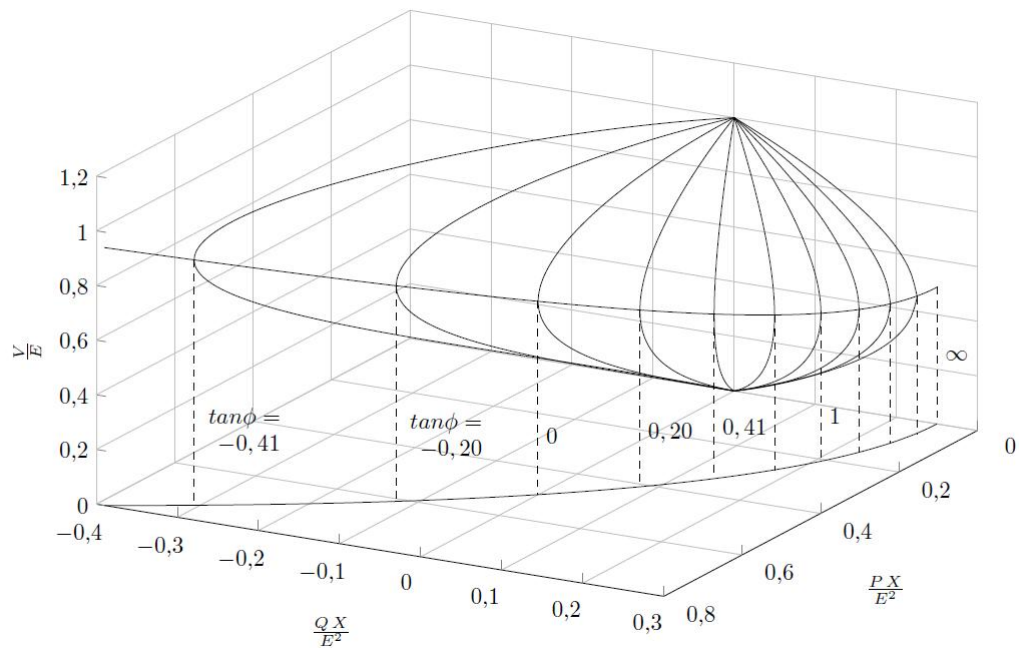
Supondo que as condições expressas pela Equação 27 sejam atendidas, as duas soluções para a Equação 26 são dadas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX} \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - (XP)^2 - XQE^2} \quad (28)$$

A Equação 28 define uma superfície tridimensional no espaço (P, Q, V) ilustrada na Figura 4. A parte superior desta superfície corresponde à solução com sinal positivo da Equação 28 ou solução de alta tensão; enquanto a parte inferior corresponde à solução com sinal negativo ou solução de baixa tensão (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

A curva horizontal destacada na Figura 4, sobre a qual as duas soluções da Equação 28 são iguais, corresponde aos pontos de máxima transferência de potência. A projeção desta curva limítrofe sobre o plano (P, Q) coincide com a curva PQ apresentada na Figura 3.

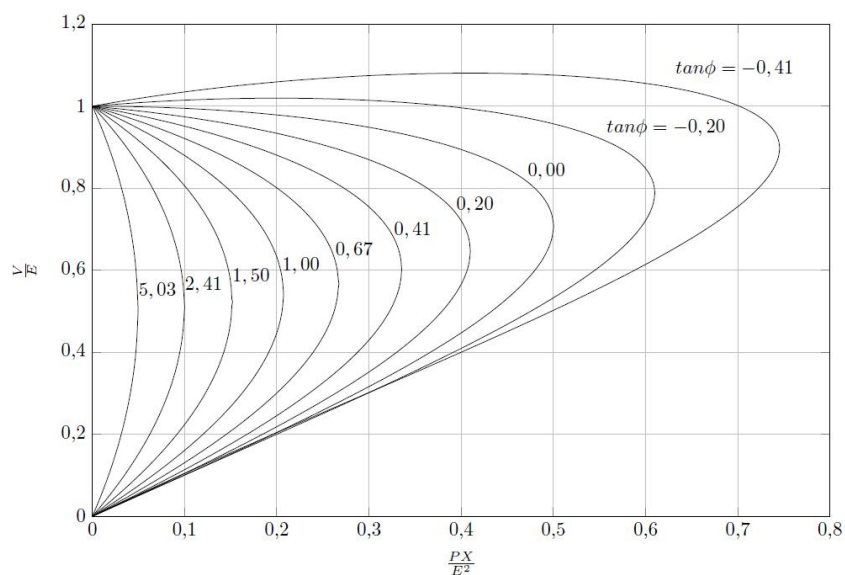
Figura 4 – Tensão em função das potências ativa e reativa da carga



Fonte: Adaptado de Cutsem e Vournas (1998)

As curvas verticais correspondem à interseções da superfície com planos de potência reativa constante definidos por $Q = P \tan \phi$. A projeção dessas curvas sobre o plano (P, V) fornece uma família de curvas que expressam a tensão no terminal da carga como função da potência ativa, para diferentes fatores de potência, conforme ilustrado na Figura 5. Essas curvas são geralmente chamadas de curvas PV e desempenham um papel fundamental na compreensão do problema da estabilidade de tensão.

Figura 5 – Família de curvas PV para vários fatores de potência da carga



Fonte: Adaptado de Cutsem e Vournas (1998)

Com relação à essas curvas, tem-se que, para um dado valor de potência ativa abaixo da capacidade máxima de transferência do sistema, existem duas soluções de tensão: uma de alta tensão e baixa corrente e outra de baixa tensão e alta corrente.

A primeira corresponde às condições normais de operação, com a tensão no barramento de carga próxima à tensão do terminal emissor, enquanto a segunda está associada a pontos operativos inviáveis, em função da possibilidade de comportamentos instáveis e dos níveis de tensão muito abaixo dos nominais (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Ainda, é possível observar que a máxima capacidade de transferência de potência aumenta à medida que a carga é compensada (redução de ϕ), e que a tensão na qual esse ponto crítico ocorre também sofre uma elevação.

Tal cenário pode ser perigoso, visto que o ponto de máxima transferência de potência pode ser atingido em níveis de tensão próximos dos valores nominais, o que dificulta a identificação dessa condição crítica. Inclusive, para o caso de cargas sobrecompensadas ($\tan \phi < 0$), existe uma porção da parte superior da curva PV na qual a tensão aumenta com o incremento da carga (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Além dessas projeções, ainda existem as curvas QV (obtidas através da projeção sobre o plano (Q, V)), as curvas SV (obtidas tomando a potência aparente como abscissa), as curvas QV para potência ativa constante e as curvas PV para potência reativa constante. Apesar de estarem associadas à grandezas físicas diferentes, todas essas curvas possuem formato similar ao das curvas PV ilustradas na Figura 5.

2.2.3 Características da Carga e da Rede

O comportamento da potência consumida pelas cargas de um SEE pode ser modelado como uma função da tensão e frequência aplicadas à mesma (CUTSEM; VOURNAS, 1998). Neste trabalho, apenas a variação com a tensão será levada em consideração.

Dessa maneira, o comportamento da potência consumida por uma carga é expresso de forma geral através das equações 29 como função da tensão e de uma variável independente z conhecida como demanda de carga (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

$$P = P(V, z) \quad (29a)$$

$$Q = Q(V, z) \quad (29b)$$

Para um dado valor de demanda z , as equações 29 definem uma curva no espaço (P, Q, V) conhecida como característica da carga. Essa curva intersepta a superfície $V(P, Q)$ apresentada na Figura 5 em um ou mais pontos que determinam os possíveis pontos de operação para a demanda especificada. A existência de um ponto de equilíbrio definido pela interseção entre as características da carga e da rede é um pré-requisito fundamental para a operação estável (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Conforme a demanda z varia, os pontos de interseção se deslocam ao longo da superfície, resultando em novos pontos de equilíbrio (CUTSEM; VOURNAS, 1998). Considerando a sequência de pontos obtidos para todos os valores de z , é possível mapear o que é conhecido como característica da rede no espaço (P, Q, V) (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

A projeção do conjunto de pontos de interseção para todos os valores de demanda z sobre o plano (P, V) define o que é conhecido como característica PV da rede. Tomando a projeção sobre o plano (Q, V) , obtém-se a característica QV da rede.

Um modelo de carga amplamente utilizado é o modelo exponencial, expresso pelas equações 30.

$$P = zP_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad (30a)$$

$$Q = zP_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta \quad (30b)$$

Neste modelo, P_0 e Q_0 designam, respectivamente, os valores de potência ativa e reativa para a demanda $z = 1$ e tensão V igual a tensão nominal V_0 .

Considerando esse modelo de carga, fica claro que o comportamento do fator de potência da carga em função da tensão depende dos comportamentos individuais das parcelas ativa e reativa. Em outras palavras, o comportamento do fator de potência depende da combinação dos parâmetros α e β . Desse modo, a característica da rede corresponde às curvas ilustradas nas figuras 4 e 5 somente quando $\alpha = \beta$, ou seja, na condição em que o fator de potência da carga se mantém constante diante da variação da tensão (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

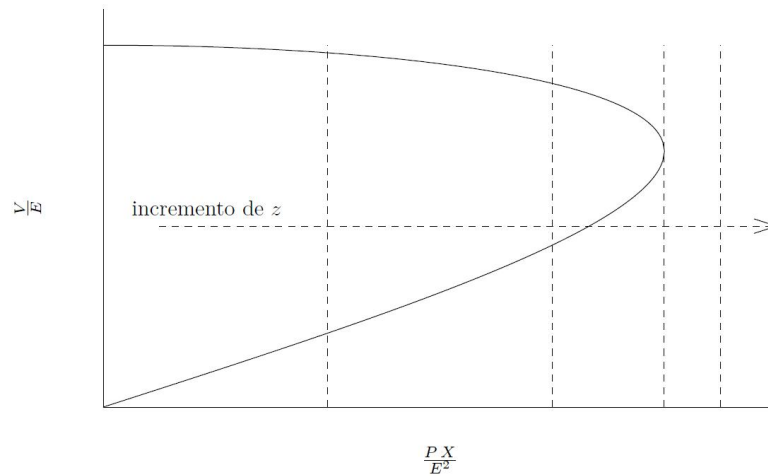
2.2.4 Mecanismos Básicos de Instabilidade

Conforme comentado na Subseção 2.2.3, um pré-requisito para a operação estável de um SEE é a existência de um ponto de equilíbrio definido pela interseção entre as características da carga e da rede. Desse modo, a instabilidade pode surgir em decorrência de modificações de

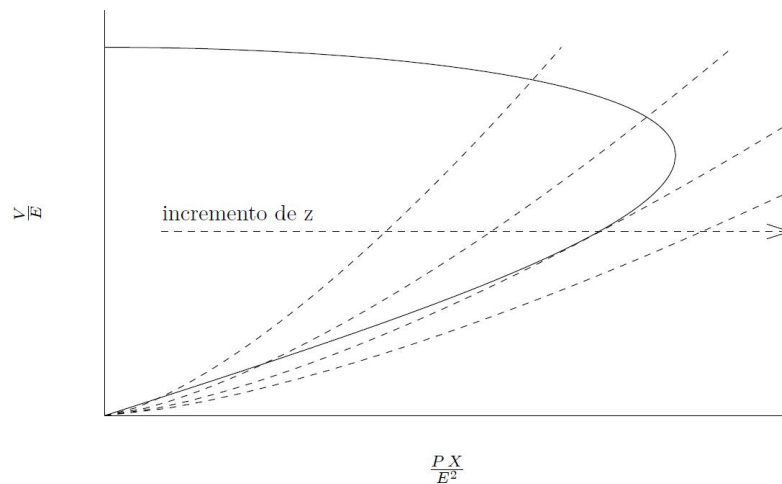
parâmetros do sistema que conduzam ao desaparecimento do equilíbrio, ou seja, de modo que a característica da carga deixe de interceptar a característica da rede (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

O primeiro mecanismo de instabilidade ocorre através do incremento do parâmetro de demanda z de forma a modificar a característica de equilíbrio da carga até que esta deixe de interceptar a característica da rede. Este mecanismo está ilustrado na Figura 6 para o modelo de carga exponencial com $\alpha = \beta = 0$ $\alpha = \beta = 0,7$.

Figura 6 – Primeiro mecanismo de instabilidade de tensão



(a) $\alpha = \beta = 0$



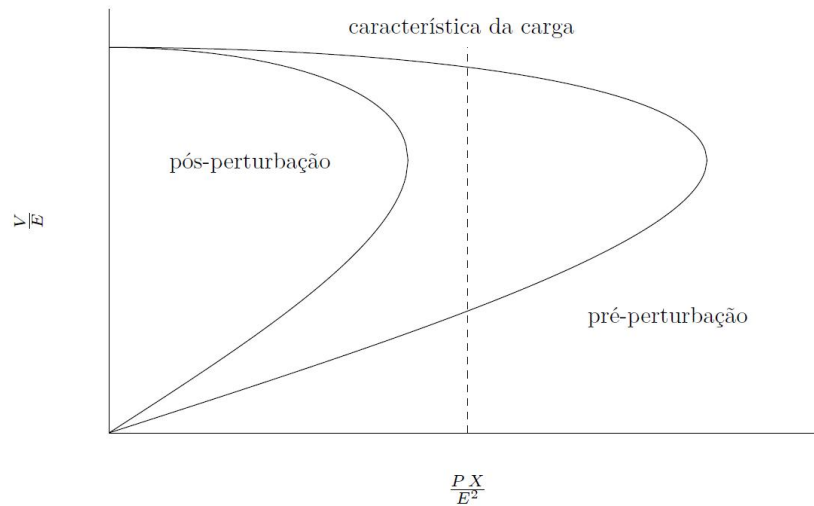
(b) $\alpha = \beta = 0,7$

Fonte: Adaptado de Cutsem e Vournas (1998)

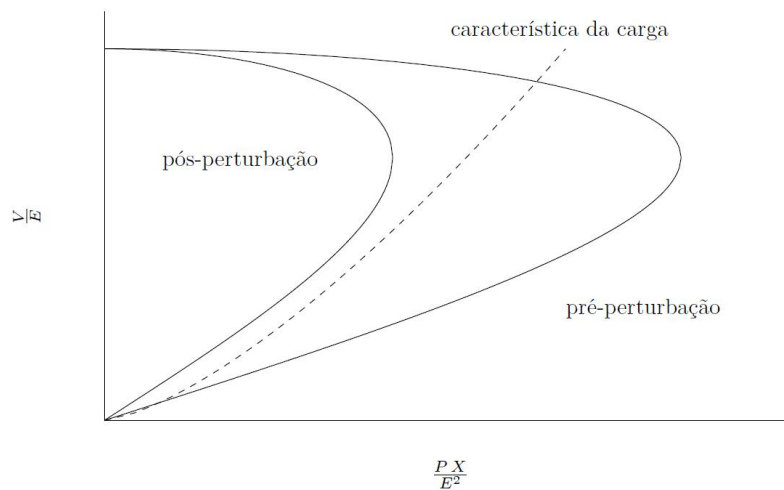
O segundo mecanismo, ainda mais importante que o primeira, está associado à modificação da topologia da rede causada por uma grande perturbação, tal como a perda de linhas de transmissão ou geradores.

Considerando o sistema de duas barras apresentado na Figura 1, uma grande perturbação corresponde a um incremento de X e/ou uma redução de E . Assim como para o mecanismo anterior, a instabilidade ocorre como consequência da ausência de um ponto de intersecção entre as características da carga e da rede pós-perturbação (CUTSEM; VOURNAS, 1998). Este mecanismo está ilustrado na Figura 7

Figura 7 – Segundo mecanismo de instabilidade de tensão



(a) $\alpha = \beta = 0$



(b) $\alpha = \beta = 0,7$

Fonte: Adaptado de Cutsem e Vournas (1998)

Assumindo um incremento suave da demanda z , o ponto onde a característica da carga se torna tangente à característica da rede define o limite de estabilidade do sistema elétrico. Conforme comentado, um incremento na carga além deste limite resulta na perda do equilíbrio (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Considerando cargas com potência constante, o limite de estabilidade coincide com a capacidade máxima de transferência de potência, como pode ser observado na Figura 6(a). Entretanto, o mesmo não é verificado para cargas dependentes da tensão. Para certas características de carga, ainda é possível que não exista um limite de estabilidade, ou seja, existe um ponto de interseção para todas as demandas. Geralmente, a operação em tais pontos é inviável por outras razões, tais como tensões inaceitavelmente baixas, por exemplo (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Os mecanismos apresentados até aqui não permitem inferir sobre a sequência de eventos que conduzem o sistema à instabilidade de tensão. Para tal análise, é necessário avaliar o comportamento dinâmico dos diversos componentes do sistema envolvidos no processo, o que pode revelar outras formas de instabilidade que não podem ser observadas ou previstas através de avaliações puramente estáticas.

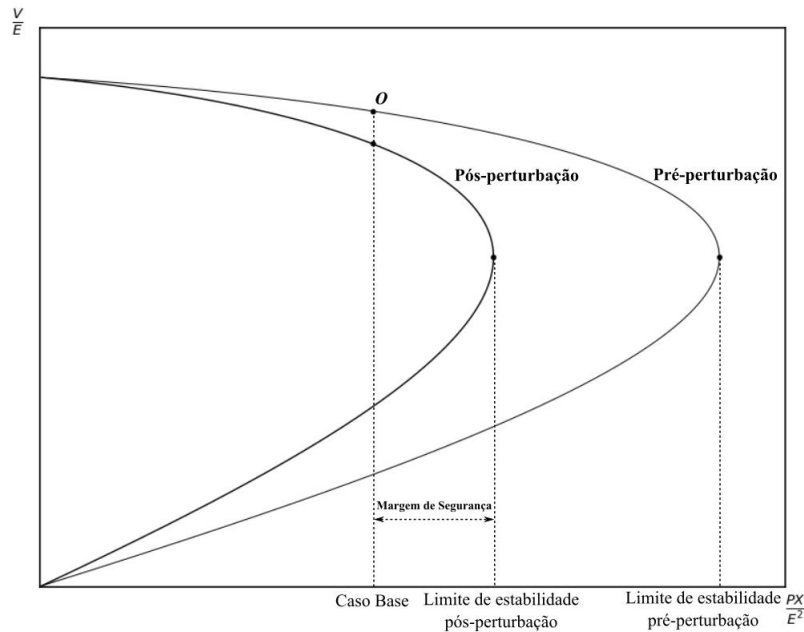
2.2.5 Margem de Segurança de Tensão

Do ponto de vista operacional, uma vez que um SEE opere em uma condição estável, é de fundamental importância determinar a distância entre o ponto de operação atual e o ponto de MTP do sistema de transmissão. Este conceito define de forma genérica a margem de segurança do ponto de vista da estabilidade de tensão, a qual pode ser utilizada como uma condição limite na operação de SEE (CUTSEM; VOURNAS, 1998; TAYLOR, 1994).

Na prática, a Margem de Segurança de Tensão (MST) é uma medida de proximidade que reflete a condição de estresse do sistema e está atrelada a uma determinada direção de crescimento de carga (CUTSEM; VOURNAS, 1998; TAYLOR, 1994).

A capacidade máxima de transferência de potência do sistema de transmissão pode ser avaliada considerando configurações pré-perturbação e/ou pós-perturbação. De modo geral, a avaliação destes limites de operação para configurações pós-perturbação é mais útil, pois estes estão associados à margens de segurança que devem ser mantidas após a ocorrência da perturbação (CUTSEM; VOURNAS, 1998). Este conceito está ilustrado na Figura 8 utilizando curvas *PV*.

Figura 8 – Margem de segurança do ponto de vista da estabilidade de tensão



Fonte: Adaptado de Cutsem e Vournas (1998)

2.2.6 Area of Voltage Stability Region

Como alternativa à MST medida em termos da curva PV , o índice *Area of Voltage Stability Region* (AVSR) permite avaliar margens de segurança em termos da curva PQ . Este índice corresponde à uma medida da área a partir de determinado ponto de operação até os limites de transferência de potência do sistema de transmissão definidos em termos da curva PQ (LEE *et al.*, 2010).

O índice AVSR é obtido através da integração entre o ponto de operação (P_0, Q_0) e o ponto de MTP (P_{max}^n, Q_{maxP}^n) , segundo a Equação 31 (LEE *et al.*, 2010).

$$AVSR = \int_{P_0}^{P_{max}^n} aP^2 + bP + c - Q_0 dP \quad (31)$$

, em que,

a, b e c : coeficientes da função polinomial que define a curva PQ ;

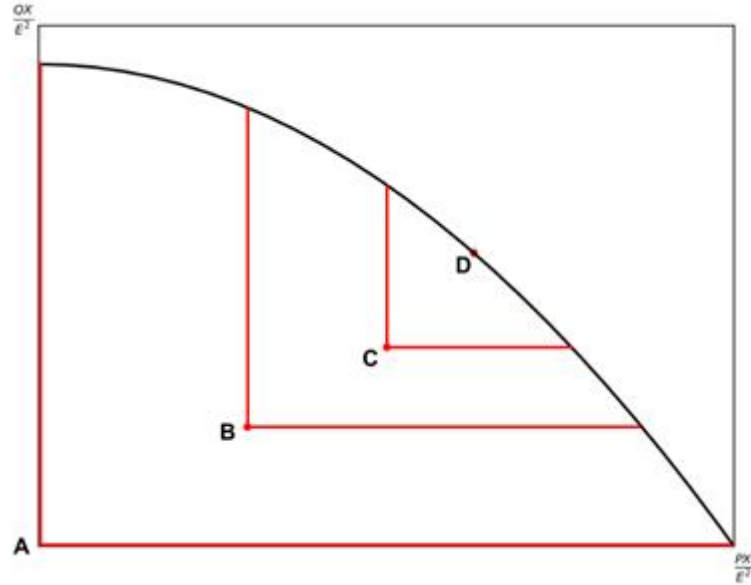
(P_0, Q_0) : ponto de operação especificado;

(P_{max}^n, Q_{maxP}^n) : ponto de MTP na direção de crescimento de carga d_n .

Com relação à estabilidade de tensão do ponto de vista estático, fica claro que uma barra com um valor maior de AVSR indicaria uma margem de estabilidade de tensão maior. Considerando a operação no ponto de MTP, o índice AVSR seria nulo.

Por exemplo, a Figura 9 representa o cálculo do índice AVSR para quatro pontos de operação mapeados no plano (P,Q) .

Figura 9 – Variação do índice AVSR em diferentes pontos de operação



Fonte: Adaptado de Lee *et al.* (2010)

Como pode ser observado através da figura, o ponto A apresenta o maior valor de AVSR e, conseqüentemente, a maior margem de estabilidade de tensão. Com o incremento da carga, o valor do AVSR é gradualmente reduzido até o ponto D, onde não há mais margem de estabilidade de tensão, indicando que este se trata do ponto de MTP para uma dada direção de crescimento de carga.

3 METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE REGIÃO DE SEGURANÇA DE TENSÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O termo segurança de tensão está associado à capacidade de um SEE de não apenas operar de forma estável, mas também permanecer em uma condição estável após a ocorrência de perturbações plausíveis. Isso requer a existência de uma margem de operação suficiente entre determinado estado de operação e o ponto de MTP em uma dada condição pós-perturbação (TAYLOR, 1994).

Este limite de operação geralmente é estimado através da aplicação do método do fluxo de potência continuado para uma direção específica de crescimento de carga e construção de curvas PV , através das quais também é definida a MST (TAYLOR, 1994).

Alternativamente, neste trabalho é considerada a capacidade máxima de transferência de potência do sistema de transmissão em termos da curva PQ , o que proporciona uma visualização prática e direta dos limites de operação do SEE.

Nesse sentido, a região de segurança que se pretende determinar corresponde a uma região de operação no plano (P, Q) na qual todos os pontos operativos apresentem determinada MST com relação à capacidade máxima de transferência de potência do sistema em termos da curva PQ , prevendo a possibilidade de operação em condições consideradas críticas.

A determinação da região de segurança de tensão envolve a avaliação de tal capacidade considerando situações pré-perturbação (rede completa) e pós-perturbação (rede incompleta) através da determinação da curva PQ associada à cada configuração de rede.

Com base no exposto, a metodologia proposta está dividida em três etapas: (I) determinação das curvas PQ para configurações pré-perturbação e pós-perturbação, (II) classificação das perturbações e (III) definição da MST e identificação dos pontos de segurança de tensão, descritas em detalhes nas seções 3.1, 3.2 e 3.3, respectivamente.

3.1 Determinação das curvas PQ para configurações pré-perturbação e pós-perturbação

Um SEE é susceptível à distúrbios ou perturbações e, apesar da ocorrência destes eventos, deve ser capaz de continuar operando de maneira estável. É claro que se todas as perturbações possíveis fossem levadas em conta, seria impossível encontrar um SEE considerado seguro. Na prática, são avaliadas apenas perturbações com uma probabilidade de ocorrência

razoável (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Nesse sentido, esta etapa consiste na determinação da capacidade máxima de transferência de potência em termos da curva PQ considerando a configuração pré-perturbação e diferentes configurações pós-perturbação, de modo a contemplar as principais perturbações para o SEE sob avaliação.

Por se tratar de uma análise do ponto de vista estático, a sequência de eventos que resulta na alteração topológica da rede não é relevante (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Em SEE práticos, a construção de curvas PQ segundo a modelagem matemática desenvolvida na Seção 2.2 para um sistema representativo de duas barras não é viável.

Nestes casos, as condições nodais estão associadas a diversos barramentos e linhas de transmissão. Como consequência, o problema do fluxo de potência se torna complexo, sendo formulado através de um conjunto de equações algébricas não lineares cuja solução demanda a utilização de métodos numéricos. O método de Newton-Raphson é amplamente utilizado na solução do conjunto de equações resultante (LEE *et al.*, 2010).

A fronteira de estabilidade de tensão definida pela curva PQ é, de fato, uma função contínua que contém infinitos pontos de MTP (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Sabe-se que um SEE pode ser estressado a partir de certo ponto operativo até o ponto de MTP incrementando a carga em diferentes direções, sendo cada direção uma função do fator de potência da carga. Contudo, a determinação de todos os pontos de MTP para construção da curva PQ claramente não é uma solução viável na prática (LEE *et al.*, 2010).

Nesse sentido, o levantamento de curvas PQ pode ser realizado através do método proposto por Lee *et al.* (2010). Este método consiste em determinar um conjunto finito de pontos de MTP (P_{max}^k, Q_{maxP}^k) associados às direções de crescimento de carga d_k , com $k = 1, 2, \dots, i, \dots, n$, definidas em termos do fator de potência da carga.

Com o conhecimento destes pontos de MTP, uma expressão para a curva PQ é obtida através da aplicação de uma técnica de ajuste de curvas considerando a aproximação por um polinômio de segundo grau. De acordo com o apresentado na Seção 2.2.1, esta aproximação de fato deve ser a mais adequada.

Desse modo, à cada configuração de rede considerada na análise será associado um polinômio de segundo grau da forma:

$$Q(P) = aP^2 + bP + c \quad (32)$$

, em que:

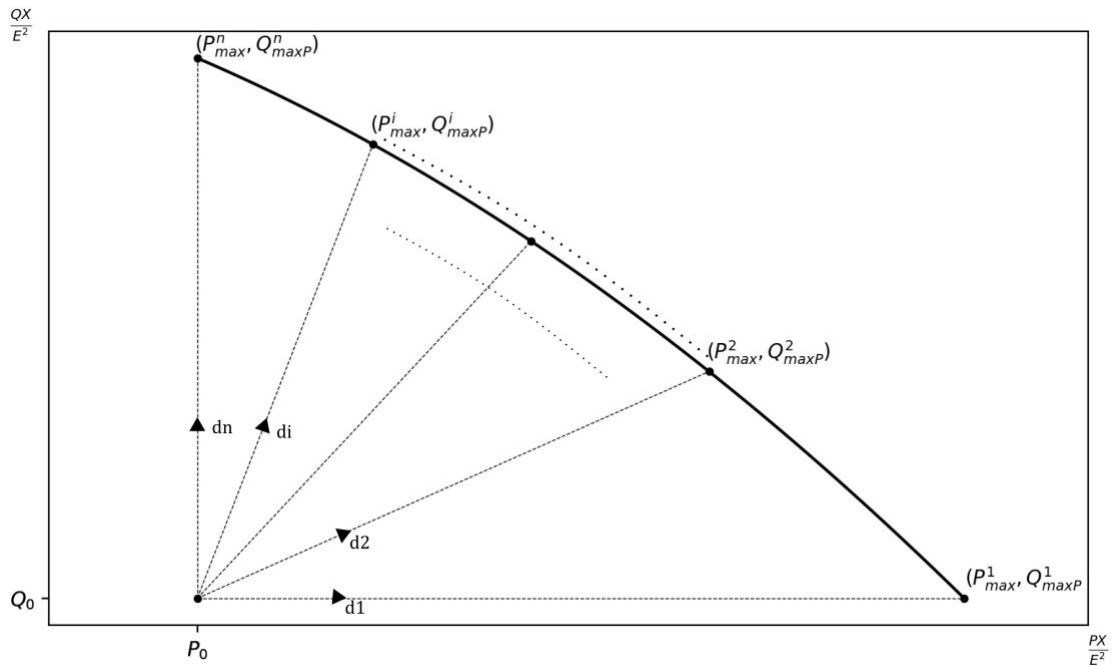
P = componente ativa da carga;

Q = componente reativa da carga;

a b e c = coeficientes associados à determinada configuração da rede.

De acordo com o padrão variação de carga adotado, é possível determinar a curva PQ para uma única barra, para uma ou mais áreas, ou ainda para o SEE completo. (LEE *et al.*, 2010). O procedimento está ilustrado graficamente na Figura 10.

Figura 10 – Mapeamento da curva PQ através do método de Lee *et al.* (2010)



Fonte: Adaptado de Lee *et al.* (2010)

3.2 Classificação das Perturbações

Uma vez determinadas as curvas PQ correspondentes às configurações pós-perturbação, as perturbações são classificadas quanto à severidade adotando como critério o índice AVSR (LEE *et al.*, 2010), calculado para o sistema sem carga, conforme a Equação 33. Quando calculado para este ponto de operação em particular, o índice AVSR é designado neste trabalho por $AVSR_{CargaNula}$.

$$AVSR_{CargaNula} = \int_0^{P_{crit}} aP^2 + bP + c dP \quad (33)$$

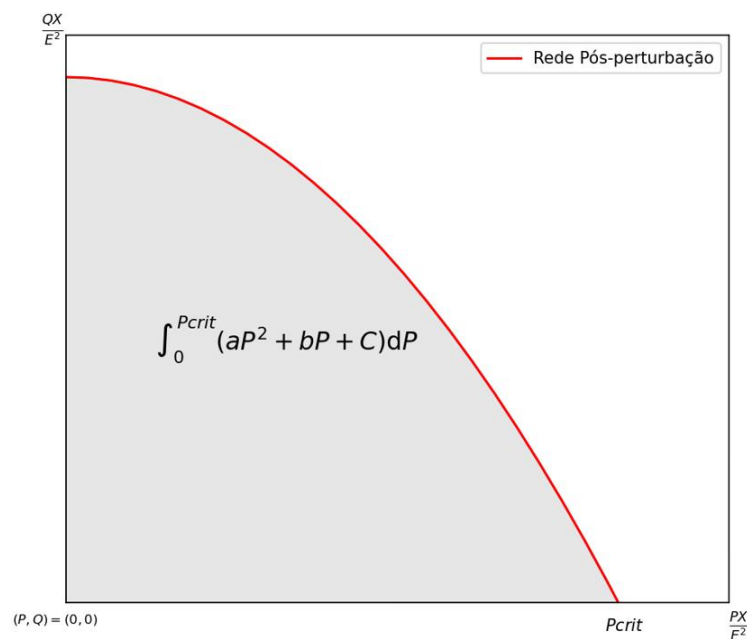
, em que,

a, b e c : coeficientes do polinômio que define a característica da rede pós-perturbação;

P_{crit} : ponto de MTP considerando fator potência unitário (interseção da parábola com o eixo P).

O índice $AVSR_{CargaNula}$ é utilizado como uma medida atrelada à capacidade total de transferência de potência do SEE, permitindo a comparação entre diferentes condições operativas. Neste contexto, o cálculo do índice $AVSR_{CargaNula}$ equivale, efetivamente, ao cálculo da área sob a função polinomial que define a curva PQ associada à determinada condição pós-perturbação, conforme ilustrado na Figura 11.

Figura 11 – Cálculo do índice AVSR para o sistema sem carga



Fonte: Autoria própria (2021)

Quanto menor a área da região operativa associada à curva PQ para determinada perturbação, menor a capacidade total de transferência de potência e, conseqüentemente, maior o impacto desta perturbação sobre o desempenho de regime permanente do SEE. Nesse sentido, a perturbação cuja configuração pós-perturbação da rede apresentar o menor valor de $AVSR_{CargaNula}$ associado é classificada como perturbação crítica e utilizada como referência para a identificação das condições de operação seguras.

3.3 Definição da Margem de Segurança de Tensão e identificação dos pontos de segurança de tensão

De modo geral, a Margem de Segurança de Tensão (MST) medida diretamente sobre curvas PV é adotada como critério para a determinação das condições de operação consideradas seguras com respeito à estabilidade de tensão em SEE.

No Brasil, por exemplo, a MST adotada para os estudos de ampliações, reforços e planejamento da operação é de 7% para as análises com rede completa (condições normais de operação) e 4% pra rede incompleta (sistema sob contingência) (ONS, 2016). No Paraguai, a ANDE adota como critério uma MST de no mínimo 5% (ANDE, 2021).

Contudo, tendo em vista que a presente análise considera a capacidade máxima de transferência de potência em termos da curva PQ , a MST também deve ser definida em termos desta representação. Nesse sentido, a MST adotada neste trabalho é definida através do procedimento apresentado a seguir.

Com os resultados das etapas anteriores, o índice AVSR é calculado com respeito à curva PQ pré-perturbação para os pontos de MTP associados à perturbação crítica nas direções $d_1, d_2, \dots, d_i, \dots, d_n$ especificadas na primeira etapa da metodologia, segundo a Equação 34. Atuando de modo conservador, o maior valor calculado é adotado como MST.

$$AVSR_{MTP}^k = \int_{P_{max}^k}^{P_{max}^m} P^2 + bP + c - Q_{maxP}^k dP \quad k = 1, 2, \dots, i, \dots, n \quad (34)$$

, em que,

$AVSR_{MTP}^k$: índice AVSR calculado para o ponto de MTP na direção de crescimento de carga d_k frente à perturbação crítica; com respeito à configuração pré-perturbação;

a, b e c : coeficientes da curva PQ associada à configuração pré-perturbação;

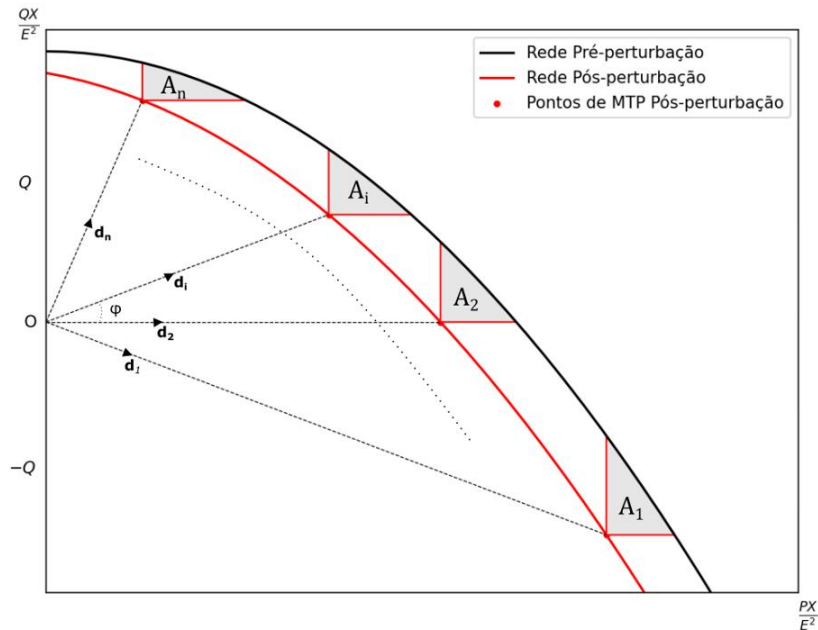
(P_{max}^k, Q_{maxP}^k) : ponto de MTP na direção dk , na configuração pós-perturbação crítica;

(P_{max}^m, Q_{maxP}^m) : ponto de MTP na direção dm , na configuração pré-perturbação;

O procedimento está ilustrado graficamente na Figura 12, onde $d_1, d_2, \dots, d_i, \dots, d_n$ indicam as n direções de crescimento de carga avaliadas; $A_1, A_2, \dots, A_i, \dots, A_n$ representam os valores de AVSR associados a cada ponto de MTP na perturbação crítica e ϕ é o ângulo associado à cada direção de crescimento de carga.

Com a MST estabelecida, a região de segurança de tensão deve ser definida de forma que todos os pontos de operação em seu interior apresentem um valor de AVSR calculado com

Figura 12 – Cálculo do índice AVSR para os pontos de MTP na configuração pós-perturbação crítica



Fonte: Autoria própria (2021)

respeito à curva PQ pré-perturbação igual ou superior à MST. Para isso, é necessário garantir que tal condição seja atendida para os pontos operativos localizados na fronteira da região de segurança de tensão.

Para a identificação dos pontos de segurança de tensão nas direções $d_1, d_2, \dots, d_i, \dots, d_n$, a carga do SEE nas barras analisadas é reduzida gradualmente, a partir do ponto de MTP associado à perturbação crítica, e o índice AVSR é recalculado para cada novo ponto operativo até que o critério de segurança seja atendido.

Este processo é executado para todas as direções avaliadas, exceto para aquela cujo AVSR calculado para o ponto de MTP corresponde à MST. Neste caso, o ponto de MTP é automaticamente definido como ponto de segurança.

É importante destacar que, uma vez determinadas as equações aproximadas das curvas PQ para as configurações pré-perturbação e pós-perturbação crítica, o procedimento de identificação dos pontos de segurança de tensão é essencialmente geométrico.

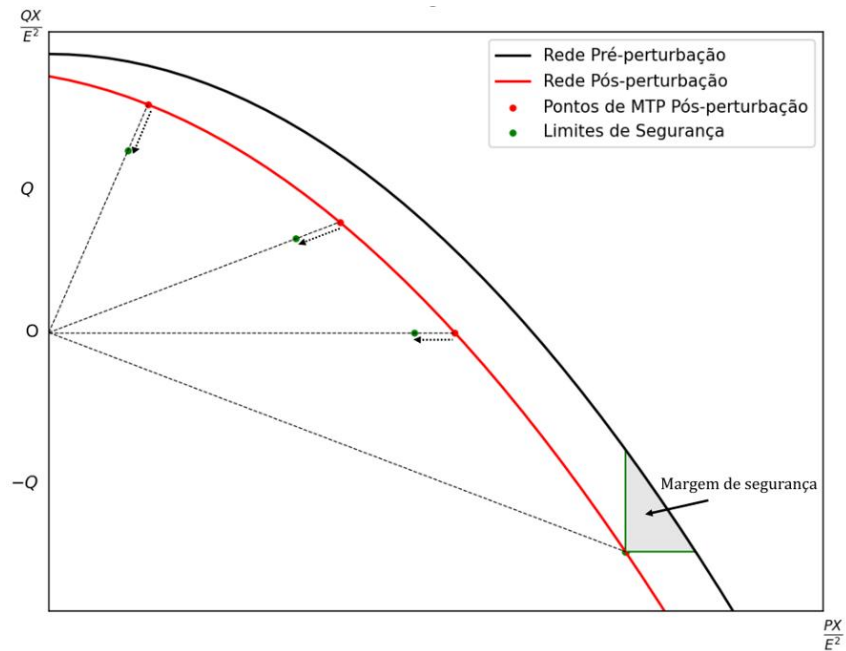
Desse modo, o processo de redução de carga nas diferentes direções avaliadas não envolve o cálculo do fluxo de potência e os decrementos de carga podem ser efetuados considerando um passo arbitrário, de acordo a precisão almejada.

Como etapa final, a expressão matemática associada à região de segurança de tensão é obtida através da aplicação de uma técnica de ajuste de curvas ao conjunto de pontos de

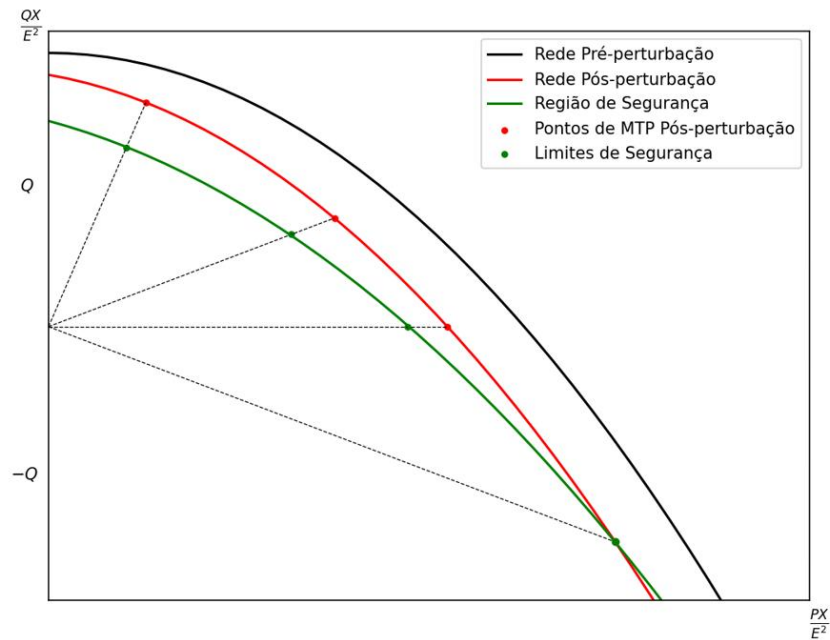
segurança calculados. Ainda de acordo com o apresentado na Subseção 2.2.1, a aproximação por uma função polinomial de segundo grau deve ser adequada, resultando em uma região de segurança de tensão delimitada por uma função da forma apresentada na Equação 32.

O procedimento descrito está ilustrado graficamente através da Figura 13.

Figura 13 – Identificação dos pontos de segurança de tensão



(a) Redução de carga partindo dos pontos de MTP associados à configuração pós-perturbação crítica



(b) Aplicação do Método dos Mínimos Quadrados (MMQ) ao conjunto de pontos de segurança identificados

Fonte: Autoria própria (2021)

O procedimento está resumido no fluxograma apresentado na Figura 14 e estruturado nos seguintes passos:

Passo 1: recebe como entradas a função polinomial associada à configuração pré-perturbação, o valor da MST e os pontos de MTP pós-perturbação nas direções $d_1, d_2, \dots, d_i, \dots, d_n$;

Passo 2: calcular o índice AVSR do ponto de MTP na direção atual, com respeito à configuração pré-perturbação;

Passo 3: verificar critério de segurança;

Passos 4: reduzir o carregamento do sistema elétrico na direção atual em um passo previamente especificado;

Passo 5: calcular o índice AVSR do novo ponto de operação, com respeito à configuração pré-perturbação;

Passo 6: armazenar o ponto de segurança de tensão identificado na direção atual;

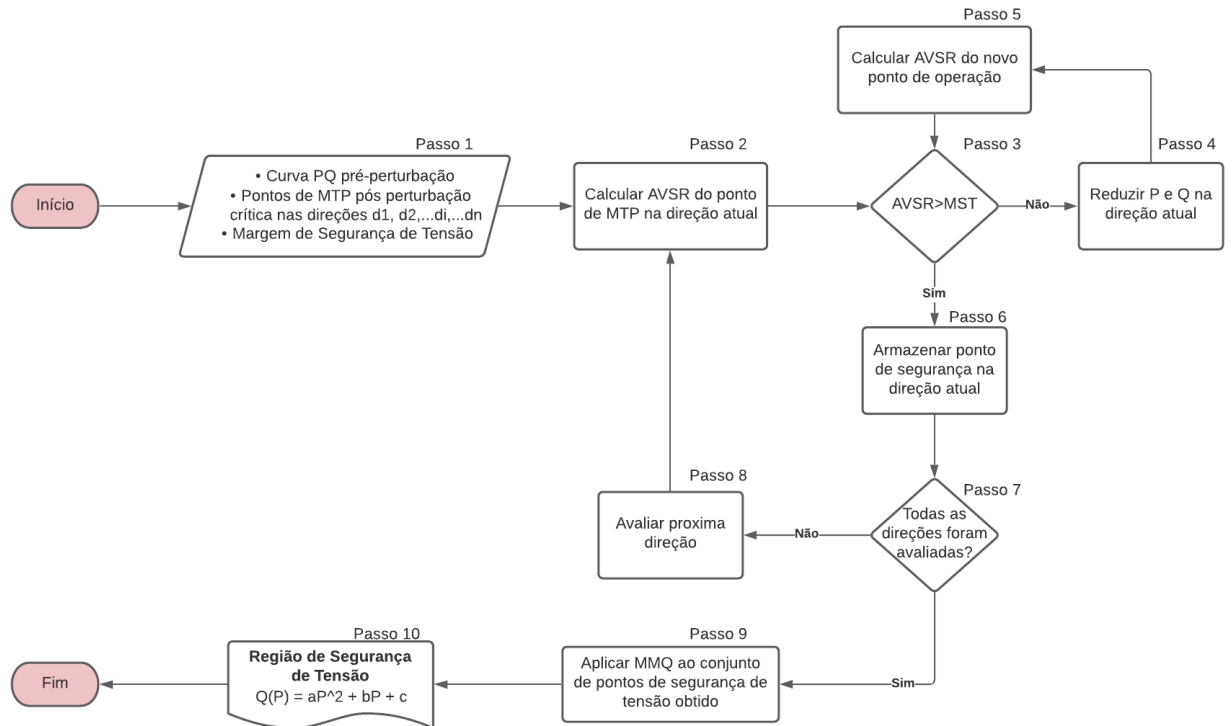
Passo 7: verificar se todas as direções já foram avaliadas;

Passo 8: avaliar próxima direção;

Passo 9: aplicar o MMQ ao conjunto de pontos de segurança obtidos nas direções avaliadas;

Passo 10: retorna a função polinomial de segundo grau que delimita a região de segurança de tensão.

Figura 14 – Fluxograma do processo de determinação dos pontos de segurança de tensão



Fonte: Autoria própria (2021)

A região de operação definida através da metodologia proposta deve fornecer subsídios aos operadores do sistema elétrico na identificação das condições de operação inseguras e, desta forma, na tomada de ações de controle preventivas contra distúrbios associados à instabilidade de tensão.

4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA AO SUBSISTEMA SS1 DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL DO PARAGUAI

Neste Capítulo será descrita a aplicação da metodologia apresentada no Capítulo 3 ao subsistema SS1 do Sistema Interligado Nacional do Paraguai. Em primeiro lugar, será apresentada uma breve descrição do SIN-PY e na sequência serão apresentados os cenários analisados no estudo e os principais aspectos relacionados à implementação computacional da metodologia.

4.1 Descrição do Sistema Interligado Nacional do Paraguai

O SIN-PY é composto por dois subsistemas, ambos operados pela ANDE (Administración Nacional de Eletricidad).

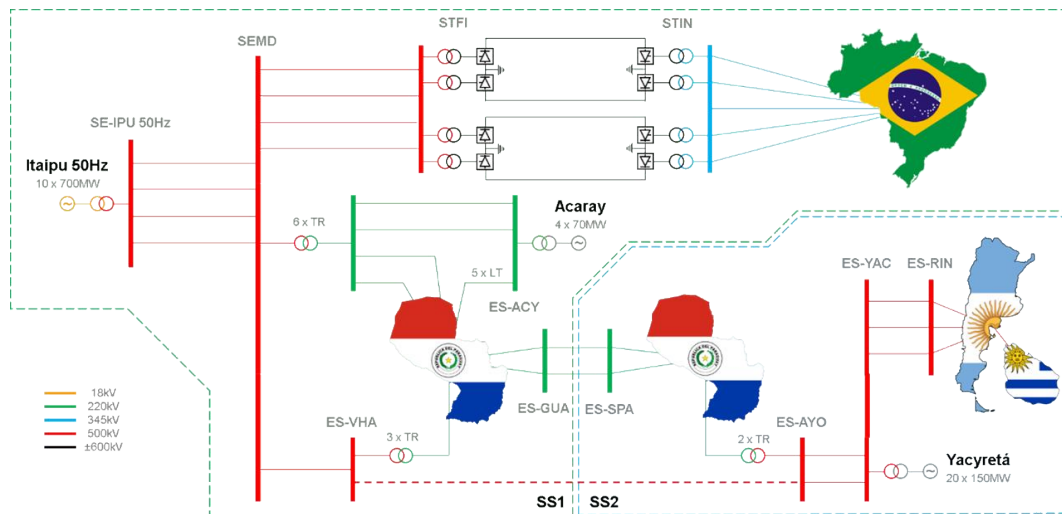
O primeiro e maior, denominado SS1, é responsável pelo suprimento de aproximadamente 85% da carga do Paraguai, compreendendo os sistemas Metropolitano, Central, Norte, Oeste, Leste e parte do sistema Sul. Este subsistema é alimentado pelas Centrais Hidrelétricas de Itaipu 50 Hz e Acaray e está conectado ao SIN-BR através do Elo Corrente Contínua de Furnas (OPSE, 2019).

O segundo subsistema, denominado SS2, é responsável pelo atendimento de parte da região Sul do Paraguai e é alimentado pela central hidrelétrica de Yacyretá. A Central Hidrelétrica de Yacyretá possui capacidade nominal de 3000 MW e opera em paralelo ao SADI (OPSE, 2019).

Atualmente, os dois subsistemas operam de maneira desinterligada. Contudo, segundo o planejamento da expansão do sistema ANDE, existe a possibilidade de interconectar os dois subsistemas em 500 kV, onde o vínculo principal será um circuito em 500 kV interligando as subestações de Villa Hayes (ES-VHA, operada no SS1) e Ayolas (ES-AYO, operada no SS2), conforme indicado na Figura 15 (OPSE, 2019).

O subsistema SS1 recebe energia do setor de 50 Hz de Itaipu por meio de um sistema de transmissão composto por quatro circuitos em 220 kV e um circuito em 500 kV, que interconecta a SE-MD e a ES-VHA. A ES-VHA está localizada próxima da região metropolitana de Assunção, o principal centro de consumo do Paraguai, a aproximadamente 340 km de Itaipu (ITAIPU, 2010b).

Figura 15 – Diagrama esquemático do Sistema Interligado Nacional do Paraguai



Fonte: Autoria própria (2021)

Os circuitos em 220 kV são alimentados por um conjunto de seis autotransformadores/reguladores responsáveis por rebaixar a tensão de 500 kV para 220 kV. Destes circuitos, dois seguem em direção à Assunção e dois se interconectam à central hidrelétrica de Acaray.

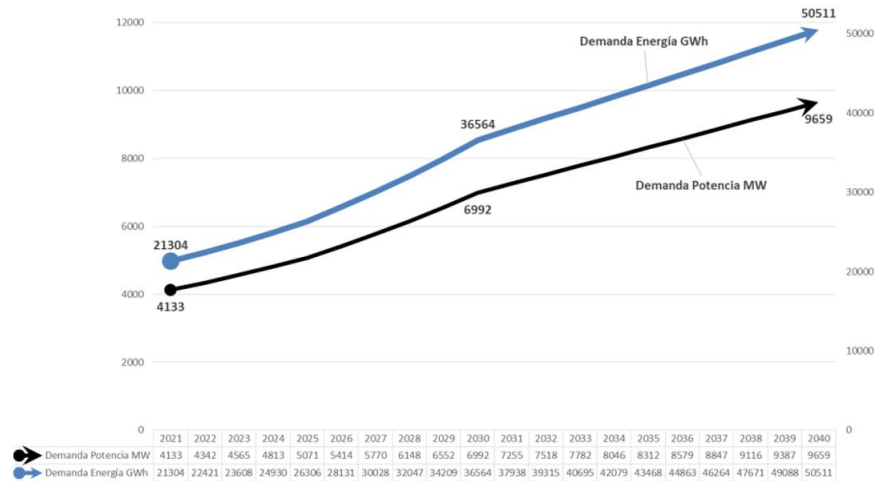
Além disso, mais quatro circuitos de 500 kV interligam a SE-MD à Subestação de Foz do Iguaçu (ST-FI), a partir da qual o excedente de energia gerado pelo sistema de 50 Hz é escoado para o SIN-BR através de um Elo de Corrente Contínua, que se faz necessário para a interligação assíncrona entre os sistemas, visto que o SIN-BR opera em 60 Hz (ITAIPU, 2010a).

O sistema de transmissão de corrente contínua pertence à Furnas e é formado por duas linhas de ± 600 KV com aproximadamente 810 Km de extensão, interligando as subestações de Foz do Iguaçu e de Ibiúna. O processo de conversão é feito através de oito conversores em cada subestação; cada dois formando um polo; que compõem os dois bipolos em ± 600 KV, e a transmissão é realizada através de quatro linhas, uma em cada polo (ITAIPU, 2010a).

Com a crescente demanda por energia elétrica no Paraguai, o SIN-PY vem sendo operado frequentemente próximo de sua capacidade máxima de transmissão. Segundo projeção da ANDE, nos próximos 10 anos, a demanda por energia elétrica no Paraguai deve aumentar de aproximadamente 4133 MW em 2021 para 7255 MW em 2031, atingindo mais de 9000 MW em 2040, conforme apresentado na Figura 21 (ANDE, 2021).

Levando em conta as características radiais do subsistema SS1, a situação é agravada de tal maneira que uma eventual desconexão das principais linhas de transmissão pode conduzir este subsistema às condições operativas degradadas, especialmente no que se refere à tensão nas barras próximas ao principal centro de carga do Paraguai, senão à própria instabilidade de tensão.

Figura 16 – Demanda projetada do SIN-PY



Fonte: (ANDE, 2021)

Nesse contexto, compreender os limites de estabilidade de tensão associados ao SS1 do SIN-PY em condições normais de operação e sob contingência das principais linhas de transmissão, é de fundamental importância para subsidiar a operação segura deste subsistema e promover maior aproveitamento da infraestrutura de geração e transmissão disponível.

4.2 Cenários Analisados

Sguindo a metodologia proposta, a capacidade máxima de transferência de potência do subsistema SS1 foi determinada em termos da curva PQ considerando configurações de rede completa e rede incompleta.

Dada a topologia radial do subsistema SS1, foram consideradas para as análises com rede incompleta as contingências nas principais linhas de transmissão que atendem o subsistema através da SE-MD, são elas:

- **Perturbação 1:** perda LT 500 kV MD-VHA;
- **Perturbação 2:** perda simultânea LT 220 kV MD-ACY 1 e 2;
- **Perturbação 3:** perda simultânea LT 220 kV MD-IRY e LT 220 kV MD-PIH.

A configuração de rede completa e as três configurações de rede incompleta apresentadas foram analisadas considerando os quatro patamares de carga previstos para o SS1: carga leve, carga média, carga pesada e carga máxima, totalizando dezesseis cenários de operação avaliados.

Os patamares de carga são definidos em termos do intercâmbio de potência ativa entre Itaipu 50 Hz e o subsistema SS1, de acordo com a Tabela 1.

Tabela 1 – Patamares de carga do subsistema SS1 do SIN-PY

Nível de Carretamento	Intercâmbio IPU/ANDE [MW]
Carga Leve	0 – 1200
Carga Média	1200 - 1800
Carga Pesada	1800 - 2400
Carga Máxima	Acima de 2400

Fonte: (CMO, 2020)

Cada patamar de carga está associado a um nível diferente de compensação de potência reativa. No âmbito das simulações de fluxo de potência, isso resulta em diferentes configurações da rede elétrica. Naturalmente, o número de bancos de capacitores *shunt* conectados aumenta com a elevação do carregamento.

O suporte de potência reativa está diretamente associado à capacidade de transmissão de SEE, de modo que é fundamental analisar os limites de carregamento do SEE em estudo considerando diferentes patamares de carregamento.

4.3 Implementação computacional

Utilizando as ferramentas comerciais disponíveis no Brasil, os pontos de MTP do subsistema SS1 foram determinados através do programa de fluxo de potência continuado disponível no aplicativo Análise de Redes Elétrica (ANAREDE).

A implementação da metodologia proposta foi realizada através do desenvolvimento de uma aplicação computacional programada em *Python* que viabilizou a execução das simulações no ANAREDE de forma automática e sequencial, bem como a aquisição e o processamento dos dados resultantes das simulações integrando ferramentas de análise e visualização de dados.

4.3.1 Implementação no aplicativo ANAREDE

O aplicativo ANAREDE é desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e reúne uma série de módulos computacionais destinados à análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente. Dentre estes, destacam-se: fluxo de potência, fluxo de potência continuado, análise de sensibilidade de tensão, cálculo de margem de transmissão, entre outros (CEPEL, 2021a).

O programa de fluxo de potência continuado implementado no aplicativo ANAREDE

processa sequencialmente vários casos de fluxo de potência, incrementando a carga de um conjunto de barras de acordo com uma direção especificada pelo usuário (CEPEL, 2021a).

Para cada direção avaliada, os incrementos de carga foram aplicados em todas as barras de carga do subsistema SS1, de modo que as curvas PQ foram construídas considerando a carga total deste subsistema.

As diferentes direções de crescimento de carga foram obtidas através do ajuste do fator de potência das cargas das áreas sob análise antes da execução do programa de fluxo de potência continuado. Para isso, a potência reativa das cargas foi alterada segundo a Equação 35, mantendo constante o valor de potência ativa previamente associado à cada barra.

$$Q = \tan \phi P \quad (35)$$

, onde P e Q são as componentes ativa e reativa da potência da carga e ϕ é a defasagem angular entre a tensão e a corrente na carga correspondente ao fator de potência desejado.

Os casos de fluxo de potência utilizados nas análises foram os casos de carga leve, carga média, carga pesada e carga máxima do SS1 do SIN-PY modelados no aplicativo ANAREDE, disponibilizados pela Divisão de Estudos Elétricos e Normas da Itaipu Binacional (OPSE.DT).

Para a determinação da capacidade máxima de transferência de potência nos diferentes parâmetros de carga, apenas as diferenças topológicas entre os casos correspondentes a cada patamar são relevantes.

Por esse motivo, para simplificação das análises, foram consideradas as mesmas condições iniciais de carregamento para os quatro patamares de carga, alterando o montante de carga ativa total para 750 MW em cada caso.

Tal ajuste foi realizado através do código de execução DANC do aplicativo ANAREDE. Este código de execução permite a alteração do nível de carregamento de um conjunto de barras, utilizando os montantes de carga previamente associados à cada barra como fator de proporcionalidade para a distribuição do novo montante de carga especificado (CEPEL, 2021a).

Foram avaliadas oito direções de crescimento de carga no total. Para cada direção, o montante de potência reativa necessário para a obtenção do fator de potência correspondente foi calculado segundo a Equação 35 mantendo a potência ativa fixa em 750 MW, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Direções de crescimento de carga avaliadas

	FP	P_{CasoBase} [MW]	Q_{CasoBase} [Mvar]
Direção 1	0,90 capacitivo	750	-360
Direção 2	0,95 capacitivo	750	-247,5
Direção 3	1,00	750	0
Direção 4	0,95 indutivo	750	247,5
Direção 5	0,90 indutivo	750	360
Direção 6	0,85 indutivo	750	465
Direção 7	0,80 indutivo	750	562,5
Direção 8	0,20 indutivo	750	3675

Fonte: Autoria própria (2021)

Dentre as direções avaliadas, as cinco primeiras correspondem a condições factíveis para o sistema real, as demais foram avaliadas apenas com o objetivo de obter uma maior quantidade de pontos para o processo de construção das curvas PQ .

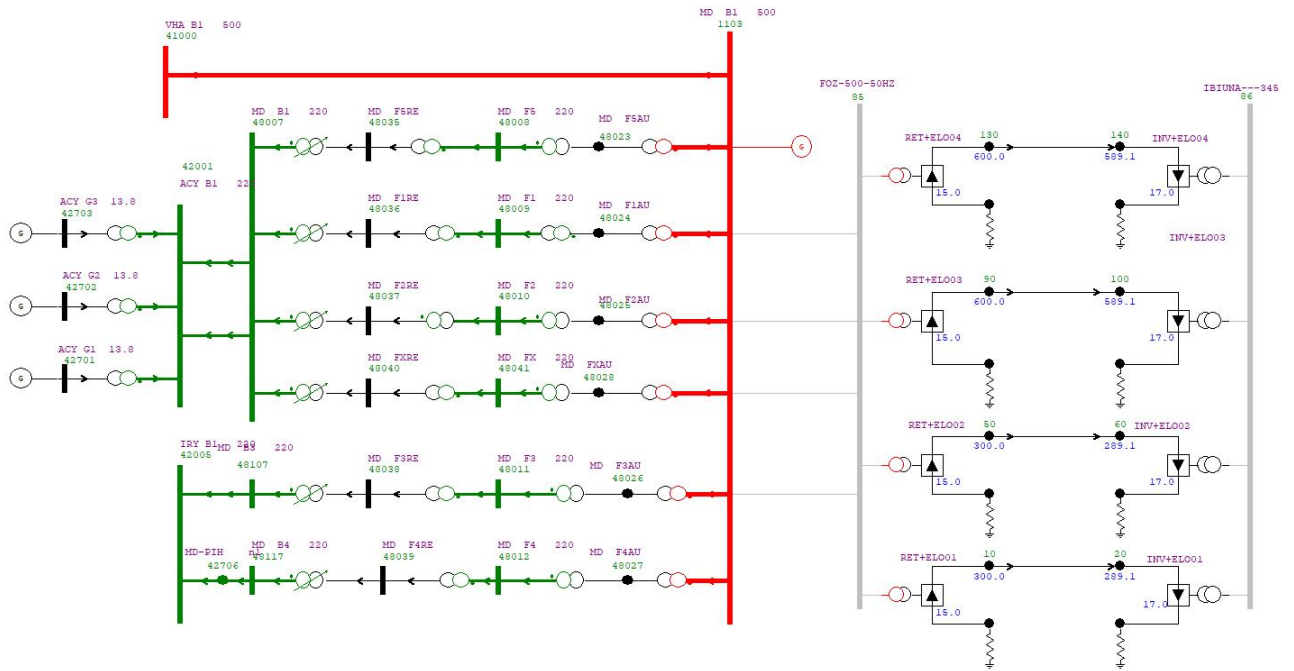
Com o carregamento ajustado de acordo com o fator de potência desejado, os incrementos de carga foram aplicados em passos de 3% em relação ao carregamento inicial, tanto para a potência ativa quanto para a potência reativa, assegurando a manutenção do fator de potência ao longo do processo. Neste processo, foram considerados os limites de geração de potência reativa e os tapes dos transformadores presentes nas áreas sob análise foram mantidos fixos.

É importante destacar que a interligação do subsistema SS1 com o SIN-BR não é relevante na presente análise. Por esse motivo, o elo de corrente contínua de Furnas foi desabilitado para a execução das simulações e um gerador fictício foi conectado ao barramento de 500 kV da SE-MD com o intuito de simplificar o processo de cálculo do fluxo de potência.

A SE-MD foi modelada em sua configuração com quatro autotransformadores em paralelo (entre os barramentos de 500 kV e 220 kV) e dois autotransformadores em série (um para a alimentação da LT 220 kV MD-IRY e um para a alimentação da LT 220 kV MD-PIH). Esta configuração foi adotada por proporcionar uma redução nos níveis de curto-circuito na SE-MD.

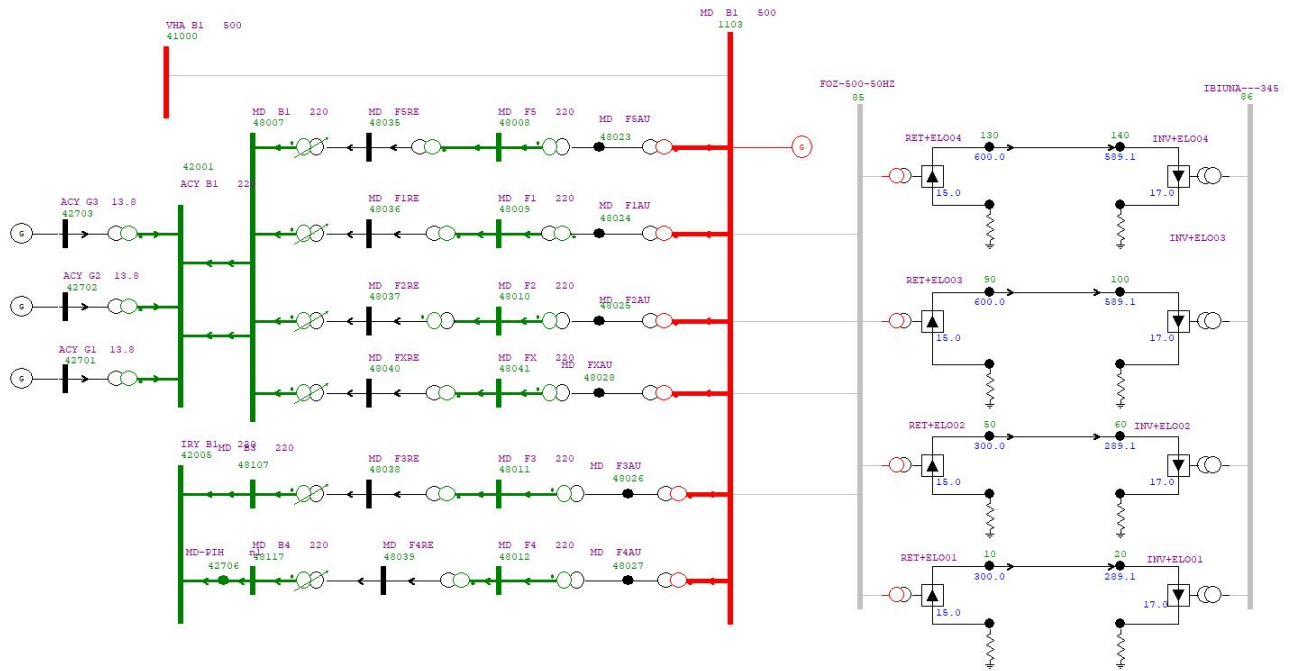
O diagrama esquemático do sistema de transmissão responsável pelo abastecimento do SS1 da implementação em ANAREDE está ilustrado na Figura 17. As topologias correspondentes às configurações pós-perturbação analisadas estão ilustradas nas figuras 18, 19, 20.

Figura 17 – Diagrama do circuito de alimentação do SS1 do SIN-PY



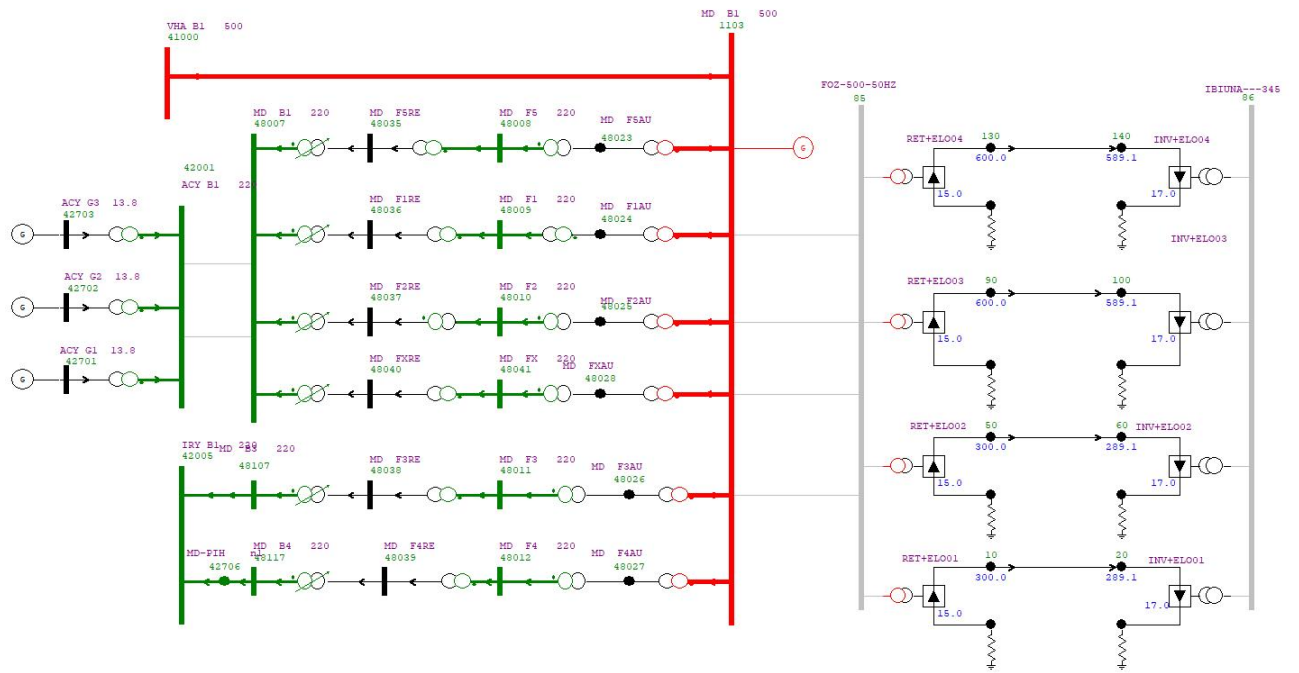
Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 18 – Topologia reultante da perda da LT 500 kV MD-VHA



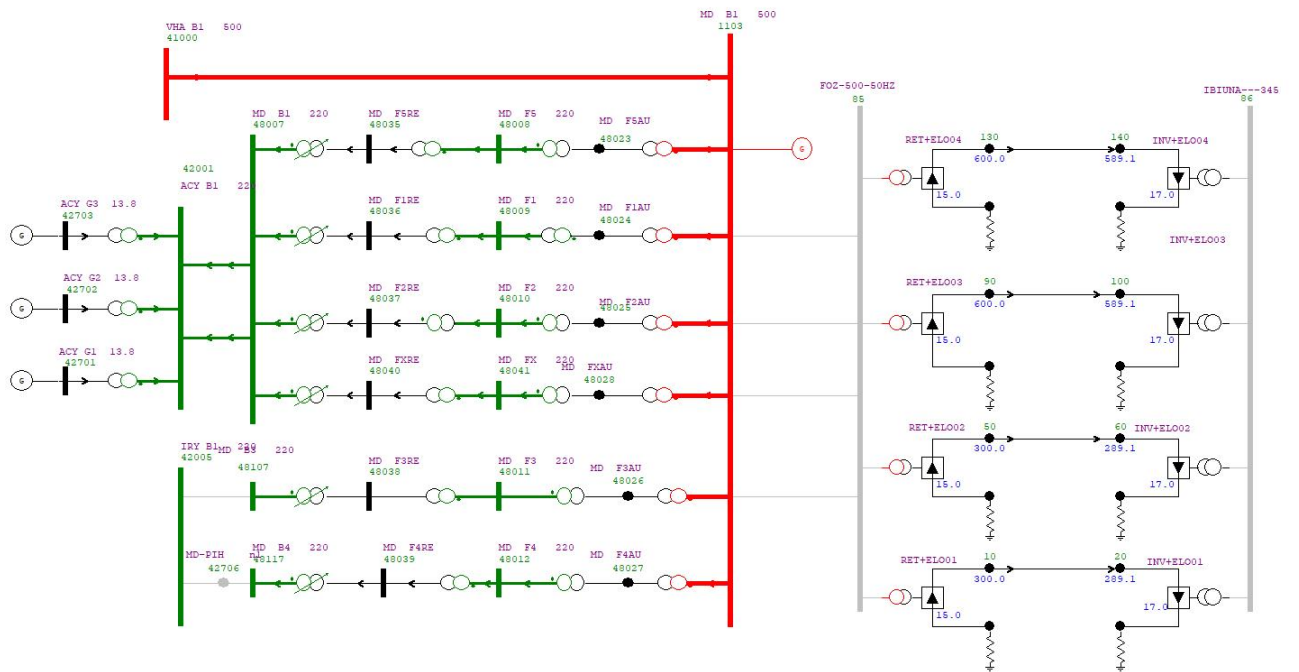
Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 19 – Topologia resultante da perda das LTs 220 kV MD-ACY 1 e 2



Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 20 – Topologia resultante da perda das LTs 220 kV MD-IRY e MD-PIH



Fonte: Autoria própria (2021)

4.3.2 Implementação em *Python*

Para a implementação do método de Lee *et al.* (2010) utilizando o programa de fluxo de potência continuado do aplicativo ANAREDE, uma rotina de simulações em lote baseada no procedimento apresentado no trabalho de Santos *et al.* (2019) foi implementada através de programação em *Python*.

Através desta rotina, o programa de fluxo de potência continuado do aplicativo ANAREDE foi executado para as diferentes direções de crescimento de carga avaliadas de forma sequencial, com ajuste automático da direção a cada execução.

Esta ferramenta foi elaborada com o intuito de tornar as simulações mais ágeis e eficientes, viabilizando a avaliação de um número elevado de cenários operativos com tempo de execução reduzido e com menor desgaste por parte do analista.

Além da economia de tempo, a execução automática das simulações reduz a probabilidade de erros devidos à fadiga decorrente do processo repetitivo de simulação. Destaca-se, no entanto, que esta ferramenta representa um recurso auxiliar e, de modo geral, não dispensa a presença de um analista.

Ao longo das simulações, as grandezas elétricas de interesse foram monitoradas por meio da leitura dos relatórios de saída emitidos pelo aplicativo ANAREDE. Dessa maneira, foi gerada uma base de dados que serviu de ponto de partida para o aplicação das demais etapas da metodologia.

Com o conhecimento dos pontos de MTP associados às direções de crescimento de carga avaliadas, o método de ajuste de curvas adotado para a determinação da expressão aproximada para a curva PQ foi o Método dos Mínimos Quadrados (MMQ).

A implementação do método de Lee *et al.* (2010) está sintetizada no fluxograma ilustrado na Figura 10, estruturado nos seguintes passos:

Passo 1: recebe como entradas um caso convergido de fluxo de potência convergido considerando determinada configuração da rede elétrica e as direções de crescimento de carga avaliadas $(d_1, d_2, \dots, d_i, \dots, d_n)$;

Passo 2: alterar a carga das barras selecionadas para a análise de modo a obter o fator de potência correspondente à direção atual;

Passo 3: executar o programa de fluxo de potência continuado do aplicativo ANA-

REDE a fim de determinar o ponto de MTP correspondente à direção atual;

Passo 4: ler os relatórios de saída emitidos pelo aplicativo ANAREDE para monitoramento das grandezas elétricas de interesse. Na presente análise, as grandezas de interesse são a potência ativa e reativa da carga total, contudo, outras grandezas podem ser monitoradas através da seleção adequada dos relatórios;

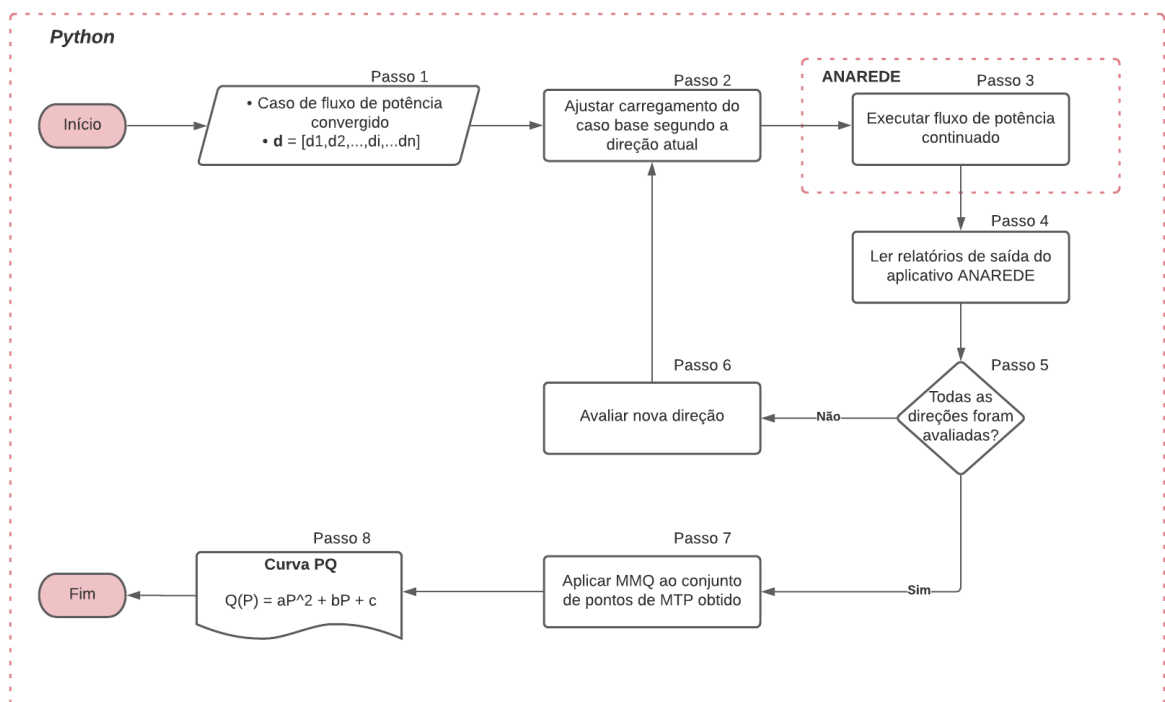
Passo 5: verificar se todas as direções já foram avaliadas;

Passo 6: avaliar próxima direção;

Passo 7: aplicar o MMQ ao conjunto de pontos de MTP calculados nas direções avaliadas para determinar a equação aproximada da curva PQ ;

Passo 9: retorna a função polinomial de segundo grau associada à configuração de rede avaliada.

Figura 21 – Fluxograma da rotina de construção de curvas PQ utilizando o ANAREDE.



Fonte: Autoria própria (2021)

As operações envolvendo os arquivos de entrada e saída, incluindo a escrita dos cartões

PWF contendo os códigos de execução do aplicativo ANAREDE e a leitura dos relatórios de saída, foram realizadas através de funções *Built-in* da linguagem *Python* destinadas à manipulação de arquivos de texto.

O processamento dos dados elétricos adquiridos ao longo das simulações de fluxo de potência foi realizado utilizando ferramentas de análise e visualização de dados disponíveis nas bibliotecas *Pandas* e *Matplotlib*, respectivamente. A aplicação do MMQ para determinação dos coeficientes da função polinomial de segundo grau associada à cada curva *PQ* se deu através da biblioteca *Numpy*.

As lógicas para a implementação das demais etapas da metodologia proposta também foram elaboradas com base nestas ferramentas. As operações matemáticas envolvidas nas etapas de classificação das perturbações e determinação da MST e identificação dos pontos de segurança de tensão, incluindo o cálculo de integrais definidas e a manipulação das funções polinomiais associadas às diferentes configurações avaliadas, foram executadas através da biblioteca *Numpy*.

Na etapa de identificação dos pontos de segurança de tensão, os decrecimentos de carga foram aplicados às oito direções avaliadas em passos de $1MW$.

Para a análise dos diferentes patamares de carga, optou-se por avaliar cada patamar separadamente. Em outras palavras, a metodologia foi executada quatro vezes, uma para cada patamar de carga, considerando as configurações pré-perturbação e pós-perturbação avaliadas.

Desse modo, à cada patamar de carga foram associadas uma perturbação crítica e uma região de segurança de tensão diferentes.

Levando em conta que a região de segurança de tensão global deve atender as restrições de operação em todos os patamares de carga, o índice $AVSR_{CargaNula}$ novamente foi utilizado como meio de comparação, de modo que, dentre as regiões de segurança correspondentes à cada patamar de carga, aquela com o menor valor de $AVSR_{CargaNula}$ foi definida como região de segurança de tensão global.

5 RESULTADOS

Neste Capítulo serão apresentados os resultados obtidos através da aplicação da metodologia para determinação de regiões de segurança de tensão em SEE descrita no Capítulo 3 ao subsistema SS1 do SIN-PY.

Conforme descrito no Capítulo 4, esta metodologia foi executada para os quatro patamares de carga considerados para o SEE sob avaliação. Desse modo, os resultados obtidos para os diferentes patamares de carga serão apresentados paralelamente.

A construção das curvas PQ para as dezesseis configurações consideradas para o subsistema SS1 do SIN-PY demandou a simulação de um conjunto extenso de casos de fluxo de potência.

A combinação das oito direções de crescimento de carga com os dezesseis cenários operativos avaliados resultou em um total de 128 execuções do algoritmo de fluxo de potência continuado do aplicativo ANAREDE e 28.260 casos de fluxo de potência convergidos. Em sua maioria, as simulações foram executadas de forma automática e sequencial através da ferramenta computacional descrita na Seção 4.3.

Contudo, é importante destacar que foram encontradas dificuldades de convergência no cálculo do fluxo de potência no caso base nos cenários com fator de potência 0,20 indutivo, em todos os patamares de carga, e nos cenários com fator de potência 0,90 capacitivo no patamar de carga máxima. Estes problemas estão associados aos limites de tensão e de geração e consumo de potência reativa.

Nestas condições específicas, foi necessário ajustar o carregamento inicial do SEE manualmente até se atingir a convergência e, posteriormente, executar o programa de fluxo de potência continuado.

Apesar dos benefícios proporcionados pela execução das simulações em lote, fica evidente que a ferramenta implementada não substituiu completamente o analista e, portanto, deve ser utilizada apenas como um recurso auxiliar na execução das simulações.

Os pontos de MTP determinados através das simulações para as configurações pré-perturbação e pós-perturbação avaliadas estão apresentados para os quatro patamares de carga na Tabela 3, onde P_{\max} [MW] indica a máxima carga ativa e $Q_{\max P}$ [MVar] a carga reativa correspondente.

Tabela 3 – Pontos de MTP do subsistema SS1 do SIN-PY

	Carga Leve			Carga Média		Carga Pesada		Carga Máxima	
	FP	P _{max} [MW]	Q _{maxP} [MVar]	P _{max} [MW]	Q _{maxP} [MVar]	P _{max} [MW]	Q _{maxP} [MVar]	P _{max} [MW]	Q _{maxP} [MVar]
Pré-perturbação	0,90 cap	4314,4	-2102,9	4606	-2246,2	4737	-2311,1	4802,1	-2341,8
	0,95 cap	3993,2	-1317,8	4303	-1421,5	4443,6	-1468,7	4586,6	-1516,1
	1,00	3280,7	0	3556,3	0	3686	0	3921,6	0
	0,95 ind	2611,8	853,6	2828,7	926,1	2924,4	959,4	3151,6	1035,8
	0,90 ind	2321,8	1116,2	2528,6	1217,8	2609,9	1260	2816,9	1362,7
	0,85 ind	2102,7	1292,2	2295,6	1413,5	2366,6	1461	2558,1	1582,1
	0,80 ind	1914,5	1422,5	2097,2	1561,5	2159,8	1612,6	2338,4	1748,8
	0,20 ind	422,4	2042,8	466,7	2264,3	478,8	2330,9	523,1	2547,6
Pós-perturbação 1	0,90 cap	2506	-1220,5	2690,2	-1310,2	2770,5	-1349,6	2872,5	-1399,9
	0,95 cap	2387,6	-786,7	2597,1	-857,3	2698	-891	2703,2	-892,8
	1,00	2081,7	0	2291,9	0	2398,2	0	2513,3	0
	0,95 ind	1725	562,2	1913,1	627,8	2011,7	660,6	2213,6	728,2
	0,90 ind	1549,8	743	1736,6	838,9	1834	886,4	2043,1	989,6
	0,85 ind	1424,2	872,9	1594,2	984,9	1688,2	1043,4	1893,4	1173
	0,80 ind	1317,8	976,9	1469,4	1098,1	1558	1164,8	1759,5	1318,5
	0,20 ind	306,4	1478,6	347,5	1692,4	369,8	1801,5	426,4	2083,2
Pós-perturbação 2	0,90 cap	2714,6	-1319,1	2724,3	-1322,1	2861	-1378,5	3171,8	-1542,3
	0,95 cap	2595	-854,9	2647,7	-872,5	2689,4	-887,8	3026,2	-998
	1,00	2206,4	0	2374,3	0	2454,3	0	2576	0
	0,95 ind	1755,8	575,9	1987	652,7	2063,7	678,3	2240,5	736,9
	0,90 ind	1563,2	754,5	1797,5	869,3	1873,3	906,6	2056,5	995,9
	0,85 ind	1415	873,3	1644,7	1017,5	1716,1	1062,4	1900,1	1176,9
	0,80 ind	1287,4	960,9	1509,5	1129,6	1578,2	1181,9	1754,6	1314,7
	0,20 ind	277,2	1348,6	337,2	1646,5	354	1729,6	355	1729,1
Pós-perturbação 3	0,90 cap	3620	-1763,8	3757,1	-1833,4	3872,8	-1890,3	3882,4	-1894,5
	0,95 cap	3357	-1107,6	3567,4	-1179,4	3682,7	-1217,9	3739,5	-1236,9
	1,00	2778,2	0	3033,6	0	3134,8	0	3308,5	0
	0,95 ind	2238,3	733,1	2464,7	809,4	2550,7	838,1	2765	909,6
	0,90 ind	1995	961,3	2217,1	1071,8	2297,6	1111,3	2510,9	1215,9
	0,85 ind	1814,3	1117,6	2021,8	1250	2096,8	1297	2305,1	1427,5
	0,80 ind	1655,6	1233	1853,6	1386,1	1924,2	1439,7	2124,1	1591
	0,20 ind	373,8	1812,2	424,1	2067,2	441,1	2151,1	491,5	2394,8

Fonte: Autoria própria (2021)

Conforme esperado, para cada cenário operativo avaliado, foi verificado um incremento da capacidade máxima de transferência de potência do subsistema SS1 em função do aumento da característica capacitiva da carga.

Considerando uma análise comparativa entre os patamares de carga, também é possível observar que a capacidade máxima de transferência de potência se eleva do patamar de carga leve em direção ao patamar de carga máxima.

Este comportamento também está de acordo com os resultados esperados e, de fato, está associado à quantidade crescente de capacitores *shunt* conectados ao SEE com o incremento do carregamento, conforme comentado na Seção 4.2

Com o conhecimento dos pontos de MTP, a aplicação do MMQ aos conjuntos de pontos correspondentes a cada cenário operativo resultou nas funções polinomiais de segundo grau apresentadas na Tabela 4 com seus respectivos valores de $AVSR_{CargaNula}[p.u.]$.

Por conveniência, os polinômios foram organizados em ordem decrescente de $AVSR_{CargaNula}[p.u.]$, de tal maneira que, de acordo com a metodologia proposta, a última linha associada a cada patamar indica a perturbação classificada como crítica.

Tabela 4 – Polinômios associados às diferentes configurações avaliadas

	Topologia	Polinômio Característico	$AVSR_{CargaNula}[p.u.]$
Carga Leve	Pré-perturbação	$Q(P) = -0,0002879P^2 + 0,3272P + 1924$	468,76
	Pós- perturbação 3	$Q(P) = -0,0003523P^2 + 0,3334P + 1711$	352,44
	Pós- perturbação 1	$Q(P) = -0,0006421P^2 + 0,6378P + 1319$	220,14
	Pós- perturbação 2	$Q(P) = -0,0005248P^2 + 0,5438P + 1206$	211,11
Carga Média	Pré-perturbação	$Q(P) = -0,0002756P^2 + 0,345P + 2127$	562,05
	Pós- perturbação 3	$Q(P) = -0,0003834P^2 + 0,4863P + 1895$	442,35
	Pós- perturbação 2	$Q(P) = -0,0006911P^2 + 0,9691P + 1365$	290,01
	Pós- perturbação 1	$Q(P) = -0,0006444P^2 + 0,7544P + 1479$	279,31
Carga Pesada	Pré-perturbação	$Q(P) = -0,0002708P^2 + 0,3648P + 2177$	598,78
	Pós- perturbação 3	$Q(P) = -0,0003753P^2 + 0,4958P + 1970$	476,38
	Pós- perturbação 2	$Q(P) = -0,0006765P^2 + 0,9832P + 1436$	316,28
	Pós- perturbação 1	$Q(P) = -0,00066P^2 + 0,8524P + 1547$	313,7
Carga Máxima	Pré-perturbação	$Q(P) = -0,0003008P^2 + 0,5259P + 2299$	703,19
	Pós- perturbação 3	$Q(P) = -0,0004589P^2 + 0,8147P + 2073$	579,2
	Pós- perturbação 1	$Q(P) = -0,0008491P^2 + 1,414P + 1611$	402,7
	Pós- perturbação 2	$Q(P) = -0,0005735P^2 + 0,8109P + 1729$	387,59

Fonte: Autoria própria (2021)

Conforme destacado na Tabela 4, a perda simultânea dos circuitos em 220 kV MD-ACY 1 e 2 (perturbação 2) foi classificada como perturbação crítica nos patamares de carga leve e máxima, enquanto nos patamares de carga média e pesada, a perturbação classificada como crítica foi a perda do circuito em 500 kV MD-VHA (perturbação 1).

Estes resultados estão sintetizados na Tabela 5.

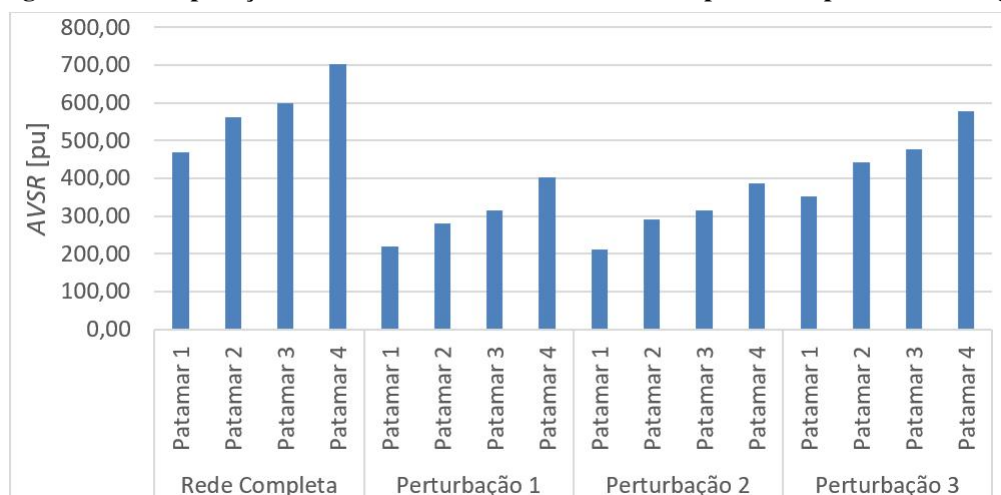
Tabela 5 – Perturbações críticas nos patamares de carga avaliados

	Perturbação Crítica
Carga Leve	Perda simultânea LTs 220 kV MD-ACY 1 e 2
Carga Média	Perda LT 500 kV MD-VHA
Carga Pesada	Perda LT 500 kV MD-VHA
Carga Máxima	Perda simultânea LTs 220 kV MD-ACY 1 e 2

Fonte: Autoria própria (2021)

Além disso, rearranjando os dados apresentados na Tabela 4, foi construído o gráfico de barras apresentado na Figura 22.

Figura 22 – Comparação entre os valores de AVSR calculados para cada patamar de carga



Fonte: Autoria própria (2021)

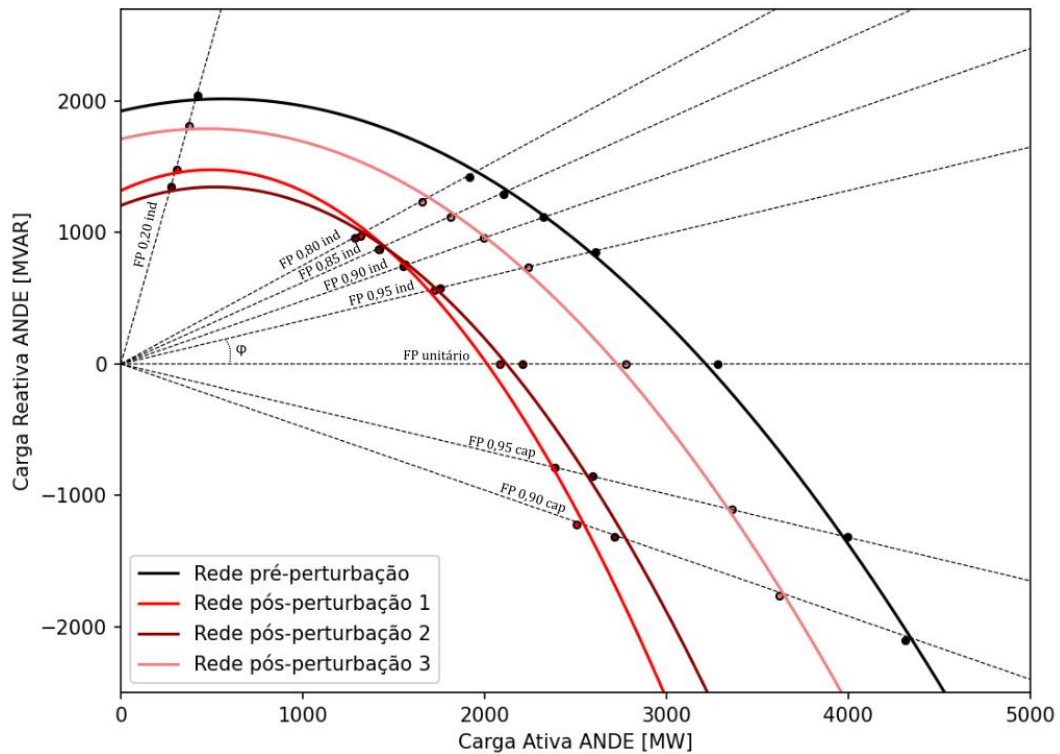
Através deste gráfico, é possível observar um comportamento crescente do índice $AVSR_{CargaNula}$ em função do aumento do nível de carregamento do SEE.

Este mesmo comportamento foi constatado analisando diretamente os pontos de MTP através da Tabela 4, o que indica que o índice $AVSR_{CargaNula}$ reflete adequadamente a correlação entre o nível de compensação reativa e a capacidade máxima de transferência de potência do SEE.

O mapeamento dos pontos de MTP e das funções polinomiais correspondentes à cada configuração avaliada sobre o plano (P, Q) gerou como resultado as figuras 23, 24 e 25 e 26 para os patamares de carga leve, média, pesada e máxima, respectivamente.

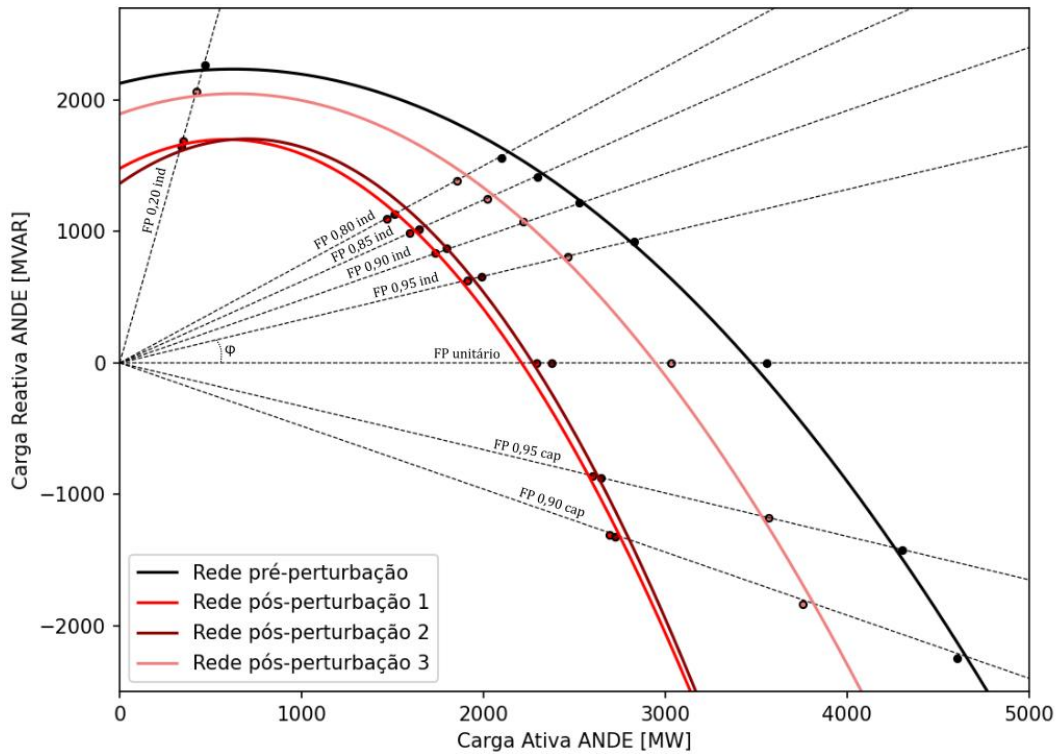
As retas pontilhadas representam as retas de potência aparente correspondentes às diferentes direções de crescimento de carga e os pontos destacados são os pontos de MTP calculados. Destaca-se, no entanto, que os incrementos de carga foram realizados a partir das condições de carregamento apresentadas na Tabela 2 e as retas de potência aparente foram representadas dessa maneira apenas para fins ilustrativos.

Figura 23 – Curvas PQ associadas às configurações pré-perturbação e pós-perturbação do subsistema SS1 no patamar de carga leve



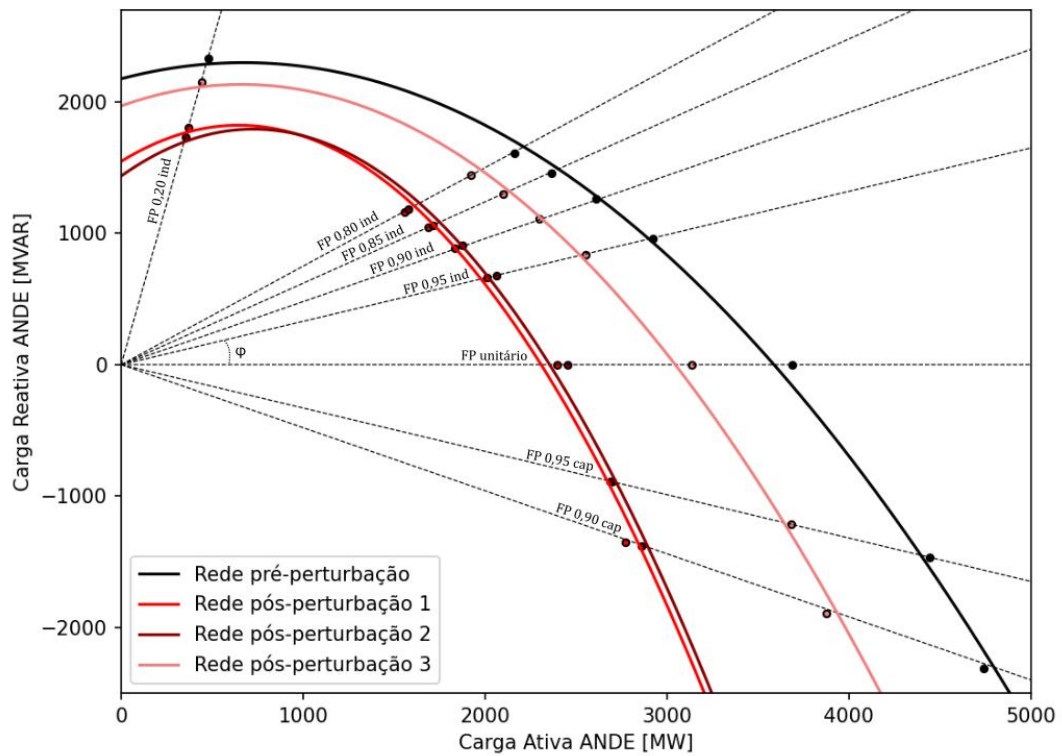
Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 24 – Curvas PQ associadas às configurações pré-perturbação e pós-perturbação do subsistema SS1 no patamar de carga média



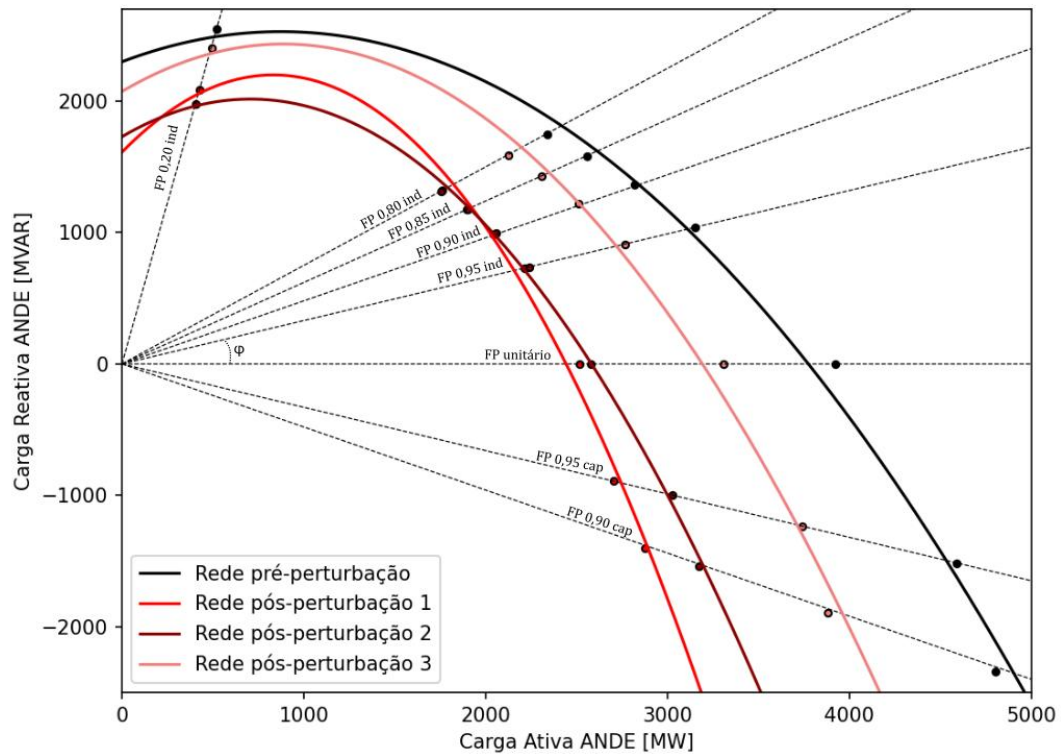
Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 25 – Curvas PQ associadas às configurações pré-perturbação e pós-perturbação do subsistema SS1 no patamar de carga pesada



Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 26 – Curvas PQ associadas às configurações pré-perturbação e pós-perturbação do subsistema SS1 no patamar de carga máxima



Analisando as figuras 23, 24 e 25 e 26, é possível observar que a implementação do método de Lee *et al.* (2010) para construção de curvas PQ com base no programa de fluxo de potência continuado disponível no aplicativo ANAREDE forneceu resultados satisfatórios e a adoção das funções polinomiais de segundo grau como aproximação para expressão destas curvas de fato se mostrou adequada.

Também é possível observar através destas figuras que as parábolas obtidas não são simétricas com relação ao eixo Q , comportamento decorrente do fato das componentes resistivas do sistema de transmissão também terem sido levadas em consideração na realização das simulações.

Nesse sentido, os resultados das simulações se mostraram satisfatórios, uma vez que os comportamentos observados são coerentes com a modelagem matemática apresentada na Seção 2.2.1.

Em comparação aos métodos convencionais baseados na curva PV , a avaliação da capacidade máxima de transferência de potência do sistema de transmissão em termos da curva PQ se mostrou uma alternativa interessante.

Tal abordagem proporcionou uma visualização prática e direta dos limites de operação

do SEE na faixa de fatores de potência avaliada, simplificando a comparação entre diferentes condições de operação. Comparando a configuração pré-perturbação às configurações pós-perturbação avaliadas, os efeitos das alterações topológicas decorrentes de cada perturbação sobre a capacidade de transferência de potência do sistema podem ser avaliados visualmente, fornecendo indicativos sobre as perturbações mais severas.

Com o conhecimento da perturbação classificada como crítica em cada patamar de carga, dando sequência à metodologia proposta, o cálculo do índice AVSR com relação à configuração pré-perturbação para os pontos de MTP associados às configurações pós-perturbação crítica forneceu os resultados apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Cálculo do índice AVSR para os pontos de MTP associados às configurações pós-perturbação crítica

	FP	P_{\max} [MW]	$Q_{\max P}$ [MVar]	$AVSR_{MTP}$ [p.u.]
Carga Leve	0,90 capacitivo	2714,61	-1319,06	135,92
	0,95 capacitivo	2595,02	-854,91	102,53
	1,00	2206,44	0	67,68
	0,95 indutivo	1755,75	575,85	59,88
	0,90 indutivo	1563,21	754,54	60,08
	0,85 indutivo	1414,98	873,26	60,95
	0,80 indutivo	1287,39	960,89	62,46
	0,20 indutivo	277,15	1348,63	87,1
Carga Média	0,90 capacitivo	2690,18	-1310,15	196,67
	0,95 capacitivo	2597,05	-857,33	151,39
	1,00	2291,89	0	94,47
	0,95 indutivo	1913,12	627,83	71,48
	0,90 indutivo	1736,64	838,94	67,02
	0,85 indutivo	1594,19	984,9	65,71
	0,80 indutivo	1469,4	1098,08	64,82
	0,20 indutivo	347,5	1692,44	63,59
Carga Pesada	0,90 capacitivo	2770,52	-1349,55	210,99
	0,95 capacitivo	2697,99	-890,98	159,03
	1,00	2398,19	0	96,41
	0,95 indutivo	2011,67	660,6	71,09
	0,90 indutivo	1833,99	886,38	65,3
	0,85 indutivo	1688,16	1043,38	62,32
	0,80 indutivo	1558,03	1164,78	60,71
	0,20 indutivo	369,79	1801,47	59,88
Carga Máxima	0,90 capacitivo	3171,79	-1542,26	184,67
	0,95 capacitivo	3026,17	-997,99	146,02
	1,00	2575,98	0	107,87
	0,95 indutivo	2240,47	736,87	72,31
	0,90 indutivo	2056,52	995,9	66,03
	0,85 indutivo	1900,11	1176,92	63,2
	0,80 indutivo	1754,58	1314,69	62,57
	0,20 indutivo	354,98	1729,05	75,19

Fonte: Autoria própria (2021)

Em todos os patamares de carga, o maior valor do índice AVSR foi verificado para os pontos de MTP associados ao fator de potência mais capacitivo, conforme destacado na Tabela 6.

Desse modo, os pontos destacados foram definidos como pontos de segurança de tensão e os seus valores associados do índice AVSR foram definidos como MST para os respectivos patamares de carga. Os resultados obtidos estão sintetizados na Tabela 7

Tabela 7 – Margem de Segurança de Tensão nos diferentes patamares de carga

Margem de Segurança de Tensão (MST) [p.u]	
Carga Leve	135,92
Carga Média	196,67
Carga Pesada	210,99
Carga Máxima	184,67

Considerando os resultados apresentados na Tabela 7, os pontos de segurança de tensão obtidos através do processo de redução de carga descrito na metodologia estão apresentados na Tabela 8 com seus respectivos valores de AVSR.

Tabela 8 – Pontos de segurança de tensão calculados

	FP	P_{\max} [MW]	$Q_{\max P}$ [MVar]	AVSR[p.u.]
Carga Leve	0,90 capacitivo	2714,61	-1319,06	135,94
	0,95 capacitivo	2354,17	-776,88	135,94
	1,00	1734,27	0	135,94
	0,95 indutivo	1301,15	429,38	135,94
	0,90 indutivo	1154,61	554,21	135,94
	0,85 indutivo	1040,00	644,80	135,94
	0,80 indutivo	949,44	712,08	135,94
	0,20 indutivo	228,32	1118,75	135,92
Carga Média	0,90 capacitivo	2690,18	-1310,15	196,67
	0,95 capacitivo	2318,50	-765,11	196,67
	1,00	1694,82	0	196,67
	0,95 indutivo	1268,38	418,56	196,67
	0,90 indutivo	1125,64	540,31	196,67
	0,85 indutivo	1014,41	628,93	196,67
	0,80 indutivo	926,70	695,02	196,67
	0,20 indutivo	225,97	1107,23	196,68
Carga Pesada	0,90 capacitivo	2770,52	-1349,55	210,99
	0,95 capacitivo	2388,76	-788,29	211,00
	1,00	1747,04	0	210,99
	0,95 indutivo	1307,19	431,37	210,99
	0,90 indutivo	1159,84	556,72	211,00
	0,85 indutivo	1045,01	647,90	210,99
	0,80 indutivo	954,44	715,83	211,00
	0,20 indutivo	232,11	1137,32	211,00
Carga Máxima	0,90 capacitivo	3171,79	-1542,26	184,68
	0,95 capacitivo	2809,97	-927,29	184,68
	1,00	2161,38	0	184,68
	0,95 indutivo	1674,46	552,57	184,68
	0,90 indutivo	1501,11	720,53	184,68
	0,85 indutivo	1362,14	844,53	184,68
	0,80 indutivo	1250,20	937,65	184,68
	0,20 indutivo	305,16	1495,30	184,69

Fonte: Autoria própria (2021)

Os valores de AVSR apresentados na Tabela 8 indicam que, o passo de 1MW con-

siderado no processo de redução de carga do SEE proporcionou o atendimento ao critério de segurança estabelecido em cada patamar de carga com uma precisão satisfatória.

Seguindo a metodologia, o MMQ foi aplicado aos conjuntos de pontos de segurança de tensão correspondentes à cada patamar de carga, gerando como resultados as funções polinomiais de segundo grau apresentadas na Tabela 9.

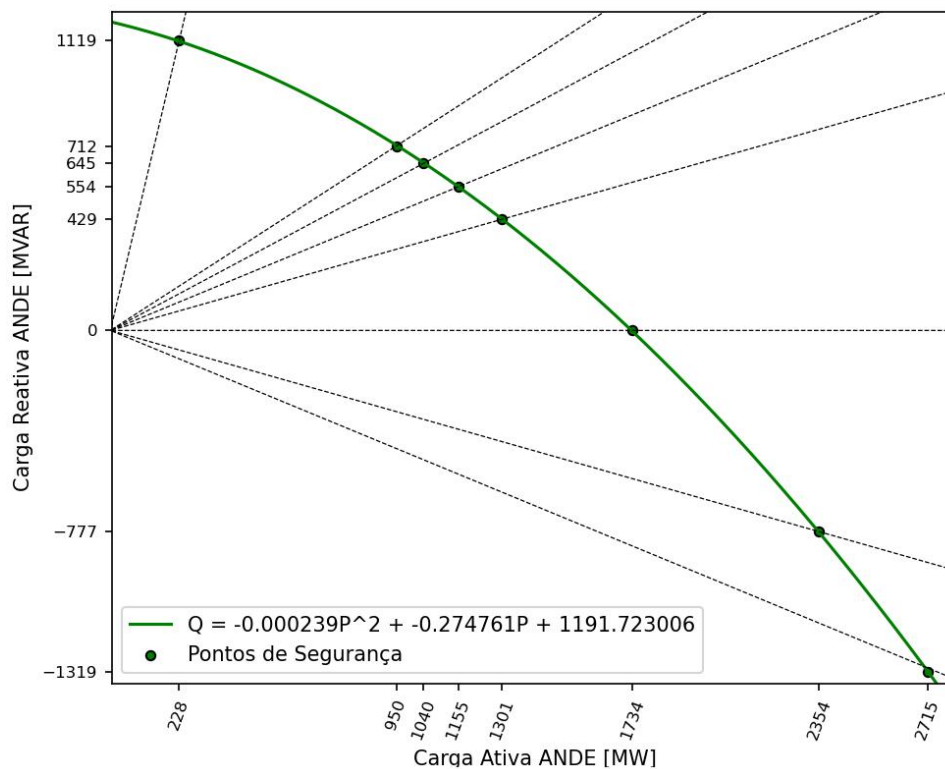
Tabela 9 – Polinômios associados às regiões de segurança de tensão nos diferentes patamares de carga

Patamar de Carga	Polinômio Característico	AVSR _{CargaNula} [pu]
Carga Leve	$Q(P) = -0,000239P^2 - 0,275P + 1192$	123,79
Carga Média	$Q(P) = -0,000225P^2 - 0,322P + 1189$	118,78
Carga Pesada	$Q(P) = -0,000221P^2 - 0,351P + 1220$	125,88
Carga Máxima	$Q(P) = -0,000247P^2 - 0,198P + 1576$	211,22

Fonte: Autoria própria (2021)

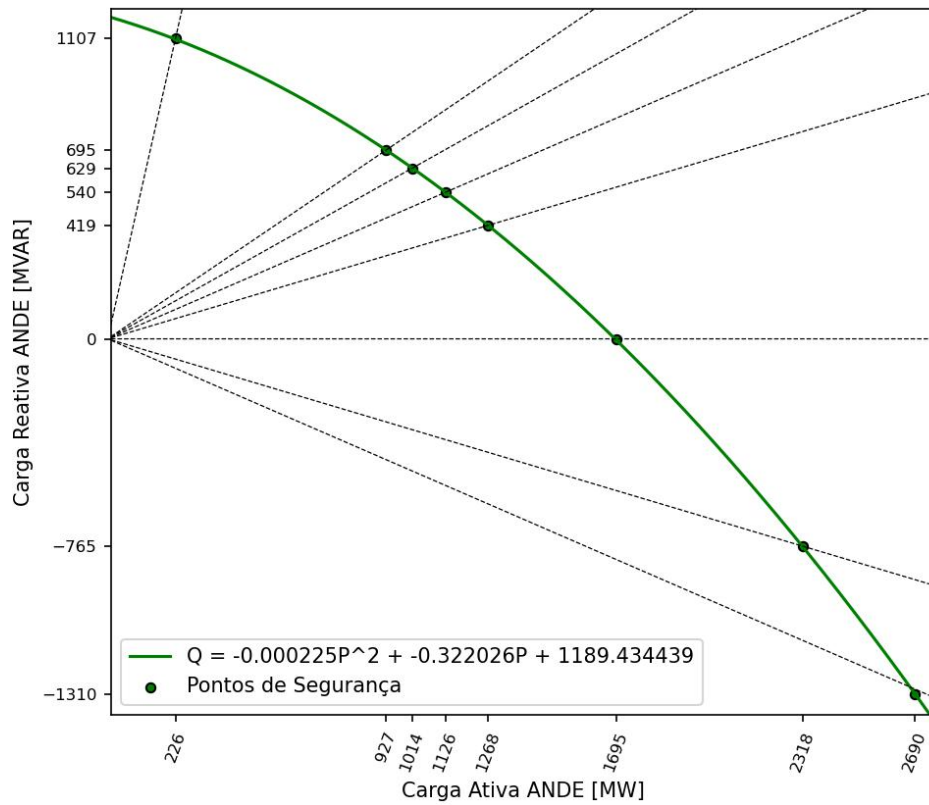
O mapeamento destes polinômios no plano (P,Q) resulta nas regiões de operação apresentadas nas figuras 27, 28, 29 e 30 para os patamares de carga leve, média, pesada e máxima, respectivamente.

Figura 27 – Região de segurança de tensão do subsistema SS1 no patamar de carga leve



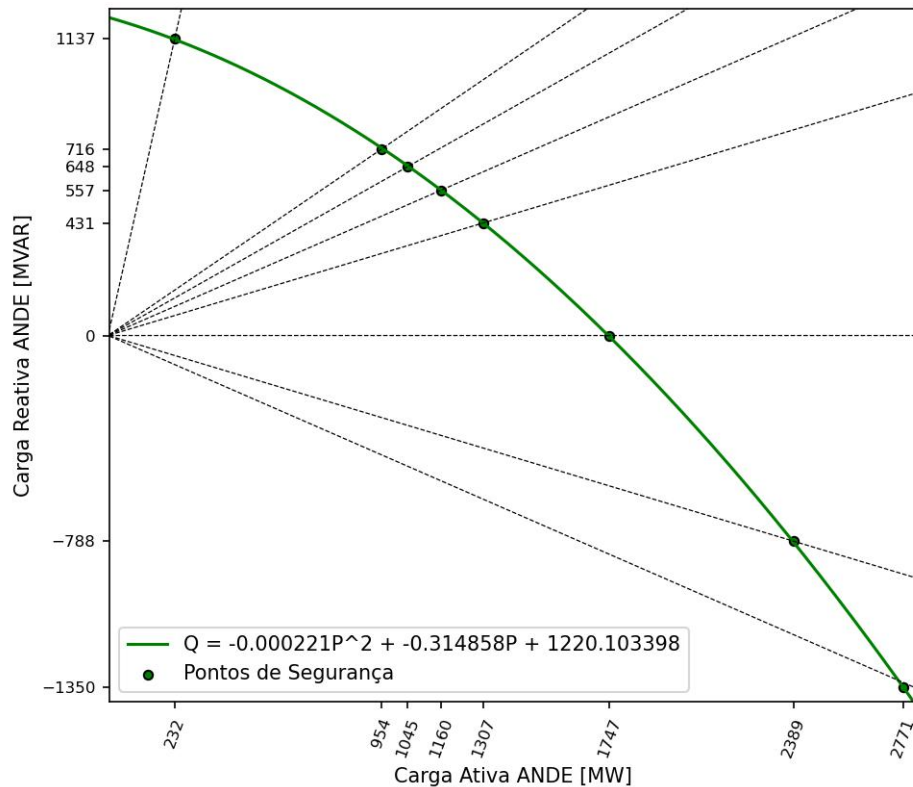
Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 28 – Região de segurança de tensão do subsistema SS1 no patamar de carga média



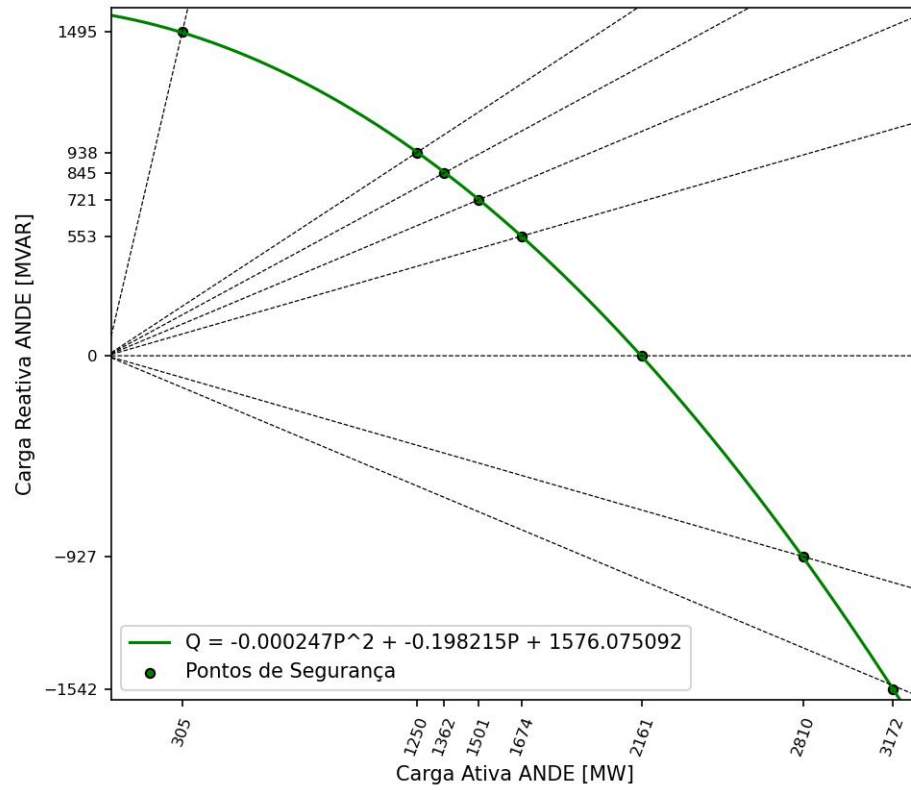
Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 29 – Região de segurança de tensão do subsistema SS1 no patamar de carga pesada



Fonte: Autoria própria (2021)

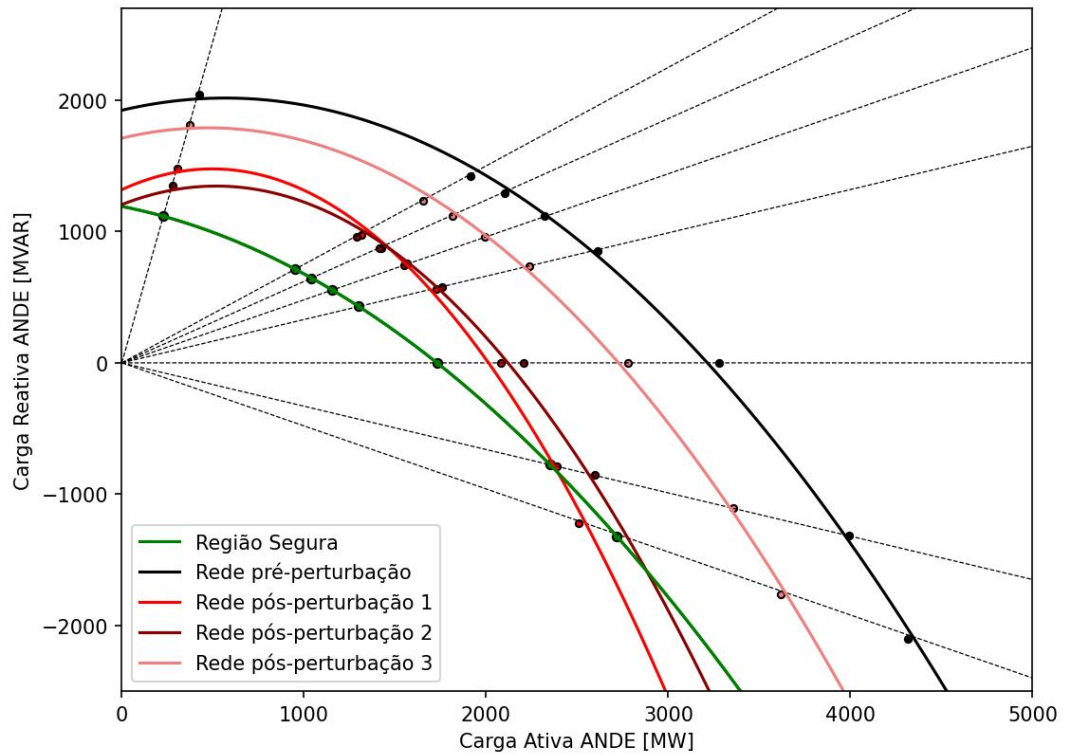
Figura 30 – Região de segurança de tensão do subsistema SS1 no patamar de carga máxima



Fonte: Autoria própria (2021)

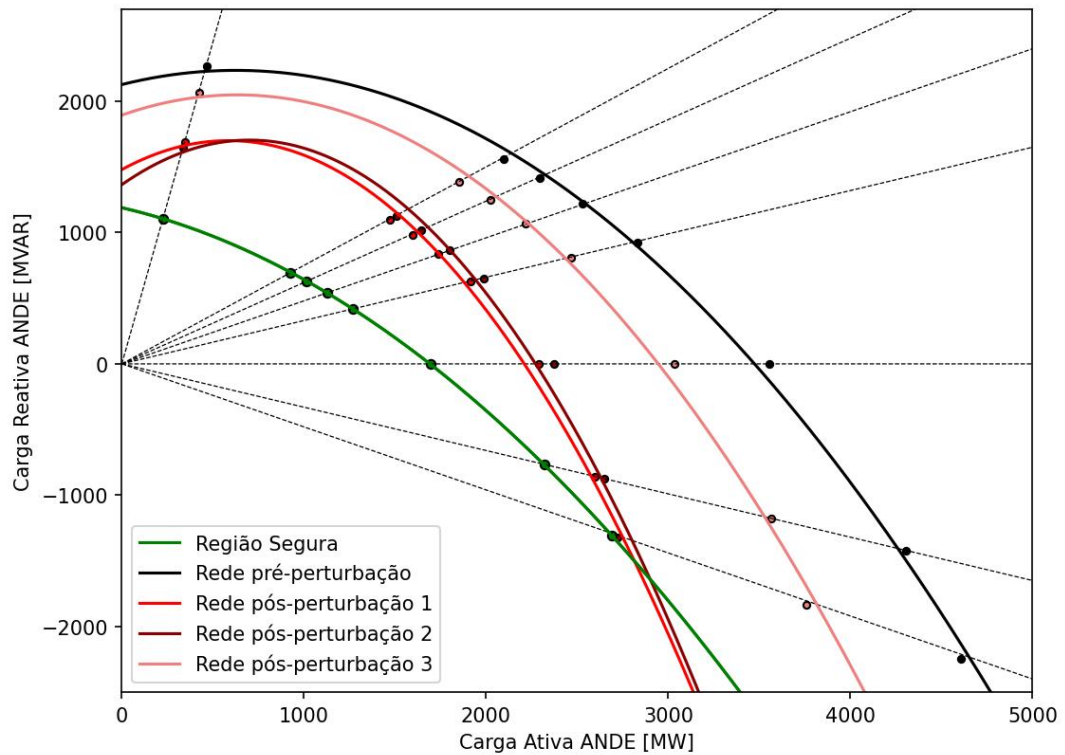
Para comparação entre as regiões de segurança de tensão obtidas e as regiões de operação associadas às configurações pré-perturbação e pós-perturbação, foram construídos os gráficos apresentados nas figuras 31, 32, 33 e 34.

Figura 31 – Curvas PQ associadas ao subsistema SS1 no patamar de carga leve



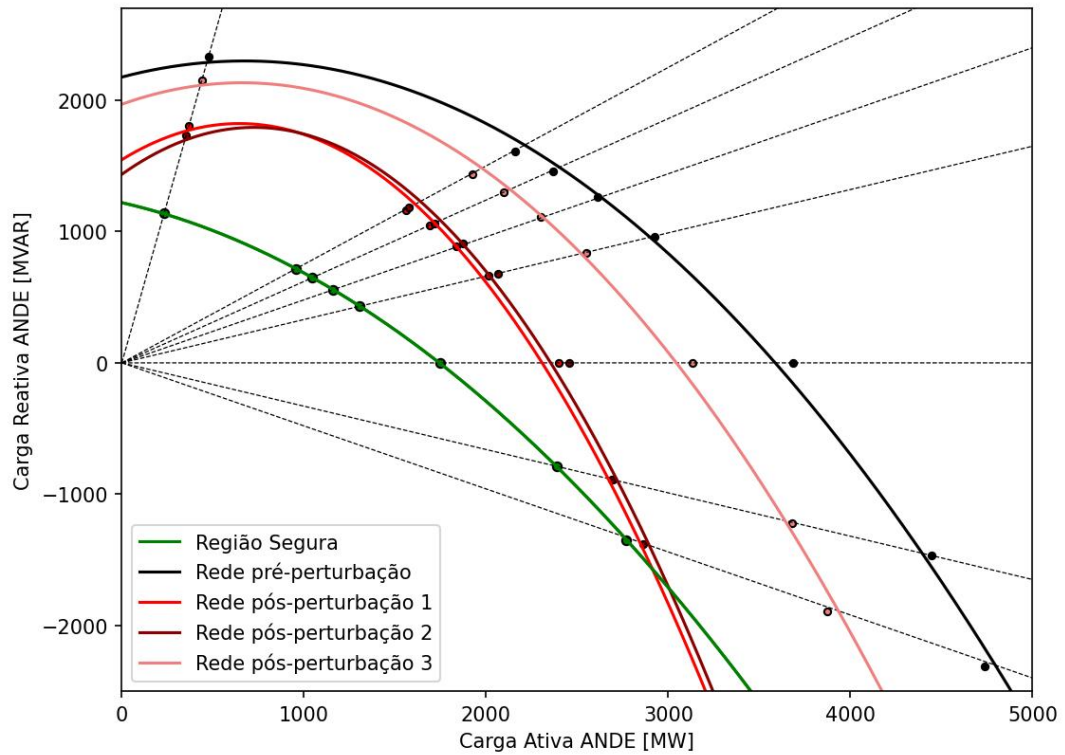
Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 32 – Curvas PQ associadas ao subsistema SS1 no patamar de carga média



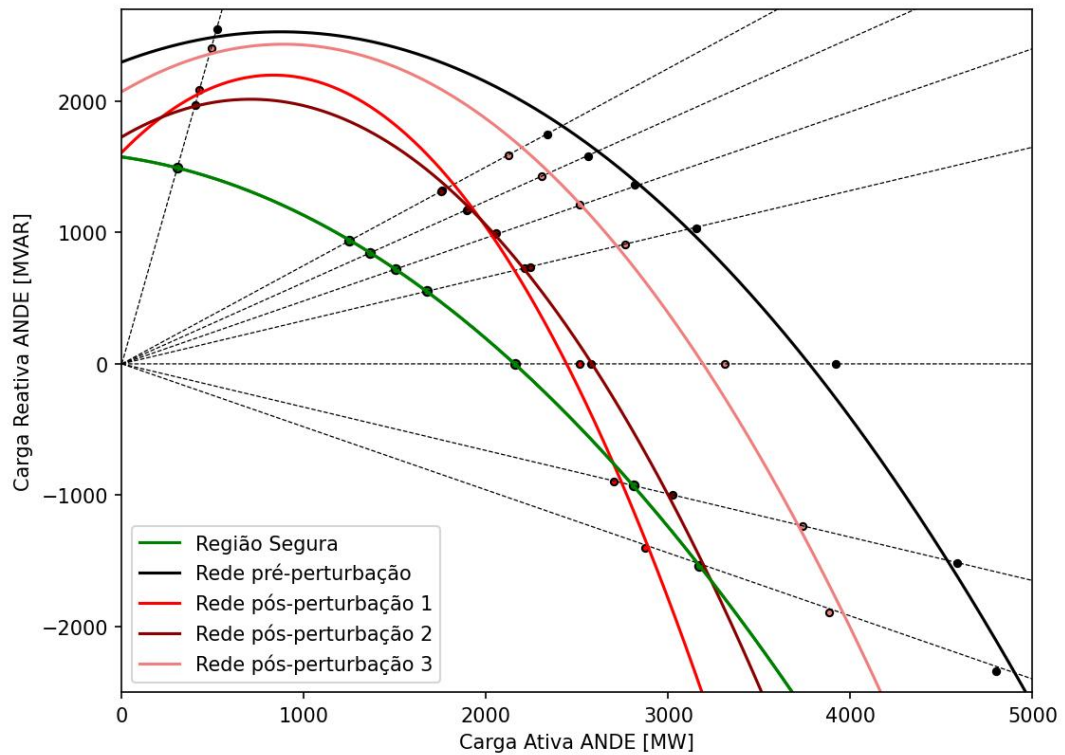
Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 33 – Curvas PQ associadas ao subsistema SS1 no patamar de carga pesada



Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 34 – Curvas PQ associadas ao subsistema SS1 no patamar de carga máxima



Fonte: Autoria própria (2021)

Conforme observado nas figuras 32 e 33, as regiões de segurança de tensão nos patamares de carga média e pesada atendem satisfatoriamente as restrições de operação de todos os cenários pós-perturbação avaliados.

Por outro lado, nos patamares de carga leve e máxima, a análise das figuras 31 e 34 indica que, em determinadas condições de fator de potência, os pontos operativos definidos como pontos de segurança de tensão não atendem as restrições de operação de todos os cenários pós-perturbação avaliados.

Este problema foi observado para o fator de potência 0,90 capacitivo no patamar de carga leve e para os fatores de potência 0,90 e 0,95 capacitivo no patamar de carga máxima, nos quais o carregamento admitido pela região de segurança de tensão é superior à capacidade máxima de transferência de potência do sistema de transmissão na configuração pós-perturbação 1.

Este comportamento está associado ao critério adotado para classificação das perturbações, que leva em consideração apenas a região da curva PQ que compreende as cargas com fator de potência indutivo (região de potência reativa positiva).

Nos patamares de carga leve e máxima, a perturbação 2 foi classificada como perturbação crítica por apresentar a menor área na região de carga indutiva dentre as configurações pós-perturbação investigadas. Nestes patamares de carga, observa-se que as curvas PQ associadas à configuração pós-perturbação 1 sofrem um “achatamento” na região de carga capacitiva, tornando-a a configuração mais severa nesta região da curva, o que não é coberto pela região de segurança de tensão nestes patamares de carga.

Este efeito também pode estar relacionado a erros decorrentes do processo de aproximação das funções polinomiais associadas à cada configuração de rede através do MMQ.

Entretanto, é preciso levar em consideração que, de modo geral, condições de carga capacitiva são verificadas em SEE apenas em condições de baixo carregamento, quando há um excesso de potência reativa produzida pelo próprio sistema de transmissão.

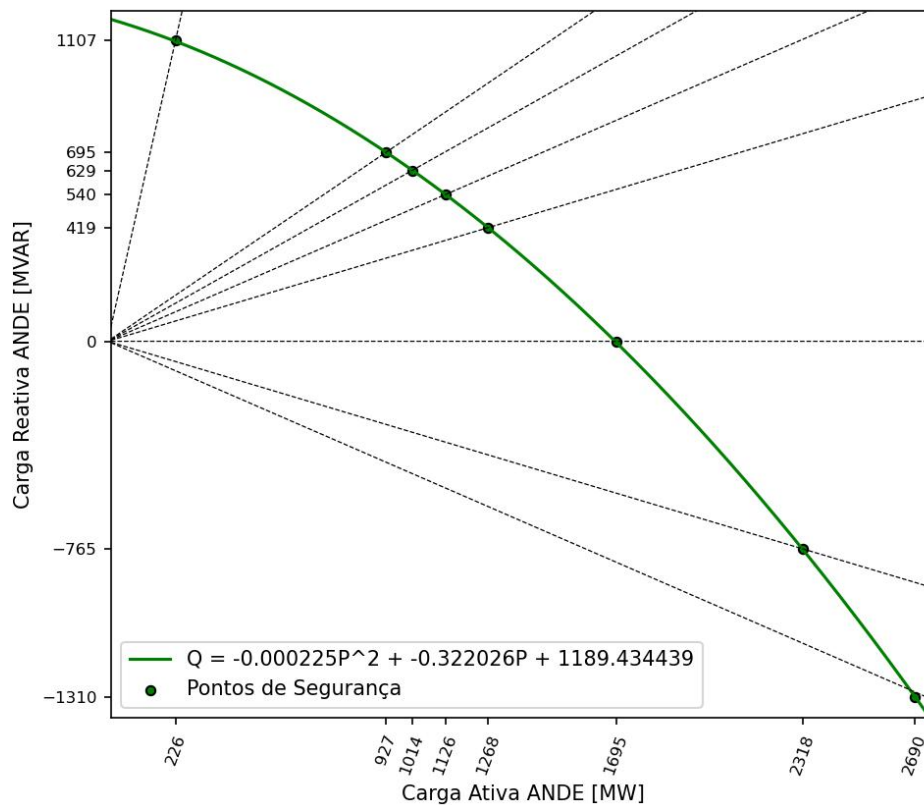
Os cenários de alto carregamento com fator de potência capacitivo avaliados no ambiente de simulação não são verificados no sistema real e, por esse motivo, as limitações encontradas não devem comprometer a aplicabilidade da metodologia proposta.

Como passo final, adotando novamente o índice $AVSR_{CargaNula}$ como critério, a região de operação definida como região de segurança de tensão global do subsistema SS1 foi aquela associada ao patamar de carga média. Conforme indicado na Tabela 9, esta região de operação

apresentou o menor valor de $AVSR_{Carga.Nula}$ dentre as regiões associadas aos patamares de carga avaliados e, portanto, deve atender as restrições de operação em todos os patamares de carga.

Sendo este o produto final da presente análise, a região de segurança de tensão associada no patamar de carga média, definida pela Margem de Segurança de Tensão $MST = 196,67pu$, foi reproduzida na Figura 36, agora como região de segurança de tensão global.

Figura 35 – Região de segurança de tensão do Subsistema SS1 do SIN-PY



Fonte: Autoria própria (2021)

De modo geral, pode-se dizer que a definição da MST com base no índice AVSR conduziu à definição de uma região de segurança de tensão conservadora.

O índice AVSR envolve o cálculo de áreas de operação e, desse modo, os efeitos das alterações topológicas decorrentes das perturbações são refletidos com um fator quadrático.

Levando em conta que as perturbações avaliadas alteram consideravelmente a característica da rede em função a topologia radial do subsistema SS1 e que a MST é definida com respeito à perturbação crítica, foram observadas margens de segurança bastante restritivas.

Através das figuras 31, 32, 33 e 34 é possível observar que este efeito foi mais evidente nas direções associadas a fatores de potência indutivos, onde foram verificados limites bastante restritivos para o atendimento do critério de segurança.

6 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DINÂMICO NA REGIÃO DE SEGURANÇA DE TENSÃO PROPOSTA

Uma vez determinada a região de segurança de tensão do ponto de vista estático para o subsistema SS1, foi realizada uma análise do ponto de vista dinâmico com o objetivo de avaliar as dinâmicas de longo prazo quando da ocorrência de uma perturbação no sistema elétrico. Para o desenvolvimento destas análises, foram realizadas simulações no domínio do tempo considerando diferentes condições de carregamento pré-perturbação.

Neste Capítulo, serão apresentados na Seção 6.1 os critérios e premissas adotados para a realização das simulações e na Seção 6.2 os resultados obtidos através da análise.

6.1 Critérios e premissas

Para o desenvolvimento da presente análise, foram realizadas simulações no domínio do tempo utilizando o aplicativo Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM), também desenvolvido pelo CEPEL.

O programa ANATEM é um aplicativo computacional para simulações dinâmicas no domínio do tempo, visando a análise não linear da estabilidade transitória de sistemas de potência. O programa utiliza o método de integração trapezoidal para a resolução do sistema de equações algébrico-diferenciais que modela o sistema elétrico (CEPEL, 2021b).

O objetivo principal da presente análise é avaliar a capacidade do subsistema SS1 do SIN-PY de encontrar um ponto de operação estável e com tensões consideradas aceitáveis em seus barramentos depois de submetido a uma dada perturbação. As faixas de tensão admitidas pela ANDE estão apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10 – Faixas de tensão admitidas pela ANDE

Estado do sistema	Faixa de Tensão Admissível		
	23 kV	66, 220 e 500 kV	Barras próximas à geração
Condições Normais	1,05	0,95 - 1,05	0,95 - 1,10
Contingência (N-1)	1,00 - 1,05	0,90 - 1,10	0,90 - 1,10

Fonte: Autoria própria (2021)

A perturbação simulada foi a perda da LT 500 kV MD-VHA, responsável pela transmissão do maior bloco de potência para o subsistema SS1 do sistema paraguaio. Esta perturbação foi selecionada para a análise dinâmica por se tratar de uma contingência simples, com maior propabilidade de ocorrência em comparação às contingências simultâneas avaliadas na análise

estática.

Foi simulado um curto circuito trifásico no barramento de 500 kV da SE-MD, eliminado em 100 ms através da desconexão da LT 500kV MD-VHA.

O tempo total de simulação foi de 500 segundos, a fim de capturar as dinâmicas de longo prazo associadas aos mecanismos de restauração da tensão de atendimento das cargas presentes no sistema, como por exemplo os LTC associados a transformadores da rede de distribuição.

O modelos dinâmicos utilizados nas simulações foram os modelos da base de dados fornecida pela OPSE.DT. Dentre os equipamentos com influência sobre a estabilidade de tensão de longo prazo, destaca-se os LTCs, cujo modelo adotado foi o modelo *built-in* MD01 do aplicativo Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM), que pode ser consultado no manual do programa (CEPEL, 2021b). Foi considerada uma banda morta de tensão de $0,015p.u$

A carga da ANDE foi modelada através do modelo polinomial, considerando 70% corrente constante e 30% impedância constante para a parcela ativa e 100% impedância constante para a parcela reativa.

A configuração da rede elétrica considerada para a simulação foi a correspondente ao patamar de carga máxima (patamar 4), com Itaipu 50 Hz operando com dez unidades geradoras sincronizadas e com o Elo de Corrente Contínua de Furnas operando com seis conversores.

Foi realizada uma análise comparativa entre três condições de carregamento pré-perturbação, todas considerando fator de potência 0,95 indutivo, são elas:

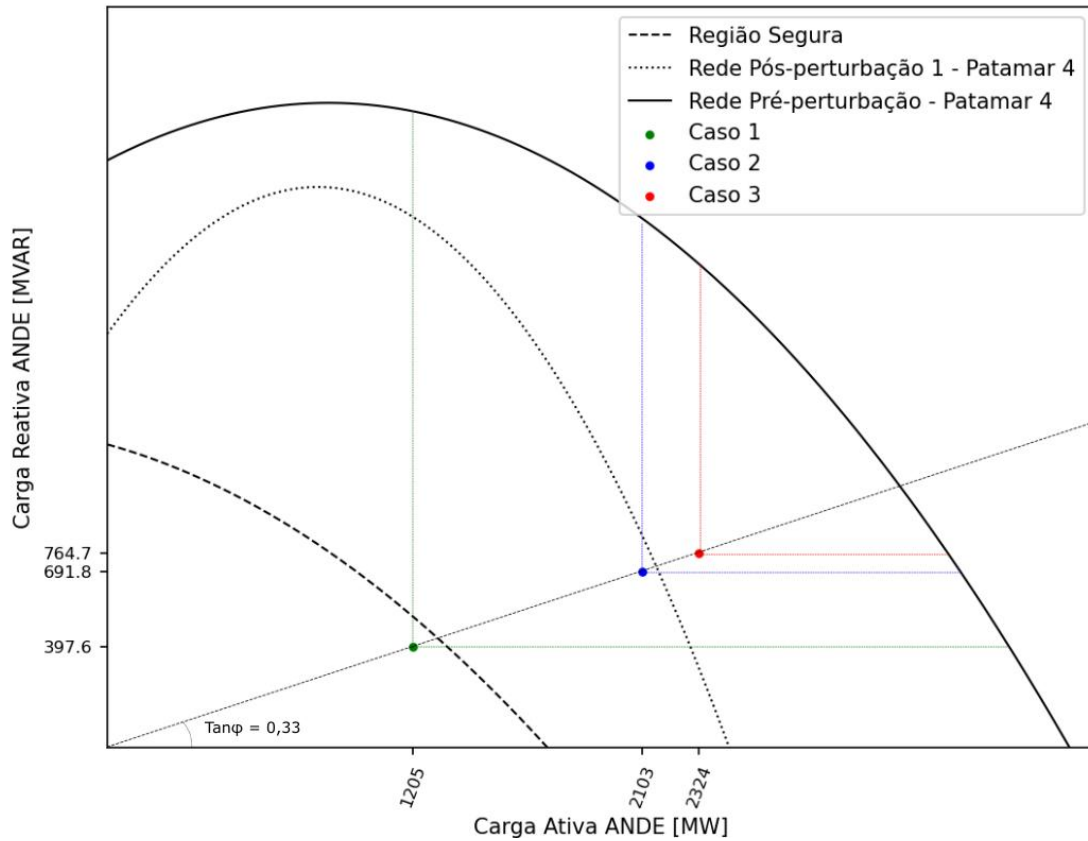
Caso 1: carregamento total em 95% do limite de segurança de tensão ($P_{ANDE} = 1205MW, Q_{ANDE} = 398MVAr$);

Caso 2: carregamento total em 95% da capacidade máxima de transfeência de potência na configuração pós perturbação 1, carga máxima ($P_{ANDE} = 2103MW, Q_{ANDE} = 692MVAr$);

Caso 3: carregamento total em 105% da capacidade máxima de transfeência de potência na configuração pós perturbação 1, carga máxima ($P_{ANDE} = 2324MW, Q_{ANDE} = 765MVAr$).

Estes pontos de operação pré-perturbação estão ilustrados graficamente na Figura 36, com suas respectivas áreas de operação em relação à configuração pré-perturbação.

Figura 36 – Condições de carregamento pré-perturbação



Fonte: Autoria própria (2021)

Os valores do índice AVSR com respeito à configuração pré-perturbação correspondentes à cada condição de carregamento sob avaliação estão elencados na Tabela 11. Estes valores são comparados à Margem de Segurança de Tensão utilizada na definição da região de segurança de tensão, dada por $MST = 196,67pu$.

Tabela 11 – Pontos de operação pré-perturbação

	$P_{ANDE}[MW]$	$Q_{ANDE}[MVAR]$	$AVSR[pu]$
Caso 1	1205,00	397,60	308,04 ($AVSR > MST$)
Caso 2	2102,90	691,80	95,52 ($AVSR < MST$)
Caso 3	2324,30	764,7	59,56 ($AVSR < MST$)

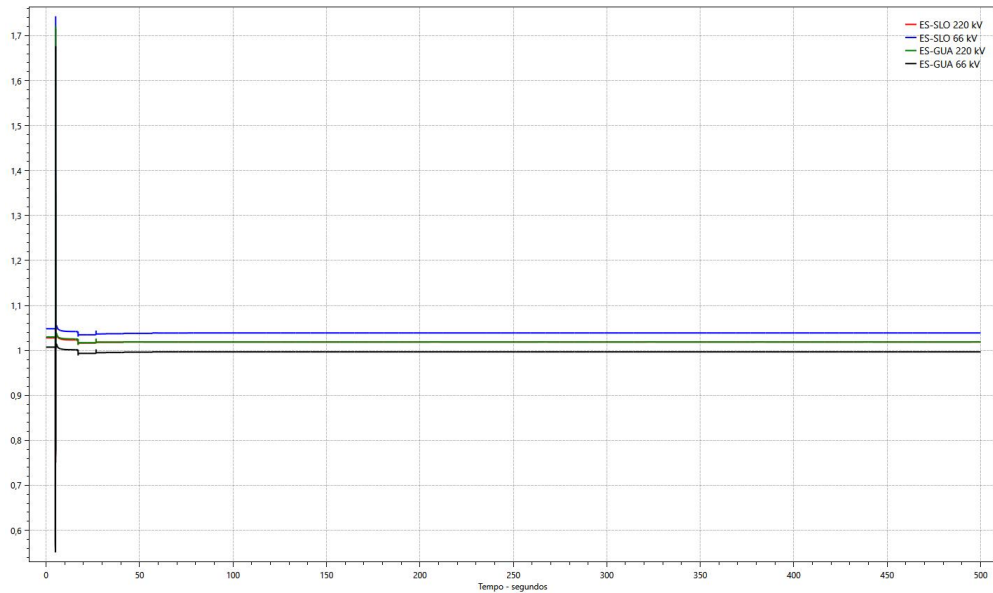
Fonte: Autoria própria (2021)

A resposta do sistema à perturbação foi avaliada através do monitoramento das tensões nos barramentos de 220 kV e 66 kV da Subestação de *San Lorenzo* (ES-SLO) e da Subestação de Guaramaré (ES-GUA), selecionados como barramentos piloto do principal centro de carga do SIN-PY.

6.2 Resultados das simulações

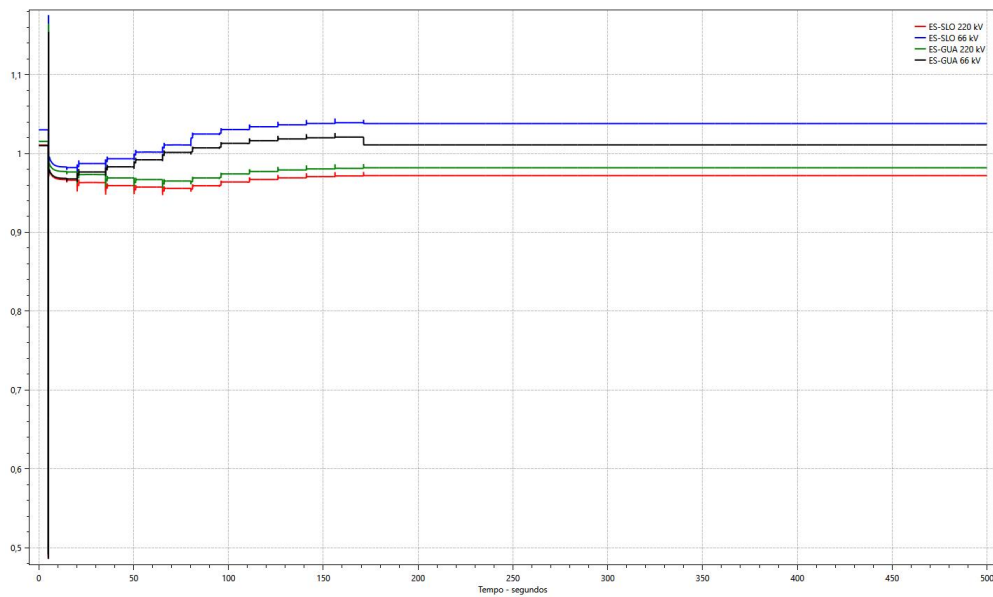
Os resultados das simulações para os casos 1, 2 e 3 estão ilustrados nas figuras 37, 38 e 39, respectivamente.

Figura 37 – Tensões ES-SLO e ES-GUA - Caso 1



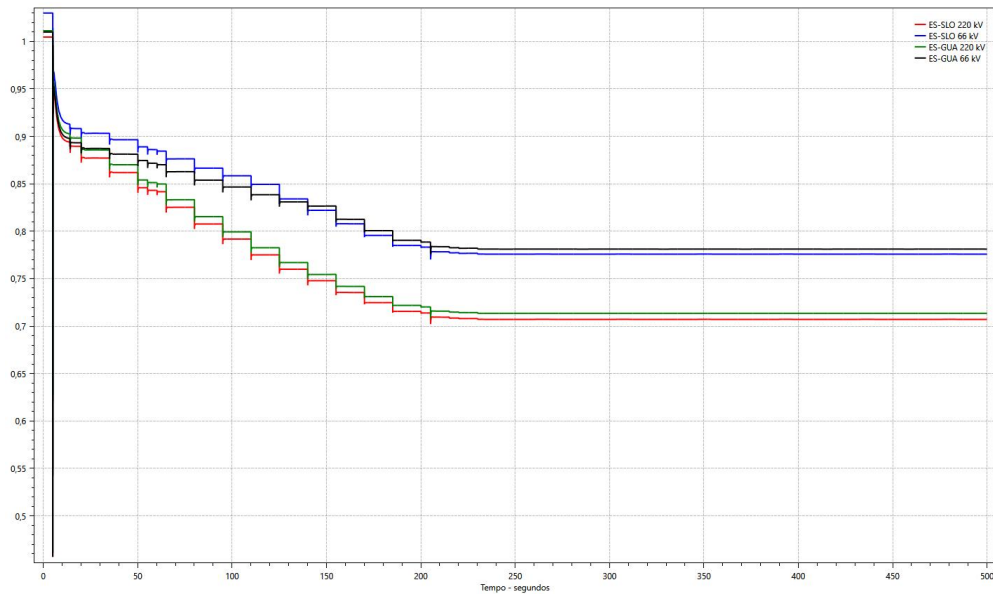
Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 38 – Tensões ES-SLO e ES-GUA - Caso 2



Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 39 – Tensões ES-SLO e ES-GUA - Caso 3



Fonte: Autoria própria (2021)

Os valores pré-perturbação e pós-perturbação das grandezas monitoradas estão apresentados na Tabela 12, onde V_{SLO} e V_{GUA} indicam as tensões na ES-SLO e na ES-GUA, respectivamente.

Tabela 12 – Valores pré-perturbação e pós-perturbação das grandezas monitoradas

		$V_{SLO}220kV[pu]$	$SLO66kV[pu]$	$V_{GUA}220kV[pu]$	$V_{GUA}66kV[pu]$
Caso 1	Pré-perturbação	1,028	1,048	1,030	1,007
	Pós-perturbação	1,018	1,038	1,018	0,996
Caso 2	Pré-perturbação	1,011	1,030	1,015	1,010
	Pós-perturbação	0,972	1,040	0,982	1,011
Caso 3	Pré-perturbação	1,005	1,030	1,011	1,010
	Pós-perturbação	0,707	0,776	0,713	0,781

No caso 1, o subsistema SS1 opera dentro da região de segurança de tensão proposta no estado pré-perturbação. Neste caso, foi verificada uma pequena redução no módulo das tensões dos barramentos monitorados após a saída da LT 500 kV MD-VHA, com recuperação a valores próximos do estado pré-perturbação em aproximadamente 30 segundos.

A resposta observada neste caso demonstra um desempenho dinâmico satisfatório, alcançando condições de regime permanente em aproximadamente 30 segundos com as tensões no estado pós-perturbação em todos os barramentos monitorados dentro dos limites tolerados pela ANDE em condições de contingência simples.

No caso 2, o subsistema SS1 opera fora da região de segurança de tensão proposta no estado pré-perturbação. Neste caso, é verificada uma redução mais acentuada das tensões dos

barramentos monitorados após a saída da LT 500 kV MD-VHA, levando à atuação dos LTC na tentativa de recuperar as tensões.

A comutação dos tapes dos transformadores é realizada com o objetivo de elevar a tensão nas redes de distribuição e, dessa maneira, restaurar a potência consumida pelas cargas.

Através da Figura 38, é possível verificar que, neste caso, as sucessivas comutações dos tapes elevam a tensão nos barramentos de baixa tensão (66 kV) ao passo que a tensão nos barramentos de alta tensão (220 kV) é reduzida, comportamento esperado em função da atuação dos LTCs.

O tempo de acomodação das grandezas analisadas foi da ordem de 175 segundos. Em comparação ao caso 1, este tempo sofreu um aumento considerável, o que pode ser correlacionado com o menor valor de AVSR no caso 2 em comparação ao caso 1, decorrente do aumento do carregamento pré-perturbação.

Contudo, apesar deste ponto de operação estar localizado fora da região de segurança de tensão proposta e do tempo de acomodação consideravelmente superior ao verificado no caso 1, a resposta do sistema à perturbação foi considerada satisfatória, visto que as tensões no estado pós-perturbação permaneceram dentro da faixa admissível.

No caso 3, além de operar fora da região de segurança proposta, o carregamento pré-perturbação do subsistema SS1 é superior à capacidade máxima de transferência de potência na configuração pós-perturbação determinada através da análise estática.

De modo semelhante aos casos anteriores, neste caso também foram verificadas reduções nas tensões de todos os barramentos monitorados após a saída da LT 500 kV MD-VHA, desencadeando a atuação dos LTC.

Entretanto, diferentemente da resposta observada no caso 2, verificou-se que as sucessivas comutações de tapes realizadas com o intuito de restaurar a tensão na distribuição, na realidade desencadearam reduções adicionais de tensão tanto nos barramentos de baixa tensão quanto nos de alta tensão, conduzindo o sistema à condições operativas inaceitáveis.

O tempo de acomodação das tensões ultrapassou os 200 segundos e os valores de regime permanente estão fora da faixa de tensão admissível. Nesse sentido, a resposta do sistema à perturbação foi considerada inadequada neste caso.

Este comportamento é característico da operação do SEE além da capacidade máxima de transferência de potência do sistema de transmissão, validando os limites de operação estabelecidos para a configuração pós-perturbação crítica através da análise estática.

7 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

O presente estudo realizou o mapeamento de uma região de regulação de tensão no plano (P,Q) , por meio do qual foi possível identificar de forma satisfatória os limites de operação do subsistema SS1 do Sistema Interligado Nacional Paraguaio para operação segura em termos de estabilidade de tensão.

Para isso, foi desenvolvida uma metodologia que envolve a determinação da capacidade máxima de transferência de potência do sistema de transmissão em termos da curva PQ para diferentes cenários operativos, contemplando cenários pré-perturbação (rede completa) e pós-perturbação (rede incompleta) e a definição de uma Margem de Segurança de Tensão também em termos da curva PQ .

A metodologia proposta foi aplicada ao subsistema SS1 do Sistema Interligado Nacional através de uma aplicação computacional desenvolvida em *Python* utilizada no gerenciamento das simulações de fluxo de potência realizadas no aplicativo ANAREDE. A aplicação desta ferramenta foi fundamental no sentido de auxiliar na execução das simulações e na análise e visualização dos dados adquiridos ao longo do processo, não representando, no entanto, uma substituição completa do analista.

Para as análises com rede incompleta, foram consideradas as contingências nos principais circuitos que alimentam o subsistema SS1 através da SE-MD. Todas as configurações de rede consideradas foram avaliadas nos quatro patamares de carga do subsistema SS1: carga leve, carga média, carga pesada e carga máxima.

A implementação do método proposto por Lee *et al.* (2010) para construção de curvas PQ com base no programa de fluxo de potência continuado disponível no aplicativo ANAREDE apresentou resultados coerentes com a literatura da área e proporcionou uma maneira alternativa de visualizar os limites de transferência de potência do sistema para diferentes cenários de operação.

De modo geral, a utilização do índice $AVSR_{CargaNula}$ como critério para comparação entre diferentes cenários operativos, por exemplo, na avaliação da severidade de perturbações, mostrou-se satisfatória.

Contudo, houve situações em que os resultados proporcionados podem não ser adequados, uma vez que este índice não leva em consideração a região da curva PQ associada a fatores de potência capacitivos. Nestes casos, cabe ao analista avaliar a relevância deste efeito

nas análises desenvolvidas.

Além desta aplicação, os resultados obtidos também indicaram que o $AVSR_{CargaNula}$ reflete de forma adequada a correlação entre a capacidade máxima de transferência de potência e o nível de suporte de potência reativa.

Levando em conta as características radiais do subsistema SS1, verificou-se que as alterações topológicas decorrentes das contingências avaliadas comprometeram consideravelmente a capacidade de transmissão de potência deste subsistema.

Desse modo, a adoção da Margem de Segurança de Tensão baseada no cálculo de áreas de operação teve como efeito colateral a definição de uma região de segurança de tensão conservadora. Este efeito foi mais evidente na região de fator de potência indutivo, onde foram verificados limites bastante restritivos para o atendimento do critério de segurança.

Conforme esperado, as simulações dinâmicas indicaram desempenho satisfatório do subsistema SS1 quando da operação dentro da região de segurança de tensão proposta. Através destas simulações também foi possível atestar os limites de estabilidade de tensão definidos via análise estática. Foram constatados comportamentos inadequados quando da tentativa de suprimento de montantes de carga superiores aos limites de estabilidade para a condição pós-perturbação.

Com base nos resultados obtidos, vislumbram-se as seguintes propostas de desenvolvimento de trabalhos futuros:

- Realizar novas simulações dinâmicas para avaliação de outras contingências no sistema de transmissão e da influência dos esquemas de corte de carga implementados no subsistema SS1 sobre os limites de operação;
- Aprimorar o processo de construção de curvas PQ através da avaliação de novas direções de crescimento de carga

REFERÊNCIAS

ABED, A. M. Wsc voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology. *In: 1999 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.99CH36364)*. [S.l.: s.n.], 1999. v. 1, p. 191–197 vol.1.

AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 416–423, 1992.

ANDE Administración Nacional de Eletricidad. *Plan Maestro Transmisión 2021 - 2030*. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.ande.gov.py/>.

CEPEL CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programa ANAREDE - Análise de Redes Elétricas - Manual do Usuário V11.05.00**. [S.l.], 2021.

CEPEL CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programa ANATEM - Análise de Transitórios Eletromecânicos - Manual do Usuário V12.0**. [S.l.], 2021.

CHIANG, Hsiao-Dong; FLUECK, A.J.; SHAH, K.S.; BALU, N. Cpflow: a practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 623–634, 1995.

CMO Comissão Mista de Operação. Grupo de Estudos nº5 - GE 05. **Operação Normal do Sistema Interligado Itaipu/ANDE/Furnas 50 Hz**. [S.l.], 2020.

CONDORDIA, C. Voltage stability of power systems: concepts. analytical tools and industry experience. **IEEE Technical Report 90YH0358-2-PWR, IEEE/PES**, 1990.

CUTSEM, Thierry Van; VOURNAS, Costas. **Voltage Stability of Electric Power Systems (Power Electronics and Power Systems)**. Springer, 1998. ISBN 0792381394. Disponível em: <https://www.amazon.com/Voltage-Stability-Electric-Systems-Electronics/dp/0792381394?SubscriptionId=AKIAIOBINVZYXZQZ2U3A&tag=chimbori05-20&linkCode=xm2&camp=2025&creative=165953&creativeASIN=0792381394>.

GAO, B.; MORISON, G.K.; KUNDUR, P. Voltage stability evaluation using modal analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 4, p. 1529–1542, 1992.

GUIMARÃES, Pablo; FERNANDEZ, Ubaldo; OCARIZ, Tito; MOHN, Fritz W.; SOUZA, Antônio Carlos Zambroni de. Qv and pv curves as a planning tool of analysis. *In: 2011 4th*

International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT). [S.l.: s.n.], 2011. p. 1601–1606.

HAQUE, M.H. A fast method for determining the voltage stability limit of a power system. **Electric Power Systems Research**, v. 32, n. 1, p. 35–43, 1995. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0378779694008939>.

HAQUE, M.H. Determination of steady-state voltage stability limit using p-q curve. **IEEE Power Engineering Review**, v. 22, n. 4, p. 71–72, 2002.

ITAIPU BINACIONAL. **Integração ao Sistema Brasileiro.** [S.l.], 2010. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/energia/integracao-ao-sistema-paraguaio>.

ITAIPU BINACIONAL. **Integração ao Sistema Paraguai.** [S.l.], 2010. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/energia/integracao-ao-sistema-paraguaio>.

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control.** McGraw-Hill Education, 1994. ISBN 007035958X. Disponível em: <https://www.amazon.com/System-Stability-Control-Prabha-Kundur/dp/007035958X?SubscriptionId=AKIAIOBINVZYXZQZ2U3A&tag=chimbori05-20&linkCode=xm2&camp=2025&creative=165953&creativeASIN=007035958X>.

LEE, Ching-Yin; TSAI, Shao-Hong; WU, Yuan-Kang. A new approach to the assessment of steady-state voltage stability margins using the p–q–v curve. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 32, n. 10, p. 1091–1098, 2010. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061510001092>.

LOF, P.; ANDERSSON, G.; HILL, D. J. Voltage stability indices for stressed power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 1, p. 326–335, Feb 1993.

LOF, P.-A.; SMED, T.; ANDERSSON, G.; HILL, D.J. Fast calculation of a voltage stability index. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 54–64, 1992.

MARUJO, Diogo. **Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência com a presença de Redes de Distribuição Ativas.** 2017. 178 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2017.

MARUJO, Diogo; SOUZA, A. C. Zambroni de; LOPES, B. Isaias Lima; SANTOS, Marcos V.; LO, Kwok L. On control actions effects by using qv curves. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 3, p. 1298–1305, 2015.

MORISON, G.K.; GAO, B.; KUNDUR, P. Voltage stability analysis using static and dynamic approaches. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 3, p. 1159–1171, 1993.

NETTO, Nicolás Abreu Rocha Leite. **Novas ferramentas para a avaliação de segurança estática e dinâmica de sistemas de potência**. 2016. 153 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — UFRJ/COPPE, Programa de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, 2016.

ONS Operador Nacional do Sistema. **Módulo 23 dos Procedimentos de Rede: Critérios para estudos. Submódulo 23.3: Diretrizes e critérios para estudos elétricos**. [S.l.], 2016.

OPSE.DT - DIVISÃO DE ESTUDOS ELÉTRICOS E NORMAS DA ITAIPU BINACIONAL. **Ajuste dos PSS das Unidades Geradoras do Setor de 50 Hz de Itaipu para Operação Interligada dos Sistemas AR-BR-PY**. [S.l.], 2019.

SANTOS, J.A.; SZOSTAK, A.J.M.; TOCHETTO, A.P.; OLIVEIRA, R.A. Desenvolvimento de uma metodologia para a realização de simulações em lote de forma sequencial, automática e adaptativa, utilizando o matlab para gerenciamento e integração dos aplicativos anarede e anatem. *In: XVIII ERIAC ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE*. [S.l.: s.n.], 2019.

TAMURA, Y.; MORI, H.; IWAMOTO, S. Relationship between voltage instability and multiple load flow solutions in electric power systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-102, n. 5, p. 1115–1125, 1983.

TAYLOR, Carson. **Power System Voltage Stability**. McGraw-Hill Education - Europe, 1994. ISBN 0071137084. Disponível em: <https://www.amazon.com/System-Voltage-Stability-Carson-Taylor/dp/0071137084?SubscriptionId=AKIAIOBINVZYXZQZ2U3A&tag=chimbori05-20&linkCode=xm2&camp=2025&creative=165953&creativeASIN=0071137084>.

ZAMBRONI, A.C. Discussion on some voltage collapse indices. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 53, n. 1, p. 53–58, jan. 2000. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/s0378-7796\(99\)00042-5](https://doi.org/10.1016/s0378-7796(99)00042-5).

ZAMBRONI, A.C.; MOHN, Fritz W.; BORGES, Isabella F.; OCARIZ, Tito R. Using pv and qv curves with the meaning of static contingency screening and planning. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 7, p. 1491–1498, 2011. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779611000617>.