

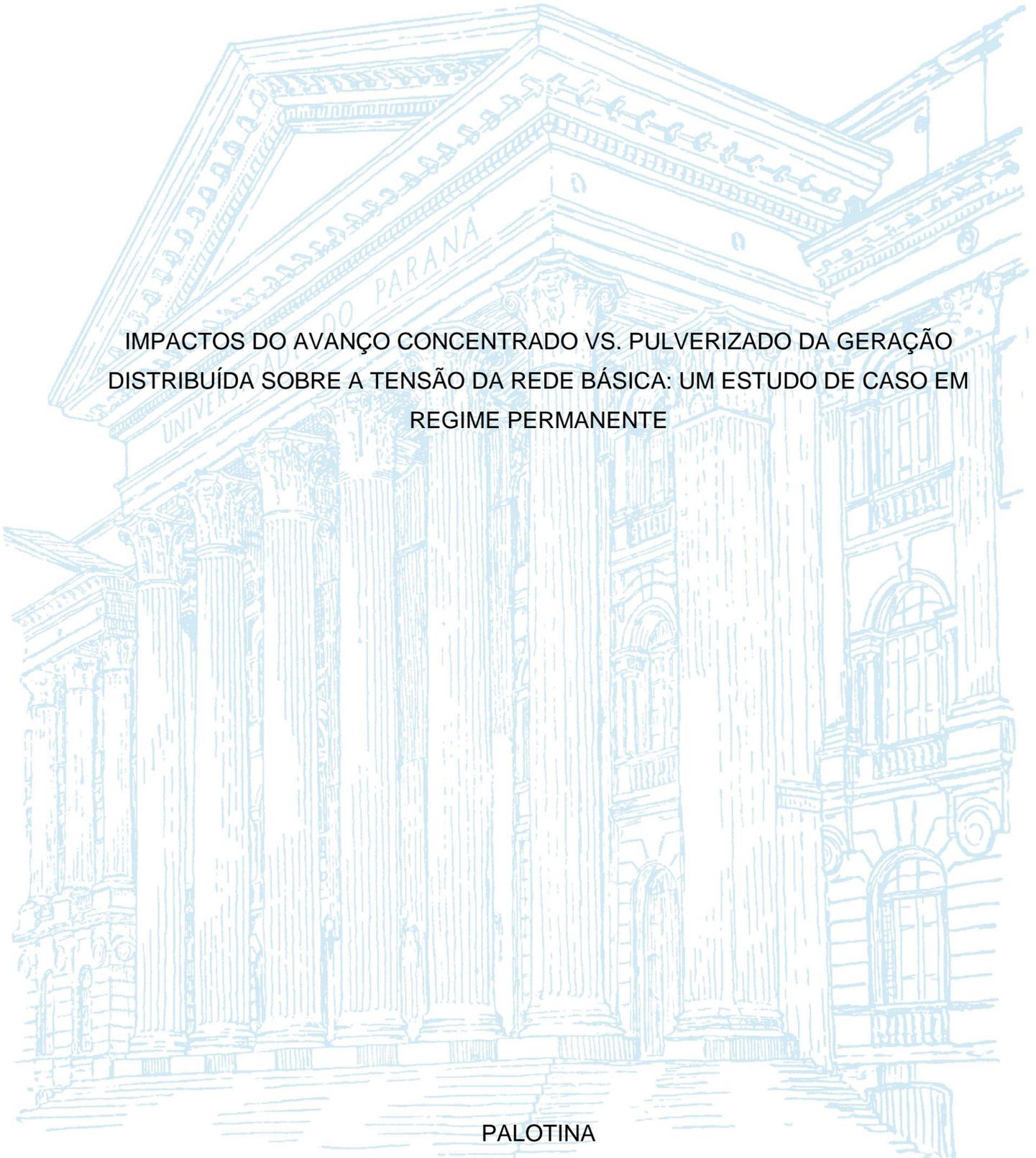
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

JEAN MARCOS DALLE LASTE

IMPACTOS DO AVANÇO CONCENTRADO VS. PULVERIZADO DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA SOBRE A TENSÃO DA REDE BÁSICA: UM ESTUDO DE CASO EM
REGIME PERMANENTE

PALOTINA

2019



JEAN MARCOS DALLE LASTE

IMPACTOS DO AVANÇO CONCENTRADO VS. PULVERIZADO DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA SOBRE A TENSÃO DA REDE BÁSICA: UM ESTUDO DE CASO EM
REGIME PERMANENTE

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Engenharia de Energia, Setor Palotina, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Me. Mauricio Romani

PALOTINA

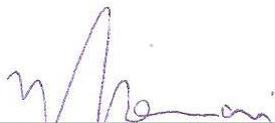
2019

TERMO DE APROVAÇÃO

JEAN MARCOS DALLE LASTE

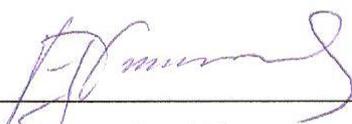
IMPACTOS DO AVANÇO CONCENTRADO VS. PULVERIZADO DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA SOBRE A TENSÃO DA REDE BÁSICA: UM ESTUDO DE CASO EM
REGIME PERMANENTE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Graduação em Engenharia de Energia, Setor Palotina, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.



Prof. Me. Maurício Romani

Orientador(a) – Departamento de Engenharias e Exatas, UFPR



Prof. Me. Victor Raul Neumann Silva

Departamento de Engenharias e Exatas, UFPR



Prof. Dr. Roman Kuiava

Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Palotina, 03 de julho de 2019.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, Prof. Me. Mauricio Romani, pela imensa dedicação a minha orientação e formação. Também agradeço por toda a amizade construída e pelo apoio ao longo desses anos.

Agradeço aos professores envolvidos em minha formação, dos quais tenho grande orgulho em ter conhecido, bem como a Secretária do Curso e a coordenação.

Agradeço a todos meus colegas, em especial aos meus colegas de sala, pelos quais criei uma grande amizade e sempre terei grande carinho.

Agradeço imensamente a minha família, pelo apoio em todos os momentos que me permitiram chegar até aqui, em especial a minha mãe Dalva Jaqueline, meu irmão Eduardo, meu padrasto Gilberto e meus avós Lorni e Gervásio, este em especial, por sempre me incentivar a seguir uma carreira acadêmica. Agradeço também a minha namorada Thauana por todo companheirismo e dedicação.

Agradeço enfim, a todos os que de alguma forma contribuíram para a realização desta pesquisa.

RESUMO

A exploração de recursos naturais para fins energéticos apresentou grandes avanços com os recentes desenvolvimentos das tecnologias na área de energias. A geração de energia elétrica por parte do consumidor já está consolidada, denominada geração distribuída (GD). A GD apresenta inúmeras vantagens, como a redução de perdas de transmissão, sendo também uma forma de incentivo à utilização de fontes alternativas. Porém, desafios técnicos e regulatórios surgiram relacionados a este novo conceito de geração, exigindo novos estudos de planejamento e operação dos sistemas elétricos de potência que contemplem os impactos da utilização da GD, de modo a preservar a confiabilidade e qualidade ao consumidor final. Neste contexto, o presente trabalho teve por objetivo avaliar os possíveis impactos causados pelo avanço da GD junto ao módulo de tensão em barras específicas da rede básica de um sistema-teste. Para isto, foram realizadas simulações computacionais em regime permanente sobre o sistema-teste conhecido como Sistema Sul reduzido (33 barras, 7 grandes geradores, 9 barras de carga). Este sistema é composto por duas áreas geoeletricas (área A e área B), sendo que a área A apresenta maior concentração de carga, necessitando importar energia da área B. O método do fluxo de potência continuado foi empregado para obtenção de curvas PV, sobre as quais as análises foram realizadas, sendo observando os valores de tensão e máximo carregamento possível. Foram adotadas três estratégias de análise: 1) Avaliação de cenários de simulação com diferentes montantes de potência ativa injetada pela GD: cenário atual (242MW), considerando dados disponíveis da ANEEL para a potência instalada em GD fotovoltaica no mês de abril de 2019 para a Região Sul do Brasil; cenário com -25% de potência instalada em relação ao cenário atual (181 MW) e cenário com +25% de potência instalada em relação ao cenário atual (302 MW); 2) Avaliação de cenários de avanço pulverizado da GD (evolução da GD espalhada de diferentes formas pelo sistema) e; 3) Avaliação de cenários de avanço concentrado da GD (evolução da GD concentrada apenas em determinados pontos do sistema). Os principais resultados para o sistema-teste estudado indicaram que quanto maior a potência ativa de GD inserida, maior o máximo carregamento possível para o sistema, porém, aos custos de uma elevação da tensão nas barras analisadas. A análise também permitiu a observação de pontos positivos e negativos para diferentes formas e locais de inserção da GD, indicando que valores de máximo carregamento do sistema podem ser obtidos com menos potência de GD, dependendo de como esta foi inserida no sistema. Deve-se considerar que, na prática, ao atingir os limites de tensão, é exigida a desconexão da GD do sistema, levando a descontinuidades nas curvas PV, condição não abordada no presente estudo teórico.

Palavras-chave: fluxo de potência continuado, geração distribuída, máximo carregamento, curvas PV, análise em regime permanente.

ABSTRACT

The exploration of natural resources for energy purposes has made great advances with the recent developments in energy technologies. The generation of electricity by the consumer is already consolidated, called distributed generation (DG). The DG has many advantages, such as the reduction of transmission losses, also being a way of encouraging the use of alternative sources. However, technical and regulatory challenges related to this new concept of generation emerged, requiring new study of planning and operation of electric power systems, which contemplate the impacts of the use of DG, in order to preserve the reliability and quality to the final consumer. In this context, the present work had the objective of evaluating the possible impacts caused by the advance of the DG next to the module of voltage in critical bars of the basic network of a test system. For this, steady state computational simulations were performed in test system known as the Reduced South System (33 bars, 7 large generators, 9 load bars). This system is composed of two geoelectric areas (area A and area B), with area A having the highest concentration of load, requiring the amount of energy in area B. The continuous power flow method was used to obtain PV curves, on which the analyses were executed, observing the values of voltage and maximum possible loading. Three analysis strategies were adopted. 1) Evaluation of simulation scenarios with different amounts of power injected by DG: current scenario (242MW), considering data available from ANEEL for the installed capacity in photovoltaic DG, in April 2019 for the South Region of Brazil; scenario with -25% power in relation to the current scenario and scenario with + 25% in relation to the current scenario; 2) Evaluation of pulverized DG advance scenarios (evolution of DG spread in different ways by the system) and; 3) Evaluation of concentrated DG advance scenarios (evolution of DG concentrated only in certain points of the system). The main results indicate that the higher the power of DG inserted, the greater the maximum load possible for the system, but at the costs of a voltage increase in the bars analyzed. The analysis allowed the observation of positives and negatives points for different forms and insertion sites of DG, indicating that values of maximum loading of the system can be obtained with less power of DG, depending on how it was inserted in the system. In practice, when reaching the voltage limits, it is required to disconnect the GD from the system, leading to discontinuities in the PV curves, a condition not addressed in the present theoretical study.

Keywords: continuous power flow, distributed generation, maximum loading, PV curves, steady-state analysis.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA EM 2017.....	16
FIGURA 2 – VARIAÇÃO 2017/2016 DE GERAÇÃO EM GWH.....	17
FIGURA 3 – PORCENTAGEM DE RENOVÁVEIS NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA.....	17
FIGURA 4 – PARTICIPAÇÃO DE CADA FONTE NA GERAÇÃO DISTRIBUIDA EM 2017.....	20
FIGURA 5 – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA TESTE SUL REDUZIDO	30
FIGURA 6– REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA CONEXÃO DE GD.....	32
FIGURA 7 – BARRAS DE INSERÇÃO DOS GERADORES DISTRIBUIDOS	32
FIGURA 8– METODOLOGIA DE PREDIÇÃO E CORREÇÃO.....	37
FIGURA 9 – CURVA PV DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO COM INCREMENTO DE CARGA	37
FIGURA 10 – ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO EM CURVAS PV.	44
FIGURA 11 – POTÊNCIAL PARA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DURANTE O DIA	45
FIGURA 12 – FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA APLICADA.....	48

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1– RESULTADOS PARA O CASO BASE.....	49
GRÁFICO 2 – RESULTADOS CONFORME A POTÊNCIA PARA A BARRA 964 (CAXIAS).....	50
GRÁFICO 3– RESULTADOS CONFORME A POTÊNCIA PARA A BARRA 959 (CURITIBA).....	51
GRÁFICO 4– RESULTADOS PARA A GD PULVERIZADA (BARRA 964 – CAXIAS).....	52
GRÁFICO 5 – RESULTADOS GD PULVERIZADA (BARRA 959 – CURITIBA)	53
GRÁFICO 6– RESULTADOS GD CONCENTRADA (BARRA 964 – CAXIAS)	54
GRÁFICO 7 – RESULTADOS GD CONCENTRADA (BARRA 959 – CURITIBA).....	55

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 – PARAMETROS UTILIZADOS NO FLUXO DE POTÊNCIA	
CONTINUADO	41

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – MÁXIMO CARREGAMENTO E TENSÕES PARA CENÁRIOS COM DIFERENTES MONTANTES DE POTÊNCIA DE GD	52
TABELA 2– MÁXIMO CARREGAMENTO E TENSÕES PARA CENÁRIOS DE GD PULVERIZADA	54
TABELA 3– MÁXIMO CARREGAMENTO E TENSÕES PARA CENÁRIOS DE GD CONCENTRADA	56

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

ANAREDE –	Análise de Redes Elétricas
ANEEL -	Agencia Nacional de Energia Elétrica
Barra PQ -	Barra de Carga
Barra PV -	Barra de Geração
Barra V δ -	Barra de Referencia ou Slack
CEPEL -	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
GD -	Geração distribuída
INEE -	Instituto Nacional de Eficiência Energética
EPE -	Empresa de Pesquisa Energética
MME -	Ministério de Minas e Energia
PCH -	Pequenas Centrais Hidroelétricas
CTT -	Capacidade de transferência total
CET -	Compromissos existentes na transmissão
MCT -	Margem de confiabilidade de transmissão;
MBC -	Margem de benefício de capacidade.

SUMÁRIO

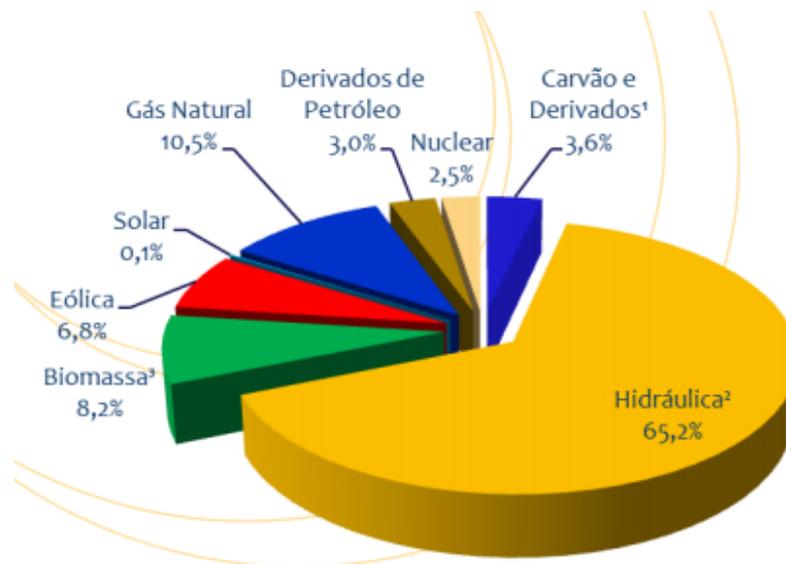
1 INTRODUÇÃO	16
1.1 JUSTIFICATIVA	21
1.2 OBJETIVOS	22
1.2.1 Objetivo geral	23
1.2.2 Objetivos específicos.....	23
1.3 METODOLOGIA.....	23
2 REVISÃO DE LITERATURA	24
3 MATERIAL E MÉTODOS	30
3.1 SISTEMA TESTE SUL REDUZIDO	30
3.2 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO EQUIVALENTE.....	31
3.3 FLUXO DE POTÊNCIA	33
3.4 FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO	36
3.4.1 Etapa de previsão	39
3.4.2 Etapa de correção	40
3.4.3 Parâmetros utilizados no fluxo de potência continuado	40
3.5 CURVAS PV E ESTABILIDADE DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	42
3.6 CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO.....	44
3.6.1 Cenários para avaliação de níveis de potência injetada pela GD	45
3.6.2 Cenários de avaliação da GD pulverizada	46
3.6.3 Cenários de avaliação da GD Concentrada	47
4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS	49
4.1 RESULTADOS DO CASO BASE	49
4.2 RESULTADOS PARA CENÁRIOS COM DIFERENTES MONTANTES DE POTÊNCIA DE GD.....	50
4.3 RESULTADOS PARA OS CENÁRIOS DE GD PULVERIZADA	52
4.4 RESULTADOS DOS CENÁRIOS DA GD CONCENTRADA.....	54
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	56
5.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	58
REFERÊNCIAS	59
ANEXO 1 – PARÂMETROS ESTÁTICOS DO SISTEMA TESTE	63

1 INTRODUÇÃO

A inserção da geração distribuída (GD) na matriz energética mundial já se tornou um assunto muito discutido ao passo que novas preocupações com crises energéticas e mitigação dos custos de produção de energia elétrica aumentam.

A crise energética ocorrida no Brasil em 2001 instigou o país a ampliar a participação de outras fontes energéticas além da hidrelétrica, principal fonte de energia elétrica, na matriz nacional. Ações de redução de consumo também foram tomadas, de forma a reduzir a dependência das usinas hidrelétricas. Houve uma tendência pelo uso e maximização das diversas fontes energéticas (BORGES, 2017). Atualmente, a matriz elétrica brasileira ainda apresenta predominância da hidráulica, porém outras fontes já possuem uma representatividade considerável, conforme destacado na FIGURA 1, resultado do Balanço Energético Nacional (BEN) da EPE (2018).

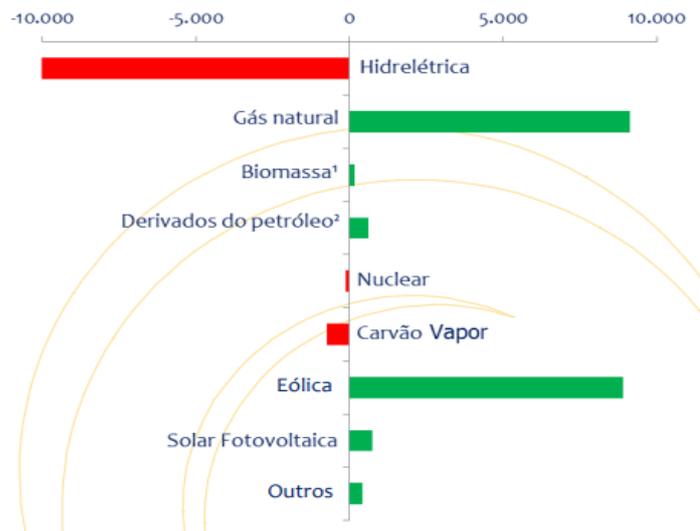
FIGURA 1 – MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA EM 2017



FONTE: EPE (2018).

Ainda conforme a EPE (2018), observando a variação de geração de energia elétrica de 2017 em relação a 2016 na FIGURA 2, nota-se que a hidrelétrica foi a que mais decaiu em termos de geração, se comparada às demais tecnologias, perdendo 2,6 % de expressividade, o que se deve às condições hidrológicas desfavoráveis e também aos impactos ambientais causados pela instalação de novas unidades.

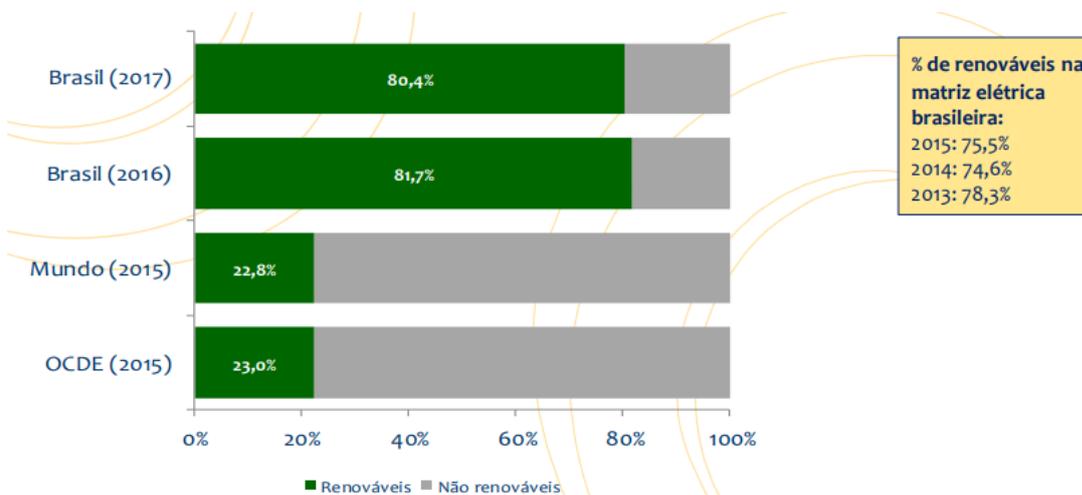
FIGURA 2 – VARIAÇÃO 2017/2016 DE GERAÇÃO EM GWH



FONTE: EPE (2018).

Apesar da perda de expressividade hidrelétrica, o Brasil é um país com grande porcentagem de renováveis em sua matriz elétrica, atingindo 80,4% em 2017, valor elevado se comparado ao próprio país em anos anteriores e a média mundial. Além disso, a redução da oferta de energia hidráulica foi compensada pela energia eólica, que sofreu grande avanço em 2017, com crescimento de 26,5% de geração e expansão de 21,3% de potência, evitando uma queda mais brusca da participação das renováveis na matriz brasileira em relação ao ano de 2016, conforme destacado na FIGURA 3.

FIGURA 3 – PORCENTAGEM DE RENOVÁVEIS NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA



FONTE: EPE (2018).

A EPE (2018) também indica que no Brasil, em 2017, a energia elétrica apresentou um avanço na oferta interna de 0,7% em relação a 2016. O consumo final de eletricidade no país em 2017 registrou uma progressão de 0,9%, com aumento nos setores comercial, industrial e residencial.

Dentre todo este contexto, a GD começou a ganhar seu destaque, tendo como vantagem o atendimento mais rápido e flexível da crescente demanda de energia, a possibilidade de ampliação das fontes renováveis na matriz elétrica e os recentes incentivos recebidos. Pontes *et al.* (2009) afirmam que a GD vem ganhando destaque no cenário energético devido a fatores como a busca por soluções para escassez de energia e os incentivos à adição de produtores independentes.

Conforme a ANEEL (2016), a GD caracteriza-se como a produção de energia a partir de pequenas centrais geradoras localizadas próximas aos consumidores, podendo estar interligadas à rede elétrica ou funcionar independentemente, normalmente a partir de fontes renováveis, mas também utilizando combustíveis fósseis. A EPE (2016) indica que dentre as diversas fontes e tecnologias que podem ser consideradas como GD, destacam-se tanto energias renováveis como a solar fotovoltaica, eólica e biomassa; ou não renováveis, como microturbinas e motogeradores a gás natural, cogeração a gás natural, motores a diesel. A lixívia na indústria de papel e celulose e os resíduos de processos industriais como os gases de alto forno nas siderúrgicas também são alternativas.

O decreto nº 5.163/2004 define a geração distribuída da seguinte forma:

“Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento: I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004. Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustíveis não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.” (BRASIL, 2004, página 6).

Segundo o INEE (2019), o termo GD engloba todo tipo de geração elétrica realizada próxima ao consumidor, indiferente do tipo de tecnologia, potência ou da fonte de energia utilizada, além do conceito de equipamentos de medida, de controle

e de comando que estão relacionados à operação de geradores e consequente controle de cargas, ligamento e desligamento, de forma a se adaptar à oferta de energia.

A utilização da GD apresenta um vasto leque de vantagens, destacando a redução de investimentos nos sistemas elétricos em distribuição e transmissão, redução de perdas no sistema, atendimento à crescente demanda de energia de forma mais rápida, visto que a produção de grandes usinas é um processo que leva mais tempo a acontecer, melhora do nível de tensão da rede nos períodos de carga pesada, além dos fatores ambientais e consequente diversificação da matriz energética devido às energias renováveis. (ANEEL, 2016).

A GD passou a se apresentar como uma importante ferramenta de medida de eficiência energética, além de incentivar a utilização de recursos renováveis locais para produção de energia, visando cidades de contexto sustentável (BARBOSA FILHO & AZEVEDO, 2013). Uhmman, Uhmman e Ferreira (2018) também afirmam que a GD contribui para o aumento da inserção das fontes renováveis na rede elétrica, com destaque para a eólica e principalmente a fotovoltaica.

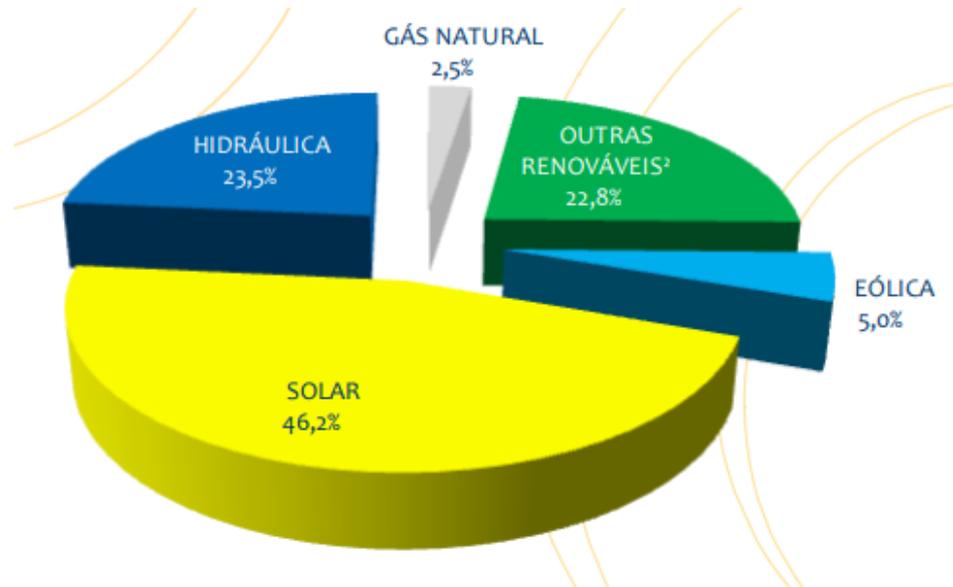
Algumas medidas de incentivo como a Resolução Normativa 482/2012 (REN 482/2012), indicada por Camargos, Shayani & Oliveira (2016) como o marco regulatório da GD no Brasil, impulsionou a GD no país, prevendo o acúmulo de créditos de energia. Posteriormente, a Resolução Normativa nº 687/2015 (REN 687/2012), um aprimoramento da REN 428/2012, teve como principal inovação permitir a instalação da GD em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Desta maneira, a energia gerada pode ser dividida entre os usuários do condomínio, facilitando ainda mais a entrada da GD na matriz elétrica brasileira.

Mais recentemente, em 2018, foi aprovada a isenção do ICMS sobre GD para todo o país. Os estados do Amazonas, Paraná e Santa Catarina foram os últimos a aderir o Convênio nº 16/2015. A medida abrange toda população, empresas e produtores rurais do país que se beneficiam da microgeração e minigeração distribuída.

Tais medidas foram essenciais para a disseminação da GD. De acordo com o EPE (2018), contabilizando a micro e a minigeração distribuída em sistemas de compensação de energia, a GD já atingiu geração de 359,1 GWh com uma potência instalada de 246,1 MW em 2017. Como indicado na FIGURA 4, entre as tecnologias

utilizadas, a solar fotovoltaica se destaca como a maior parcela representativa da geração e potência total da GD, apresentando 165,9 GWh e 174,5 MW de geração e potência instalada, respectivamente, representando quase metade da participação total na GD em 2017

FIGURA 4 – PARTICIPAÇÃO DE CADA FONTE NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM 2017



FONTE: EPE (2018).

Apesar do recente sucesso da GD, com o crescente aumento no número de geradores independentes, é de grande importância que de estudos técnicos sobre o impacto da instalação da GD nos sistemas elétricos sejam realizados, não prejudicando sua difusão e conseqüentemente futuros avanços técnicos na área. A ANEEL (2016) indica que as principais desvantagens associadas ao aumento do número de pequenos geradores na rede de distribuição se deve a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico e a eventual incidência de tributos; e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes. A adição da GD em sistemas de distribuição não deve ser realizada sem estudos prévios que avaliem o seu impacto na rede, podendo causar impactos negativos no sistema caso não seja realizada uma análise técnica.

Além disso, Bressan (2016) indica que, devido ao maior número de produtores independentes conectados a rede, é necessária uma maior sincronia e acréscimo da complexidade na operação do sistema. Trabalhos como o de Peças Lopes *et al.* (2007) e Camargos, Shayani & Oliveira (2016) apontam desafios que a

inserção da GD precisa vencer para poder se consolidar de uma forma mais robusta nos sistemas elétricos de potência. Os autores destacam que os sistemas elétricos de potência de grande porte foram planejados com grandes centros de geração para alimentar os centros de carga, localizados longe um do outro, o que leva a necessidade de investimento em longas linhas de transmissão e distribuição, modelo chamado de geração centralizada. A utilização da GD nos sistemas elétricos vai contra este modelo, visto que as pequenas unidades geradoras são localizadas próximas das cargas.

Perretto, Pereira e Garcia (2016) indicam que uma das consequências da inserção da GD em sistemas elétricos é a variação no perfil de tensão da rede. Urbanetz Junior (2010) indica que há um aumento da amplitude da tensão nos pontos de conexão de sistemas fotovoltaicos na rede, que apesar de poder ser um fator interessante quando as tensões dos barramentos estiverem abaixo de seu valor nominal, pode gerar impactos negativos quando houverem muitos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Tendo em vista a problemática apontada pela literatura especializada, este trabalho pretende investigar como o avanço da GD afeta os sistemas elétricos de potência, tanto positivamente, quanto negativamente, a partir de diferentes montantes de potência ativa injetados no sistema-teste estudado, e diferentes pontos de conexão, visando maior estabilidade e maior confiabilidade da tecnologia.

1.1 JUSTIFICATIVA

Com as recentes preocupações com crises energéticas, busca pela mitigação dos custos de produção de energia elétrica e incentivo às energias renováveis, o governo brasileiro motivou o crescimento da GD no Brasil. Segundo o EPE (2018), a GD já possui representatividade na matriz elétrica brasileira, apresentando aumento em 2017 de 245% em relação a 2016, passando de 104 GWh para 359 GWh de geração.

A utilização da GD em sistemas elétricos de potência trouxe uma série de discussões ao meio científico. Seu uso traz benefícios como a redução de investimentos em transmissão, redução de perdas, atendimento mais rápido à crescente demanda de energia e diversificação da matriz energética (ANEEL, 2016).

Entretanto, são importantes estudos e pesquisas técnicas que visem apontar os impactos da instalação da GD nos sistemas elétricos, não prejudicando sua difusão nos sistemas elétricos. Peças Lopes *et al.* (2007) aponta uma série de desafios que a GD precisa vencer para poder se consolidar de uma forma mais robusta, garantindo maior segurança e qualidade. São destacados desafios técnicos, como aumento da tensão, qualidade da energia produzida, proteção de equipamentos e estabilidade; desafios financeiros como custo de manutenção e operação necessário do sistema para se atuar com grandes potências de GD; e desafios regulatórios, tratando de políticas que precisam ser desenvolvidas de forma a promover a expansão da GD. Também, devido ao maior número de produtores independentes conectados à rede, Bressan (2016) indica que é necessária uma maior sincronia na operação do sistema devido à complexidade.

Uma das alternativas para auxiliar na monitoração e operação do sistema, de forma que ele permaneça o mais estável possível é o estudo constante da margem de carregamento do sistema. Neste sentido, o conhecimento dos pontos de máximo carregamento pode ajudar a determinar pontos críticos. Por sua vez, esses dados são úteis quanto ao planejamento e a operação da expansão do sistema elétrico. (PERRETTO, PEREIRA E GARCIA, 2016).

Fernandes (2012) destacou em seu trabalho o fato de que problemas dinâmicos de operação exclusivamente dos sistemas de transmissão passaram a surgir também nos sistemas de distribuição com o advento da GD. Já Romani (2014) indicaram impactos da GD também nos sistemas de transmissão.

Camargos, Shayani & Oliveira (2016) apresentaram uma abordagem que trata do avanço da GD em um cenário concentrado contra um cenário pulverizado de penetração em um sistema-teste de distribuição, tratando da GD em pontos específicos do sistema. A mesma análise se torna interessante para o sistema de transmissão.

A partir da investigação do estado-da-arte realizado, o objetivo geral e os objetivos específicos do presente trabalho foram delineados e apresentados junto à seção 1.2.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

O presente trabalho teve por objetivo avaliar os possíveis impactos causados pelo avanço da GD junto ao módulo de tensão em barras específicas da rede básica de um sistema-teste.

1.2.2 Objetivos específicos

Com o intuito de alcançar o objetivo geral deste trabalho, são elencados os seguintes objetivos específicos:

- Caracterização do problema do uso da GD em sistemas elétricos de potência;
- Entendimento básico do método de fluxo de potência continuado para interpretação de curvas PV;
- Ambientação e uso do programa ANAREDE para análise e cálculo do ponto de máximo carregamento através do fluxo de potência continuado;
- Avaliação do impacto da inserção da GD na rede básica a partir das curvas PV em cenários específicos;

1.3 METODOLOGIA

O presente trabalho se utiliza do fluxo de potência continuado como metodologia aplicada a simulações de diferentes cenários de penetração e disposição da GD em um sistema-teste. As simulações foram realizadas tomando como base o sistema teste Sul reduzido de 33 barras e sete grandes geradores, proposto por Alves (2007). A conexão da GD ao sistema de transmissão foi feita através de um sistema de distribuição equivalente também utilizado no trabalho de Romani (2014). Com os resultados do fluxo de potência continuado foram geradas e analisadas curvas PV das barras que sofreram as maiores alterações em cada cenário.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Nesta sessão, são apresentados estudos que abordam o tema da GD e servem como base para as discussões do presente trabalho, tratando de forma geral diversos aspectos da GD nos sistemas elétricos de potência, seus desafios e os impactos de sua integração, possíveis soluções para os problemas e demais apontamento encontrados na literatura.

Em seu artigo, Peças Lopes *et al.* (2007) apresentam uma revisão sobre os principais obstáculos relacionados à integração da GD em sistemas elétricos de potência. São destacados desafios técnicos (efeitos do aumento da tensão, qualidade da energia produzida, proteção de equipamentos e estabilidade); desafios comerciais (custo de manutenção e operação necessário do sistema para se atuar com grandes potências de GD); e desafios regulatórios (políticas que precisam ser desenvolvidas de forma a promover a expansão da GD). Os impactos técnicos da GD nos sistemas de transmissão são divididos pelos autores em quatro vertentes. O primeiro deles trata das operações de regime permanente, onde os impactos da operação em estado estacionário são avaliados em termos de mudanças nos perfis de tensão, perdas ativas, reativas e níveis de congestionamento nas ramificações do sistema através da solução de problemas de fluxo de carga. O segundo aborda a análise de contingência, que permite identificar valores máximos de GD que podem ser inseridos de forma segura em determinada área dos sistemas. O terceiro, esquemas de proteção, tratando da proteção necessária que garante que toda GD seja desconectada da rede em caso de falhas ou problemas. E o último, o comportamento dinâmico, tratando do comportamento dinâmico da GD, englobando sua modelagem e distúrbios. Os autores destacam o que chamam de gerenciamento ativo de redes de distribuição (*Active distribution network management*), ou *Smart Grid*, como a principal solução para integração efetiva da GD nos sistemas de potência, porém é algo que vai de contraste direto com a atual forma de gerenciamento do sistema, que historicamente foram desenvolvidos para operar com o mínimo de controle necessário.

Tratando do mesmo conceito, Olivieri *et al.* (2014) também apresenta um estudo no município de Paratins (AM) que trata da integração da GD fotovoltaica no sistema elétrico com auxílio do *Smart Grid*. Conforme os autores, problemas de segurança, qualidade de energia, ilhamento, infraestrutura e demais requerimentos

para operação e planejamento do sistema, causados com a inserção da GD, podem ser resolvidos com o uso do *Smart Grid*, que é visto como o principal meio de controle para integração de fontes renováveis com altos níveis de penetração no sistema elétrico. No artigo, são simulados os impactos da GD em barras específicas do sistema teste, tratando de três diferentes cenários em relação ao número de sistemas fotovoltaicos instalados em cada barra: comportamento de tensão das barras de menor tensão (p.u.) conectadas ao transformador X; perfil de tensão das barras alimentadas pelo transformador Y, e perfil de tensão das barras mais próximas ao transformador Y, sendo o transformador X e transformador Y dois transformadores específicos do sistema. Foram observados em todos os casos que o aumento do número de painéis acarreta em aumento nas tensões das barras. Os autores concluem a análise afirmando que a GD tem o potencial de reduzir perdas no sistema, porém, caso a potência instalada exceda significativamente as cargas e cause uma inversão no fluxo de energia, a rede precisa ser adaptada para manter os níveis de tensão em uma faixa aceitável.

Kuiava *et al.* (2014) também expressam a necessidade do estudo sobre estabilidade da GD em sistemas elétricos de potência. Os autores propõem uma metodologia para avaliar a estabilidade de sistemas com GD sujeitos a mudanças nas condições de equilíbrio, devido às rápidas variações de carga. Para isto, utilizam um arranjo típico de GD visto em usinas de cogeração de cana-de-açúcar no Brasil, que é inserida em umas das barras de um sistema-teste de quatro barras. Como conclusão, os autores afirmam que a metodologia apresentou avanços significativos, visto que o método proposto permitiu avaliar a estabilidade não só da condição de equilíbrio, mas também da transição entre os diferentes equilíbrios que resultam de variações de carga em sistemas de potência com GD. Os resultados indicaram que, através do método proposto, mesmo com as variações de carga foi possível garantir a operação estável da GD quando instalada no sistema conforme o modelo proposto, em apenas uma barra. No entanto, os autores reforçam o fato de que, para redes maiores, onde normalmente mais geradores estão conectados, estudos ainda são necessários para validação da metodologia.

Bressan (2016) realiza um estudo sobre a geração distribuída no Brasil, apresentando um levantamento sobre o cenário energético geral, com ênfase na região norte do país. O autor destaca que apesar da grande diversidade de fontes disponíveis no país, algumas regiões ainda possuem certa carência quanto ao

acesso à energia elétrica, o que se deve a certas restrições, problemas de logística e também barreiras naturais. Regiões do país, com baixas quantidades populacionais e longe dos grandes centros de consumo acabam tornando os gastos com transmissão de energia inviável para as concessionárias. Como alternativa ao acesso de energia às comunidades não interligadas ao SIN, surge a GD. O autor destaca a quantidade de sistemas isolados no país (não conectados ao SIN), principalmente na região Amazônica, que ainda usam em sua grande maioria diesel como fonte de energia. Como conclusão do trabalho, o autor afirma que a geração solar se destacada como fonte de maior potencial de crescimento como GD tanto para o Brasil em geral quanto para a região Norte, visto os altos níveis de radiação, porém que há necessidade de análises detalhadas sobre qual a melhor tecnologia se adequa a cada região, garantindo o avanço e sucesso da GD.

A utilização da GD em pontos de maior carência de geração surge como uma possível solução para abastecimento de energia. Entretanto, também se torna interessante analisar os efeitos da GD no sistema elétrico quando utilizada nos grandes centros, onde a carga instalada e as demandas instantâneas são maiores. Trabalhos como o de Abreu (2005), Fernandes (2012) e Romani (2014) indicam uma preocupação com essa problemática.

Abreu (2005) apresenta uma análise de estabilidade transitória a grandes perturbações em um sistema com GD baseada em geradores síncronos utilizando uma rede equivalente simplificada proposta pelo autor, representando uma rede de distribuição do interior do estado de São Paulo, caracterizado pela utilização de GD ligada a cogeração praticada por indústrias sucroalcooleiras. Para representação dos resultados, o autor propõe a utilização de índices numéricos, o que permite unificar os resultados de centenas de simulações em um único gráfico e desta forma, observar quais as barras mais apropriadas para instalação dos geradores síncronos das usinas de cana e açúcar como GD, considerando o desempenho dinâmico do sistema. O autor analisa parâmetros como tempo de eliminação da falta, nível de carregamento do sistema, nível de curto circuito no ponto de conexão entre a rede de distribuição e o sistema de subtransmissão, relação X/R das linhas de distribuição e constante de inércia dos geradores. A conclusão do trabalho indica que os geradores síncronos apresentam impactos significativos quando conectados na rede de distribuição, e é desejável que este impacto seja amenizado para não influenciar negativamente o sistema.

Fernandes (2012) utiliza do mesmo sistema-teste de distribuição proposto por Abreu (2005) para analisar a estabilidade da GD a pequenas perturbações através de um procedimento alternativo, utilizando técnicas de estimação modal. A autora destaca como motivação para realização do trabalho o fato de que problemas dinâmicos de operação exclusivamente dos sistemas de transmissão passaram a surgir também nos sistemas de distribuição com o advento da GD, porém acaba focando seu estudo na validação das técnicas utilizadas e não propriamente nos impactos que a GD causa no sistema.

Já Romani (2014) realizou um estudo que analisa os impactos da GD na estabilidade a grandes perturbações em sistemas de geração e transmissão de energia elétrica. O autor utiliza uma metodologia de análise baseada no trabalho de Abreu (2005), através de índices numéricos e gráficos em escala de cores, que permitem avaliar um conjunto elevado de simulações numéricas de forma simultânea. As simulações foram realizadas via softwares ANAREDE e ANATEM, inserindo geradores distribuídos conectados via sistema de distribuição reduzido em um sistema-teste proposto por Alves (2007), que representa a região Sul do país. Foram estudados dois conjuntos de teste, um tratando de diferentes níveis de penetração da GD (5,10 e 15%) e outro dos impactos quanto à inserção da GD em barras específicas do sistema. O autor conclui seu trabalho afirmando que a identificação de pontos positivos ou negativos para utilização da GD nos sistemas elétricos de potência pode ser utilizada em termos de planejamento de expansão do sistema, e também por parte das concessionárias. O autor ainda indica como possibilidade para futuros estudos, uma análise com diferentes níveis de carga nos sistemas (leve, média e pesada).

Seguindo o contexto da instalação da GD em pontos ótimos do sistema, Camargos, Shayani & Oliveira (2016) levantam uma questão interessante a ser estudada. É proposta uma pesquisa comparativa entre dois cenários distintos de penetração da GD fotovoltaica na rede de distribuição: um cenário concentrado, com a GD instalada em poucas ou apenas um ponto da rede; e um cenário pulverizado, com a GD espalhada pela rede. Os autores destacam que os sistemas elétricos de potência de grande porte foram planejados com grandes centros de geração para alimentar os centros de carga, localizados longe um do outro, o que leva a necessidade de investimento em longas linhas de transmissão e distribuição, modelo chamado de geração centralizada. A utilização da GD nos sistemas elétricos vai

contra este modelo, visto que as pequenas unidades geradoras passam a estar mais próximas das cargas, o que leva a três principais impactos técnicos. O primeiro trata da inversão do fluxo de potência, justamente devido ao fato dos sistemas elétricos terem sido projetados para que o fluxo de energia ocorresse em um único sentido, das grandes usinas em direção as cargas. Outro impacto indicado é a elevação da tensão nos pontos onde a GD é instalada, o que se deve a própria injeção de potência na rede por parte da GD. E por fim, o último impacto está relacionado às sobrecorrentes. Sem GD e com fluxo unidirecional, o dimensionamento dos condutores e transformadores é algo mais simples e depende da capacidade de condução dos condutores. Com GD e a possível injeção de corrente na rede, este dimensionamento se torna algo mais complexo, pois geralmente há pouca informação sobre os montantes e os locais onde GD estará atuando. Visando toda a problemática, os autores utilizam uma rede radial de distribuição hipotética a partir de um alimentador proposto por Lopes (2011), criado com o objetivo de estudar impactos da inserção da GD fotovoltaica. A metodologia focou na identificação do aumento de tensão provocado em todas as barras decorrente da inserção da GD, além de verificar sobrecorrentes nos condutores ou nos transformadores da rede de distribuição. Com as simulações, os autores observaram que, para a rede de distribuição analisada, a GD fotovoltaica atuando de forma pulverizada seria a que menos impactaria negativamente no sistema, enquanto a concentrada provoca maiores tensões e sobrecargas.

Por fim, Perretto, Pereira e Garcia (2016) realizam uma análise estática de estabilidade de tensão através do cálculo de fluxo de potência continuado no software ANAREDE, para a obtenção das curvas PV, que apontam para o máximo carregamento ou o colapso do sistema. Utilizando o modelo de sistema de 14 barras do IEEE, os autores abordaram diversos cenários que alteram as curvas PV e a margem de máximo carregamento. No trabalho, é discutido como a estabilidade de tensão tem grande importância quanto à capacidade de um sistema elétrico de potência em manter sua condição de equilíbrio, em regime normal de operação, assim como retornar a mesma após sofrer relevantes perturbações. A metodologia se dividiu em duas etapas. Na primeira parte, tratou da análise dos limites de geração ativa e reativa dos geradores e seus efeitos no ponto de colapso do sistema, como forma de observar quais as barras críticas do sistema. Na sequência, o modelo de 14 barras do IEEE foi modificado. Uma nova barra, que simula um

gerador distribuído, foi inserida em uma barra específica do sistema, que está distante dos grandes centros geradores. A barra foi tratada como uma barra PQ, com tensão variável e sem capacidade de geração de potência reativa, representando assim a geração fotovoltaica; e como uma barra PV, fornecendo então potência reativa para o sistema, o que a caracterizaria como uma PCH, um gerador síncrono eólico, ou uma central de biomassa, permitindo a análise de diferentes tipos de geração distribuída. Além disso, as simulações consideraram diferentes valores de penetração da GD no sistema, tanto para geração ativa quanto reativa. Foram então analisadas quais as consequências do máximo carregamento do sistema. Uma conclusão interessante obtida pelos autores ao analisar os resultados foi que a GD melhora o perfil de tensão do sistema. Além disso, quando se injetava potência ativa no sistema, o máximo carregamento aumentava. Ao injetar potência reativa além da ativa, os níveis de carregamento foram ainda melhores. Entretanto, apesar de ser a tecnologia mais utilizada, a GD fotovoltaica é incapaz de injetar reativo na rede, o que acarreta em uma limitação dos benefícios que esta tecnologia poderia proporcionar ao SEP. Por fim, como sugestão para estudos futuros, os autores sugerem a análise de sistemas mais robustos, com maior número de barras, e também o estudo com inserção da GD em mais barras do sistema.

Tomando como base todo o contexto dos estudos apresentados, o presente trabalho teve por intuito apresentar uma análise comparativa contrastando os impactos da penetração de GD fotovoltaica especificamente sobre uma rede básica de transmissão em cenários distintos. A seção 3 expõe os materiais utilizados e a metodologia aplicada.

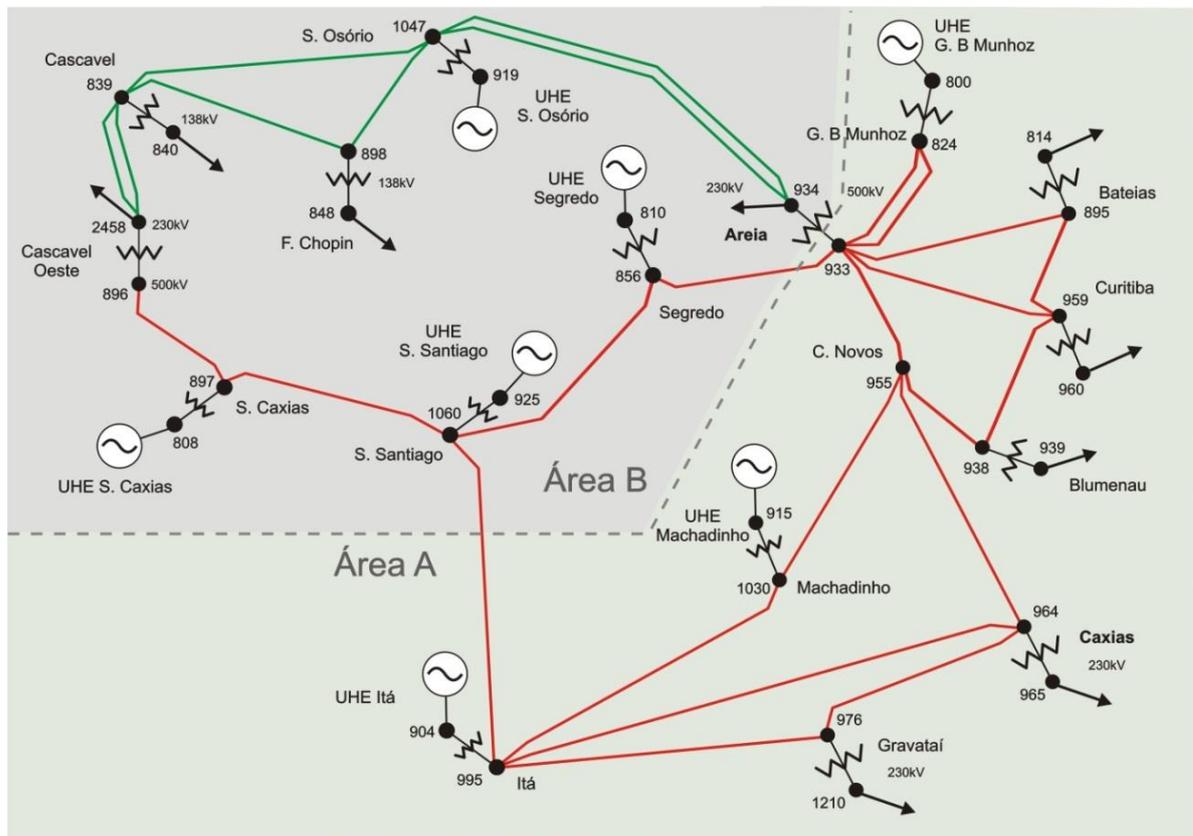
3 MATERIAL E MÉTODOS

3.1 SISTEMA TESTE SUL REDUZIDO

Simulações foram realizadas tomando como base o sistema teste Sul reduzido de 33 barras e sete grandes geradores, proposto por Alves (2007). Conforme o autor, o sistema é dividido em duas áreas geoeletricas A e B, que são interligadas por duas linhas de transmissão e um transformador, em diferentes pontos da rede.

A área B possui um montante de geração maior que da área A e também um mercado consumidor pequeno, o que garante uma folga na geração, enquanto a capacidade da área A está próxima de seu limite. Desta forma, o intercâmbio entre as áreas ocorre de B para A. A tensão nominal de operação é igual à tensão base do sistema, 500 kV, sem qualquer conversão de base. O diagrama unifilar do sistema encontra-se na FIGURA 5.

FIGURA 5 – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA TESTE SUL REDUZIDO



FONTE: Alves (2007).

De forma geral, encontram-se sete grandes geradores, sendo o de Gov. Bento Munhoz o gerador slack (que fecha o balanço final), conectados a um sistema com um total de 33 barras. Estas possuem três tipos de classificação:

- Barras PV (barras de geração) cuja potência ativa e o módulo da tensão possuem valores fixos;
- Barras PQ (barras de carga) que possuem valores de potência ativa e potência reativa fixos;
- Barras V δ (barra de referência ou slack) cujo valor do módulo da tensão e do ângulo são constantes.

As barras são em sua maioria barras PQ (barras de carga) e PV (barras de geração), sendo apenas a de Gov. Bento Munhoz uma barra V δ (barra de referência ou slack). Os demais dados referentes às características do sistema encontram-se no Anexo A.

3.2 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO EQUIVALENTE

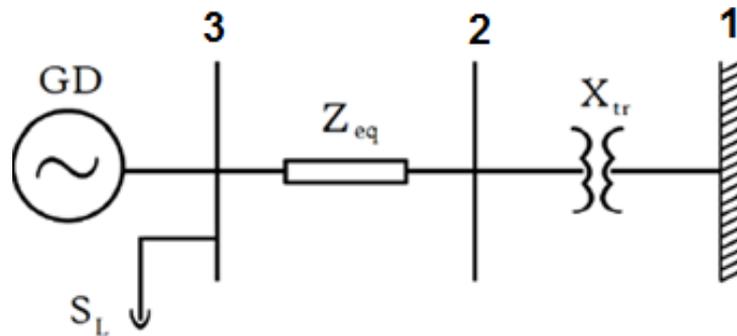
Para realização do presente estudo, algumas modificações foram necessárias no sistema-teste, sendo inseridos geradores distribuídos conectados via sistema de distribuição reduzido em algumas barras, conforme utilizado nos trabalhos de Abreu (2005), Fernandes (2012) e Romani (2014). Os parâmetros relacionados aos geradores, linhas de transmissão e cargas não foram alteradas, conservando os mesmos parâmetros do sistema teste Sul reduzido.

A conexão da GD ao sistema de transmissão é composta por um gerador distribuído, uma impedância equivalente, e um transformador que conecta o conjunto a uma barra PQ. Desta forma, conforme observado na FIGURA 6, a barra indicada como “1” é a própria barra do sistema de transmissão (rede básica) proposto por Alves (2007). A barra “2” é a barra pela qual o equivalente de Thévenin da rede de distribuição se conecta ao posto de transformação para conexão junto a rede básica. A barra “3” representa a barra pela qual carga S_L e a GD se conectam a rede de distribuição.

O conjunto formado pelas barras “1” e “2” conecta-se de ao sistema transmissão através de um transformador (13,8 : 138 kV) representado por sua reatância equivalente X_{tr} . O conjunto possui uma impedância equivalente

representado por $Z_{eq} = 0,0036 + j0,0022$ pu, tendo o transformador que interliga a GD à barra de transmissão uma reatância de $X_{tr} = 0,04304$ %.

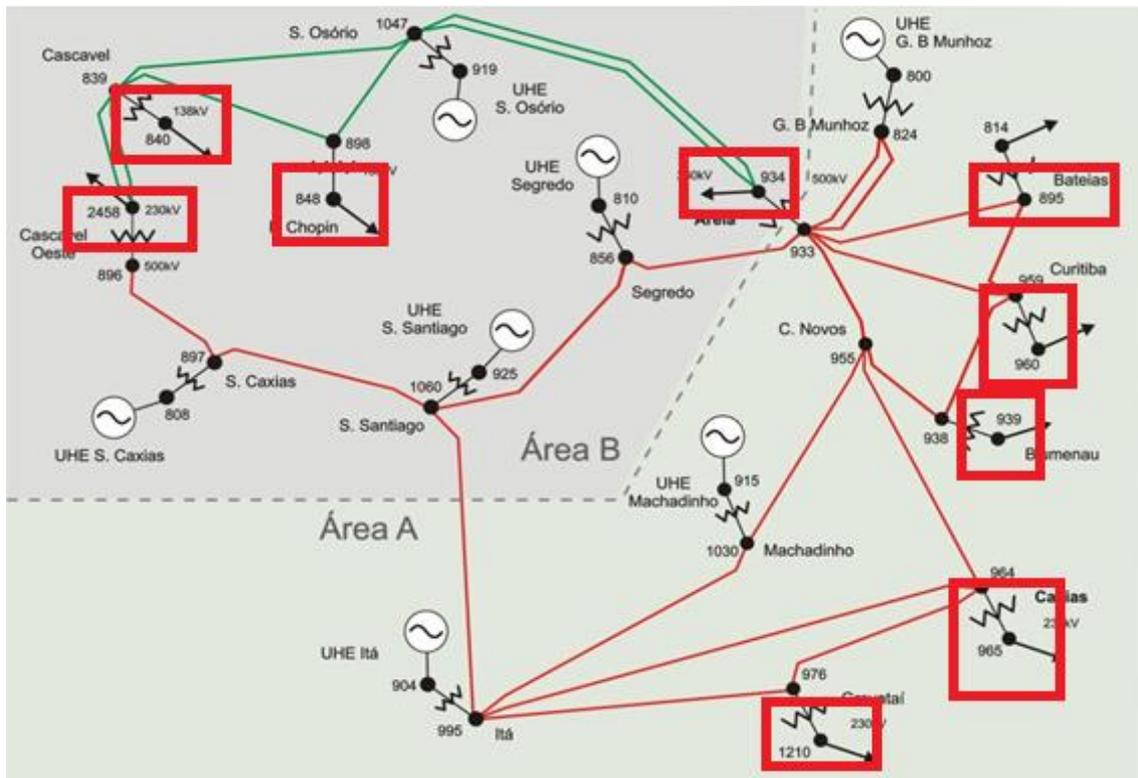
FIGURA 6– REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA CONEXÃO DE GD



FONTE: Adaptado de Romani (2014).

A FIGURA 7 indica as barras no qual a rede de distribuição e a GD foram conectadas. Os geradores distribuídos foram conectados através do sistema de distribuição como barras PQ, que simulam a geração fotovoltaica, considerando que não há injeção de potência reativa.

FIGURA 7 – BARRAS DE INSERÇÃO DOS GERADORES DISTRIBUIDOS



FONTE: Adaptado de Alves (2007).

3.3 FLUXO DE POTÊNCIA

As simulações foram realizadas através do Programa de Análise de Redes, ANAREDE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). O ANAREDE é um software que permite a solução de sistemas de potência em geral, análise de contingências, redespacho de potência, equivalente de redes, dentre outras funções; sendo desenvolvido com o intuito possibilitar estudos no setor de planejamento e operação de sistemas elétricos. O programa é o mais utilizado no Brasil para análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente. Através do software, portanto, foi resolvido o fluxo de potência no sistema teste modificado.

Conforme Monticelli (1983), o cálculo do fluxo de potência (ou fluxo de carga) consiste basicamente na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e outras grandezas necessárias. A modelagem do sistema é estática, desta forma, as variações com o tempo são suficientemente lentas para que se possam ignorar efeitos transitórios. A rede é modelada por um conjunto de equações e inequações algébricas, tanto é que o cálculo é geralmente realizado através de métodos computacionais desenvolvidos especificamente para a resolução do sistema de equações e inequações. Monticelli (1983) indica que as injeções líquidas de potência ativa e reativa para a barra k podem ser escritas conforme as EQUAÇÕES 1 e 2.

$$P_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos\theta_{km} + B_{km} \sin\theta_{km}) \quad (1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin\theta_{km} - B_{km} \cos\theta_{km}) \quad (2)$$

Sendo que,

- P_k : a injeção de potência ativa na barra k ;
- Q_k : a injeção de potência reativa na barra k ;
- V_k : a tensão eficaz na barra k ;
- V_m : a tensão eficaz na barra m ;
- G_{km} : o elemento da matriz de condutância entre as barras k e m ;

- B_{km} : o elemento da matriz de susceptância entre as barras k e m;
- θ_{km} : a defasagem da tensão entre a barra k e a barra m.

O somatório realizado envolve todas as barras “m” adjacentes à barra “k”, incluindo ela mesma. Para o cálculo do fluxo de potência, a matriz admitância do sistema (Y) deve ser conhecida, sendo calculada através dos parâmetros de linha, e disponibilizará os valores da condutância (G) e susceptância (B) do sistema, sendo $Y = G + jB$. As incógnitas a serem calculadas dependem de cada tipo de barra (barras PV, PQ e Vδ), sendo as variáveis que não possuem valores fixos.

A formulação genérica do método de Newton-Raphson, que é um dos métodos mais utilizados para resolução do fluxo de potência, encontra-se na EQUAÇÃO 3, sendo x_0 estimado como um valor inicial e recalculado através da sua função $g(x_0)$ e sua equação da reta tangente (derivada) $g'(x_0)$, de forma a obter um novo ponto (x_1),

$$x_1 = x_0 - \frac{g(x_0)}{g'(x_0)} \quad (3)$$

Aplicando tal método na solução de problemas de fluxo de potência, tem-se como objetivo encontrar valores para o vetor x (EQUAÇÃO 4) contendo os valores dos ângulos das tensões (θ) nas barras de carga (PQ) e geração (PV) e os módulos das tensões (V) das barras de carga (PQ), de forma a resolver a EQUAÇÃO 5, levando em consideração o vetor de funções não-lineares $g(x)$.

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$g(\underline{x}) = 0 \quad (5)$$

As funções não lineares que compõe o vetor $g(\underline{x})$ são equações de diferença entre os valores esperados e calculados de injeção de potência ativa e reativa das barras com os valores calculados pelas EQUAÇÕES 1 e 2, como observado na EQUAÇÃO 6.

$$g(\underline{x}) = \begin{bmatrix} \Delta \underline{P}_k \\ \Delta \underline{Q}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{P}_k^{esp} & -\underline{P}_k^{calc} \\ \underline{Q}_k^{esp} & -\underline{Q}_k^{calc} \end{bmatrix} = 0 \quad (6)$$

Onde \underline{P}_k^{esp} e \underline{Q}_k^{esp} são os valores esperados para as barras, calculados conforme EQUAÇÃO 7 e 8. Já o \underline{P}_k^{calc} e \underline{Q}_k^{calc} são calculados com os valores atribuídos de V e θ . Para uma primeira iteração, V e θ podem ser adotados como 1 pu, e 0 rad, respectivamente, modo de inicialização conhecido como “flat-start”.

$$\underline{P}_k^{esp} = \underline{P}_k^{gerado} - \underline{P}_k^{consumido} \quad (7)$$

$$\underline{Q}_k^{esp} = \underline{Q}_k^{gerado} - \underline{Q}_k^{consumido} \quad (8)$$

\underline{P}_k^{gerado} e \underline{Q}_k^{gerado} são as potências ativa e reativa que saem da barra; e $\underline{P}_k^{consumido}$ e $\underline{Q}_k^{consumido}$ são as potências ativa e reativa injetadas na barra.

Os passos do método de Newton-Raphson para a resolução do fluxo de potência se resumem a nove passos principais, sendo eles,

- (i) Assumir um contador de interações $v = 0$, atribuindo uma solução inicial $\underline{x} = \underline{x}^{(v)}$;
- (ii) Em seguida, calcular $g(\underline{x}^{(v)})$;
- (iii) Comparar a função $g(\underline{x}^{(v)})$ com o valor de tolerância de parada ε definido. Se $|g(\underline{x}^{(v)})| < \varepsilon$, assume-se $\underline{x}^{(v)}$ já é a solução. Caso o contrário, deve-se seguir ao passo “iv”.
- (iv) Calcular e montar a Matriz Jacobiana da função $g(\underline{x}^{(v)})$ conforme a EQUAÇÃO 9, cujos elementos são as derivadas parciais das equações do fluxo de potência.

$$J(g(\underline{x}^{(v)})) = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (9)$$

- (v) Em seguida, resolver as EQUAÇÕES 10 e 11.

$$g(x(v)) + J(g(x(v))) * \Delta x(v) = 0 \quad (10)$$

$$-J(g(x(v))) - 1 * g(x(v)) = 0 \quad (11)$$

- (vi) Determinar o valor de $\underline{x}^{(v+1)}$ através da EQUAÇÃO 12.

$$\underline{x}^{(v+1)} = \underline{x}^{(v)} + \Delta \underline{x}^{(v)} \quad (12)$$

- (vii) Com o valor de $\underline{x}^{(v+1)}$ calculado, o ultimo passo se baseia em incrementar um passo de iteração ($v=v + 1$) e retornar ao passo “ii”, sendo o algoritmo executado iterativamente até que haja convergência à tolerância definida conforme passo “iii”.

3.4 FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO

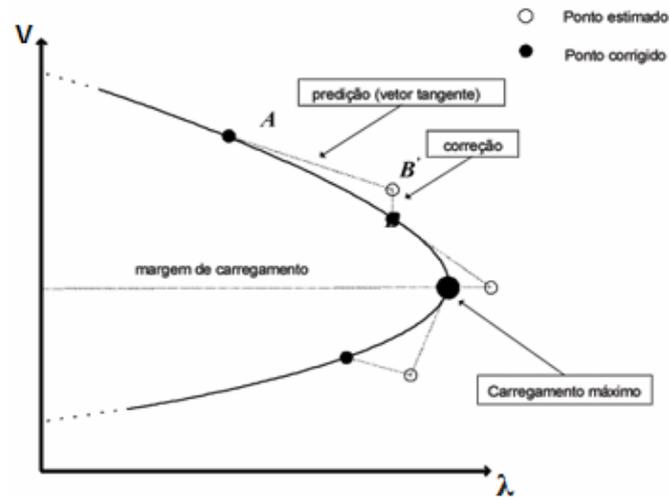
O fluxo de potência continuado se apresenta como um método bastante utilizado para o estudo de problemas relacionados à estabilidade da tensão, baseado na análise de curvas PV e pontos de máximo carregamento (GOMÉZ-EXPÓSITO, CONEJO E CAÑIZARES, 2015).

Conforme abordado por autores como Ferraz *et al.*(2000), Leite & Costa (2003) e reforçado por Perretto, Pereira e Garcia (2016) e Araujo (2016), a utilização do método de continuação apresenta uma vantagem em relação ao método convencional, devido à condição de singularidade da matriz jacobiana do sistema nos pontos de carregamento máximo. Desta forma, a solução do fluxo de potência é dificultada nas proximidades desses pontos máximos. Utilizando o método de fluxo de potência continuado, o problema de fluxo de potência é alterado, sendo uma ferramenta valiosa, devido ao fato de obter soluções mais próximas possível do ponto de máximo carregamento.

De forma resumida, o fluxo de potência continuado consiste, na obtenção das sucessivas soluções do fluxo de potência por meio de duas etapas básicas: predição e correção, acrescentando, a cada solução, o parâmetro de continuação

considerado: carga (μ) ou tensão eficaz, conforme apresentado na FIGURA 8. (FERREIRA & COSTA, 2004).

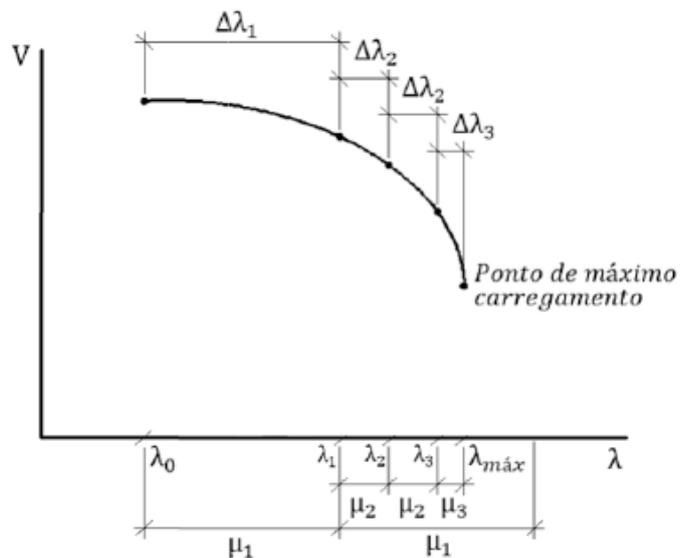
FIGURA 8– METODOLOGIA DE PREDIÇÃO E CORREÇÃO



FONTE: Adaptado de Ferreira & Costa (2004).

Através da FIGURA 9, exposta por Perretto, Pereira e Garcia (2016), é possível entender o funcionamento do método de fluxo de potência continuado com incremento de carga.

FIGURA 9 – CURVA PV DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO COM INCREMENTO DE CARGA



FONTE: Perretto, Pereira e Garcia (2016).

Conforme os autores, o fluxo para um determinado ponto λ_0 é calculado e, em seguida, a carga é acrescida de μ_1 . É então calculado o fluxo de potência para determinação do ponto λ_1 e acrescentado novamente à carga o parâmetro μ_1 . Ao fazer esta adição, o cálculo do fluxo de potência não converge, de forma que não há solução para aquele carregamento. Assim, retorna-se a carga no ponto λ_1 , que é adicionada a um parâmetro de carga μ_2 . Este encontra a convergência na resolução do fluxo de potência, determinando o carregamento λ_2 . A este carregamento do ponto λ_2 é acrescentado novamente o parâmetro μ_2 e calculado o fluxo de potência, determinando o carregamento λ_3 . Novamente o fluxo de potência não converge e é necessário diminuir o parâmetro de acréscimo de carga para μ_3 , que através do cálculo do fluxo de potência retorna o carregamento $\lambda_{\text{máx}}$.

O método segue de forma que, quando o acréscimo de carga μ tornar o fluxo de potência divergente, o parâmetro deve ser diminuído. O cálculo de pontos irá ocorrer até que o sistema não convirja mais para o incremento mínimo especificado e para o número máximo de diminuição do parâmetro de carga especificado. Portanto, ao carregamento $\lambda_{\text{máx}}$ é adicionado novamente o parâmetro μ_3 , porém não é obtida a convergência no cálculo de fluxo de potência, de forma que o parâmetro μ_3 deve ser diminuído. Uma vez que não se encontra convergência para o fluxo de potência para um número determinado de diminuições do parâmetro μ consecutivamente, admite-se que o sistema entrou em colapso e que o último carregamento calculado é próximo o suficiente do ponto de colapso de tensão do sistema para ser considerado como tal.

Esse método permite apenas o traçado da parte superior da curva, pois a matriz Jacobiana torna-se singular no ponto de máximo carregamento, não permitindo o cálculo de sua inversa. (JUSTI *et al.*, 2014). Embora a solução da parte inferior da curva PV não tenha significado prático, alguns métodos permitem seu traçado, levando a eliminação da singularidade e tornando a obtenção do ponto de máximo carregamento mais próximo do esperado. (PERRETTO, PEREIRA E GARCIA, 2016).

A solução do fluxo de potência continuado com a tensão como parâmetro de continuação visa obter a solução do fluxo de potência conforme EQUAÇÃO 13,

$$g(x, \mu) = 0 \quad (13)$$

Sendo assim o parâmetro de continuação de carga (μ) abordado também como uma variável.

3.4.1 Etapa de previsão

Utilizando a expansão em série de Taylor de primeira ordem para linearização das equações de fluxo de potência, a etapa de previsão se baseia em determinar a nova solução através de uma previsão baseada em um valor já especificado do parâmetro de carga. (MARTINS, 2011).

A EQUAÇÃO 14 indica o sistema de equações para determinação do vetor tangente a partir de sua linearização (MARTINS, 2011), (PERRETTO, PEREIRA E GARCIA, 2016), (JUSTI *et al.*, 2014).

$$\begin{bmatrix} J_h(x, \mu) \\ \underline{e}_k^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial \underline{x}}{\partial \mu} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (14)$$

Sendo,

- J_h a matriz jacobiana da equação anterior;
- \underline{e}_k^T o vetor composto por zeros, exceto pela presença de um número 1 na posição k .

O valor do sinal da componente ± 1 é considerado positivo caso haja um crescimento do parâmetro de continuação ou negativo caso haja decréscimo do parâmetro de continuação. (MARTINS, 2011), (PERRETTO, PEREIRA E GARCIA, 2016).

As previsões são calculadas através da EQUAÇÃO 15,

$$\begin{bmatrix} \underline{x}^{prev} \\ \mu^{prev} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{x}_0 \\ \mu_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\underline{x} \\ d\mu \end{bmatrix} \quad (15)$$

Sendo,

- \underline{x}^{prev} e μ^{prev} são os valores previstos para a próxima solução;
- \underline{x}_0 e μ_0 as soluções atuais
- σ é o tamanho do passo.

3.4.2 Etapa de correção

A etapa de correção do fluxo de potência continuado visa corrigir a solução prevista pelo método de Newton-Raphson, através da adição de uma equação, que é dada pela expansão da parametrização. Com a adição da equação, a resolução do método de Newton-Raphson deve seguir a EQUAÇÃO 16, que compara o valor esperado do parâmetro de continuação (x) e o seu valor calculado durante a etapa de previsão. (PERRETTO, PEREIRA E GARCIA, 2016), (JUSTI *et al.*, 2014).

$$\begin{bmatrix} g(\underline{x}, \mu) \\ \underline{x}_i - \underline{x}_i^{prev} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (16)$$

3.4.3 Parâmetros utilizados no fluxo de potência continuado

A fim de manter as discussões do presente trabalho delineadas somente acerca de cenários hipotéticos, nos quais não são consideradas atuações de proteções da GD, na realização das simulações de fluxo de potência continuado através do ANAREDE, algumas considerações foram arbitradas. Primeiramente, os limites máximos e mínimos de tensões das barras do sistema-teste foram desabilitados. Apesar de normalmente desejados entre 0,95 e 1,05 pu, quando esses limites são atingidos na execução do fluxo de potência continuado, o algoritmo encerra sua execução devido à violação de tensão, deste modo não gerando dados suficientes para plotagem completa de curvas PV. Na prática, como indicado por Colombari (2017), conforme os limites de tensão são atingidos, geralmente é exigida da GD sua desconexão do sistema via atuação de proteções.

No manual do ANAREDE apresentado pela CEPEL (2011) indica que o algoritmo de resolução do método através do software apresenta quatro critérios de paradas, que devem ser especificados pelo usuário. O primeiro trata do número máximo de resoluções do fluxo de potência (parâmetro ICIT), o segundo da

constante de máximo incremento de carga (parâmetro DINC), o terceiro do mínimo incremento de carga (parâmetro ICMN) e por fim, o quarto trata do número de vezes que o programa deve repetir o fluxo de potência sem encontrar convergência (parâmetro DMAX). O único parâmetro alterado foi o ICIT, de 30 (padrão) para 100, de forma a permitir um maior número de iterações.

Outro parâmetro importante para obtenção dos dados das barras é a variação da tensão (VART). Quando a tensão de uma barra em relação ao valor base ultrapassa o valor de VART indicado, a barra passa a ser monitorada automaticamente pelo ANAREDE. O valor foi alterado de 5 para 0,001, de forma que todas as barras do sistema pudessem ser monitoradas.

Os dados de monitoração foram configurados para serem realizados para todas as barras do sistema e o incremento de carga foi configurado para 1% apenas de potência ativa, somente das barras ligadas as cargas, com a resolução do balanço de potência realizado pela barra de referência (slack).

Os demais valores foram adotados como padrão, e encontram-se no QUADRO 1, junto ao demais valores fixados.

QUADRO 1 – PARAMETROS UTILIZADOS NO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO

Parâmetro	Valor utilizado
ICIT	100
FDIV	2
DMAX	5
APAS	90
ICMN	0,05
VART	0,001
ICMV	0,5
CPAR	70

FONTE: O autor (2019).

Por fim, os demais parâmetros fixados foram:

- Flat Start (FLAT): O cálculo de fluxo de potência começa atribuindo para tensão o valor de 1 p.u. para os sistemas CA;
- Redução do Passo (STEP): Os valores de correção de tensão e ângulo de fase da barra são limitados aos valores das constantes VSTP e ASTP respectivamente durante o cálculo de fluxo de potência. (VSTP: Valor máximo de correção de magnitude de tensão) e (ASTP: Valor máximo de correção de ângulo de fase da tensão);

- Limite de Geração Reativa (QLIM): O controle de geração reativa é controlado na barra, sendo sempre comparado com os limites da barra, sendo que enquanto esse limite não for violado, a magnitude da tensão da barra é mantida constante, porém quando o limite é atingido, toma-se como constante esse limite de geração reativa e a tensão passa a ser variável;
- Limite de Tensão (VLIM): O controle da tensão é controlado na barra, sendo sempre comparado com os limites da barra, de forma que enquanto esse limite não for violado, a geração de potência reativa na barra é mantida constante, porém quando o limite é atingido, toma-se como constante esse limite de tensão e a geração reativa passa a ser variável;
- Tensão em Barra Remota (CREM): Aplicação de controle remoto de tensão por excitação de geração em uma barra, onde a tensão da barra controladora é modificada de forma que a tensão na barra controlada permaneça a mesma;
- Tap do Transformador (CTAP): O controle de tensão da barra controlada é realizado através de modificações automáticas dos Taps dos transformadores de modo a manter a magnitude da tensão na barra controlada no valor especificado;
- Método Parametrizado (PARM): Quando essa opção é ativada é possível obter a parte inferior ou instável da curva PV;

3.5 CURVAS PV E ESTABILIDADE DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

A estabilidade de sistemas elétricos de potência pode ser definida conforme a capacidade do sistema de retornar ao seu estado de equilíbrio de operação, após sujeito a um distúrbio físico, como o aumento ou diminuição da demanda, ou a saída inesperada de operação de certo equipamento, evento chamado de contingência (KUNDUR, 1994).

Gómez-Expósito, Conejo e Cañizares (2015) destacam a importância de serem consideradas contingências em estudos de estabilidade de sistemas elétricos para fins de manutenção da segurança do sistema. Além disso, destacam que a

estabilidade de um sistema tem influência direta em mercados elétricos, interferindo nos preços de eletricidade, de forma que geradores mais baratos não podem ser despachados prioritariamente caso levem a violações das margens de segurança do sistema.

Tratando mais especificamente da estabilidade de tensão de sistemas elétricos em regime permanente, Gómez-Expósito, Conejo e Cañizares (2015) ainda indicam que as margens de segurança de um sistema elétrico podem ser definidas utilizando o conceito de capacidade de transferência disponível (CTD), definida conforme a EQUAÇÃO 17.

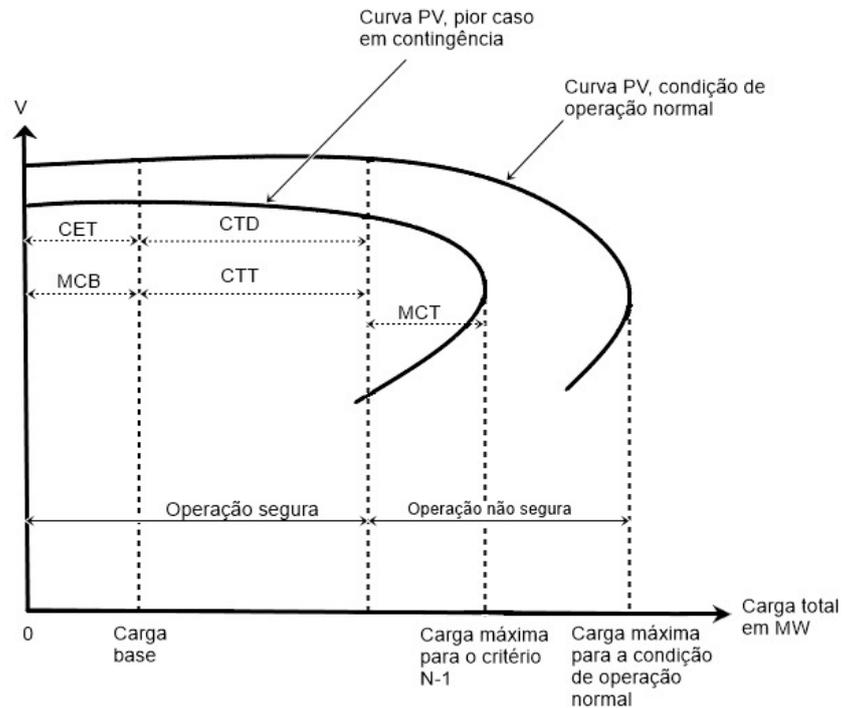
$$CTD = CTT - CET - MCT - MBC \quad (17)$$

Onde,

- *CTT*: capacidade de transferência total, representando a máxima potência que o sistema pode fornecer, seguindo critérios de restrição de segurança;
- *CET*: compromissos existentes na transmissão, representando as obrigações já adquiridas para fornecer a demanda existente e prevista;
- *MCT*: margem de confiabilidade de transmissão, que considera a confiabilidade do sistema a partir de incertezas como contingências;
- *MBC*: margem de benefício de capacidade, utilizada para definir exigências de reserva de capacidade de transmissão para fornecer possíveis incrementos de demanda.

A correta análise dos índices elencados é possível através da obtenção de curvas PV, como ilustrado na FIGURA 10. O uso de curvas PV é aplicado na avaliação de problemas de estabilidade de tensão de um dado sistema de potência em regime permanente que possam ocorrer na evolução de seu carregamento. A construção de curvas PV se resume a sucessivas soluções do fluxo de potência a partir de incrementos no carregamento do sistema, método definido como fluxo de potência continuado, que permite a obtenção do ponto de colapso de tensão e a determinação de pontos críticos, possibilitando ao operador visualizar o quão próximo do colapso a operação está. Por sua vez, esses dados são úteis quanto ao planejamento e a operação da expansão do sistema elétrico.

FIGURA 10 – ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO EM CURVAS PV.



FONTE: Adaptado de Gómez-Expósito, Conejo e Cañizares (2015).

A obtenção de curvas PV serve, portanto, como uma contramedida para evitar problemas de estabilidade de tensão, ao passo que é possível obter o ponto de colapso do sistema levando em consideração problemas de operação como possíveis contingências.

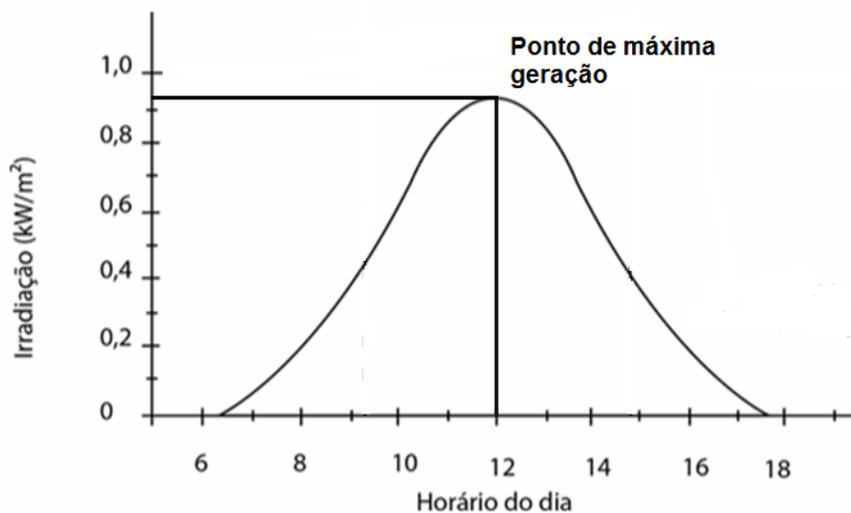
3.6 CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

Os cenários de simulação foram baseados em relação à potência total de GD injetada, a forma de penetração da GD no sistema elétrico (GD pulverizada ou GD concentrada) e quanto à área de conexão (área A, área B ou ambas). Todos os cenários partiram de um caso base, sem geradores distribuídos conectados ao sistema, porém já com a rede de distribuição indicada na sessão 3.2 da metodologia. As barras analisadas foram as barras indicadas como “1” da FIGURA 6, exposta na sessão 3.2, ou seja, a própria barra do sistema de transmissão (rede básica). A partir de uma primeira simulação de fluxo de potência continuado do cenário base, duas barras do sistema foram escolhidas como barras de estudo, as quais foram utilizadas para análise dos demais cenários.

Foram adotados valores para GD com base nos dados da ANEEL (2019) para a região sul do país, considerando apenas usinas fotovoltaicas (UFV). O montante de GD utilizado nas simulações foi de 242,1 MW, potência instalada para o mês de abril de 2019.

Por se tratar da potência total instalada, é compreensível que nem em todos os momentos esse montante esteja sendo injetado no sistema. As simulações que consideram a potência de GD igual aos 242,1 MW visam o estudo de como o sistema se comporta quando toda a potência instalada está sendo injetada nas barras, em momentos de máxima irradiação, por exemplo. Um esquema pode ser observado na FIGURA 11, que indica o ponto de máxima geração de energia fotovoltaica para dada região.

FIGURA 11 – POTÊNCIA PARA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DURANTE O DIA



FONTE: Adaptado de Pinto Junior (2017).

3.6.1 Cenários para avaliação de níveis de potência injetada pela GD

A primeira análise realizada teve como objetivo avaliar o impacto que diferentes montantes de potência de GD causam no sistema. Para isto, foi adotado um cenário chamado de “GD pulverizada ponderada à carga do sistema”, que busca simular um possível caso de como a GD está inserida no sistema. Foi considerado que regiões de maior carga estão relacionadas a regiões com maior densidade populacional. Possivelmente barras com maior carga possuem também maior potência de GD sendo injetada. É interessante destacar que cerca de 82% da GD foi

inserida apenas na área A, área que possui a maior parcela da carga do sistema. A potência de GD foi calculada para cada barra através da EQUAÇÃO 17.

$$P_i^{GD} = \frac{P_i}{P_{tot}} * P_{tot}^{GD} \quad (17)$$

Onde,

P_i^{GD} = Potência de GD da barra “i” (MW);

P_i = Carga da barra “i” (MW);

P_{tot} = Carga total do sistema (MW);

P_{tot}^{GD} = Potência total de GD (MW);

Desta forma, os cenários comparados foram:

- GD atual (242 MW);
- +25% (302 MW);
- -25% (181 MW).

O cenário com -25% de potência em relação ao cenário atual busca avaliar momentos de menor geração; e o cenários com +25% de potência em relação ao cenário atual visa avaliar o comportamento do sistema caso a potência total de GD seja ampliada.

3.6.2 Cenários de avaliação da GD pulverizada

Foram definidos quatro cenários de penetração para avaliação dos efeitos causados pela forma como a GD é inserida no sistema, sempre com potência ativa total injetada pela GD fixada em 242 MW.

- P1. GD pulverizada ponderada à carga do sistema;
- P2. GD pulverizada homogênea no sistema;
- P3. GD pulverizada homogênea apenas na área A;
- P4. GD pulverizada homogênea apenas na área B.

O cenário P1 (GD pulverizada ponderada à carga do sistema) é o mesmo cenário utilizado na análise com variação de potência. Nele, cada barra do sistema possui diferentes porcentagens da potência total de GD instalada. Os demais cenários servem como base de estudo, visando avaliar os efeitos caso houvesse alguma política de incentivo para que a GD fosse estimulada a ser inserida de forma

mais homogênea possível entre as barras do sistema, ou homogênea em apenas uma das áreas do sistema. Desta forma, o cenário P2, P3 e P4 tratam, respectivamente, da GD pulverizada com potência igualmente distribuída para todo o sistema; GD pulverizada com potência igualmente distribuída apenas para as barras da área A; e GD pulverizada com potência igualmente distribuída apenas para as barras da área B (EQUAÇÃO 18).

$$P_i^{GD} = \frac{P_{tot}^{GD}}{n} \quad (18)$$

Onde,

P_i^{GD} = Potência de GD da barra "i" (MW);

P_{tot}^{GD} = Potência total de GD (MW);

n = Número de barras com GD conectada.

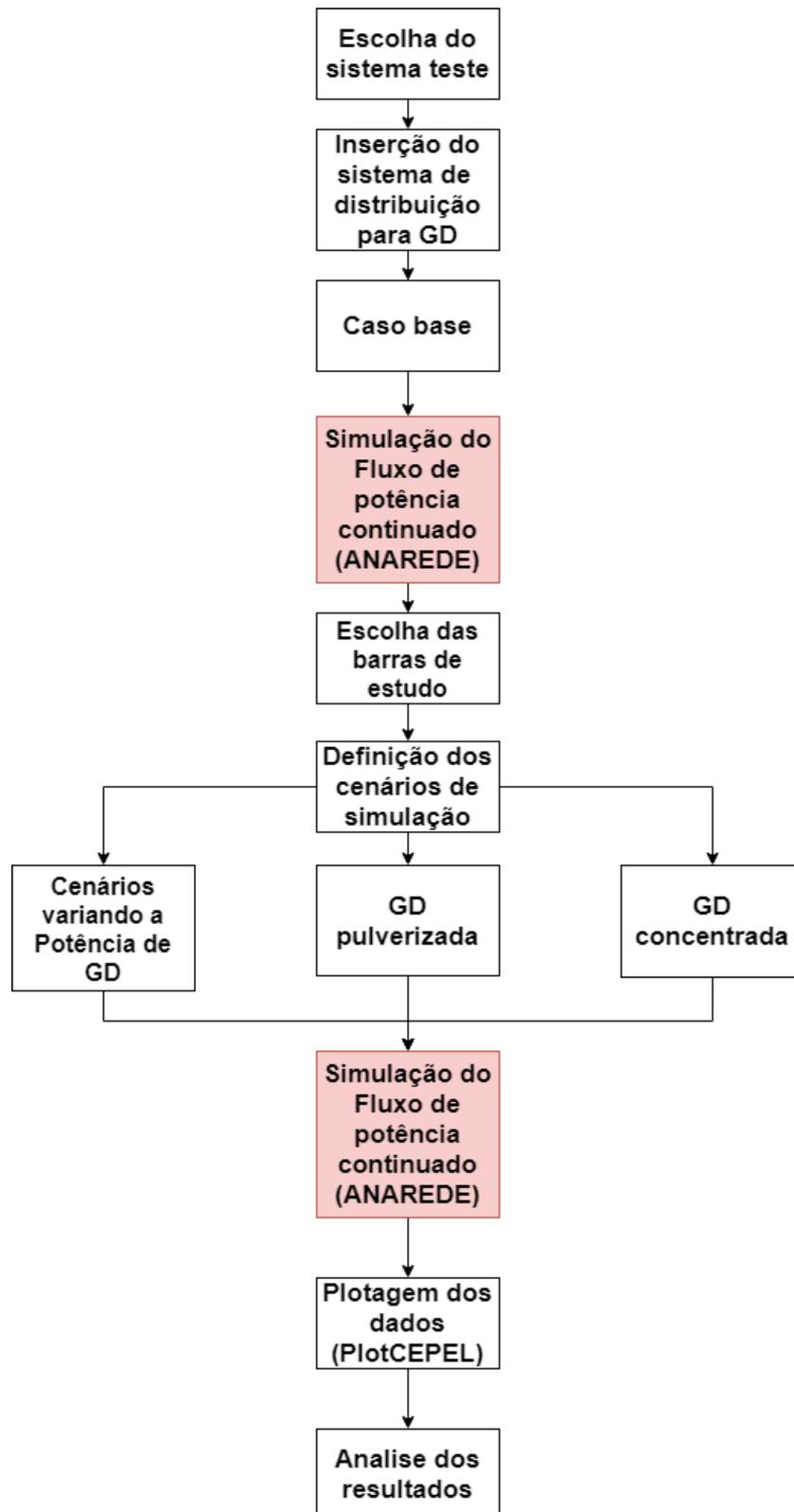
3.6.3 Cenários de avaliação da GD Concentrada

Nesse conjunto de cenários, visou-se avaliar os impactos em casos hipotéticos aonde a GD viesse a ser inserida pontualmente no sistema. Foram definidos mais quatro cenários de estudo. Por motivos de convergência do fluxo de potência, optou-se por dividir igualmente a potência total injetada pelos geradores distribuídos em duas barras, com 121,06 MW cada, sendo avaliados os seguintes cenários.

- C1. GD nas barras de maior tensão da área A;
- C2. GD nas barras de menor tensão da área A;
- C3. GD nas barras de maior tensão da área B;
- C4. GD nas barras de menor tensão da área B.

As barras de maior e menor tensão foram identificadas conforme os resultados do fluxo de potência continuado do caso base. A FIGURA 12 apresenta um fluxograma que resume toda metodologia aplicada.

FIGURA 12 – FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA APLICADA

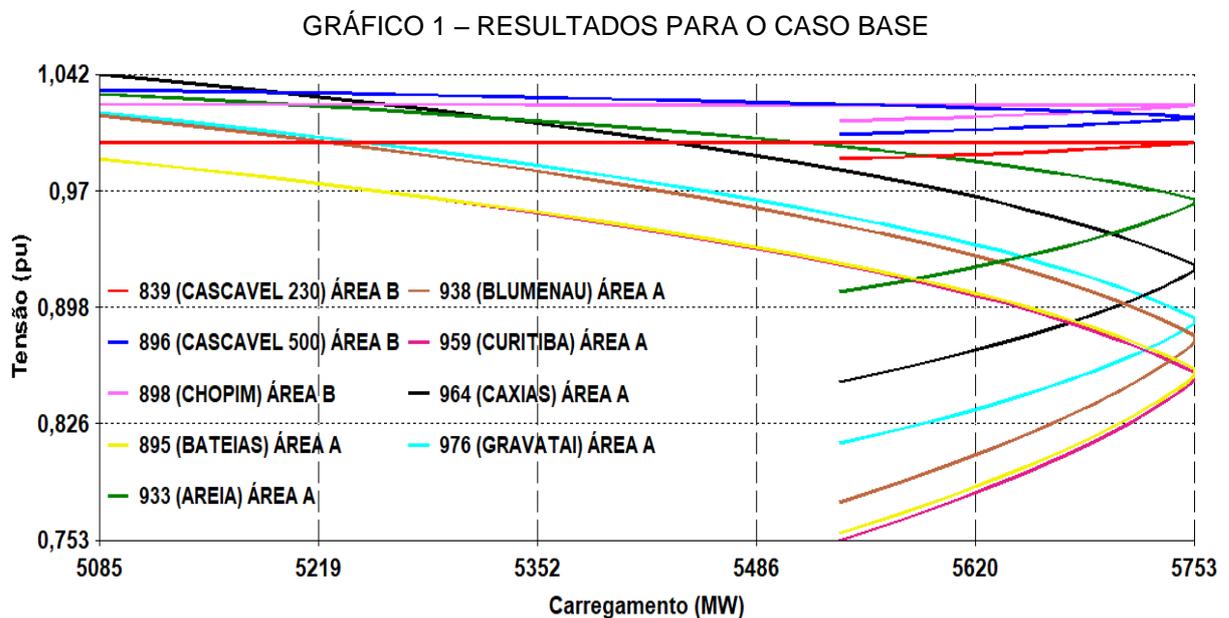


FONTE: O autor (2019)

4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

4.1 RESULTADOS DO CASO BASE

Os resultados da simulação para o caso base (com a rede de distribuição, mas sem GD) encontram-se expostos no GRÁFICO 1. As barras observadas são as barras do sistema de transmissão proposto por Abreu (2007), conectadas à barra que representa o sistema de distribuição com a carga e a GD acoplada.



FONTE: O autor (2019).

Com o carregamento inicial do sistema de 5085 MW, todas as barras do sistema estão dentro dos limites aceitáveis (0,95 a 1,05 pu). A barra que mais se aproxima do limite máximo e a de maior tensão apresentada foi a 964 (Caxias), com 1,042 pu. Esta barra se localiza na área A, área mais carregada do sistema. As barras com menor tensão no carregamento inicial foram a 895 (Bateias) e 959 (Curitiba), também localizadas na área A, com valor de 0,9896 pu. O carregamento máximo do sistema foi de aproximadamente 5753 MW, ponto em que o sistema entra em colapso. Dentre as barras que mais sofreram alterações na tensão provocadas pelo aumento de carga do sistema, destacam-se novamente a barra 959 (Curitiba), variando 0,1324 pu. Esta última, além de apresentar grande variação,

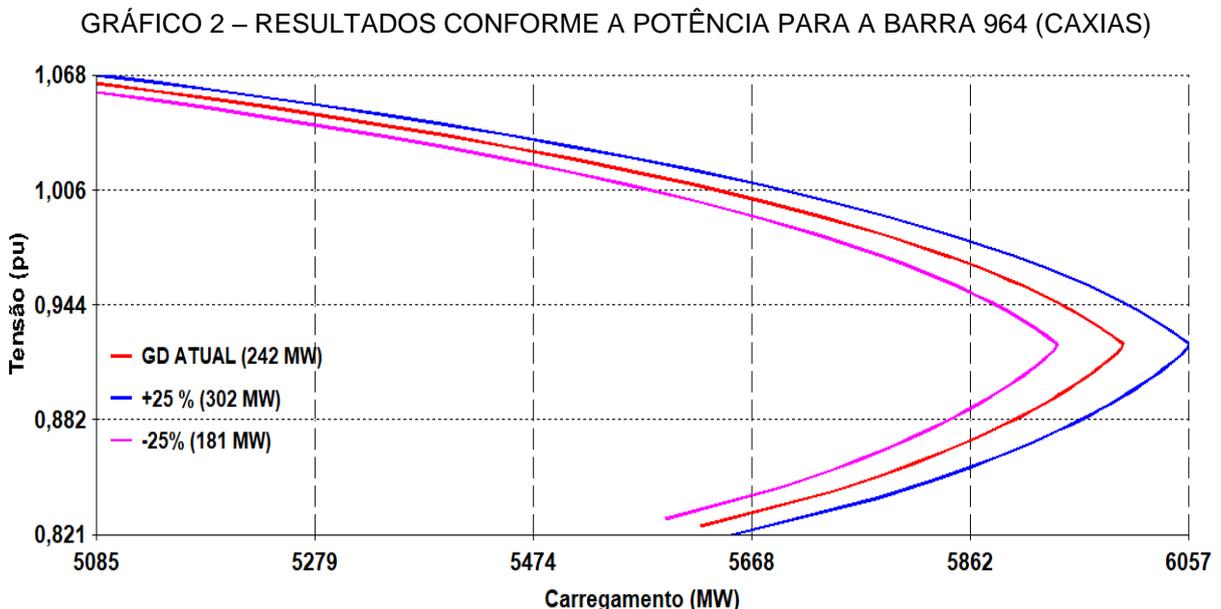
atinge o ponto de carregamento máximo com a menor tensão em relação as demais e fora do limite mínimo aceitável.

O aumento da carga do sistema levou a uma queda da tensão das barras da área A, de forma que algumas delas transpuseram o limite inferior de 0,95 pu. Já as barras da área B tiveram a tensão quase inalterada com o carregamento do sistema. Isso ocorre devido a maior concentração da carga na área A.

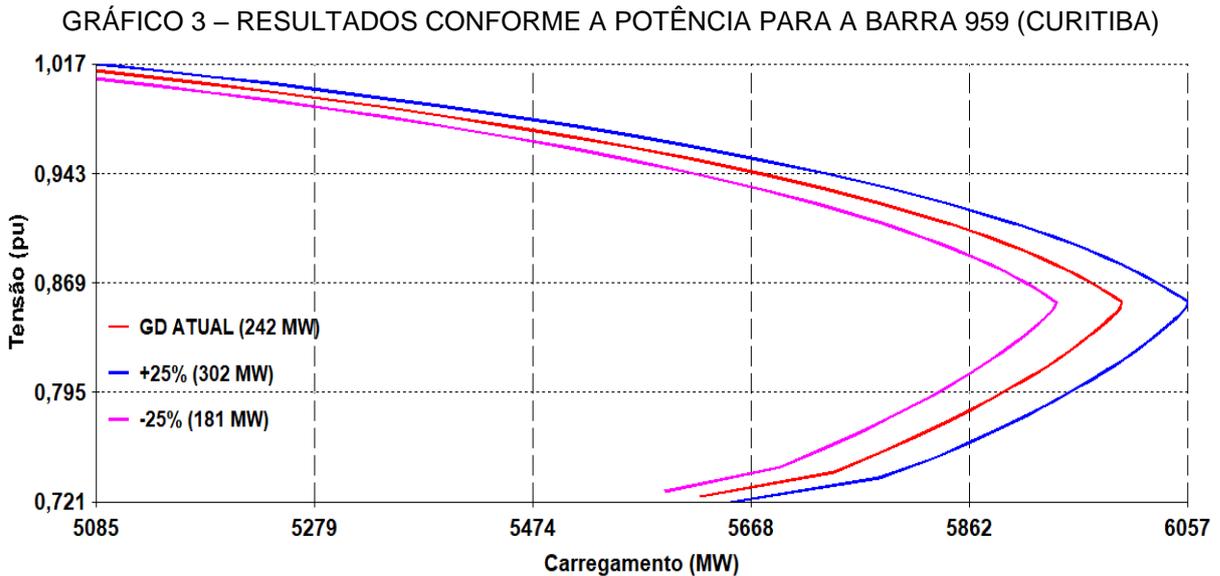
Partindo desta primeira simulação, a análise dos demais casos foi baseada em duas barras específicas do sistema: a 964 (Caxias), que possui maior tensão no carregamento inicial, próxima do limite máximo do sistema; e a 959 (Curitiba), que apresenta a menor tensão no carregamento inicial e também no carregamento máximo, atingindo neste um valor de tensão fora dos limites ideais.

4.2 RESULTADOS PARA CENÁRIOS COM DIFERENTES MONTANTES DE POTÊNCIA DE GD

Os resultados obtidos para a avaliação de diferentes montantes de potência da GD no sistema encontram-se nos GRÁFICOS 2 e 3.



FONTE: O autor (2019).



FONTE: O autor (2019).

As curvas PV indicaram que quanto maior a potência de GD inserida, maior o máximo carregamento possível para o sistema, porém, aos custos de uma elevação da tensão nas barras analisadas.

Isto é positivo para a barra 959 (Curitiba) devido a sua situação inicial de baixa tensão no caso base. Já para a barra 964 (Caxias), que já possui tensão próxima do limite máximo no carregamento inicial, o aumento de tensão provocado pela GD é algo negativo, porém sendo compensado com o aumento do carregamento. Além disso, trabalhos como o de Almeida e Jota (2018) apresentam um levantamento com uma série de estratégias convenientes para a mitigação dos efeitos de elevação da tensão causados pela alta penetração de GD no sistema, dentre os quais destacam reforços nas redes de distribuição, a limitação do fornecimento de potência ativa e a capacidade de fornecimento de potência reativa por parte da GD.

Também é importante destacar, como indicado por Colombari (2017), que conforme os limites de tensão são atingidos, a GD pode ser desconectada do sistema devido à atuação de proteções. Portanto, tratando de um estudo teórico, a GD possui a capacidade de aumentar o máximo carregamento, permitindo um maior carregamento até o ponto de colapso, porém deve-se considerar que em um caso prático, antes do máximo carregamento, os geradores distribuídos deverão ser desconectados pela proteção de subtensão.

Os resultados de máximo carregamento para cada caso encontram-se resumidos na TABELA 1. De uma forma geral, para ambas as barras analisadas, quanto maior a potência de GD inserida no sistema, maior a tensão no carregamento inicial e maior o carregamento máximo obtido.

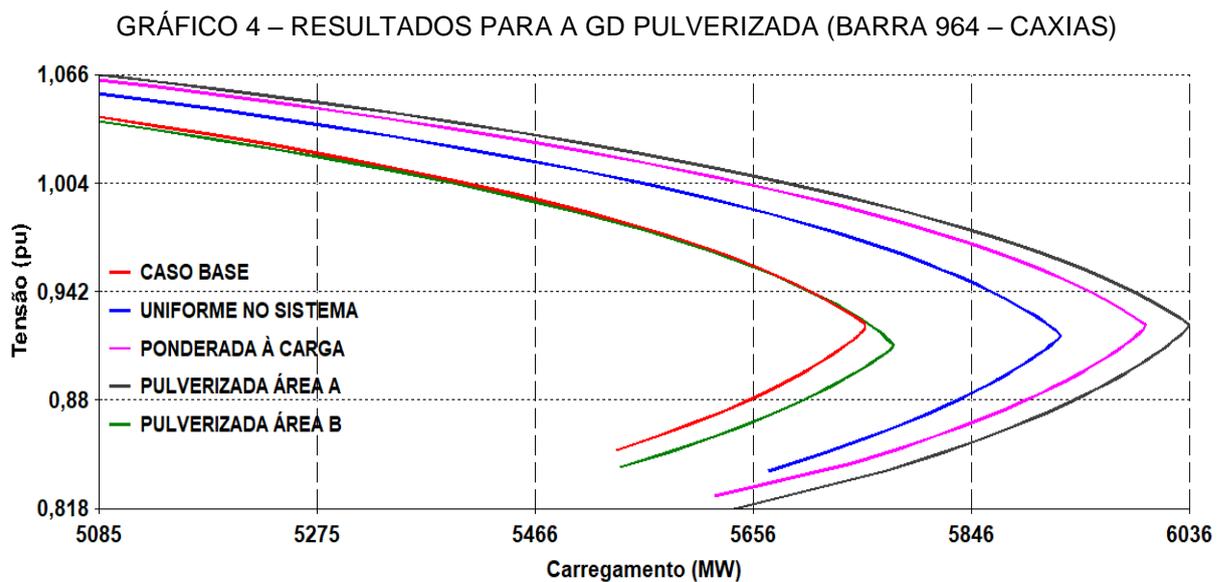
TABELA 1 – MÁXIMO CARREGAMENTO E TENSÕES PARA CENÁRIOS COM DIFERENTES MONTANTES DE POTÊNCIA DE GD

Cenário	Carregamento Máximo (MW)	Máxima tensão barra 964 (Caxias)	Máxima tensão barra 959 (Curitiba)
+ 25% (302 MW)	6057	1,068	1,017
GD Atual (242 MW)	5997	1,063	1,013
- 25% (181 MW)	5939	1,058	1,007

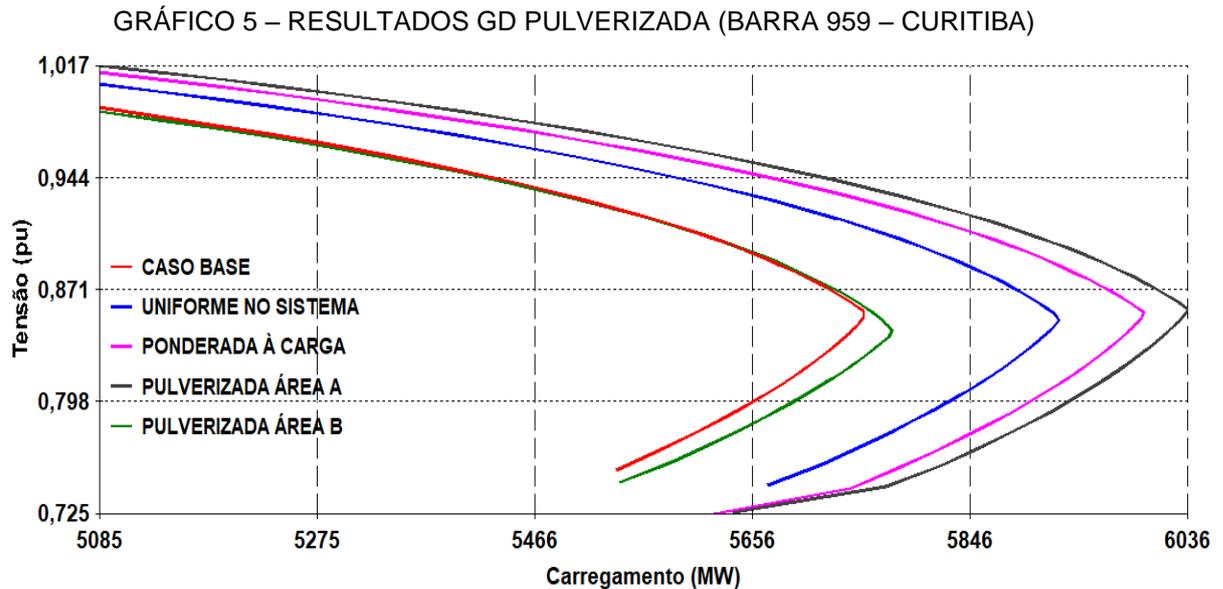
FONTE: O autor (2019).

4.3 RESULTADOS PARA OS CENÁRIOS DE GD PULVERIZADA

A análise do cenário anterior trata de como o aumento da potência da GD impacta no sistema. Os próximos cenários visam manter a potência fixa, porém alterando a área e forma de inserção da GD. Realizando a plotagem dos casos com a GD pulverizada para as barras 964 (Caxias) e 959 (Curitiba), foram obtidos os GRÁFICOS 4 e 5.



FONTE: O autor (2019).



FONTE: O autor (2019).

Em relação ao caso base, novamente foi possível observar que, o carregamento máximo possível aumentou com a inserção da GD, porém, causando a elevação da tensão nas barras analisadas. Isso já era esperado a partir dos resultados obtidos para o caso anterior. Porém, os valores variaram dependendo de como a GD é pulverizada no sistema.

O cenário de maior impacto foi o cenário “PULVERIZADA ÁREA A”, onde 100% da GD foi inserida na área A, seguido do cenário com a GD “PONDERADA À CARGA”, com 82% na área A e, na sequência, do cenário com a GD “UNIFORME NO SISTEMA”, com 55% de GD na área A. Já no caso da GD “PULVERIZADA NA ÁREA B”, houve um pequeno aumento do máximo carregamento, com a tensão mantendo-se muito próxima do caso sem GD.

No cenário de GD “PULVERIZADA ÁREA A”, o carregamento máximo foi de 6036 MW. Este valor é próximo do valor obtido para o cenário tratado anteriormente com +25% de GD em relação potência atual, cujo carregamento foi de 6057 MW. Desta forma, apenas inserindo a GD de outra maneira no sistema, foi possível obter um valor de máximo carregamento quase equivalente a um caso onde o montante de GD fosse 25% maior.

Os resultados foram semelhantes para ambas as barras, alterando-se apenas os valores de tensão observados. Como no caso anterior, as tensões da barra 964 (Caxias) superam o limite superior (1,05 pu), enquanto para a barra 959

(Curitiba) a elevação da tensão é positiva. Os resultados de máximo carregamento para cada caso encontram-se resumidos na TABELA 2.

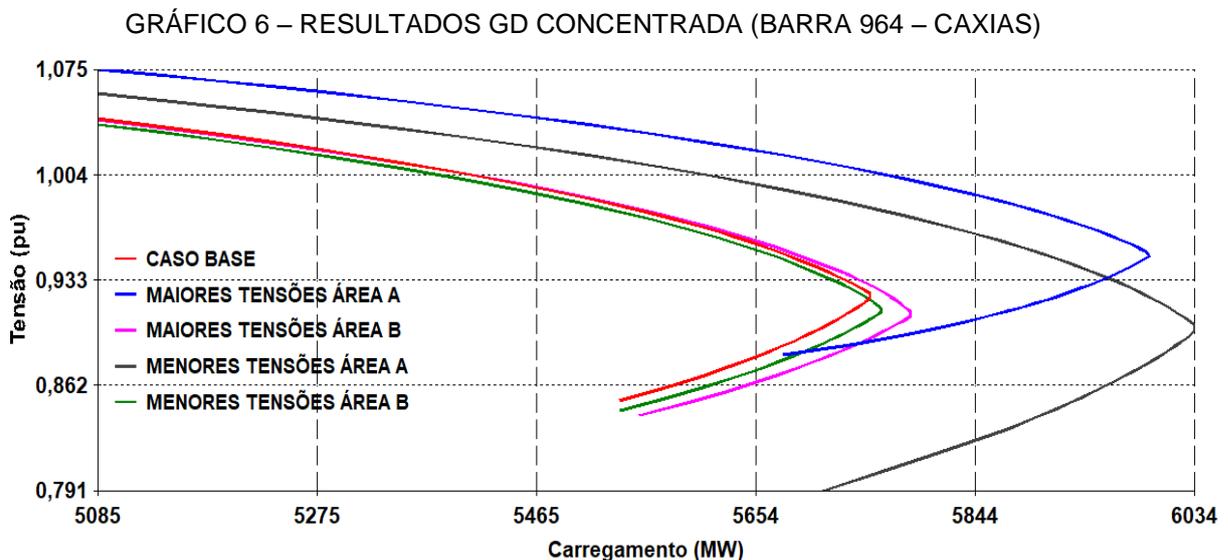
TABELA 2– MÁXIMO CARREGAMENTO E TENSÕES PARA CENÁRIOS DE GD PULVERIZADA

Cenário	Carregamento Máximo (MW)	Máxima tensão barra 964 (Caxias)	Máxima tensão barra 959 (Curitiba)
PULVERIZADA ÁREA A	6036	1,066	1,017
PONDERADA À CARGA	5997	1,063	1,013
HOMOGÊNEA NO SISTEMA	5923	1,055	1,005
PULVERIZADA ÁREA B	5777	1,040	0,987
CASO BASE	5753	1,042	0,989

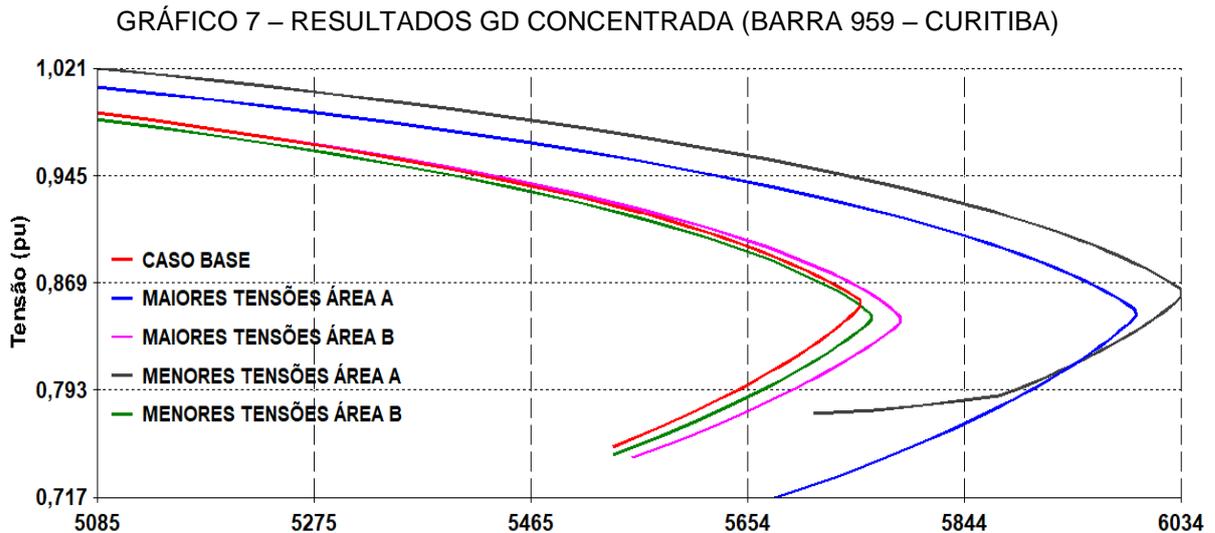
FONTE: O autor (2019).

4.4 RESULTADOS DOS CENÁRIOS DA GD CONCENTRADA

Visando resolver a problemática observada quando se utiliza a GD pulverizada pelo sistema, onde se observa não somente um aumento no carregamento máximo, mas também uma elevação da tensão, foram investigados cenários onde a GD é concentrada em apenas certos pontos do sistema. Para os cenários estudados, a GD foi concentrada em duas barras do sistema. As barras da área A foram a 964 (Caxias) e 976 (Gravataí), de maior tensão; e a barra 895 (Bateias) e 938 (Blumenau) de menor tensão. Para a área B, foram as barras 933 (Areia) e 896 (Cascavel 500) de maior tensão e a 839 (Cascavel 230) e a 898 (Chopim). Os resultados encontram-se nos GRÁFICOS 6 e 7.



FONTE: O autor (2019).



FONTE: O autor (2019).

Analisando primeiramente o Gráfico 6, a barra 964 (Caxias) apresentou tensões bastante elevadas no carregamento inicial do sistema, principalmente para o cenário “MAIORES TENSÕES ÁREA A”, ou seja, com a GD concentrada nas duas barras de maior tensão da área A.

De uma forma geral, para os cenários anteriores, quanto mais elevada a tensão das barras, maior o máximo carregamento possível do sistema. Entretanto, neste caso, a tensão da barra atingiu valor de 1,075 pu no carregamento inicial, fora do limite ideal e acima dos demais cenários, porém o máximo carregamento do sistema foi menor se comparada ao cenário “MENORES TENSÕES DA ÁREA A”, cuja tensão foi de 1,059 pu para o carregamento inicial.

A GD inserida concentrada na área B não causou grandes alterações ao sistema, com pequeno aumento no máximo carregamento do sistema e tensão muito próxima do caso base para ambas às barras analisadas.

Desta forma, se houvesse um incentivo para inserção da GD em microrregiões, e caso ocorresse na área A, seria interessante que ela fosse alocada nas barras de menores tensões, de forma a permitir um maior carregamento máximo, e menores tensões nas barras. Caso a inserção fosse realizada na área B, já que foi a área que manteve as tensões mais baixas, o caso mais positivo seria a GD nas barras de maiores tensões, por permitir maior carregamento máximo e a mesma tensão comparada ao caso das barras de menores tensões.

Os resultados de máximo carregamento para cada caso encontram-se resumidos na TABELA 3.

TABELA 3– MÁXIMO CARREGAMENTO E TENSÕES PARA CENÁRIOS DE GD CONCENTRADA

Cenário	Carregamento Máximo (MW)	Máxima tensão barra 964 (Caxias)	Máxima tensão barra 959 (Curitiba)
MENORES TENSÕES DA ÁREA A	6034	1,059	1,021
MAIORES TENSÕES ÁREA A	5993	1,075	1,008
MAIORES TENSÕES ÁREA B	5788	1,042	0,989
MENORES TENSÕES ÁREA B	5762	1,038	0,985
CASO BASE	5753	1,042	0,989

FONTE: O autor (2019).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo realizou uma comparação entre diferentes cenários de penetração da GD nos sistemas elétricos de potência. Foram realizadas simulações computacionais em regime permanente sobre o sistema-teste conhecido como Sistema Sul reduzido, composto por duas áreas geoeletricas (área A e área B), sendo que a área A apresenta maior concentração de carga, necessitando importe de energia da área B. O método do fluxo de potência continuado foi empregado para obtenção de curvas PV, sobre as quais as análises foram realizadas, sendo observando os valores de módulo da tensão e máximo carregamento possível.

Três estratégias de análise foram adotadas. A primeira tratou da avaliação de cenários de simulação com diferentes montantes de potência injetada pela GD: cenário atual (242MW), considerando dados disponíveis da ANEEL para a potência instalada em GD fotovoltaica no mês de abril de 2019 para a Região Sul do Brasil; cenário com -25% de potência em relação ao cenário atual e cenário com +25% em relação ao cenário atual.

Mantendo o valor de potência fixa, a segunda e terceira estratégia de análise se basearam, respectivamente, em avaliar cenários de avanço pulverizado da GD (evolução da GD espalhada de diferentes formas pelo sistema) e cenários de avanço concentrado da GD (evolução da GD concentrada apenas em determinados pontos do sistema).

Os principais resultados a partir da análise de duas barras de estudo do sistema indicaram que quanto maior a potência de GD inserida, maior o máximo carregamento possível para o sistema, porém, aos custos de uma elevação da tensão nas barras analisadas. De uma forma geral, para ambas as barras analisadas, quanto maior a potência de GD inserida no sistema, maior a tensão no carregamento inicial e maior o carregamento máximo obtido para o sistema.

A análise permitiu a observação de pontos positivos e negativos para diferentes montantes de potência e formas de inserção da GD, dos quais se destacam:

- O aumento da potência de GD inserida no sistema eleva o máximo carregamento possível para o sistema, aos custos de uma elevação da tensão nas barras analisadas. É importante destacar que a elevação da tensão causada pela alta penetração de GD no sistema pode ser resolvida através de uma série de estratégias, dentre os quais destacam reforços nas redes de distribuição, limitação do fornecimento de potência ativa, capacidade de fornecimento de potência reativa por parte da GD;
- Também é importante destacar que conforme os limites de tensão são atingidos, a GD pode ser desconectada do sistema devido à atuação de proteções de subtensão. Portanto, em um caso prático, deve-se considerar que até chegar ao ponto de máximo carregamento, as GDs terão sido desconectadas devido à desconexão mandatória por conta da proteção de subtensão.
- A penetração da GD na área A, que concentra aproximadamente 80% da carga, alivia o sistema e permite maior carregamento máximo.
- Valores de máximo carregamento do sistema podem ser obtidos com menos potência de GD. Seria interessante incentivar não só aumento da potência da GD, mas também seu direcionamento para pontos do sistema de maior carência de geração ou maior carga;
- Se a GD for concentrada na área A, o mais interessante é que ocorra nas barras de menores tensões, permitindo um maior carregamento máximo, e menores tensões em barras de tensão já elevada no caso base.

- Uma possível estratégia para não penalizar a tensão seria a utilização da GD na área B, porém o aumento do carregamento máximo observado foi inferior nestes cenários.

5.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para futuros estudos, sugere-se:

- A realização das análises destacadas neste trabalho em sistemas-teste de maior complexidade, com maior número de barras.
- A realização de análises de outras naturezas para o sistema estudado (utilização de índices de estabilidade de tensão; utilização de uma metodologia que vise uma possível integração do sistema com técnicas de *Smart grid*);
- A replicação dos cenários estudados utilizando a GD modelada como barra PV, fornecendo então potência reativa para o sistema, o que a caracterizaria como uma PCH, um gerador síncrono eólico, ou uma central de biomassa.

REFERÊNCIAS

ABREU, L. V. L. D. **Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica.** Dissertação (Mestrado) — UNICAMP, Campinas, Brasil., 2005.

ALMEIDA, G. L. S.; JOTA, P. R. D. S.. **ESTUDO DA ELEVAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM ALTA CONCENTRAÇÃO DE GERADORES.** In: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, Gramado, 2018. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/505/505>>. Acesso em: 13 jun. 2019.

ALVES, W. F. **PROPOSIÇÃO DE SISTEMAS-TESTE PARA ANÁLISE COMPUTACIONAL DE SISTEMAS DE POTÊNCIA.** 2007. 332 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Computação, Aplicações (computação em Potência), Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 2007. Disponível em: <<http://www.sistemas-teste.com.br/downloads/Dissertacao.pdf>>. Acesso em: 20 fev. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro++Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+++2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 23 fev. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Geração distribuída.** 2019. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjVlLTl1MjltN2E5MzBkN2ZlMzVklwiwCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 19 abr. 2019.

ARAÚJO, B. M. C. **Aritméticas Intervalares Aplicadas à solução do problema de fluxo de potência continuado via equações de injeção de correntes.** 2016. 144 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2016. Disponível em: <<http://repositorio.ufjf.br:8080/jspui/bitstream/ufjf/2339/1/biancamariacostaaraujo.pdf>>. Acesso em: 13 maio 2019.

BARBOSA FILHO, W.P.; AZEVEDO, A.C. **Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens,** II Simpósio de estudo e pesquisa em ciências ambientais, p1-11, 2013.

BORGES, T. H. Panorama da Geração Distribuída de Energia Elétrica no Brasil: Avanços e Desafios. **Especialize On-line Ilog,** Goiânia, v. 1, n. 13, jul. 2017.

BRASIL. Constituição (2004). Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. . Brasília, DF, 30 abr. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm>. Acesso em: 20 abr. 2019.

BRESSAN, N. T. **Análise do crescimento da geração distribuída brasileira com ênfase no potencial energético da região Norte**. 2016. 77 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia e Computação, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

CAMARGOS, R.S.C; SHAYANI, R.A; OLIVEIRA, M.A.G. **Análise Comparativa de Elevação de tensão causada pela Inserção de geração Distribuída Fotovoltaica Concentrada e Pulverizada**, Universidade de Brasília, p.1-9, 2016.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Manual do usuário: Programa de Análise de redes V09.07.02**. 2011.

COLOMBARI, L. F. D. S. **An Approach to Handle Sudden Load Changes on Static Voltage Stability Analysis**. 2017. 136 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2018. 294 p. Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf>. Acesso em: 12 mar. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **NOTA TÉCNICA DEA 12/16: Eficiência Energética e Geração Distribuída**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2016. 92 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-245/topico-264/DEA%2012-16%20-%20Ef%20energetica%202015-2024%5B1%5D.pdf#search=gera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADda>>. Acesso em: 26 mar. 2019.

FERNANDES, T. C. D. C. **Aplicação de técnicas de estimação modal para análise da estabilidade a pequenas perturbações de sistemas de distribuição com geração distribuída**. 128 p. Dissertação (Mestrado) — USP, São Carlos, Brasil, 2012.

FERRAZ, J. C. R.; MARTINS N.; PINTO H. J. C. P; FALCÃO, D. M.; **Fluxo de potência continuado e análise modal e melhoria da estabilidade de tensão do sistema sul-sudeste**. VII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 21 a 26 de maio de 2000.

FERREIRA, C. A.; COSTA, V. M. D. Controle de tensão no fluxo de potência continuado: modelagens e efeitos na estabilidade de tensão. **Sba Controle & Automação**, Campinas , v. 15, n. 4, p. 459-466, Dec. 2004 . Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592004000400009&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 13 mai. 2019.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A.; CONEJO, A. J.; CAÑIZARES, C.. **Sistemas de energia elétrica: Análise e Operação**. Rio de Janeiro: Ltc, 2015. 553 p.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). **O QUE É GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 30 mar. 2019.

JUSTI, A. N.; MAZZA, F.D.; FOGAÇA, L. R. **Análise estática do ponto de colapso de tensão através do método do fluxo de potência continuado**. 2014. 80 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – UTFPR, Curitiba, 2014.

KUIAVA, R.; RAMOS, R. A.; ALBERTO, L. F. C.; POTA, H. R. Practical stability assessment of distributed synchronous generators under variations in the system equilibrium conditions. **International Journal Of Electrical Power & Energy Systems**, [s.l.], v. 55, p.275-284, fev. 2014. Elsevier BV.

KUNDUR, P. M. **Power System Stability and Control**. McGraw-hill 1994.

LEITE, L. C. G.; COSTA, V. M. D. Fluxo de potência continuado via equações de injeção de corrente. **Sba Controle & Automação**, Campinas , v. 14, n. 4, p. 430-438, Dec. 2003 . Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592003000400011&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 14 mai. 2019.

LOPES, L.Z. **Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica**. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica. Brasília, DF: UnB Universidade de Brasília - UnB. 2011.

MARTINS, L. F. B. **Método do Look Ahead modificado para estudos de colapso de tensão**. 2011. 123 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – UNESP, Bauru, 2011.

MONTICELLI, A.J. “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, 1 ed. São Paulo, Editora Edgard Blücher Ltda. 1983.

OLIVIERI, M. M. A.; ROCHA, M. S.; CASTRO M. R. V., SOUZA, S. M.; KLAUS, W.; MEDEIROS, J. C.; VISCONTI, I. F.; GALDINO, M. A. E.; BORGES, E. L. P.; SILVA, I. W. F.; LIMA, A. A. N.; CARVALHO, C. M.; SOARES, Y. M. S.; VIEIRA, J. J. Distributed generation in the smart grid – case study of Parintins. **Elsevier**, Rio de Janeiro, v. 57, p.197-206, 2014.

PEÇAS LOPES, J.A.; HATZIARGYRIOU, N.; MUTALE, J.; DJAPIC, P.; JENKINS, N. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. **Electric Power Systems Research**, [s.l.], v. 77, n. 9, p.1189-1203, jul. 2007. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.016>.

PERRETTO, H.; PEREIRA, J. D. S.; GARCIA, P. H. V. **ANÁLISE ESTÁTICA DE ESTABILIDADE DE TENSÃO COM CENÁRIOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

ATRAVÉS DO SOFTWARE ANAREDE. 2016. 83 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

PINTO JUNIOR, L. A. W. **Energia solar no Rio Grande do Sul: temos irradiância suficiente?** 2017. Disponível em: <<http://hccengenharia.com.br/a-irradiancia-solar-no-rio-grande-do-sul-e-suficiente-para-gerar-energia-solar/>>. Acesso em: 10 jun. 2019.

PONTES, C. V. E.; TARANTO G. N.; FALCÃO D. M.; ESCALANTE, S. L.; RODRIGUEZ, J. I.; ASSIS, T. M. L. **Desempenho Dinâmico da Geração Distribuída Frente a Perturbações no SIN e de Manobras na Rede de Distribuição**,S.N, p.1-11, 2009.

ROMANI, M. **Impactos da geração distribuída na estabilidade a grandes perturbações em sistemas de geração e transmissão de energia elétrica.** Dissertação (Mestrado) — UFPR, Curitiba, Brasil., 2014.

UHMANN, J. R.; UHMANN, I. M. D. S.; FERREIRA, R. L. **PANORAMA BRASILEIRO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.** 2018. Caderno Meio Ambiente e Sustentabilidade – v.12 n.7.

ANEXO 1 – PARÂMETROS ESTÁTICOS DO SISTEMA TESTE

1.1 Dados das Barras

Tabela A1: Dados das Barras

Nº	Nome	Tipo	Tensão	Faixa		Área
				Max	Min	
800	Gov. Bento Munhoz	V0	13,8	1,050	0,950	1
808	Salto Caxias	PV	13,8	1,050	0,950	2
810	Salto Segredo	PV	13,8	1,050	0,950	2
814	Bateias	PQ	230	1,050	0,950	1
824	Gov. Bento.Munhoz	PQ	500	1,090	0,950	1
839	Cascavel	PQ	230	1,050	0,950	2
840	Cascavel	PQ	138	1,050	0,950	2
848	Foz do Chopin	PQ	138	1,050	0,950	2
856	Segredo	PQ	500	1,090	0,950	2
895	Bateias	PQ	500	1,090	0,950	1
896	Cascavel do Oeste	PQ	500	1,090	0,950	2
897	Salto Caxias	PQ	500	1,090	0,950	2
898	Foz do Chopin	PQ	230	1,050	0,950	2
904	Itá	PV	13,8	1,050	0,950	1
915	Machadinho	PV	13,8	1,050	0,950	1
919	Salto Osório	PV	13,8	1,050	0,950	2
925	Salto Santiago	PV	13,8	1,050	0,950	2
933	Areia	PQ	500	1,090	0,950	1
934	Areia	PQ	230	1,050	0,950	2
938	Blumenau	PQ	500	1,090	0,950	1
939	Blumenau	PQ	230	1,050	0,950	1
955	Campos Novos	PQ	500	1,090	0,950	1
959	Curitiba	PQ	500	1,090	0,950	1
960	Curitiba	PQ	230	1,050	0,950	1
964	Caxias	PQ	500	1,090	0,950	1
965	Caxias	PQ	230	1,050	0,950	1
976	Gravataí	PQ	500	1,090	0,950	1
995	Itá	PQ	500	1,090	0,950	1
1030	Machadinho	PQ	500	1,090	0,950	1
1047	Salto Osório	PQ	230	1,050	0,950	2
1060	Salto Santiago	PQ	500	1,090	0,950	2
1210	Gravataí-230	PQ	230	1,050	0,950	2
2458	Cascavel-230	PQ	230	1,050	0,950	2

Coluna	Descrição
Nº	Número de identificação da barra.
Nome	Nome de identificação da barra.
Tipo	Corresponde ao tipo de barra a ser representado nos dados de fluxo de potência, onde: Tipo V0 = Barra de referência ou swing Tipo PV = Barra de tensão regulada ou de geração Tipo PQ = Barra de carga
Tensão	Corresponde a tensão nominal de operação da barra, em kV.
Faixa	Faixa de tensão correspondente aos níveis máximos e mínimos de tensão que a barra pode operar em regime permanente, em pu.
Área	Número de identificação da área elétrica ou subsistema ao qual a barra pertence.

1.2 Dados de Linha

Tabela A2: Dados de Linha

Sequência Positiva e Negativa									
De	Para	Nome	V	Circ	R ₊	X ₊	B	CN	CE
824	933	G.B.Munhoz-Areia	500	1	0,0100	0,1240	15,204	2182	2182
824	933	G.B.Munhoz-Areia	500	2	0,0100	0,1260	15,428	2182	2182
839	898	Cascavel-F.Chopin	230	1	1,1300	6,9900	12,617	189	318
839	1047	Cascavel-S.Osório	230	1	1,2200	7,6900	13,810	189	323
839	2458	Cascavel-Cascavel Oeste	230	1	0,2200	1,0900	1,8601	319	413
839	2458	Cascavel-Cascavel Oeste	230	2	0,1700	1,0300	2,0537	356	356
856	933	Segredo-Areia	500	1	0,0520	0,6540	80,493	2273	2273
856	1060	Segredo-S.Santiago	500	1	0,0560	0,6970	85,746	2182	2182
896	897	Cascavel Oeste-S.Caxias	500	1	0,0500	0,7300	78,060	1637	1637
898	1047	F.Chopin-S.Osório	230	1	0,1500	0,8900	1,6317	324	324
933	895	Areia-Bateias	500	1	0,2000	2,5500	312,72	2110	2110
933	955	Areia-Campos Novos	500	1	0,1620	2,0480	250,17	2110	2110
933	959	Areia-Curitiba	500	1	0,2000	2,6900	336,40	2182	2182
934	1047	Areia-Salto Osório	230	1	3,0450	15,738	27,123	319	319
934	1047	Areia-Salto Osório	230	2	3,0410	15,718	27,089	319	319
938	955	Blumenau-C.Novos	500	1	0,2556	2,9224	360,40	2037	2037
938	959	Blumenau-Curitiba	500	1	0,1270	1,6030	195,89	1266	1266
955	964	Campos Novos-Caxias	500	1	0,1877	2,3467	287,24	1688	1688
959	895	Curitiba-Bateias	500	1	0,0500	0,4400	47,580	2110	2110
964	976	Caxias-Gravataí	500	1	0,0733	0,9164	112,17	1688	1688
976	995	Gravataí-Itá	500	1	0,2820	3,8520	493,70	1688	1688
995	964	Itá-Caxias	500	1	0,1643	3,0339	354,88	2182	2182
995	1030	Itá-Machadinho	500	1	0,0730	0,9200	112,26	2182	2182
995	1060	Itá-Salto Santiago	500	1	0,1720	2,1700	265,16	2110	2110
1030	955	Machadinho-C.Novos	500	1	0,0470	0,5900	71,818	2182	2182
1060	897	S.Santiago-S.Caxias	500	1	0,0760	1,1710	124,58	2370	2681

1.2.1 Impedância Mútua entre Linhas

Tabela A 2.1: Impedância Mútua entre Linhas

Impedância Mútua entre Linhas									
Linha 1				Linha 2				R _M	X _M
De	Para	Nº	Tensão	De	Para	Nº	Tensão		
934	1047	1	230	934	1047	2	230	11,82	20,94
824	933	1	500	824	933	2	500	0,04	0,08
839	2458	1	230	839	2458	2	230	3,43	5,81

Coluna	Descrição
De	Número de identificação da barra de origem.
Para	Número de identificação da barra de destino.
Nome	Nome de identificação do circuito.
V	Tensão nominal de operação do circuito, em kV.
Circ	Número de identificação do circuito.
R ₊	Resistência equivalente de seqüência positiva do circuito, em %.
X ₊	Reatância equivalente de seqüência positiva do circuito, em %.

Coluna	Descrição
B	Susceptância shunt total do circuito, em Mvar.
CN	Capacidade de carregamento do circuito em condições normais de operação, em MVA.
CE	Capacidade de carregamento do circuito em condições de emergência, em MVA.
R_0	Resistência equivalente de seqüência zero do circuito, em %.
X_0	Reatância equivalente de seqüência zero do circuito, em %.

1.3 Dados de Carga

Tabela A3: Dados de Carga

Barra	Nome	Tensão	Carga	
			MW	Mvar
814	Bateias	230	680	130
960	Curitiba	230	790	330
939	Blumenau	230	940	50
965	Caxias	230	700	49
1210	Gravataí	230	1100	400
934	Areia	230	235	57
2458	Cascavel do Oeste	230	400	125
840	Cascavel	138	150	32
848	Foz do Chopin	138	90	17
Total			5 085	1 190

Coluna	Descrição
Barra	Número de identificação da barra que o equipamento está conectado.
Nome	Nome de identificação da barra que o equipamento está conectado.
Tensão	Tensão nominal do equipamento, em kV