

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GD EM UMA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO

por

Felipe Luís Friedrich Martins

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, março de 2023



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GD EM UMA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO

por

Felipe Luís Friedrich Martins

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Flávio Antônio Becon Lemos da COMGRAD-EEN
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Roberto Chouy Leborgne,

Banca examinadora:

Prof. Dr. Flavio Becon Lemos – DELAE / UFRGS

Prof. Dr. Igor Pasa Wiltuschnig – DELET / UFRGS

Prof. Dr. Roberto Chouy Leborgne – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, abril de 2023.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer à minha família por sempre me incentivar a colocar meus estudos como prioridade. O incentivo principalmente dos meus pais foi não apenas verbal, mas dando o máximo de si para me proporcionar as melhores condições de estudo e de vida durante a trajetória acadêmica e toda a minha existência.

À minha namorada Bianca por todo amor, carinho e paciência durante os períodos de maior dificuldade. Com uma disposição ímpar, foi minha fortaleza emocional, me trazendo ânimo e confiança para vencer os desafios.

Aos meus amigos Jaison, Birck e Matheus pelas inúmeras noites me acompanhando nos estudos, sempre me ajudando a tomar as melhores decisões. Os incentivos a cada desafio e as comemorações a cada conquista foram fundamentais ao longo dessa jornada.

Aos meus amigos Klein e Casali por serem minha referência de moralidade, sagacidade e determinação. Em todos os momentos me incentivaram a elevar minha capacidade intelectual.

Às minhas amigas Ana, Gabriela e Pandy por serem meus espelhos de humanidade e organização, sempre me guiando pelos rumos corretos e vibrando junto comigo em todas as minhas conquistas.

Ao meu amigo Caetano por sua enorme torcida. Mesmo de muito longe, me ajudou a enxergar os resultados de longo prazo, me incentivando a ir além.

Ao magnífico Eduardo Finck, por ser meu grande parceiro dentro da UFRGS. Sempre disposto a me ajudar em todos os projetos, foi incansável na procura da resposta de todas as minhas dúvidas.

A todos os meus demais amigos que de alguma forma também fizeram parte deste percurso, que foram essenciais na sua forma de ser.

Por fim, gostaria de agradecer ao professor Roberto pelo auxílio no desenvolvimento deste trabalho e à UFRGS pela excelência de ensino.

MARTINS, F. L. F. **Avaliação da Capacidade de Hospedagem de GD em uma Rede de Distribuição de Média Tensão.** 2022. 5. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2022.

RESUMO

Legislações publicadas nos últimos 2 anos motivaram um grande número de solicitações para instalação de geradoras de fontes renováveis com as últimas possibilidades de garantir benefícios tarifários, o que motiva estudos e análises nessa área. O presente trabalho avalia os impactos que a adição da geração intermitente pode trazer para a rede através de um estudo de caso em uma rede de média tensão. A avaliação dos impactos será realizada por intermédio da determinação de indicadores operacionais que visam quantificar a qualidade da energia da rede em função da sobretensão, da sobrecarga, do desequilíbrio das tensões e com análises das perdas técnicas. Para isso é usado um sistema de 23 barras, com uma carga nominal instalada de 4.158 kW e 2.728 kvar, com variadas alocações de geração distribuída, que permite avaliar os indicadores utilizados bem como quantificar os níveis de acréscimo de geração distribuída. A operação é simulada no *software* OpenDSS com cenários que consideram dois diferentes perfis de carga, e utiliza-se bancos de capacitores para ajuste de tensão. Os resultados mostram que o tipo de curva de carga utilizada influencia diretamente na determinação da capacidade de hospedagem, sendo necessário utilizar métodos de regulação de tensão para ajustar os níveis da rede em seu estado inicial. A capacidade da rede analisada para carga comercial foi de 2.967 kW de geração distribuída e o ponto de máxima melhoria da rede para carga residencial é com GD em 1.357 kW.

PALAVRAS-CHAVE: Capacidade de Hospedagem, Geração Distribuída, Rede de Distribuição.

MARTINS, F. L. F. **Assessment of the DG Hosting Capacity in a Medium Voltage Distribution Network.** 2022. 5. Monograph (Completion Work of the Course in Energy Engineering) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2022.

ABSTRACT

Recent legislation published in the last 2 years has led to an exorbitant number of requests for the installation of renewable source generators with the latest possibilities to guarantee tariff benefits, which motivates studies and analyzes in this area. The present work evaluates the impacts that the addition of intermittent generation can bring to the network through a case study in a medium voltage network. The impact assessment will be carried out through the determination of operational indicators that aim to quantify the quality of the network's energy in terms of overvoltage, overload, voltage unbalance and analysis of technical losses. For this, a 23-bus system is used, with a nominal installed load of 4,158 kW and 2,728 kvar, with varied allocations of distributed generation, which allows evaluating the indicators used as well as quantifying the levels of increase in distributed generation. The operation is simulated in the OpenDSS software with scenarios that consider two different load profiles, and capacitor banks are used for voltage adjustment. The results show that the type of load curve used directly influences the hosting capacity, being necessary to use voltage control methods to adjust the network levels in its initial state. The grid capacity for commercial load was 2,967 kW of distributed generation and the maximum grid improvement point for residential load is with GD in 1,357 kW.

KEYWORDS: Distributed Generation, Hosting Capacity, Distribution Network.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	4
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	4
2.1	Impactos da GD na rede de distribuição de energia elétrica	5
2.1.1	Sobrecarga.....	5
2.1.2	Fluxo reverso	5
2.1.3	Faixa de tensão.....	7
2.1.4	Desequilíbrio de tensão	7
2.1.5	Distorções harmônicas	8
2.1.6	Perdas de energia	9
2.2	Capacidade de Hospedagem	9
3	DEFINIÇÕES DO MÉTODO	10
3.1	Programa de simulação.....	10
3.2	Sistema analisado	12
3.3	Curvas de carga	13
3.4	Curva de geração	13
3.5	Indicadores avaliados	14
3.5.1	Limitação por faixa de tensão	14
3.5.2	Limitação por sobrecarga.....	15
3.5.3	Análise das perdas.....	15
4	CENÁRIOS AVALIADOS	16
4.1	Caso Base	16
4.2	Caso 1: com 100% de geração fotovoltaica distribuída	16
4.3	Caso 2: definição da capacidade de hospedagem da rede	16
4.4	Síntese dos cenários para avaliação.....	17
5	ANÁLISE DE RESULTADOS	19
5.1	Cenário 1.....	19
5.2	Cenário 2.....	20
5.3	Cenário 7.....	22
5.4	Cenário 8.....	23
5.5	Cenário 11.....	24
5.6	Cenário 12.....	25
5.7	Considerações finais	27
6	CONCLUSÃO	28
6.1	Propostas de continuidade	28

1 INTRODUÇÃO

Em uma crescente descarbonização da matriz elétrica, o mundo vem investindo significativamente em fontes renováveis de geração de energia, no intuito de reduzir os severos efeitos climáticos que têm se intensificado ao longo dos últimos anos. A capacidade instalada total de fontes centralizadas no Brasil hoje é de 183,08 GW, dos quais 109,30 GW hidrelétrica, 24,69 GW eólica, 15,31 GW biomassa e 7,65 GW solar, sendo essas as principais fontes renováveis (ONS, 2023), representando uma atual geração de energia elétrica consideravelmente limpa.

À luz da lei de 9.427/1996 foi aplicado um benefício financeiro de 50% de redução nas tarifas de uso do sistema de distribuição e de transmissão para as principais fontes renováveis (solar FV, biomassa, eólica e PCHs), de forma a permitir maior competitividade e incentivar métodos de menor emissão de carbono na geração de energia. Em primeiro de março de 2021 foi promulgada a lei 14.120, a qual aplica algumas alterações nessa lei de 1996, que inclui o marco temporal para o fim do benefício de 50% das tarifas. A nova lei ofereceu 12 meses, a partir da sua data de publicação, para solicitação de outorga por parte dos agentes para as usinas geradoras garantirem o benefício tarifário, na condição de implementação das usinas em até 48 meses após a data da outorga. Ao final dos 12 meses de prazo, a capacidade total das solicitações se aproxima de 180 GW (ANEEL, 2021), se aproximando da atual capacidade instalada total brasileira.

No sexto dia de janeiro de 2022 foi instituído o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Através da Lei 14.300, empreendimentos de geração fotovoltaica cujos montantes de energia apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora, passam a poder ser despachados por meio de um controlador local ou remoto (ANEEL, 2022).

No cenário em que está ocorrendo uma considerável adição de fontes intermitentes na rede elétrica brasileira em um curto prazo, são ponderados os impactos que a rede pode sofrer ao adicionar-se grandes contribuições de geração de energia intermitente. As linhas de transmissão e distribuição são condicionadas a limites físicos de fluxo de potência e de qualidade de energia, abrindo a possibilidade de se atingir uma geração acima da capacidade de escoamento da rede. Em vista disso, o presente trabalho propõe a avaliação da capacidade de hospedagem de uma rede de distribuição de média tensão, avaliando cenários hipotéticos de adição de geração distribuída em um alimentador através de métodos de solução de fluxo de potência utilizando o *software* OpenDSS.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Historicamente, o Brasil se desenvolveu com transmissão e distribuição de energia elétrica proveniente majoritariamente de hidrelétricas e termoelétricas, concentrando sua geração em grandes usinas e instalando linhas que percorrem longas distâncias para atender o sistema elétrico, de forma a classificar a geração brasileira como uma geração centralizada (OLIVEIRA, 2015). Não houve modelo de geração distribuída previsto pelos órgãos reguladores no Brasil até 2004, ano em que foi publicado o decreto 5.163/2004. O texto definiu a possibilidade de geração distribuída para fontes que não fossem hidráulicas ou térmicas - salvos os casos de cogeração com eficiência maior ou igual a 75% (ANEEL, 2004).

Após alguns anos de desenvolvimento no setor de energia, a legislação foi evoluindo no segmento de geração distribuída, culminando na atual definição da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), através do Módulo 1 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), que caracteriza a geração distribuída como “*centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no*

sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas” (ANEEL, 2021).

A definição dos dois tipos de geração foi revista no caput da recente Lei 14.300 de 2022, classificando-as:

- Microgeração distribuída: potência instalada menor ou igual a 75 kW, que utilize cogeração qualificada ou fonte renovável, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de unidades consumidoras;
- Minigeração distribuída: potência instalada maior que 75 kW, menor ou igual a 5 MW para fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para fontes não despacháveis conectadas na rede de distribuição de energia elétrica por meio de unidades consumidoras.

2.1 Impactos da GD na rede de distribuição de energia elétrica

Com a geração sendo alocada diretamente nos pontos de consumo, a micro e minigeração distribuída possibilitam uma redução das perdas elétricas (SILVA, 2017), o que beneficia não apenas a rede, mas também os consumidores que nela estão, uma vez que as perdas adicionam custos nas tarifas. Além do benefício da redução das perdas, a GD é feita utilizando fontes renováveis – majoritariamente solar e eólica, o que contribui positivamente para a descarbonização da matriz elétrica.

Como mencionado no texto próprio da seção 2, a rede de energia foi historicamente projetada para uma metodologia centralizada de geração. Dessa forma, grande parte dos sistemas de distribuição foi previsto para sistemas com fluxo de potência unidirecional, o que facilita o dimensionamento da proteção dos transformadores e também a seção dos condutores de alimentação (SHAYANI, 2010). O revés disso é que as fontes intermitentes da geração distribuída costumam gerar mais energia do que são demandadas pela carga local, alimentando cargas adjacentes próximas e por consequência conferindo um fluxo de potência bidirecional para alguns segmentos da distribuição. Os sistemas de proteção e reguladores de tensão normalmente não são projetados para o fluxo reverso, impactando a rede como um todo (SEGUIN et al, 2016).

2.1.1 Sobrecarga

A alta alocação de nova geração pode exceder o limite de ampacidade da rede de mais de uma forma. Os circuitos entre a geração e as cargas que são atendidas possuem limites físicos de corrente bem definidos, que podem ser ultrapassados principalmente nos picos de geração. Para mais, a geração localizada pode mascarar sobrecargas no caso de desconexão da geração distribuída. Com efeito, para casos de um mesmo tipo de geração sendo aplicado em unidades próximas, os sistemas dimensionados para compensar as cargas locais tendem a coincidir os picos de geração e divergir dos consumos pontuais, potencializando os efeitos de sobrecarga (SEGUIN et al, 2016).

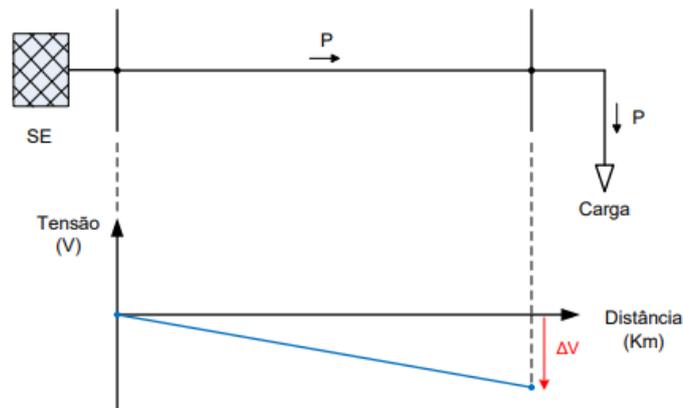
2.1.2 Fluxo reverso

Há mais de uma maneira do aumento da geração intermitente impactar as tensões do circuito. Tanto a sobretensão quanto a subtensão podem afetar a qualidade da energia e impactar nos circuitos de controle e proteção ao longo das linhas de distribuição de energia. A instalação da geração próxima a carga em pontos intermediários da linha pode eventualmente auxiliar na regulação da tensão nos momentos de carga pesada (LIMA, 2021). Por outro lado, a alocação de maior potência instalada no final de um alimentador é um dos mais proeminentes e potencialmente

problemáticos meios de causar sobretensão na rede (SEGUIN et al, 2016). A sobretensão pode possuir relação direta com o fluxo reverso como pode ser visto na comparação entre as Figuras 2.1 e 2.2.

No cenário em que haja apenas a geração centralizada, o fluxo de potência será unidirecional, formando uma queda de tensão ao longo do circuito de maneira gradual como pode ser visto na Figura 2.1, a seguir.

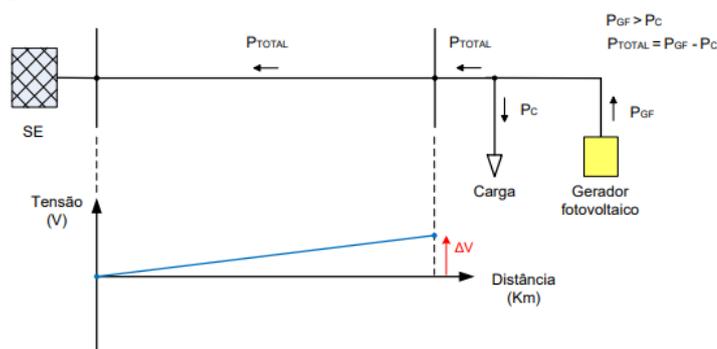
Figura 2.1 – Cenário de geração centralizada.



Fonte: (PALUDO, 2014)

Na Figura 2.1 é possível perceber a queda de tensão do circuito de distribuição, em que a tensão sobre a carga tende a ficar menor que a tensão na subestação em função da distância percorrida. Com a adoção da geração fotovoltaica no ponto da carga (considerando um momento de geração maior que a carga local), como visto na Figura 2.2, há uma inversão do fluxo de potência, e por consequência também a inversão da queda de tensão, que neste caso se dá no ponto da subestação em relação ao ponto da carga.

Figura 2.2 – Cenário com geração fotovoltaica ao final da linha.



Fonte: (PALUDO, 2014).

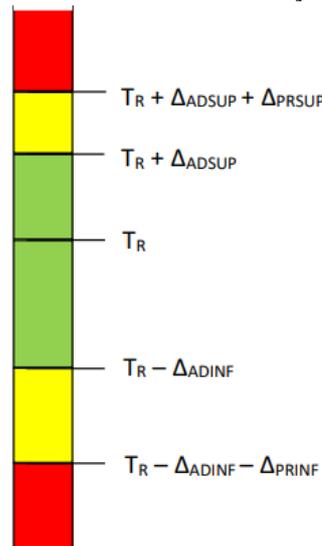
Geralmente, o controle de tensão é feito utilizando-se bancos de capacitores, com a possibilidade de conexão e desconexão para compensação da tensão, ou por reguladores automáticos de tensão, que utilizam a alteração da posição do *tap* a fim de manter as tensões dentro dos limites estabelecidos pelas normas. Entretanto, a depender da penetração da geração intermitente, é possível que esses elementos sejam insuficientes para a compensação dos distúrbios causados à rede. No artigo de Solanki et al (2012), é feita uma análise da penetração da geração fotovoltaica em uma rede de distribuição, na qual ao atingir uma potência fotovoltaica instalada

equivalente a 50% da carga total instalada, ocorrem tensões acima dos limites da rede, de forma que o regulador automático de tensão não é capaz de compensar.

2.1.3 Faixa de tensão

Para análise da qualidade da tensão, o Módulo 8 do PRODIST define zonas de tensão com base na Tensão de Referência (T_R), de forma a classificar a dispersão da tensão em relação à tensão nominal de operação. A Figura 2.3 a seguir apresenta de forma visual as classificações de tensão.

Figura 2.3 – Faixas de tensão em relação à de referência.



Fonte: (ANEEL, 2021).

A faixa verde apresenta a faixa adequada de tensão, a amarela a faixa precária, e a vermelha, a crítica. As diferenças entre cada faixa variam de acordo com a tensão nominal da linha, não sendo relevantes para esta definição qualitativa do indicador.

Na operação do sistema, as variações das cargas e das gerações, para além de outras eventualidades, resultam na variação da tensão de cada nó, o que permite que a tensão transcorra pela faixa de acordo com as suas condições operacionais.

2.1.4 Desequilíbrio de tensão

As redes de distribuição já possuem certos níveis de desequilíbrio entre as fases organicamente, devido à diversidade de ligações monofásicas e bifásicas que ocorrem nos seus nós (PALUDO, 2014). Dessa forma, com a adição de geração distribuída com sistemas monofásicos e bifásicos possibilita uma alta variação no desequilíbrio das fases, podendo causar ainda mais desequilíbrio na rede, ou por raras vezes compensar o desbalanço entre as fases da rede. Para sistemas de geração trifásica, há uma menor tendência de interferência no balanço das tensões, apesar de apresentar também um certo limite de potência a ser instalado, tendo em vista as características de potência predominantemente ativa na geração fotovoltaica.

O Módulo 8 do PRODIST define o Fator de Desequilíbrio no intuito de quantificar e regular seus limites, tendo em vista os efeitos do desbalanceamento das fases na rede. A equação 2.1 apresenta esta definição.

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (2.1)$$

Sendo definido o fator β a partir da equação 2.2, através de uma relação entre as tensões eficazes de linha na frequência fundamental.

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (2.2)$$

Outra forma de determinar o fator de desequilíbrio, também apresentada no Módulo 8 do PRODIST, é a partir da análise das componentes de sequência positiva e negativa da tensão em (2.3).

$$FD\% = \frac{V^-}{V^+} 100 \quad (2.3)$$

Onde V^- é o valor eficaz da tensão de sequência negativa e V^+ é o valor eficaz da tensão de sequência positiva.

Independente da metodologia utilizada para determinar o fator de desequilíbrio, seu limite é determinado de acordo com a tensão nominal de operação da linha. A Tabela 1 indica os limites de acordo com a resolução do Módulo 8 do PRODIST.

Tabela 1 – Limites para o desequilíbrio de tensão		
Indicador	$V_n < 2,3\text{kV}$	$2,3\text{kV} \leq V_n \leq 230\text{kV}$
FD95%	3%	2%

Fonte: (ANEEL, 2021)

Para valores usuais de redes de distribuição, entre 2,3 kV e 230 kV o indicador representa um valor de referência de 2% de fator de desequilíbrio, havendo uma tolerância de 5% das medições com transgressão desse valor.

2.1.5 Distorções harmônicas

Os sistemas de geração intermitente, baseados em fontes eólicas e fotovoltaicas, são conectados à rede através de conversores eletrônicos para a inserção da energia na rede. Em função da atuação dos dispositivos de chaveamento, esses conversores causam a adição de distorções harmônicas no ponto de acoplamento comum (BOLLEN e HASSAN, 2011).

As distorções harmônicas são causadas por dispositivos que possuem uma característica de operação não linear entre tensão e corrente, como motores e transformadores onde os núcleos ferromagnéticos estão sujeitos à saturação. Este fenômeno pode causar sobrecarga do neutro para cargas monofásicas, sobrecarga da rede, envelhecimento prematuro de cabos, componentes eletrônicos e capacitores. A utilização de inversores solares em sistemas fotovoltaicos também é responsável por injetar harmônicos na rede, pois os tiristores utilizados no chaveamento possuem uma frequência de chaveamento de 50 a 100 vezes maior que a da rede. Tais equipamentos são responsáveis por distorcer a rede ao injetar correntes com componentes harmônicos, que

consequentemente causam uma grave distorção na tensão do ponto de acoplamento da geração distribuída fotovoltaica (SHAYANI, 2010).

O impacto da geração distribuída intermitente, principalmente a geração fotovoltaica, na rede de distribuição é significativo devido à presença de cargas não lineares e seu efeito na circulação de harmônicos. Embora os sistemas fotovoltaicos injetem uma baixa quantidade de harmônicos, a presença de outros equipamentos na rede elétrica, como lâmpadas de LED, televisores, computadores, ar condicionado e carros elétricos, pode levar a altos valores de harmônicos circulando pela rede. A alta circulação de harmônicos pode causar diversos problemas, como superaquecimento dos equipamentos, aumento das perdas elétricas, diminuição da expectativa de vida dos equipamentos e alteração do fator de potência. O nível de distorção harmônica do sistema influenciará diretamente na qualidade da energia fornecida às cargas. É importante atender às normas nacionais para mitigar o impacto das distorções harmônicas causadas pela geração distribuída, como os sistemas fotovoltaicos (OLIVEIRA, 2015).

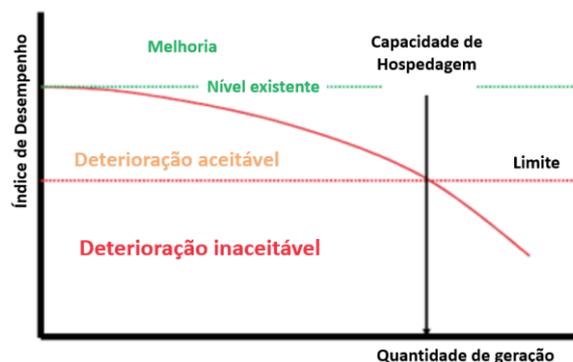
2.1.6 Perdas de energia

As perdas técnicas no sistema de distribuição dependem do seu carregamento, de forma que quanto mais carga houver na rede, maiores serão as perdas. À medida em que unidades de geração são alocadas próximas aos pontos de consumo, a corrente que flui da subestação até as cargas tende a diminuir (PALUDO, 2014). Entretanto, o excesso de geração pode acarretar em um aumento das perdas. Para casos em que ocorra fluxo reverso, pode haver um aumento de potência ativa na rede, culminando também em maiores perdas técnicas de energia.

2.2 Capacidade de Hospedagem

Como pôde ser visto ao longo desta seção, o impacto da geração distribuída pode ser avaliado por uma série de indicadores, de forma a quantificar seu desempenho. Com uma adição de geração espalhada ao longo da rede, considera-se que o sistema de distribuição pode receber otimizações em sua operação, visto que a proximidade entre a carga e a geração tende a implicar em uma redução dos fluxos de potência na rede, reduzindo perdas e eventualmente compensando níveis de tensão. No entanto, com um aumento significativo na geração intermitente, o sistema passa a apresentar uma redução no desempenho da rede. O limite máximo de geração distribuída que pode ser acomodado na rede é definido como a capacidade de hospedagem (ETHERDEN e BOLLEN, 2011). A Figura 2.3, a seguir, ilustra a progressão do índice de desempenho de uma rede de distribuição causada pelo aumento da geração distribuída.

Figura 2.3 – Capacidade de hospedagem da rede de distribuição



Fonte: (ETHERDEN & BOLLEN, 2011) Editado.

Com o aumento da geração distribuída a partir do seu ponto de máximo desempenho, percebe-se uma deterioração gradual dos indicadores que representam o desempenho da rede. A sua capacidade de hospedagem se coloca como o cenário de maior geração distribuída possível, sem que os limites dos índices de desempenho sejam violados. Essa visualização trabalha com o incentivo ao aumento de fontes de geração distribuída, em detrimento da deterioração do desempenho da rede, uma vez que o ponto de máxima capacidade de hospedagem não é o ponto de máximo desempenho da rede (ETHERDEN & BOLLEN, 2011).

3 DEFINIÇÕES DO MÉTODO

3.1 Programa de simulação

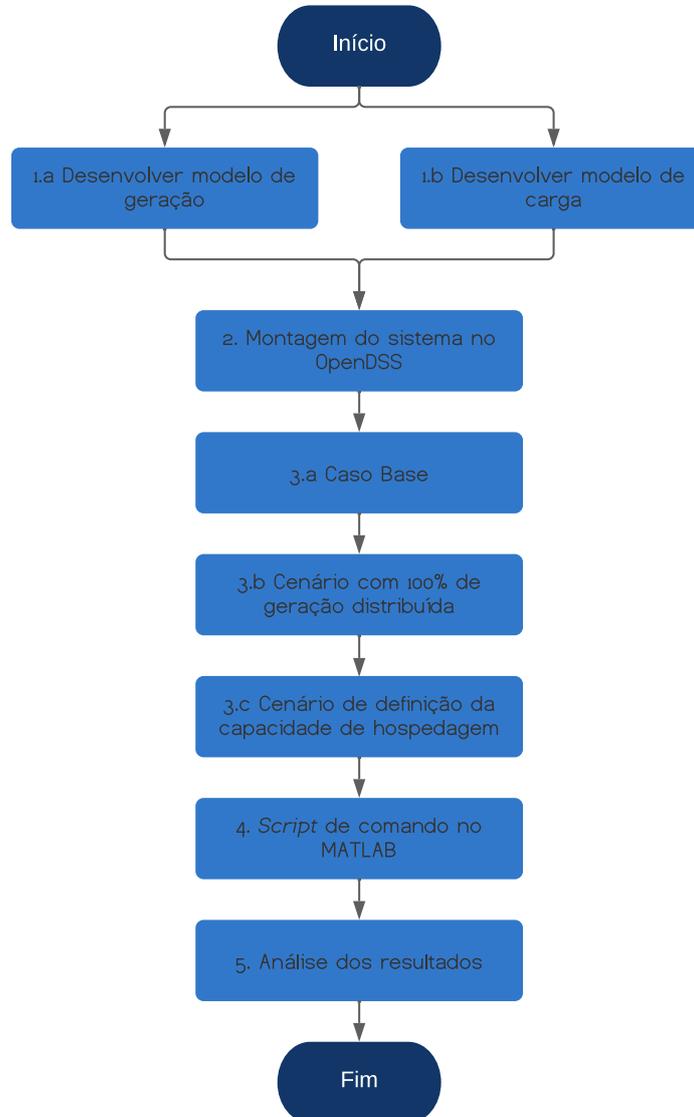
Ao levar em conta os critérios para definição da capacidade de hospedagem da rede, serão feitas simulações no *software* OpenDSS, com *scripts* de iteração e controle através do *software* MATLAB, a fim de analisar os efeitos da adição da geração distribuída na rede de distribuição, bem como a capacidade de hospedagem da rede em questão. O período definido para as simulações é de uma semana, de forma a analisar os efeitos com diversas possibilidades de interação entre as gerações e as cargas, considerando as variações causadas pelas diferentes extremidades de operação do sistema, aproximando a simulação da realidade. Dentre os indicadores citados, a capacidade de hospedagem será definida ao considerar os limites das seguintes variáveis:

- Níveis de tensão;
- Fluxo nas linhas;
- Fluxo reverso;

Além dos indicadores citados para definição da capacidade de hospedagem, também serão analisadas as perdas de energia. O limite normativo dado pela ANEEL na possibilidade de reconhecimento das perdas para composição da tarifa, ou limite regulatório, é considerado baseado nos cálculos apresentados pela distribuidora de acordo com a composição da sua rede, não sendo um valor genérico aplicável neste estudo. Dessa forma, não há um parâmetro absoluto de limitação para a rede. Ainda assim, sua minimização é almejada pelo planejamento da rede, e, portanto, será avaliada apenas de maneira qualitativa.

A fim de exemplificar os passos a serem seguidos na execução do trabalho, a Figura 3.1 evidencia a ordem das operações.

Figura 3.1 – Alimentador do caso base



Fonte: AUTOR.

Inicialmente, são determinados os modelos de geração e de carga a serem utilizados na modelagem do *software OpenDSS*. Tendo em vista que serão analisados diferentes cenários de operação, a geração e a carga precisam ser projetadas com variações ao longo do tempo, modeladas com curvas características específicas no intuito de aproximar a modelagem de um sistema real. Além disso, quando se trata de planejamento da rede, as características de intermitência da geração distribuída fotovoltaica requerem análises de séries temporais para entender os impactos da rede de acordo com as variações tanto de carga quanto de geração. Apesar de alguns autores analisarem a capacidade também com métodos determinísticos, em sua grande maioria se apresentam mais simples e com menos fidelidade a realidade, tendo em vista os modelos de medição dos indicadores e as variadas dinâmicas entre carga e geração. Em (RADATZ, 2015) ele apresenta uma

comparação entre os métodos *snapshot* e *daily* no *OpenDSS* para analisar alguns impactos da alocação de geração distribuída em uma rede de energia, em que ele apresenta quantitativamente algumas dessas vantagens e complexidades do método de séries temporais.

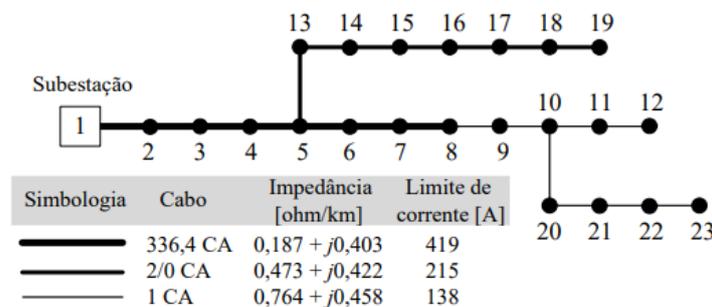
Para a modelagem do sistema dentro do *OpenDSS* são consideradas apenas as características das linhas e das barras nas quais elas são conectadas, restando a parte operacional da modelagem dos cenários, bem como a extração dos resultados para o MATLAB.

São consideradas 3 diferentes condições básicas de operação, sendo o mesmo circuito para todas. Para uma primeira condição, define-se o sistema sem geração distribuída, sendo a energia consumida pelas cargas inteiramente provida pela subestação. Para uma segunda condição, são aplicados geradores fotovoltaicos de potência nominal de 189 kW, sendo a mesma potência nominal das cargas, entretanto, com diferentes curvas de operação ao longo do tempo, o que modifica a estrutura de operação do sistema dinamicamente. Para a última condição, o sistema é iterado aumentando o valor nominal da geração distribuída a cada iteração, até atingir o ponto de capacidade de hospedagem, quando ocorrerem transgressões nos indicadores. Para esta última avaliação, tem-se por objetivo encontrar qual o limite de geração distribuída que a rede comporta sem que ocorram violações severas, sendo feita uma rotina programada, controlando o sistema modelado no *OpenDSS* através do *software* MATLAB.

3.2 Sistema analisado

O alimentador a ser utilizado é um modelo do IEEE com 23 barras, como representado na Figura 3.2, a seguir, em que possui três diferentes tipos de condutores ao longo de sua malha. O sistema opera com uma distribuição trifásica com tensão nominal de 13,8 kV, frequência no padrão brasileiro de 60 Hz, e cargas trifásicas com valor nominal de 189 kW e 124 kvar cada, totalizando 4.158 kW e 2.728 kvar.

Figura 3.2 – Alimentador do caso base.



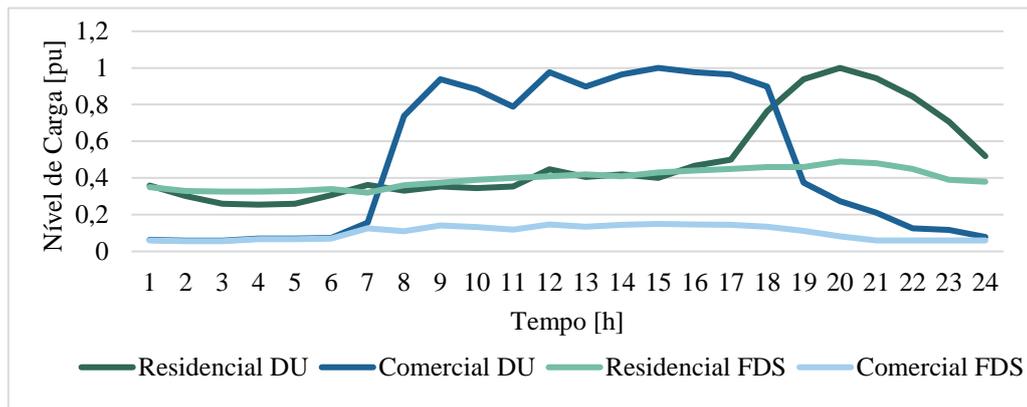
Fonte: (RESENER, 2016)

Os 3 condutores possuem as suas impedâncias descritas na Figura 3.2, bem como suas capacidades, as quais serão utilizadas como critério para estabelecer o limite de sobrecarga, tendo em vista que é um fator determinado em função da corrente. Percebe-se na Figura 3.2 que os condutores são mais robustos nas linhas mais próximas da subestação, que são as linhas responsáveis por carregar correntes mais altas. Com cargas distribuídas igualmente entre as barras e sem geração em outro ponto do sistema, como é o caso base do estudo, esse tipo de condutoramento auxilia no desempenho da rede.

3.3 Curvas de carga

As cargas foram segregadas em dias úteis e finais de semana, havendo 2 curvas de carga para cada perfil, de forma que ao longo de 1 semana de análise a curva de dia útil se repete 5 vezes, somada a outras 2 da curva de final de semana. A Figura 3.3 apresenta as 4 curvas em pu, sendo fatores de multiplicação para as cargas nominais do sistema na modelagem.

Figura 3.3 – Curvas de carga residencial e comercial para FDS e DU



Fonte: AUTOR.

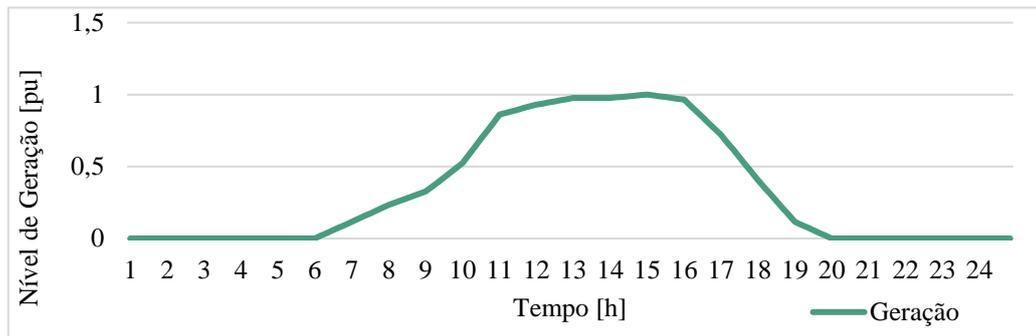
As cargas foram montadas a partir das curvas de carga produzidas no artigo *Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers* (JARDINI, 2000), em que são feitas através de métodos estatísticos baseados em milhares de consumidores de São Paulo. As curvas da Figura 3.3 foram interpoladas para discretização em 144 pontos, a fim de modular as cargas de acordo com os intervalos de leituras de 10 minutos.

A curva de carga residencial possui uma média de consumo mais próxima do seu valor máximo, atingindo o pico por volta das 20h. O final de semana possui uma média semelhante, no entanto, com uma menor acentuação no horário de pico. A carga comercial por sua vez possui um nível de carga consideravelmente baixo das 19h até as 7h. O nível se eleva, no entanto, de 10% a 80% em um intervalo de 1h, atingindo um patamar quase constante durante o horário administrativo.

3.4 Curva de geração

A maior parte da geração distribuída hoje no Brasil se dá através de geração fotovoltaica, sendo amplamente utilizada em diversos lugares do mundo e, portanto, o modelo selecionado para realizar esta avaliação. A curva de geração utilizada na modelagem deste estudo foi baseada no modelo empregado em *Modelos Avançados de Análise de Redes Elétricas Inteligentes Utilizando o OpenDSS* (RADATZ, 2015), em que é empregada uma curva de irradiação diária aplicada no modelo *default* do *OpenDSS*. O perfil de geração resultante é apresentado na Figura 3.4.

Figura 3.4 – Curva de geração fotovoltaica empregada nas GDs



Fonte: AUTOR.

Em virtude da dependência da irradiação solar para o funcionamento dos painéis fotovoltaicos, a geração fotovoltaica possui um intervalo de geração bem acentuado no período das 11h-16h. Naturalmente, essa geração varia em função das condições climáticas, todavia, esses cenários não serão considerados nesta análise. Tendo em vista que a definição da capacidade de hospedagem deste trabalho é realizada através do método de séries temporais, a capacidade máxima é definida com base em um momento de alta geração. Dessa forma, a análise com condições adversas ou não ideais da geração fotovoltaica não traria um cenário benéfico para o estudo.

A irradiação solar, condição para a geração fotovoltaica, depende da posição geográfica na qual os painéis estão instalados. Painéis localizados próximos uns dos outros tendem a receber intensidades semelhantes de irradiação. A eficiência na conversão de energia, no entanto, ainda depende de diversos outros fatores, como as condições de instalação, os equipamentos utilizados e principalmente o ângulo de inclinação das placas. Para o estudo avaliado estas variações são desprezadas, sendo o considerado o mesmo perfil de geração para todos os sistemas de geração distribuída alocados na rede.

3.5 Indicadores avaliados

Tanto as cargas quanto os geradores implementados no sistema são modelados como trifásicos equilibrados. Dessa forma, o estudo de desequilíbrio de tensão não tem aplicação neste sistema, uma vez que todas as potências, tensões e correntes possuem valores idênticos em módulo entre as fases. Para a determinação da capacidade de hospedagem serão considerados apenas a limitação de faixa de tensão nas barras e a sobrecarga das linhas.

3.5.1 Limitação por faixa de tensão

Para a definição do limite de capacidade de hospedagem pela faixa de tensão será utilizado como referência o módulo 8 do PRODIST, o qual estabelece as condições de tensão da distribuição de energia elétrica no Brasil. O texto estabelece três diferentes classificações de tensão para cada faixa de tensão nominal operativa do sistema. Tendo em vista que o alimentador analisado possui tensão nominal de 13,8 kV, destaca-se a seguir a Tabela 3.1, a qual apresenta a caracterização para tensões entre 1 kV e 69 kV.

Tabela 3.1 - Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV

TENSÃO DE ATENDIMENTO	FAIXA DE VARIAÇÃO DA TENSÃO DE LEITURA (TL) EM RELAÇÃO À TENSÃO DE REFERÊNCIA (TR)
Adequada	$0,93 TR \geq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,9 TR \geq TL < 0,93 TR$
Crítica	$TL < 0,9 TR$ ou $TL > 1,05 TR$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021).

Definidas as faixas de cada classificação de tensão em relação à tensão de referência, pode-se quantificar a qualidade da tensão da rede de acordo com o tempo de ocorrência de cada classificação de tensão. O Módulo 8 do PRODIST define como DRC e DRP, respectivamente, a Duração Relativa da Transgressão da Tensão Crítica e a Duração Relativa da Transgressão da Tensão Precária. As medições são feitas a cada 10 minutos, de forma que integralizadas em 7 dias somam 1.008 medições. Dessa forma, define-se DRP e DRC de acordo com as equações 3.1 e 3.2 abaixo.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} 100\% \quad (3.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} 100\% \quad (3.2)$$

O módulo 8 define o limite de DRP como sendo 3%, ou seja, não é permitido que a tensão permaneça em sua faixa precária por mais que 3% do tempo de operação (a partir de medições discretas). Já o limite de DRC é ainda menor, sendo de 0,5%. Ao longo de uma semana, portanto, o número máximo aceito de leituras é de 30 para a faixa de tensão precária, e de 5 para a faixa de tensão crítica, sendo avaliado este indicador em cada uma das barras do sistema.

3.5.2 Limitação por sobrecarga

Tendo em vista os limites físicos dos condutores, a capacidade de hospedagem será limitada também pela ampacidade dos condutores, devendo a corrente ser $I \leq 100\%$ da ampacidade pré-estabelecida na descrição dos condutores. Caso haja violação da capacidade máxima dos condutores já no caso base, a avaliação a ser feita é na performance da rede ao se adicionar geração.

As linhas foram definidas na ordem em que aparecem na Figura 3.2, de acordo com o tipo de condutor, iniciando a nomenclatura em L0 até L21. As linhas L0 até L6 são estruturadas com o condutor 336,4 CA, o qual possui a menor impedância por km e também a maior ampacidade, com capacidade de 419 A. As linhas L7 até L13 são constituídas pelo condutor 2/0 CA e limite de corrente de 215 A. Por último as linhas L14 até L21, com capacidade de 138 A.

3.5.3 Análise das perdas

A análise das perdas não é um critério de violação para definição da capacidade de hospedagem. Contudo, ela será realizada a fim de avaliar qualitativamente o desempenho da rede. É natural que em qualquer sistema as perdas sejam indesejadas. Portanto, os cenários são

comparados entre si com base nas perdas técnicas como um item de desvantagem, mas não eliminatório, do cenário avaliado.

4 CENÁRIOS AVALIADOS

Inicialmente, foram definidas 3 condições de avaliação para a simulação dos fluxos de potências, divididas na metodologia em (0) Caso Base, (1) Geração Distribuída 100%, e (2) Definição da Capacidade de Hospedagem. Os cenários serão subdivididos de acordo com carga residencial, carga comercial e alocação de bancos capacitivos, os quais serão detalhados nesta seção. Todos os cenários possuem período de análise igual a 1 semana, com leituras pontuais a cada 10 min, acumulando um total de 1008 leituras.

4.1 Caso Base

O caso base consiste em avaliar os indicadores do sistema testando os fluxos de potência sem adição de nenhuma geração à jusante da subestação. Dessa forma, é possível estabelecer pontos de referência para monitorar quais os impactos que a rede sofre ao ser adicionada a geração distribuída.

Ao realizar algumas análises prévias foi constatado que com as condições de carga definidas na seção 3.3 deste trabalho a rede viola significativamente as faixas de tensão, principalmente nos pontos mais distantes da subestação. Com indicadores violados no caso base, se torna inviável medir a capacidade de hospedagem de acordo com as condições convencionadas. Dessa forma, é elencada a adição de bancos capacitivos como mais uma categoria de variação dos cenários.

No intuito de não descaracterizar a rede em seu formato de referência, as análises do caso base sem a adição de bancos capacitivos também são apresentadas nos resultados do trabalho, no entanto, não conseguem caracterizar a capacidade de hospedagem da rede.

4.2 Caso 1: com 100% de geração fotovoltaica distribuída

Será feita uma simulação com uma relação de 100% entre a carga instalada e a geração distribuída, de forma a analisar os impactos de uma possível alta geração de fontes intermitentes. Essa é uma análise de cunho qualitativo, tendo como objetivo entender o impacto que a rede recebe ao ser submetida a um alto índice de geração distribuída, tendo em vista as recentes ocorrências em relação aos pedidos de outorga para instalação de fontes incentivadas.

Para este cenário, é adicionada uma carga de geração de mesmo valor nominal da carga, ou seja 189 kW, em cada nó do sistema. O fator de potência da geração é convencionado unitário para todo o período. Esse cenário é analisado de formas diferentes, variando o estado dos bancos capacitivos e variando as curvas de carga entre residencial e comercial.

4.3 Caso 2: definição da capacidade de hospedagem da rede

Para a última avaliação serão consideradas as mesmas variações dos cenários anteriores, com variação das cargas entre residenciais e comerciais, bem como a alocação ou não de bancos capacitivos fixos. A mudança aqui reside na determinação da capacidade de hospedagem da rede de distribuição. Neste cenário, a estrutura do código conduz o programa para a avaliação dos indicadores à medida em que se aumenta a carga instalada de geração distribuída em todas as barras do sistema.

4.4 Síntese dos cenários para avaliação

Dadas as condições apresentadas ao longo da descrição dos 3 cenários, a Tabela 4.4 apresenta de forma sintética as 12 combinações que montam os cenários propostos.

Tabela 4.4 – Cenários avaliados

Cenário	Caso	BC	GD	Carga
1	Caso Base	OFF	OFF	Residencial
2	Caso Base	OFF	OFF	Comercial
3	Caso 1	OFF	100%	Residencial
4	Caso 1	OFF	100%	Comercial
5	Caso 2	OFF	CH	Residencial
6	Caso 2	OFF	CH	Comercial
7	Caso Base	ON	OFF	Residencial
8	Caso Base	ON	OFF	Comercial
9	Caso 1	ON	100%	Residencial
10	Caso 1	ON	100%	Comercial
11	Caso 2	ON	CH	Residencial
12	Caso 2	ON	CH	Comercial

Fonte: Autor.

Os cenários de carga são montados considerando a hipótese de que a localidade geográfica possui um perfil dominante. Dessa forma, quando a carga correspondente do cenário estiver classificada como residencial, implica que todos os nós possuem a curva residencial definida pela seção 3 deste trabalho. O mesmo ocorre para as cargas comerciais.

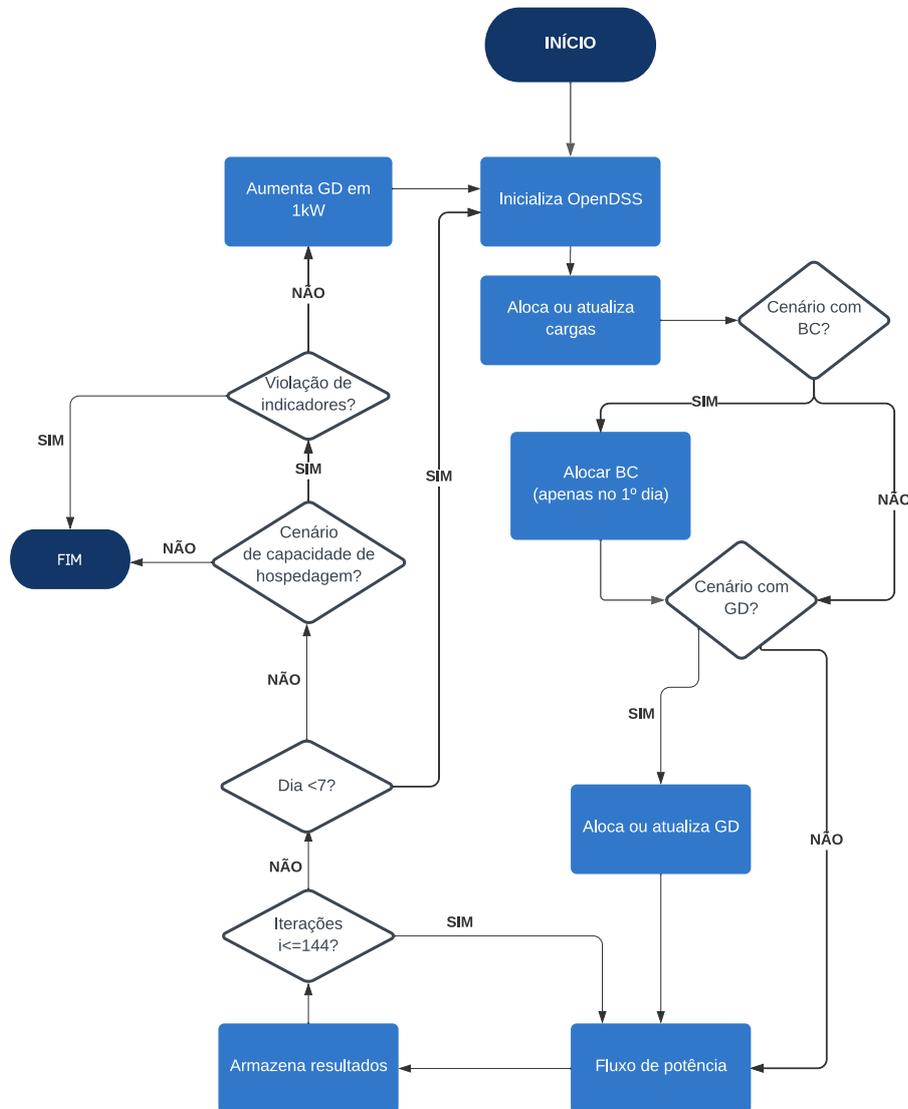
Em relação a aplicação de GD, os cenários 1, 2, 7 e 8 não apresentam nenhuma geração distribuída na rede, sendo representado por “OFF” na Tabela 4.4. Para os casos marcados com “100%”, ocorre a alocação de geração distribuída em todos as barras do sistema, cada gerador com a potência nominal de 189 kW e fator de potência unitário. Por fim o índice “CH” indica que é um cenário em que se avalia a capacidade de hospedagem da rede, no qual são feitas iterações aumentando o valor individual de carga instalada de todos os geradores distribuídos simultaneamente.

Os bancos capacitivos foram instalados em lugares diferentes a fim de reduzir as transgressões de tensão do caso base. Em uma rede de distribuição real, a distribuidora é responsável pela disponibilização da rede em condições satisfatórias de uso baseadas em uma série de indicadores de qualidade de energia. Com o caso base analisado sem a alocação dos bancos capacitivos e com a carga residencial, a rede apresentou severas transgressões, com tensões críticas acima de 10% das leituras em 7 diferentes barras, chegando a quase 16,9% na barra mais distante da subestação.

Como o propósito deste trabalho é avaliar a capacidade de hospedagem da rede, não foi aprofundado um método de alocação ótima de bancos capacitivos. É esperado que a adição de geradores distribuídos a jusante da subestação eleve a tensão nas barras, no entanto, nem sempre é o suficiente para eliminar as transgressões de tensão. A ausência de uma condição sem indicadores violados impede que seja atingido uma determinação de capacidade de hospedagem da rede. Isso traz consequências para algumas análises de resultados, visto que não foi possível encontrar uma alocação de bancos fixos que eliminasse as transgressões de tensão para a carga residencial.

O código utilizado para a análise de todos os cenários está resumido através do fluxograma da Figura 4.4.

Figura 4.4 – Fluxograma da rotina de comandos do MATLAB para análise do fluxo de potência



Fonte: AUTOR.

O código foi desenvolvido de forma a abranger todos os cenários, alocando e atualizando todos os parâmetros a cada fluxo diário. Isso facilita a implementação de alterações em qualquer cenário, bem como uma possibilidade de novos tipos de análise. A compilação do código em MATLAB envia as informações via interface COM para o *OpenDSS*, o qual resolve o fluxo de potência com as condições parametrizadas.

Foi utilizado o modo *daily* do *OpenDSS* para a resolução do fluxo de potência, com um *steptime* de 10min. Dessa forma, o MATLAB roda 144 vezes para acumular os resultados de 1 dia de fluxo de potência. Os resultados a cada iteração são armazenados em variáveis dentro do MATLAB. O programa passa pelo fluxograma inteiro 7 vezes para acumular os resultados de 1 semana, atualizando as variações diariamente.

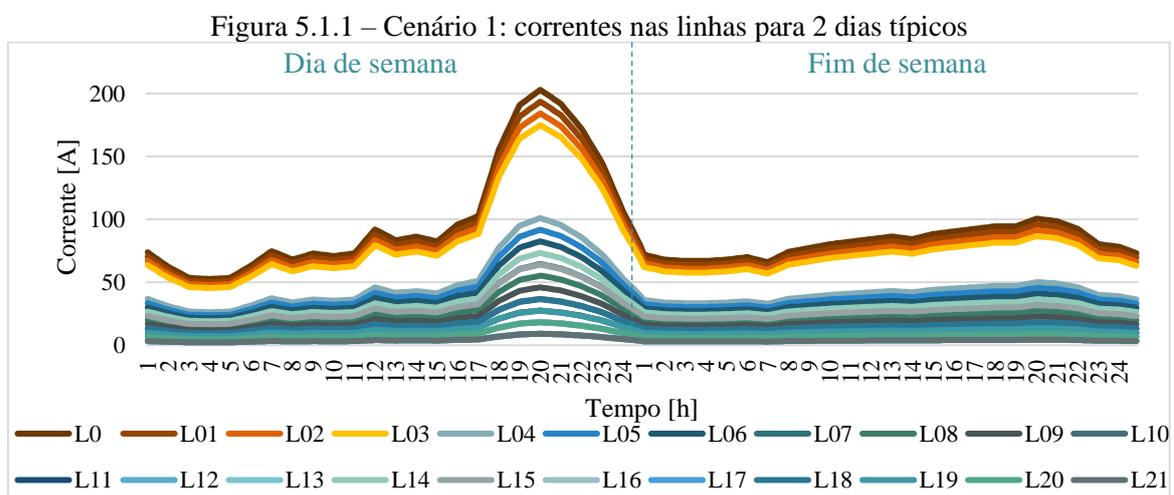
5 ANÁLISE DE RESULTADOS

Em função da grande quantidade de resultados analisados ao longo dos 12 cenários, são apresentados nesta seção apenas os cenários 1, 2, 7, 8, 11 e 12. Os primeiros 2 cenários exibem como a rede se comporta para cada um dos perfis de carga em seu estado atual, sem nenhuma geração à jusante da subestação e nenhum elemento de regulação de tensão. Os cenários de 3 a 6 apresentam transgressões severas nos níveis de tensão, portanto, foi dado destaque aos cenários seguintes, em que é feita uma melhoria dos níveis de tensão com a utilização dos bancos capacitivos. Os cenários 7 e 8 expõem como fica a rede após a alocação dos BCs antes de se conectar alguma geração, de forma a apresentar uma nova condição de referência. Os cenários 9 e 10 apresentam as violações causadas pela rede quando é adicionada a geração de 189kW que, no entanto, também apresentaram violações de maior severidade. O cenário 11 apresenta a condição que compõe o valor de geração que mais consegue trazer benefício para a rede com a carga residencial, não sendo possível atingir um caso sem violação dos níveis de tensão. Por fim, o cenário 12 expõe a capacidade de hospedagem da rede para a carga comercial. Os cenários não destacados nessa sessão são apresentados no apêndice deste trabalho.

5.1 Cenário 1

Como descrito na Tabela 4.4, o cenário 1 apresenta a avaliação do circuito sem geração distribuída e sem a inserção de bancos capacitivos, analisando o fluxo de potência da rede elétrica de acordo com os níveis de carga do perfil residencial.

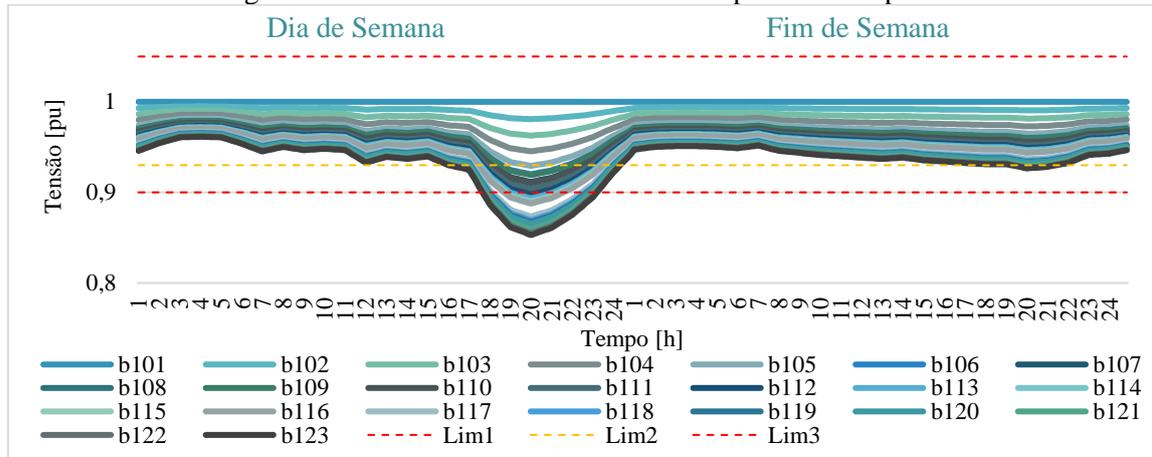
Pode-se perceber pelo gráfico da Figura 5.1.1 que as correntes aumentam significativamente durante o horário de ponta, o que já era esperado para o perfil de carga residencial.



O menor limite de corrente dos condutores é de 138 A, sendo o único que ficaria aparente nesta escala apresentada. Os demais limites de corrente (215 A e 419 A) são muito maiores que os valores atingidos pelas linhas. Dessa forma, eles não são apresentados nos gráficos em benefício da escala.

Sob o ponto de vista de sobrecarga, a rede no cenário 1 se mostra viabilizada, sem apresentar nenhum tipo de violação em relação aos limites estabelecidos. No entanto, sob a perspectiva da tensão a rede apresenta um longo intervalo de tempo com tensões precárias, e um período considerável de tensões críticas, como apresentado na Figura 5.1.2.

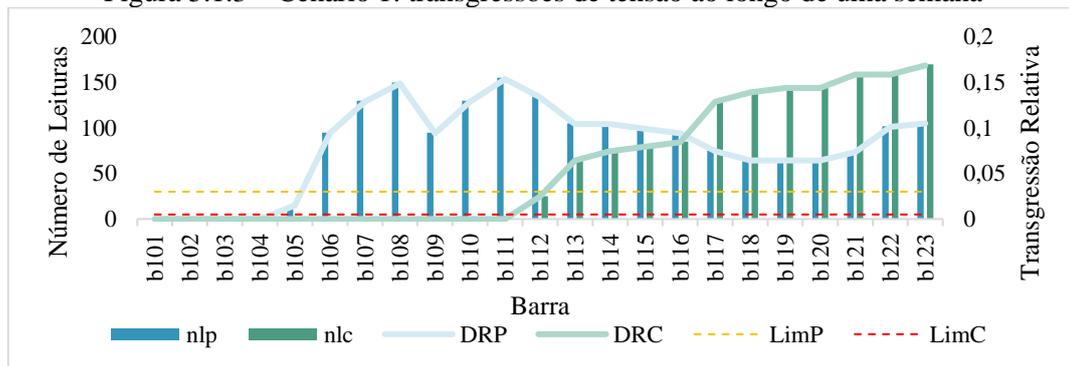
Figura 5.1.2 – Cenário 1: tensão nas barras para 2 dias típicos



Fonte: AUTOR.

Devido ao caráter indutivo das cargas, o período de alta carga apresenta um afundamento severo das tensões nas barras. As barras mais críticas são as mais distantes da subestação, sendo a barra b123 a com maior número de transgressões críticas, acumulando 170 leituras ao longo de uma semana, atingindo um DRC de 16,8%, conforme mostra a Figura 5.1.3.

Figura 5.1.3 – Cenário 1: transgressões de tensão ao longo de uma semana



Fonte: AUTOR.

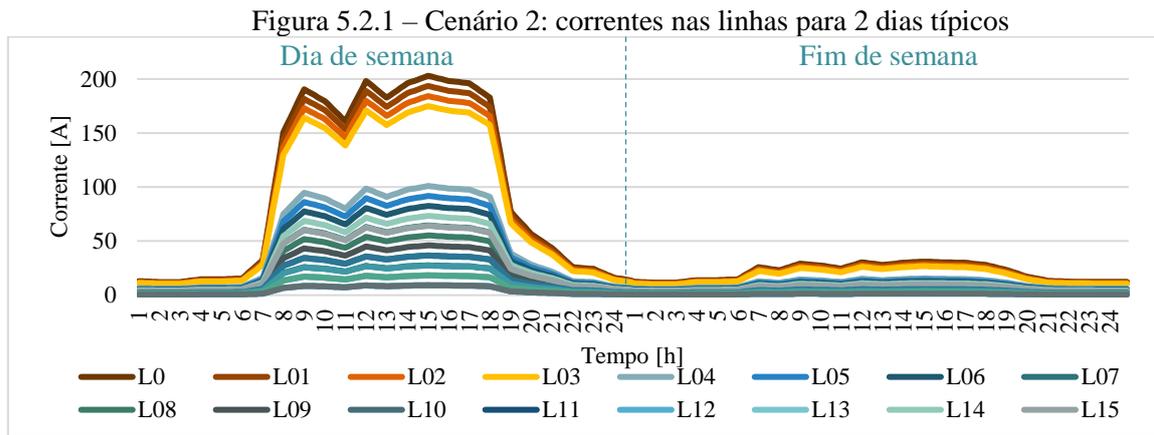
A Figura 5.1.3 apresenta a distribuição das transgressões de tensão precárias e críticas ao longo de uma semana, podendo-se destacar que algumas barras estão com afundamentos severos por períodos de tempo muito acima do tolerado. As linhas tracejadas em amarelo e vermelho no gráfico representam os limites de tensão precária e crítica, respectivamente.

5.2 Cenário 2

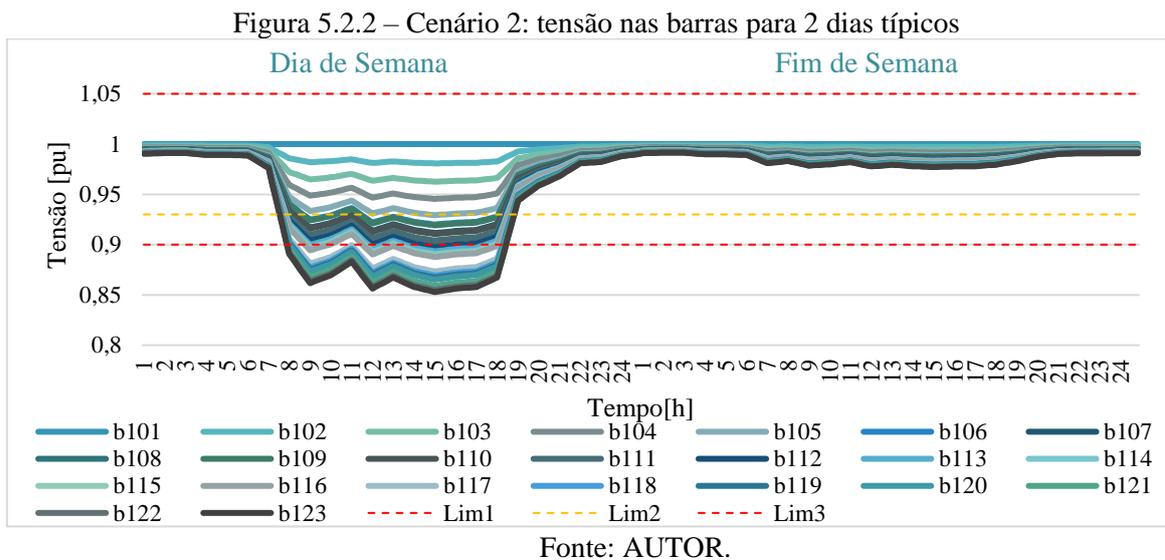
O segundo cenário também não possui a instalação de nenhuma geração distribuída nem bancos capacitivos, considerando apenas a curva de carga comercial atuando em todas as barras.

É possível perceber uma diferença no fator de carga em relação a curva residencial, uma vez que a energia despachada foi 19% menor para a mesma carga nominal.

Analisando a Figura 5.2.1 percebe-se que sob o ponto de vista das correntes nas linhas, o nível de máximo de carregamento é idêntico ao da carga residencial, pois pela definição do modelo a carga nominal se iguala neste ponto. Dessa forma, sem a adição de uma geração distribuída intermitente, as correntes possuem um mesmo arranjo de valores para ambas curvas de consumo.

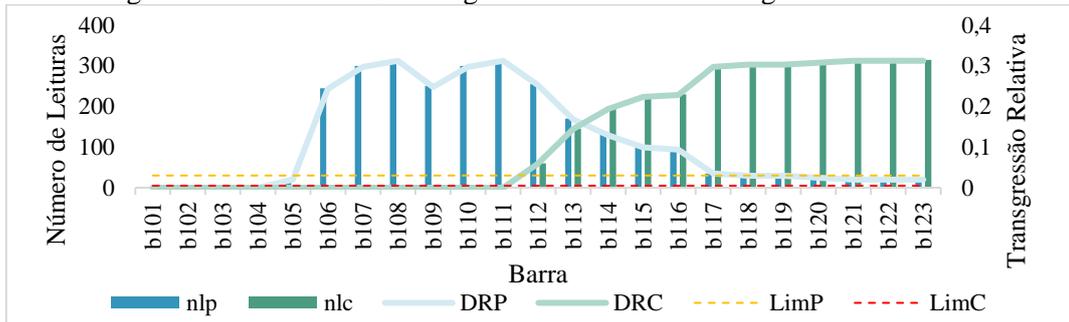


Vale ressaltar também que o nível mais mínimo da carga comercial é de aproximadamente 5% da carga nominal, enquanto o da carga residencial se aproxima dos 30%. Com o contraste tão acentuado entre os períodos de carga leve e pesada, a adição de elementos capazes de regular a tensão se mostra mais necessária.



As tensões nas barras mais distantes da subestação novamente são as mais afetadas no afundamento de tensão causado nos momentos de pico de carga. A b123 é a barra com o maior afundamento de tensão, mantendo valores entre 0,85 pu e 0,9 pu durante os turnos da manhã e da tarde dos dias de semana. O uso de bancos capacitivos fixos para esse perfil de carga se torna menos eficaz, pois ao compensar a carga indutiva para os momentos de carga alta, extrapola-se a carga capacitiva nos momentos em que a carga é baixa.

Figura 5.2.3 – Cenário 2: transgressões de tensão ao longo de uma semana



Fonte: AUTOR.

Para a análise da distribuição das transgressões, é interessante notar que na carga comercial possui um número muito superior de leituras de tensão transgredida, acumulando 315 leituras na faixa precária para a b110 e 315 na faixa crítica para a b123 por conta de um maior período de pico de carga.

Assim como no cenário 1, a carga comercial sem adição de nenhum elemento capaz de controlar a tensão se apresenta em uma operação naturalmente violada, dificultando as análises da capacidade de hospedagem deste cenário.

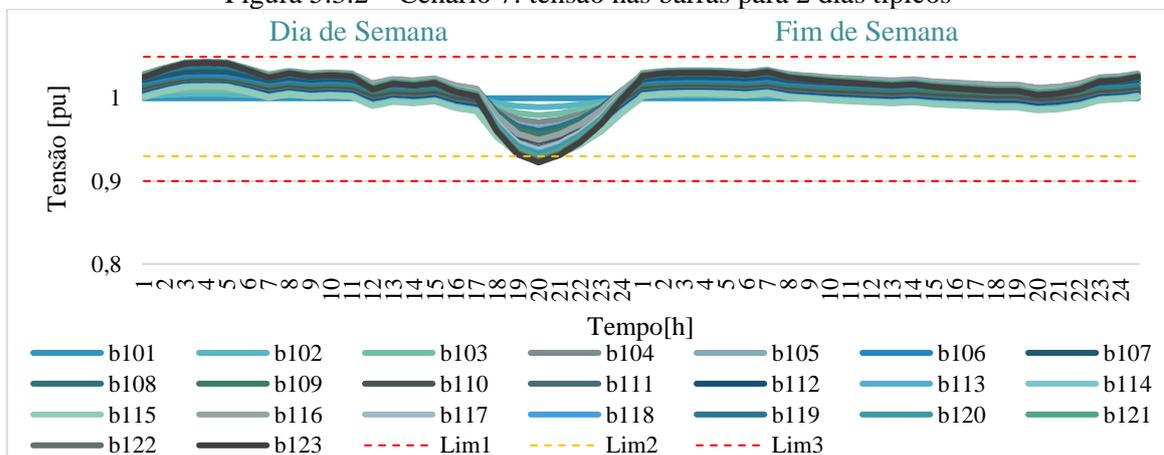
5.3 Cenário 7

O cenário 7 apresenta as mesmas condições do cenário 1, no entanto com a alocação de bancos capacitivos. A alocação dos bancos capacitivos foi feita alocando inicialmente um banco fixo de 1200kvar na barra 109, e testando todas as combinações possíveis de alocação de mais 2 bancos de 600kvar. O resultado apresentou os melhores níveis de tensão para as alocações nas barras b113 e b121.

Idealmente se buscou eliminar as transgressões nos níveis de tensão em todas as barras, a fim de deixar um cenário ideal de avaliação para a visualização do impacto. No entanto, por conta da característica significativamente indutiva das cargas, para se alcançar um nível sem transgressões seria necessária a utilização de algum método de otimização de alocação de bancos capacitivos, utilizando bancos automáticos, estando fora do escopo desta avaliação.

Sob a perspectiva da tensão nas barras, é possível perceber uma melhora extremamente positiva causada pelo banco capacitivo, tendo em vista os limites de tensão estabelecidos pela ANEEL.

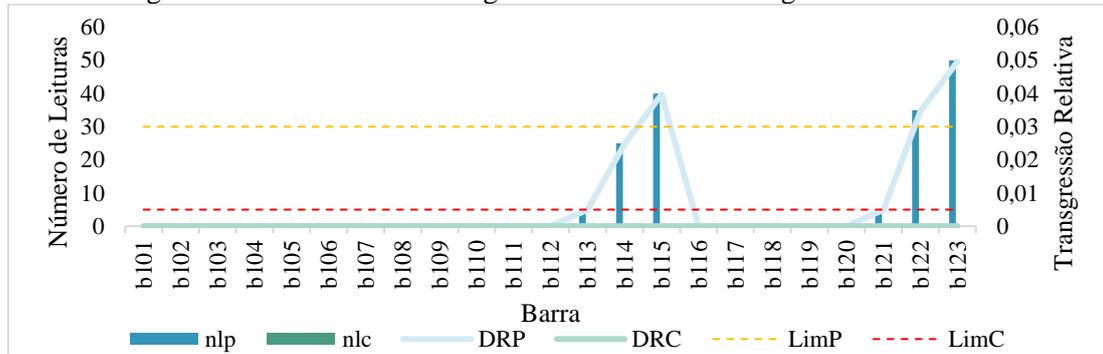
Figura 5.3.2 – Cenário 7: tensão nas barras para 2 dias típicos



Fonte: AUTOR.

Na Figura 5.3.2 pode-se perceber uma elevação geral na tensão, beirando 1.05 pu para os momentos de menor carga. O momento de carga mais alta, no entanto, ainda apresenta algumas transgressões precárias nas barras b115, b122 e b123.

Figura 5.3.3 – Cenário 7: transgressões de tensão ao longo de uma semana



Fonte: AUTOR.

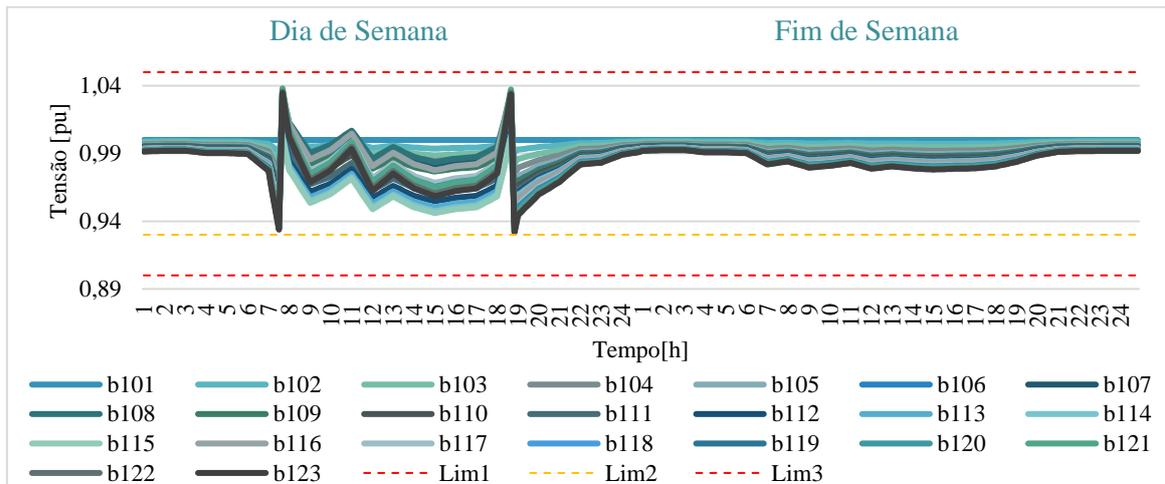
As transgressões apresentadas pela Figura 5.3.3 expõem que não houve nenhuma violação de DRC. As barras b115, b121 e b123 tiveram DRPs iguais a 3,96%, 3,47% e 4,96%, respectivamente.

5.4 Cenário 8

O cenário 8 consiste na aplicação de bancos capacitivos nos moldes do cenário 2, sendo o cenário base de avaliação para a carga comercial. Neste cenário a utilização de bancos fixos não tem a capacidade de ajustar a rede de forma significativa, tendo em vista o intenso contraste entre os intervalos de carga alta e baixa. Dessa forma, foram estruturados horários de acionamento dos bancos capacitivos das 07:20, com desligamento às 18h, de forma a atuar apenas durante o período de pico de carga. Os bancos capacitivos também foram alocados nas barras b109, b113 e b121, com 1200 kvar cada. É importante salientar que não faz parte do escopo deste trabalho a otimização da alocação dos bancos capacitivos, sendo este processo feito apenas para viabilizar a análise de capacidade de hospedagem.

A Figura 5.4.2 apresenta os níveis de tensão ao longo da semana analisada, exibindo o forte impacto dos bancos capacitivos acionados no pico de carga.

Figura 5.4.2 – Cenário 8: tensão nas barras para 2 dias típicos



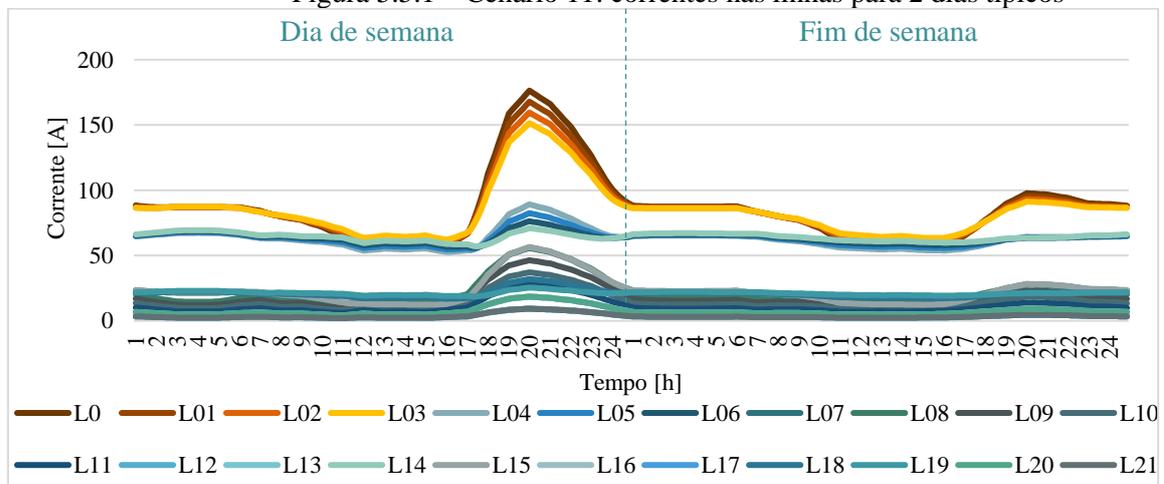
É possível perceber que os bancos tiveram uma alocação satisfatória e foram ativados em momentos propícios para a regulação da tensão, visto que nos momentos próximos ao acionamento a tensão passa de um valor menor que 1 pu para maior que 1 pu, e vice-versa. Neste cenário não há nenhuma transgressão de tensão, portanto, se torna um cenário viável para determinação da capacidade de hospedagem.

5.5 Cenário 11

O cenário 11 trabalha com a determinação da capacidade de hospedagem para cargas residenciais e com alocação de bancos capacitivos fixos como detalhado no cenário 7.

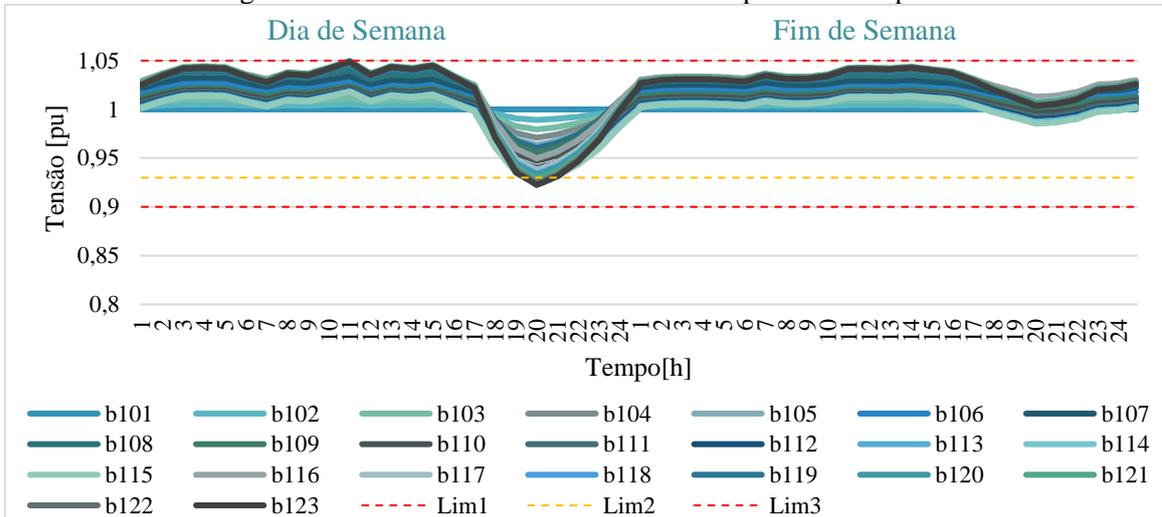
Assim como no cenário 5, a alocação dos bancos fixos não foi capaz de reduzir completamente as transgressões de tensão, sendo avaliado então o cenário de geração que exibe a quantidade de geração que atinge a máxima melhoria dos níveis de tensão na rede. A rede passou a apontar níveis críticos de tensão quando a geração ultrapassou os 59 kW, sendo este o valor de geração máximo de otimização para a rede. O aumento da geração distribuída traz um aumento dos níveis de tensão durante os períodos de maior incidência solar, fazendo com que o valor de tensão ultrapasse o limite crítico de 1,05 pu.

Figura 5.5.1 – Cenário 11: correntes nas linhas para 2 dias típicos



É possível perceber que os perfis de corrente se apresentam consideravelmente baixos neste cenário, visto que a parte indutiva da carga é atenuada por conta do banco de capacitores e a parte ativa pela geração local. A Figura 5.5.1 mostra que os níveis ficaram muito distantes das limitações de correntes definidas pelos limites físicos dos condutores.

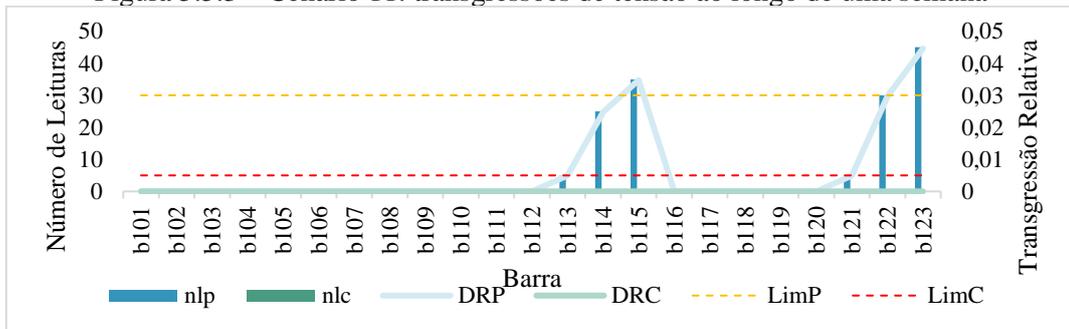
Figura 5.5.2 – Cenário 11: tensão nas barras para 2 dias típicos



Fonte: AUTOR.

Pelo perfil de tensão apresentado na Figura 5.5.2, é perceptível a elevação dos níveis de tensão ao longo de todo o período de análise, causado pelos bancos capacitivos e potencializado pela geração distribuída. Ainda assim, a transgressão de tensão visível é para o período de pico da carga, em que o afundamento da tensão entra no nível precário.

Figura 5.5.3 – Cenário 11: transgressões de tensão ao longo de uma semana



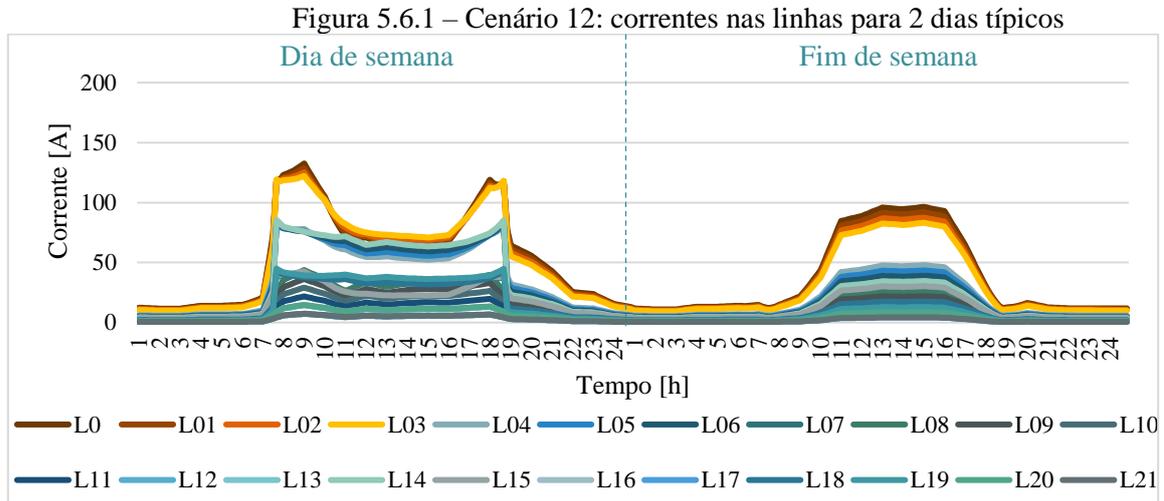
Fonte: AUTOR.

Na Figura 5.5.3 é possível identificar que os níveis precários de tensão são atingidos apenas pelas barras b115 e b123, com transgressões relativamente baixas frente ao cenário base.

5.6 Cenário 12

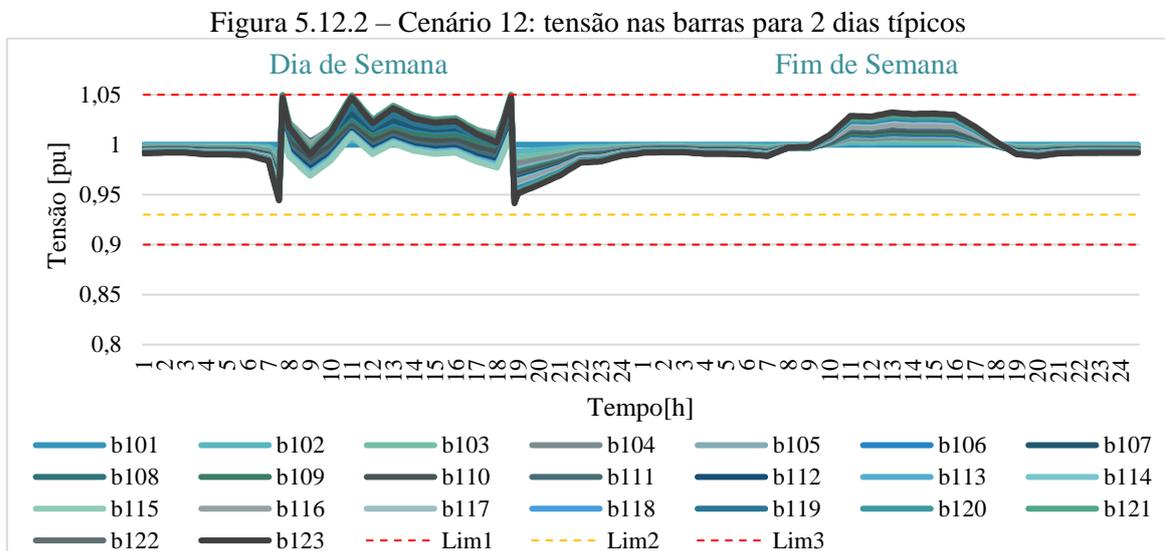
O cenário 12 apresenta a determinação da capacidade de hospedagem para o sistema com as cargas comerciais, com a adição dos bancos capacitivos definidos no cenário 8. O aumento da geração distribuída viola os níveis de tensão para geração acima de 129kW, sendo este o valor máximo declarado para a capacidade de hospedagem.

A análise temporal das correntes pode ser feita através da Figura 5.6.1, que expõe que durante o período de alta geração possui uma redução significativa por conta dos ajustes feitos no fator de potência pelos bancos capacitivos.



Fonte: AUTOR.

Durante o final de semana os bancos capacitivos não são ativados, sendo esse aumento da corrente apresentado na Figura 5.6.1 composto majoritariamente pela parte ativa do fluxo. Novamente as linhas ficam longe da sobrecarga pelos limites físicos dos condutores.



Fonte: AUTOR.

Pela análise da Figura 5.12.2 é possível perceber os pontos de maior estresse da rede, que no início do dia, antes do acionamento dos BCs, começa a apresentar um afundamento de tensão. Ao acionar os BCs, percebe-se um aumento extremo da tensão, se aproximando do limite crítico de sobretensão. Com o aumento da carga, é possível perceber que a tensão apresenta uma tendência de descida por volta das 9h, que vai sendo compensada novamente pelo aumento da geração.

Por fim, é possível perceber através da análise das variações da tensão frente aos conjuntos de atuações que acontecem na rede, uma otimização da alocação dos bancos capacitivos ainda poderia trazer um aumento significativo para a capacidade de hospedagem da rede.

5.7 Considerações finais

Para consolidar os resultados, é apresentada a Tabela 5.7, em que são comparados todos os indicadores analisados para todos os casos. As primeiras colunas são referentes a energia total ao longo da semana, separando o despacho nas suas 2 componentes e as perdas apenas em componentes ativas. A coluna de fluxo reverso apenas traz a informação se houve ou não fluxo reverso em algum momento ao longo da semana de análise. A corrente máxima é dividida pela capacidade máxima do conduto, sendo informado na tabela o valor mais extremo registrado na semana. Os limites de transgressão de tensão exibidos são o da barra com o maior valor de violação. Por fim o valor de geração distribuída foi trazido tanto dividido em cada barra quanto o acumulado total de capacidade instalada na rede.

Tabela 5.7 – Síntese dos resultados obtidos em todos os cenários

Cenário	Despacho		Perdas [MWh]	Fluxo Reverso	Corrente Máxima	DRP Máximo	DRC Máximo	GD Bus [kW]	GD Tot [kW]
	[MWh]	[Mvarh]							
1	320,0	211,1	12,3	Não	53,1%	15,4%	16,9%	0	0
2	259,1	171,3	13,4	Não	53,1%	31,3%	31,3%	0	0
3	86,8	216,0	11,5	Sim	53,1%	13,4%	14,4%	189	4.347
4	22,8	170,0	6,7	Sim	37,4%	12,9%	2,9%	189	4.347
5	-34,4	230,9	18,5	Sim	53,1%	12,4%	13,9%	294	6.762
6	22,6	168,3	6,6	Sim	37,0%	12,8%	2,8%	187	4.301
7	340,4	-175,2	16,6	Não	51,4%	5,0%	0,0%	0	0
8	273,2	-10,3	13,6	Não	63,6%	0,0%	0,0%	0	0
9	108,4	-186,2	15,5	Sim	51,4%	4,0%	38,5%	189	4.347
10	38,4	-28,0	7,0	Sim	61,6%	0,0%	12,1%	189	4.347
11	265,9	-181,9	14,5	Não	51,4%	4,5%	0,0%	59	1.357
12	105,0	-26,1	7,1	Sim	62,0%	0,0%	0,0%	129	2.967

Fonte: Autor.

Como pode ser visto na Tabela 5.7, o único cenário que apresenta de fato a capacidade de hospedagem da rede é o cenário 12, em que é possível adicionar geradores 129 kW de em todas as barras do sistema sem que haja violação dos níveis de tensão. Para os cenários 5, 6 e 11, a adição geração fotovoltaica distribuída consegue trazer benefícios para a rede, no entanto, não é capaz de solucionar os problemas de tensão que a rede já apresentava anteriormente.

Para estas condições nesta rede a sobrecarga não foi limitante em nenhum cenário. Percebe-se que a máxima corrente apresentou 63,6% do valor limite do condutor. As linhas são dimensionadas com alta capacidade de transporte de energia, ficando a limitação da capacidade de hospedagem submissa aos parâmetros de tensão.

Do ponto de vista das perdas, pode-se perceber uma grande melhoria nas perdas de energia para o caso da carga comercial. O cenário 2 com 13,4 MWh tem um pequeno aumento de 0,2 MWh nas perdas ao serem adicionados os bancos capacitivos (cenário 8), contudo, uma redução expressiva para 7,1 MWh quando se atinge a capacidade de hospedagem no cenário 12.

6 CONCLUSÃO

A partir das análises feitas pelas simulações realizadas neste trabalho, é possível concluir que a capacidade de hospedagem depende majoritariamente do perfil de carga da rede. A característica indutiva utilizada no modelo de carga trouxe severas transgressões para a qualidade da energia da rede, inviabilizando a determinação da capacidade de hospedagem para o perfil residencial utilizando-se apenas bancos capacitivos fixos. A combinação de elementos de regulação da tensão pode trazer diversos benefícios neste sentido, tendo em vista que o aumento da carga e o aumento da geração ocorrem de maneira dinâmica ao longo do tempo, podendo o aumento da geração ser benéfico ou maléfico para as condições de qualidade de energia da rede de distribuição.

Foi possível observar que o limite de sobrecarga das linhas não foi um parâmetro relevante para a determinação da capacidade de hospedagem, uma vez que as linhas não ultrapassaram 64% da sua capacidade máxima em nenhum dos cenários realizados. Todavia, é importante salientar que neste caso isso se deve ao fato dos níveis de tensão serem violados com muito antes da geração poder atingir valores maiores. Por não terem sido utilizadas metodologias de ajuste dinâmico de tensão na rede, este fator fica potencializado. Além disso, por conta de diluir as gerações em todas as barras, a corrente tende a se concentrar apenas nos pontos em que já era prevista no projeto da rede, apresentando um cenário muito diferente caso a geração fosse mais concentrada em regiões mais distantes da subestação.

Tendo em vista que o grande aumento da geração distribuída já é uma realidade, os estudos de planejamento da rede se mostram de suma importância para garantir a qualidade do suprimento da energia. A complexidade dos impactos sofridos pela rede pela adição da geração distribuída, principalmente a intermitente, torna a importância desse tipo de estudo ainda mais evidente.

6.1 Propostas de continuidade

Para trabalhos futuros, interessante considerar curvas de carga com fator de potência mais variados, tendo em vista que eles apresentam um grande impacto na definição da capacidade de hospedagem da rede.

Métodos de alocação ótima de capacitores ou outros métodos de otimização da regulação da tensão possuem um alto grau de importância neste nicho. Em uma combinação de um método de regulação de tensão mais aprimorado com as determinações de capacidade de hospedagem apresentadas neste trabalho, tenho confiança de que seria possível atingir níveis muito superiores de capacidade de hospedagem para esta rede.

Outro item que poderia trazer alto impacto em trabalhos futuros seria a avaliação de geradores monofásicos e bifásicos para este sistema, podendo ser avaliados em conjunto o desequilíbrio das tensões e também as distorções harmônicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica - PRODIST**. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. 2021.

BOLLEN, M. H.; HASSAN, F. **Integration of distributed generation in the power system**. John Wiley & sons, ISBN 111802902X, 2011.

CASA CIVIL, **DECRETO Nº 5.163, DE 30 DE JULHO DE 2004**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM> Acesso em: 17/09/2022.

CASA CIVIL, **LEI Nº 14.120, DE 1º DE MARÇO DE 2021**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14120.htm> Acesso em: 17/08/2022.

CASA CIVIL, **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm> Acesso em: 17/08/2022.

CASA CIVIL, **LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996**. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm> Acesso em: 17/08/2022.

ETHERDEN, N.; **Increasing the hosting capacity of distribution networks by curtailment of renewable energy resources**. 2011 IEEE PES Trondheim PowerTech: The Power of Technology for a Sustainable Society, 2011.

J. A. JARDINI, C. M. V. TAHAN, M. R. GOUVEA, S. U. AHN and F. M. FIGUEIREDO, **Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers**, in *IEEE Transactions on Power Deliver*, 2000.

LIMA, E. J. D. **Proposta de metodologia híbrida para determinação de capacidade de hospedagem de fontes de geração distribuída com fonte solar em redes de distribuição**. Universidade Federal de Uberlândia. 2021.

OLIVEIRA, T. E. C. D. **Estudo da Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário**, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.

ONS. **Operador Nacional Do Sistema Elétrico (2022)**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>> Acesso em: 09/03/2023.

PALUDO, J. A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Carlos. 2014.

RADATZ, P. R. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. USP, São Paulo, 2015.

RANADE, S. J., ELLIS, A., e MECHENBIER, J. **The development of power system load models from measurements**. 2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives. 2001.

RESENER, M. **Modelo linearizado para problemas de planejamento da expansão de sistemas de distribuição**. 2016. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — UFRGS, Porto Alegre, RS, 2016.

SEGUIN, R., WOYAK, J., COSTYK, D., HAMBRICK, J., & Mather, B. **High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers**. NREL - National Renewable Energy Laboratory, 2016.

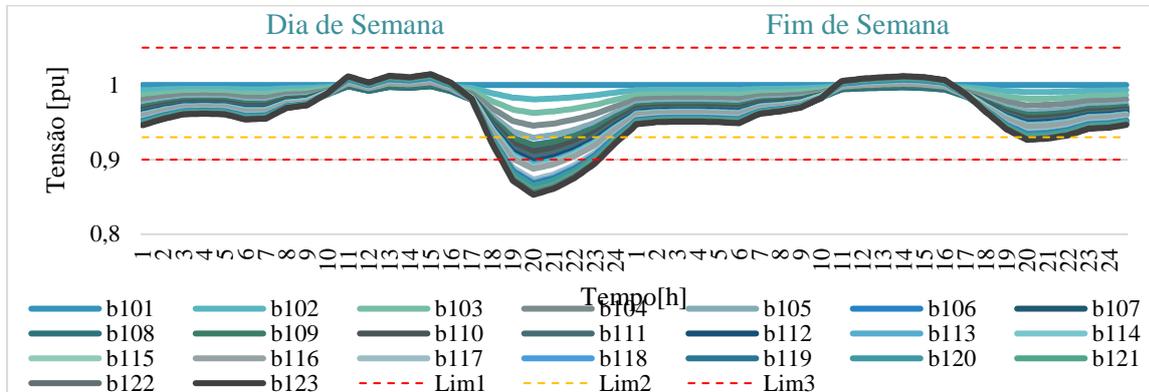
SHAYANI, R. A. **Método Para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída**. UNB, 2010.

SILVA, F. M. **Contribuições à análise de capacidade de hospedagem em sistemas elétricos de potência**. 2017.

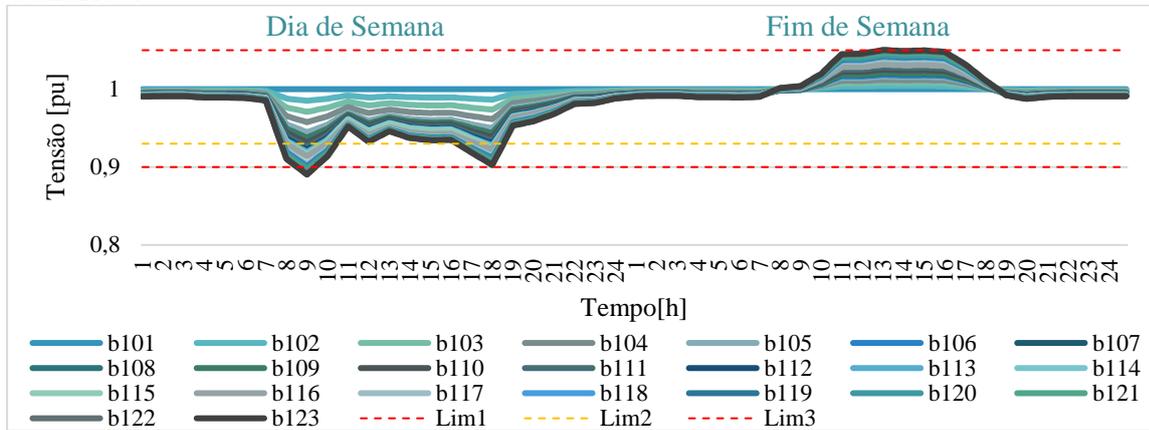
SOLANKI, S. K.; RAMACHANDRAN, V.; SOLANKI, J. **Steady State Analysis of High Penetration PV on Utility Distribution Feeder**. In: Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), IEEE PES, 2012.

APÊNDICE A – Tensão nas barras para os casos 3, 4, 5, 9 e 10

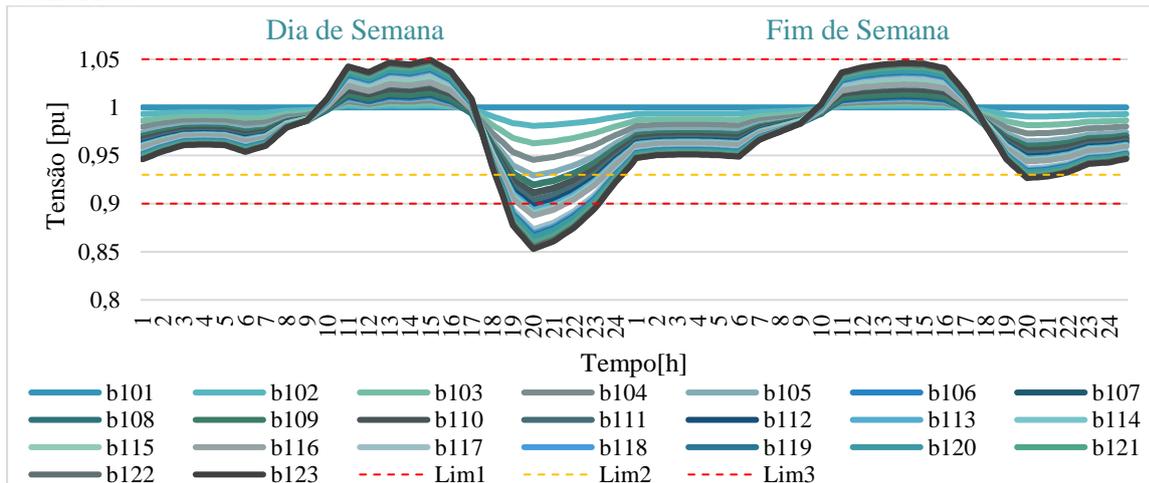
Cenário 3



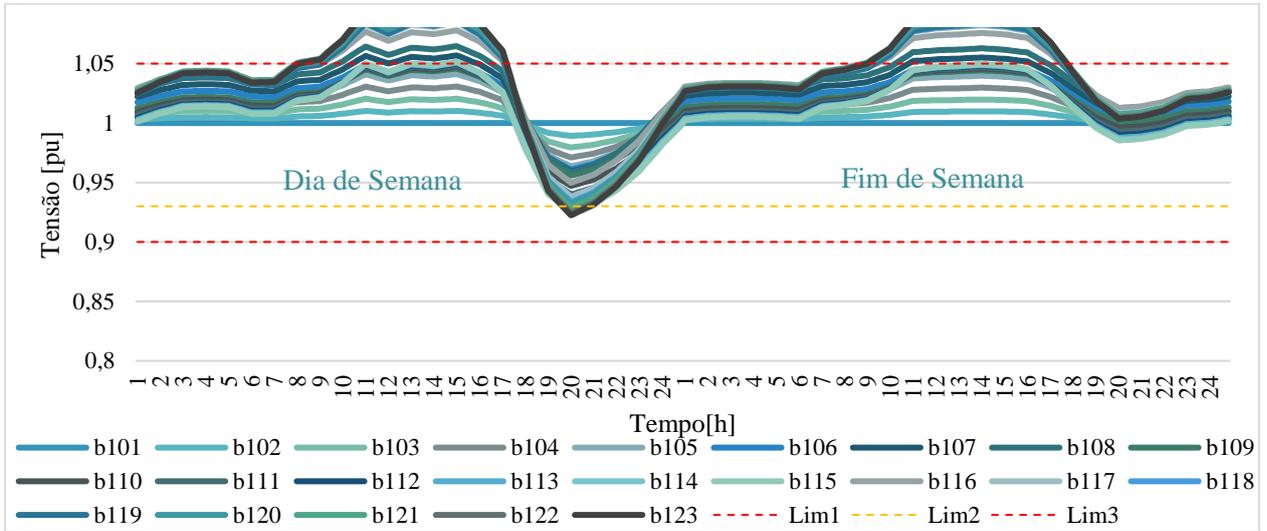
Cenário 4



Cenário 5



Cenário 9



Cenário 10

