

Maísa Martins Gomes

**Análise do impacto da conexão de sistemas de
geração distribuída em uma rede elétrica
existente utilizando estratégias de controle de
tensão**

Belo Horizonte

2022

Maísa Martins Gomes

**Análise do impacto da conexão de sistemas de geração
distribuída em uma rede elétrica existente utilizando
estratégias de controle de tensão**

Monografia apresentada durante o Seminário dos Trabalhos de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da UFMG, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG

Escola de Engenharia

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Danilo Iglesias Brandão

Belo Horizonte

2022

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me dado forças para ultrapassar todos os obstáculos encontrados ao longo do curso.

À minha família que sempre me incentivou nos estudos.

Aos meus amigos e meu companheiro que compreenderam a minha ausência quando precisei me dedicar à elaboração do trabalho. Ao meu professor orientador Danilo e seu aluno de mestrado Hugo que me acompanharam dando todo o auxílio para a realização do projeto.

A todos os professores do curso de Engenharia Elétrica que contribuíram para o meu conhecimento permitindo hoje concluir este trabalho.

Resumo

Nos últimos anos, observou-se um crescimento acelerado do mercado de energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. A diminuição de preço dos painéis solares, aumento do número de empresas da área, entre outros, trouxe aos consumidores a oportunidade de utilizar a geração distribuída fotovoltaica para reduzir os gastos com energia elétrica. Além disso, com as novas leis e incentivos governamentais criados para facilitar o acesso à rede de energia, a tendência de crescimento é cada vez maior. Diante desse cenário, um questionamento importante deve ser feito: a rede elétrica está preparada para suportar essa quantidade de geradores sem afetar a qualidade da energia ? Essa temática será desenvolvida nesta dissertação utilizando a metodologia de cálculo da capacidade de acomodação da rede, que leva em consideração os principais critérios que impactam na qualidade da energia como sobretensão, sobrecorrente e desequilíbrio de tensão. Para definirmos essa grandeza serão realizadas simulações em uma rede existente utilizando o software OpenDSS. O trabalho também propõe a utilização de inversores inteligentes que são capazes de administrar a potência inserida na rede através da utilização do controle Volt Var e Volt Watt. Analisando a capacidade de hospedagem da rede em cada cenário é possível avaliar se esse tipo de inversor pode ser uma forma de mitigar os efeitos negativos causados pelo excesso de geradores na rede. **Palavras-chaves:** Geração Distribuída. Sistema Fotovoltaico. Inversores Inteligentes. Qualidade da energia. OpenDSS.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Variação entre capacidade instalada inicial e projeção de expansão em GW	11
Figura 2 – Representação da geração centralizada na rede de energia elétrica . . .	13
Figura 3 – Representação da geração distribuída na rede de energia elétrica . . .	14
Figura 4 – Fluxo de potência da rede convencional	15
Figura 5 – Fluxo de potência da rede com geração distribuída fotovoltaica conectada a ela	16
Figura 6 – Representação de um sistema gerador fotovoltaico conectado à rede . .	20
Figura 7 – Curva característica I-V e curva P-V para um módulo de 100Wp	21
Figura 8 – Efeito da irradiância solar e temperatura sobre a curva I-V de um módulo monocristalino de 430W	21
Figura 9 – Representação esquemática de um inversor de dois estágios	23
Figura 10 – Curva de operação da estratégia de controle Volt-Var	24
Figura 11 – Curva de operação da estratégia de controle Volt-Watt	24
Figura 12 – Modelo de circuito padrão	26
Figura 13 – Diagrama de blocos do elemento PVSystem	27
Figura 14 – Condições climáticas diárias do dia 14/08/21 de Belo Horizonte/MG .	28
Figura 15 – Perfil médio de irradiação direta normal diária (Wh/m ²) em Belo Horizonte/MG	28
Figura 16 – Curva de temperatura diária no OpenDSS	29
Figura 17 – Curva de irradiância diária no OpenDSS	29
Figura 18 – Exemplo de figuras	29
Figura 19 – Curva do fator de correção da potência do módulo pela temperatura .	29
Figura 20 – Rede de distribuição real com representação das barras	30
Figura 21 – Comportamento das cargas ao longo do tempo	31
Figura 22 – Fluxograma da obtenção de dados do HC	33
Figura 23 – Comportamento da tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 1 .	35
Figura 24 – Comportamento da corrente ao longo do tempo para o caso de estudo 1	35
Figura 25 – Desequilíbrio de tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 1 . .	36
Figura 26 – Comportamento da tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 2 .	36
Figura 27 – Comportamento da corrente ao longo do tempo para o caso de estudo 2	37
Figura 28 – Desequilíbrio de tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 2 . .	37
Figura 29 – Comportamento da tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 3 .	38
Figura 30 – Comportamento da corrente ao longo do tempo para o caso de estudo 3	38
Figura 31 – Desequilíbrio de tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 3 . .	38
Figura 32 – Variação da potência ativa e reativa com controle Volt-Var	39

Figura 33 – Variação da potência ativa e reativa com controle Volt-Var e Volt-Watt	39
Figura 34 – Comportamento da tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 4 .	39
Figura 35 – Comportamento da corrente ao longo do tempo para o caso de estudo 4	40
Figura 36 – Desequilíbrio de tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 4 . .	40

Lista de tabelas

Tabela 1 – Pontos de Conexão com Tensão Nominal (V_n) = 220 V	18
Tabela 2 – Limites para os desequilíbrios de tensão	19
Tabela 3 – Hosting Capacity	34
Tabela 4 – Parâmetros dos condutores	47
Tabela 4 – Parâmetros dos condutores	48
Tabela 4 – Parâmetros dos condutores	49
Tabela 5 – Parâmetros de linha	49
Tabela 5 – Parâmetros de linha	50
Tabela 6 – Parâmetros de carga	50

Lista de abreviaturas e siglas

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AIE	Agência Internacional de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COM	Component Object Model
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Electric Power Research Institute
FV	Fotovoltaico(a)
GD	Geração Distribuída
HC	Hosting Capacity
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PWM	Pulse Width Modulation
STC	Standard Test Conditions
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais

Sumário

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Objetivo	11
1.2	Motivação	12
1.3	Estrutura	12
2	REFERENCIAL TEÓRICO	13
2.1	Geração Distribuída	13
2.2	Impactos da conexão de geração distribuída na rede de distribuição de energia elétrica	14
2.2.1	Fluxo reverso de potência	15
2.2.2	Alteração no perfil de tensão da rede	16
2.2.3	Sobrecarga térmica	17
2.2.4	Desequilíbrio de tensão	17
2.3	Regulamentação da geração distribuída no Brasil	17
2.3.1	Condições de conexão	18
2.3.1.1	Limites de tensão	18
2.3.1.2	Desequilíbrio de tensão	18
2.4	O Sistema Fotovoltaico	20
2.4.1	Módulos fotovoltaicos	20
2.4.2	Inversores	22
2.4.2.1	Controle Volt-Var	23
2.4.2.2	Controle Volt-Watt	24
3	METODOLOGIA	25
3.1	OpenDSS	25
3.1.1	Subestação	26
3.1.2	Linhas	26
3.1.3	Transformador	26
3.1.4	Cargas	27
3.1.5	Sistema Fotovoltaico	27
3.2	Descrição da rede de teste	30
3.3	Hosting Capacity	31
3.4	Simulações computacionais	32
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	34
4.1	Hosting Capacity	34

4.2	Comportamento da rede sem inserção de GD	35
4.3	Simulação da rede com inserção de GD com fator de potência unitário	36
4.4	Simulação da rede com inserção de GD com controle Volt-Var . . .	37
4.5	Simulação da rede com inserção de GD com Controle Volt-Var e Volt-Watt	39
5	CONCLUSÕES	41
	REFERÊNCIAS	43
	APÊNDICES	46
	APÊNDICE A – DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	47

1 Introdução

Durante as últimas décadas, a preocupação mundial com a preservação do meio ambiente e estabelecimento de metas de diminuição da emissão de gás carbônico, tem motivado os países a investirem em novas fontes de energia (PAPADIS; TSATSARONIS, 2020). Nessas circunstâncias a energia solar ganha destaque e vem se tornando uma das fontes de energia que mais cresce no mundo (SOLAR, 2016).

De acordo com o Relatório Global de Renováveis de 2021 divulgado pela AIE, em 2020 foram instalados mais de 256 GW em energia renovável ao redor do mundo, dos quais 54% equivale a energia solar fotovoltaica (FV). Pelo quarto ano consecutivo o crescimento da energia renovável em capacidade instalada ultrapassou o combustível fóssil e energia nuclear combinadas (REN21, 2021).

No Brasil a perspectiva também é promissora. Segundo dados divulgados pela ABSOLAR, a energia solar FV cresceu em média 150% ao ano nos últimos sete anos, atingindo a capacidade instalada de 6 GW em junho de 2020 (ABSOLAR, 2020b). Segundo estudos, essa capacidade tende a crescer ainda mais e a previsão é de atingir a marca de aproximadamente 30 GW até 2030 como mostra o Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2012).

Outro ponto interessante a ser abordado é o potencial desse tipo de energia no país. Com uma localização privilegiada, o Brasil está entre os países com maior índice de irradiação solar do mundo. Na Alemanha, terceiro país com maior capacidade de energia solar instalada, a radiação global incidente varia por volta de 900 a 1.250 kWh/m² ao ano, enquanto no Brasil o local com pior irradiação possui uma média de 1.400 kWh/m² ao ano, conforme dados retirados do site Solargis.

Além de ser uma energia limpa, a energia solar também possui um importante fator socioeconômico. A facilidade de instalação em grandes centros urbanos, traz ao consumidor a possibilidade de ter sua própria geração de energia, oferecendo economia na conta de energia de até 90% (ABSOLAR, 2020a) e acaba aliviando um dos maiores pesos no orçamento do brasileiro. Tal modalidade de produção passou a ser conhecida como Geração Distribuída (GD). No gráfico abaixo retirado do PDE 2030 é possível ver que a maior protagonista na expansão da capacidade instalada FV é a GD.

Diante desse horizonte, foram necessárias algumas medidas governamentais para regulamentação desse novo conceito de geração de energia e adaptação do sistema de transmissão e distribuição existente para a garantir a qualidade do produto entregue. Em 2012 foi estabelecida pela ANEEL a Resolução Normativa n^o 482 que oficializou o conceito de micro e minigeração distribuídas, além de permitir seu acesso ao sistema de distribuição

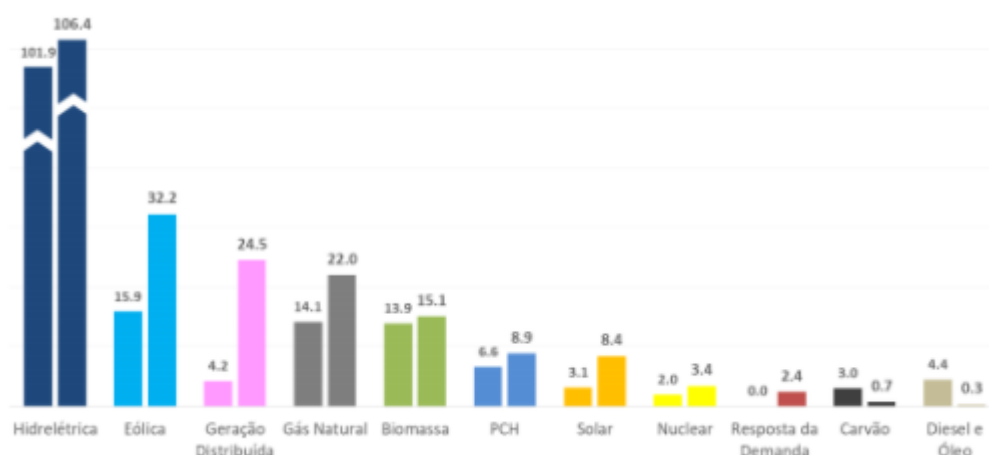


Figura 1 – Variação entre capacidade instalada inicial e projeção de expansão em GW

Fonte: (EPE, 2012)

nacional. Posteriormente outros documentos importantes também foram publicados como a Resolução Normativa nº 687/2015 e o PRODIST Módulo 3. Tais documentos serão explicados detalhadamente nos próximos capítulos do trabalho.

Os incentivos governamentais facilitam a conexão da GD na rede e aumentam o público alvo, trazendo expectativas positivas para o futuro da geração distribuída fotovoltaica. No entanto, visto que o Brasil é um país com o sistema elétrico embasado em geração centralizada, é importante analisar as restrições desse sistema com relação à geração distribuída, discutir os efeitos negativos da sua alta concentração e como tais efeitos podem ser contornados. Para isso o trabalho irá utilizar o conceito da capacidade de acomodação da rede, que determina a quantidade máxima de GD que um sistema pode receber sem afetar a qualidade da energia entregue ao consumidor.

1.1 Objetivo

O objetivo dessa monografia é analisar a capacidade de acomodação de uma rede em três cenários:

- utilizando inversores com fator de potência unitário;
- utilizando inversores com controle volt/var; e
- utilizando inversores com controle volt/var e volt/watt sequenciais.

Para isso, serão feitas simulações em uma rede de baixa tensão (220V) da região de Américo Brasiliense - SP utilizando o software OpenDSS. Além disso, para cada caso serão avaliados alguns critérios que impactam diretamente na qualidade da energia e serão chamados figuras de mérito.

1.2 Motivação

Até o momento não tem sido observado grandes impactos com a inserção de poucas unidades de GD na rede elétrica, porém com a sua rápida e aleatória expansão é possível que os efeitos passem a ser agravantes trazendo problemas como sobretensão, sobrecarga nos condutores e desequilíbrio de tensão. (TORQUATO et al., 2018)

Esses problemas normalmente são corrigidos por reguladores de tensão, bancos de capacitores e em casos mais extremos, intervenções na rede. Porém se tratando de uma grande penetração de GD, o controle da tensão se torna mais desafiador. A intermitência do gerador solar traz consideráveis variações de tensão, o que pode acarretar em comutações de tap excessivas do regulador que podem danificar o equipamento. (WANZELER et al., 2018)

Apesar disso, vale lembrar que a conexão do sistema FV com a rede passa pelo inversor, um componente eletrônico inteligente capaz de regular a potência ativa e reativa trocada com a rede, o que pode vir a ser uma solução para viabilizar a inserção da energia fotovoltaica em larga escala. É importante que estudos sejam feitos examinando o comportamento da rede frente as funcionalidades dos inversores inteligentes de forma a possibilitar o uso responsável das novas tecnologias.

1.3 Estrutura

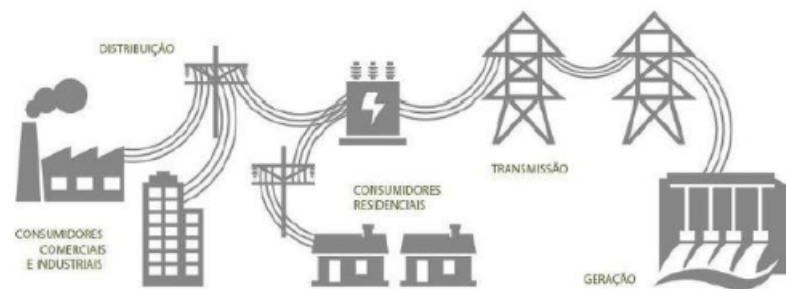
O trabalho será organizado em cinco capítulos. No primeiro capítulo, introdução, foi apresentado o contexto geral, os objetivos e a estrutura da monografia. No segundo capítulo será apresentada a revisão bibliográfica, onde será explorado melhor o tema de discussão trazendo pesquisas já existentes e conceitos importantes. O terceiro capítulo, metodologia, será focado na descrição dos materiais e métodos utilizados para se realizar o estudo de caso. No quarto capítulo serão apresentados os resultados obtidos e por fim, no quinto capítulo será desenvolvida a conclusão do trabalho.

2 Referencial Teórico

2.1 Geração Distribuída

O sistema elétrico brasileiro é baseado na produção e transmissão de energia provenientes de usinas de grande porte, principalmente hidrelétricas, térmicas e eólicas, interligadas por uma malha de transmissão distribuída em todo o país. Esse tipo de geração se caracteriza como centralizada ([Figura 2](#)), onde as usinas normalmente se encontram próximas aos recursos naturais e são coordenadas pelo ONS de forma a garantir o atendimento à demanda e minimizar o custo total. ([ONS, 2021](#))

Figura 2 – Representação da geração centralizada na rede de energia elétrica

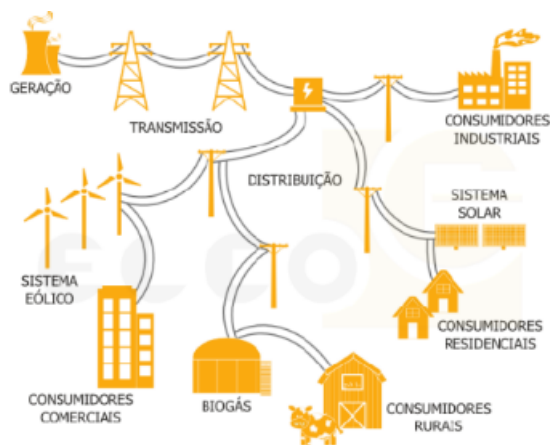


Fonte: ([CAMPOS, 2019](#))

A Geração Distribuída por outro lado, consiste em várias fontes de energia de porte reduzido conectadas ou não ao sistema elétrico de distribuição, podendo assim operar de forma independente ou em paralelo com a rede, conforme [Figura 3](#). Predominam nesses casos, a utilização de energia fotovoltaica, eólica, biomassa e geradores a combustível. O sistema fotovoltaico, objeto de estudo desse trabalho, será discutido melhor no item 2.4. ([ONS, 2021](#))

A inserção da GD no sistema elétrico foi rapidamente propagada por todo o mundo principalmente devido ao benefício ambiental, econômico e social. Porém pesquisas apontam que também existem consequências negativas relevantes que precisam ser discutidas. Segundo [Naruto \(2017\)](#) a principal vantagem econômica da utilização da geração de energia distribuída é a redução de custos para o consumidor residencial. Para o consumidor cativo, ou seja, consumidores que podem comprar energia apenas da distribuidora local, as tarifas variam de acordo com as condições climáticas, tornando assim o preço por kWh mais caro. Com a inserção da GD é possível ter independência da energia fornecida pela distribuidora, pagando somente o valor mínimo da fatura de energia. Além disso, no caso da geração distribuída fotovoltaica, o preço dos módulos têm ficado cada vez menores,

Figura 3 – Representação da geração distribuída na rede de energia elétrica



Fonte: (CAMPOS, 2019)

reduzindo o tempo de retorno do investimento.

Outra vantagem econômica é a diminuição dos gastos de expansão da geração e transmissão da energia, já que a GD reduz a demanda de energia. Consequentemente, também serão reduzidos os gastos com manutenção da rede e trocas de equipamentos. Diversos benefícios também podem ser citados como a atenuação das perdas por transmissão, minimização dos impactos ambientais provenientes da construção de usinas centralizadas, geração de empregos, possibilidade de instalação em áreas remotas, entre outros. (NARUTO, 2017)

Em contrapartida, a GD aumenta a complexidade de gerenciamento da rede. A rede de distribuição do Brasil foi projetada para transmissão unidirecional de potência, dos grandes geradores até os consumidores. Com a adição de novos geradores, passa a existir fluxo bidirecional de potência, que afeta a estabilidade da rede. A interação entre o fluxo de potência convencional e outro em sentido contrário, interfere na funcionalidade do sistema de proteção atual, colocando em risco os equipamentos conectados à rede.

2.2 Impactos da conexão de geração distribuída na rede de distribuição de energia elétrica

Muito tem sido discutido sobre quais impactos negativos a conexão da GD na rede pode trazer. Autores como Ismael et al. (2019), Shayani e Oliveira (2011) e Paludo (2014) trazem atenção a problemas como:

- Sobretensão;
- Sobrecorrente;

- Desequilíbrio de tensão;
- Sobrecarga e perda de energia;
- Alteração da qualidade de potência; e
- Má operação dos equipamentos de proteção.

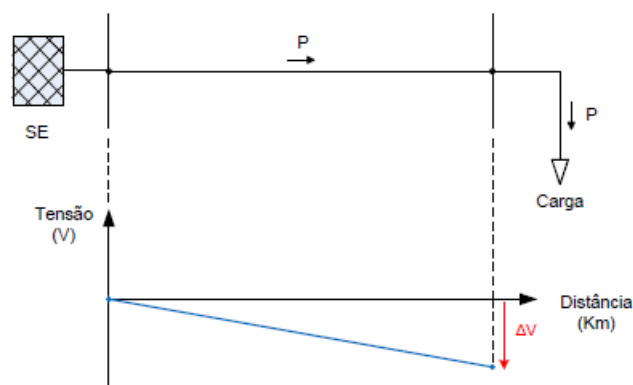
Considerando a geração distribuída FV como foco deste trabalho, serão analisados os seguintes parâmetros:

- Fluxo reverso de potência;
- Alteração no perfil de tensão da rede;
- Desequilíbrio de tensão;
- Sobrecorrente.

2.2.1 Fluxo reverso de potência

Com a conexão de novos geradores na rede, mais potência ativa é injetada no sistema. Isso pode ser vantajoso já que diminui a demanda da subestação. Porém quando a geração é superior ao consumo de energia, pode ocorrer fluxo reverso de potência. Essa situação ocorre principalmente em sistemas de geração distribuída fotovoltaica residenciais, que geram mais energia em um período do dia que há menos consumo. Esse comportamento é ilustrado pelas figuras abaixo.

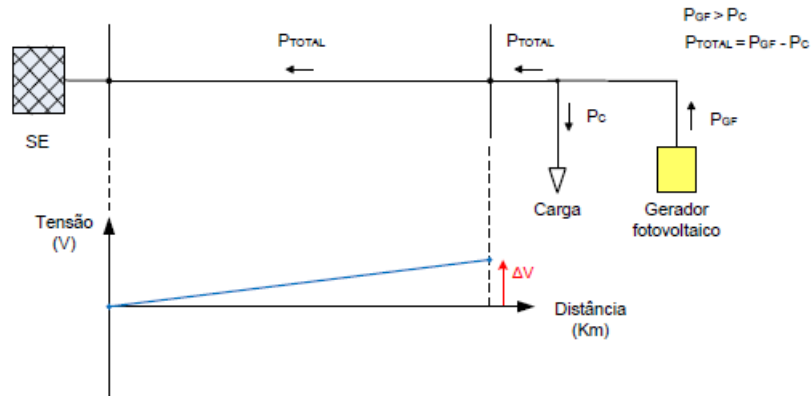
Figura 4 – Fluxo de potência da rede convencional



Fonte: (PALUDO, 2014)

Na Figura 4 é possível observar o fluxo tradicional de potência, que segue da subestação local para as cargas. À medida que a distância aumenta, a tensão diminui devido às perdas na linha de transmissão e com isso, a diferença de tensão entre consumidor e fornecedor passa a ser negativa. Já na Figura 5 foi conectado um gerador fotovoltaico próximo à carga, que fornece potência diretamente a ela reduzindo drasticamente as perdas de transmissão. Quando a potência do gerador FV (P_{GF}) é maior do que a potência

Figura 5 – Fluxo de potência da rede com geração distribuída fotovoltaica conectada a ela



Fonte: (PALUDO, 2014)

consumida pela carga (P_C), a diferença de tensão entre a subestação e a carga passa a ser positiva criando assim um fluxo reverso de potência. Assim, a potência residual (P_{TOTAL}) passa a ser injetada na rede.

Em uma rede real, diversas cargas são conectadas a uma mesma subestação. Assim, nos casos em que existe pouca concentração de GD, a própria rede é capaz de consumir o fluxo de potência extra injetado nela. Com o aumento excessivo da GD estima-se que o fluxo de potência passe a ser bidirecional.

O fluxo bidirecional potencializa as correntes de falha e altera a sua direção, podendo causar o desarme incorreto do sistema de proteção. Dessa forma passa a ser necessário avaliar em quais pontos da rede existe a possibilidade de ocorrer essa situação e revisar a coordenação de proteção desses pontos de forma a identificar a presença de GD e atuar corretamente nos dois fluxos. (ISMAEL et al., 2019)

2.2.2 Alteração no perfil de tensão da rede

Uma rede de distribuição é projetada para garantir aos seus consumidores uma tensão estável dentro dos limites especificados. Porém com a alteração do fluxo de potência, o perfil de tensão é afetado.

Como descrito anteriormente, em alguns horários do dia a produção de energia da GD passa a ser maior do que a carga instantânea consumida. Dessa forma, a tensão no ponto de acoplamento aumenta podendo ultrapassar os limites dos dispositivos conectados a ele. (PATIL; GIRGAONKAR; MUSUNURI, 2014) Esse efeito de sobretensão afeta a qualidade da energia fornecida e também pode levar à mudança de operação dos reguladores, bancos de capacitores e outros reguladores controlados por tensão. A atuação constante desses equipamentos reduz sua vida útil e aumenta a necessidade de manutenção. (KATIRAEI; AGÜERO, 2011) Segundo Torquato et al. (2018) a sobretensão é o principal impacto

técnico observado com o aumento da penetração de GD.

2.2.3 Sobrecarga térmica

Outro ponto de interesse é a sobrecarga. Se houver excesso de GD na rede, além da elevação de tensão na barra do gerador pode existir sobretensão nos transformadores vizinhos, podendo ultrapassar sua capacidade térmica. Além disso, pode haver também sobrecarga nas linhas de transmissão que não estão preparadas para receber um alto nível de corrente. (ISMAEL et al., 2019)

2.2.4 Desequilíbrio de tensão

Em uma rede real o perfil das cargas e condutores é naturalmente desbalanceado, por isso é possível encontrar variação de magnitude de tensão entre as fases mesmo com o perfil de geração convencional. Com a inserção de geradores FV monofásicos ou bifásicos no sistema, existirá aumento de tensão nas fases em que o gerador estiver acoplado. Sendo assim, o desequilíbrio de tensão entre as fases será intensificado. Níveis de desequilíbrio elevados podem levar a diversas consequências como elevação da corrente do neutro, alteração no funcionamento de motores de indução e geração de componentes harmônicas. (PALUDO, 2014)

2.3 Regulamentação da geração distribuída no Brasil

Com o objetivo de se fazer um melhor controle dos geradores inseridos na rede elétrica e tentativa de reduzir os impactos negativos da sua alta concentração, foram criadas normas para regulamentação do acesso à rede.

Em 2012 foi emitida pela ANEEL a primeira regulamentação de incentivo da GD para pequenos consumidores, a Resolução Normativa nº 482. A partir dessa resolução foi estabelecido um sistema de registro de novos geradores distribuídos conectados a uma unidade consumidora. Essa modalidade de registro possibilita a troca da energia gerada com a concessionária utilizando um sistema de créditos. Assim, a energia excedente gerada pela GD pode ser injetada na rede e o consumidor é compensado com créditos de energia que podem ser utilizados posteriormente. (ANEEL, 2012b)

A resolução também define o conceito de Micro e Minigeração, atualizado em 2015 pela Resolução 687. De acordo com a norma, a Microgeração distribuída compreende geradores com potência instalada de até 75kW e a Minigeração, potência entre 75kW e 5MW. A atualização também trouxe alterações na modalidade de aproveitamento dos créditos, aumento do prazo de uso dos mesmos e diminuição do tempo de resposta da concessionária para solicitação de acesso, de forma a reduzir o processo burocrático e

facilitar a conexão dos novos geradores à rede. Se enquadram nessa resolução os micro e minigeradores que utilizam cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia como hidráulica, eólica, solar e biomassa. (ANEEL, 2012c)

Também foram desenvolvidas normas técnicas estabelecendo critérios mínimos que os novos empreendimentos devem cumprir para garantir a qualidade da rede. As normas técnicas variam de acordo com cada concessionária seguindo como principal referência o Módulo 8 do Prodist.

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) são documentos emitidos pela ANEEL para regulamentar a operação do sistema de distribuição. O Módulo 8 trata especificamente dos procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica. Para isso, define indicadores, limites e valores de referência que devem ser respeitados para fins de acesso aos sistemas de distribuição.

2.3.1 Condições de conexão

Segundo a concessionária local da rede que será analisada neste trabalho, CPFL, a conexão de geração distribuída em uma unidade consumidora deverá atender aos parâmetros definidos em norma de forma a garantir a qualidade da energia. Alguns desses parâmetros são detalhados a seguir.

2.3.1.1 Limites de tensão

De acordo com a norma GED-15303... (2020), a tensão no ponto de conexão da unidade consumidora poderá sofrer alterações conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Pontos de Conexão com Tensão Nominal (V_n) = 220 V

Tensão de Atendimento (TA)	Variação da Tensão de Leitura (TL)
Adequada	$201 \leq TL \leq 231$
Precária	$189 \leq TL < 201$ / $109 \leq TL < 116$
Crítica	$TL < 109$ ou $TL > 233$

Tomando como base um novo gerador conectado a um ponto de conexão com tensão nominal de 220V, espera-se que ele opere entre 0,91pu e 1,05pu para a rede ter um funcionamento satisfatório.

2.3.1.2 Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão é definido como qualquer alteração entre o padrão do sistema de distribuição, seja nas amplitudes das fases ou na defasagem entre elas, normalmente de 120°. GED-15303... (2020)

Esse parâmetro pode ser calculado através da tensão eficaz de sequência positiva (V_+) e de sequência negativa (V_-). A [Equação 2.1](#) mostra a equação para o cálculo dessa grandeza conforme item 2 da seção 5.2 do Prodist Módulo 8. [ANEEL \(2012a\)](#)

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} 100 \quad (2.1)$$

Esse documento também apresenta outra expressão alternativa utilizando magnitudes das tensões de linha, que não será abordada nesse trabalho. Encontrado o valor do desequilíbrio de tensão, a norma estabelece os limites aceitáveis para manter a qualidade da energia que pode ser observado na [Tabela 2](#).

Tabela 2 – Limites para os desequilíbrios de tensão

Indicador	Tensão nominal	
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 230\text{kV}$
FD95%	3,0%	2,0%

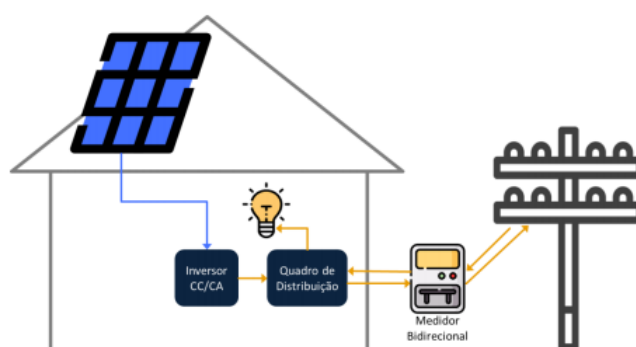
De acordo com [GED-15303... \(2020\)](#), ainda não existem valores de referência para o desequilíbrio em redes de baixa tensão, então para esses casos, será considerado o limite estabelecido para média tensão igual a 2%.

2.4 O Sistema Fotovoltaico

A geração fotovoltaica é um dos tipos de GD que mais cresce nos últimos anos. Esse tipo de geração consiste na transformação da energia proveniente do Sol em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. Nesta seção será estudado o funcionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede e cada um de seus componentes.

Para um sistema FV básico funcionar conectado à rede é necessário um conjunto gerador e um condicionador de potência. Os módulos fotovoltaicos e seus arranjos são os responsáveis pela geração. Já o condicionamento de potência é feito pelos inversores e opcionalmente outros equipamentos como conversores CC-CC, seguidor de ponto de potência máxima e outros dispositivos de proteção. A [Figura 6](#) representa um sistema FV simples conectado à rede através do quadro de distribuição. (GTES, 2014) Cada componente será detalhado nos itens a seguir.

Figura 6 – Representação de um sistema gerador fotovoltaico conectado à rede



Fonte: (EPE, 2020)

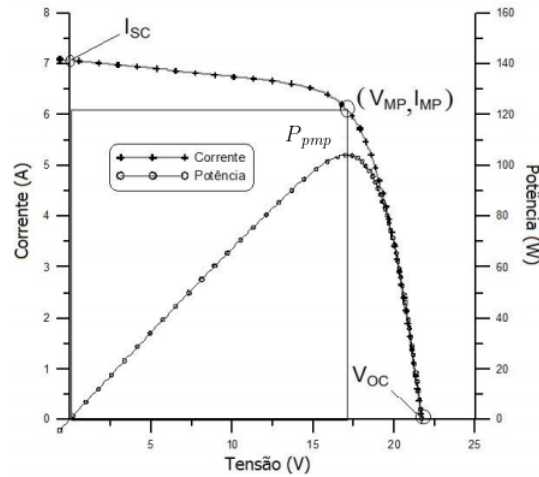
2.4.1 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são os responsáveis pela geração de energia e são compostos por um conjunto de células solares protegidas por uma lâmina de vidro. A célula é composta por um material semicondutor, geralmente silício poli ou monocristalino capaz de converter energia solar em energia elétrica.

A potência gerada por cada módulo varia de acordo com a irradiação solar, ângulo de incidência, temperatura, horário do dia, entre outros. Por isso, é feito um ensaio STC considerando a irradiância solar igual a 1000 W/m^2 , distribuída em um espectro AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C , de forma a encontrar a potência elétrica de pico, dada em W_p , capaz de identificar cada módulo. Na [Figura 7](#) é possível observar a curva real de operação de um módulo. A curva I-V mostra os valores de tensão para cada valor de corrente do módulo e o ponto P_{mp} , conhecido como ponto de máxima potência. Além

disso, o gráfico também mostra a curva P-V formada a partir do produto de cada tensão e corrente representadas. (GTES, 2014)

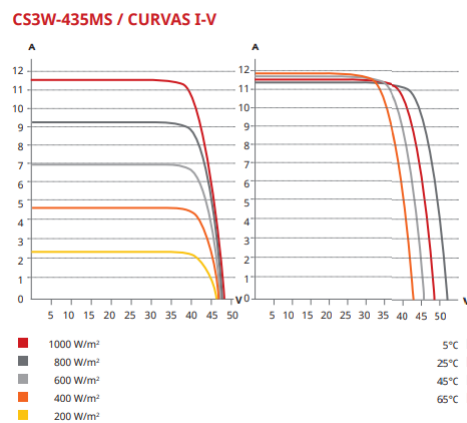
Figura 7 – Curva característica I-V e curva P-V para um módulo de 100Wp



Fonte: Adaptado de (GTES, 2014)

Para se avaliar o efeito de fatores que alteram a característica de geração dos módulos, como a temperatura e irradiância, é possível observar o comportamento da curva I-V na alteração desses parâmetros. A figura a seguir retirada de uma folha de dados de um módulo real monocristalino da marca Canadian Solar, ilustra esse impacto. No gráfico à esquerda podemos observar que à medida que a irradiância aumenta, a corrente de curto-circuito aumenta linearmente, melhorando assim o ponto de máxima potência. Por outro lado, com o aumento da temperatura da célula, observa-se uma diminuição da tensão que não consegue ser compensada pelo aumento da corrente, fazendo o P_{pmp} ter um aumento irrisório. (GTES, 2014)

Figura 8 – Efeito da irradiância solar e temperatura sobre a curva I-V de um módulo monocristalino de 430W



Fonte: (SOLAR, 2020)

Os módulos podem ainda ser interconectados em ligações série ou paralelo de acordo com os parâmetros desejados, formando um arranjo.

2.4.2 Inversores

Os inversores são dispositivos capazes de converter corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). Como o módulo produz energia em corrente contínua, é necessária a utilização desse equipamento para compatibilização com a rede. O desenvolvimento das tecnologias atuais permitem cada vez mais eficiência e confiabilidade na conversão CC-CA. Além disso, atualmente é possível utilizar funções de controle que potencializam o funcionamento dos inversores como: seguidor de máxima potência, conexão ou desconexão automática da rede, medição de energia, etc. (RAMPINELLI; KRENZINHER; ROMERO, 2013)

O princípio de funcionamento do inversor baseia-se na utilização de chaves eletrônicas que operam de forma a variar a direção da propagação de corrente na carga. Assim é possível criar um perfil de corrente senoidal a partir de uma entrada contínua. A comutação dessas chaves pode ser controlada de diversas formas de acordo com a tecnologia empregada no circuito.

Tais dispositivos podem ser classificados em dois tipos de acordo com seu modo de comutação: comutados pela rede e autocomutados. Os autocomutados podem ser utilizados em sistemas conectados à rede ou não, enquanto os comutados pela rede podem ser utilizados apenas conectados à rede.

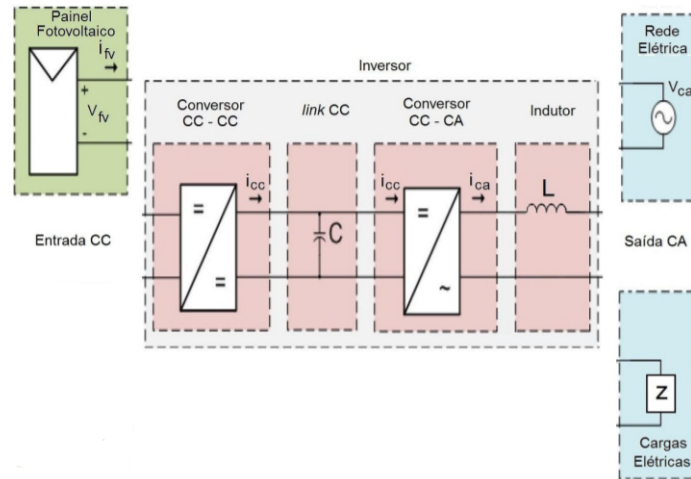
As primeiras tecnologias empregadas nesse sistema eram pontes retificadoras baseadas em tiristores, que funcionam apenas com uma fonte de tensão alternada. Por esse motivo, os inversores que utilizam esse princípio de funcionamento são chamados comutados pela rede. Atualmente, com o surgimento de novas tecnologias de chaveamento, esse tipo de equipamento é utilizado apenas para potências maiores que 100kW. (GTES, 2014)

No caso dos autocomutados, o chaveamento é feito através de semicondutores, IGBTs ou MOSFETs. Esses dispositivos são controlados por uma fonte de potência externa e podem ser colocados em corte ou condução a qualquer momento. Esse tipo de operação utiliza a estratégia de controle PWM que permite um bom controle da tensão de saída e sua forma de onda. Esse controle pode ser feito tanto por tensão quanto por corrente, abrindo a possibilidade da automatização do equipamento utilizando funções inteligentes. (RAMPINELLI; KRENZINHER; ROMERO, 2013)

Essa categoria de inversores também permite a utilização de um ou dois estágios, onde um conversor CC - CC é ligado ao conversor CC - CA para ajustar a tensão CC ao nível desejado antes de realizar a conversão para tensão CA. Isso garante um isolamento

galvânico entre a corrente de entrada e a corrente de saída. A [Figura 9](#) ilustra o sistema fotovoltaico com um inversor de dois estágios. ([GTES, 2014](#))

Figura 9 – Representação esquemática de um inversor de dois estágios



Fonte: Adaptado de ([GTES, 2014](#))

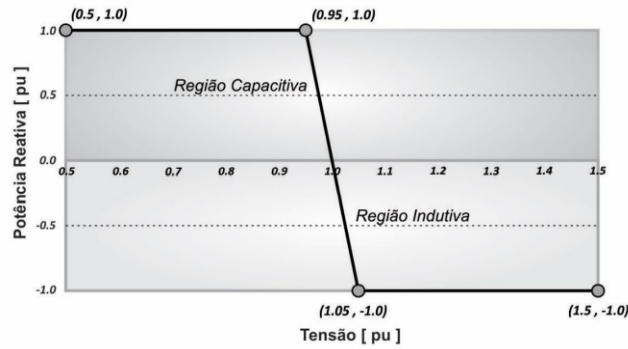
A possibilidade de explorar a capacidade do inversor de controlar a potência de forma automatizada abre portas para minimizar os efeitos negativos da alta concentração de geradores na rede. Com o surgimento dos inversores inteligentes diversas estratégias tem sido desenvolvidas que podem ser encontradas no documento *Common Functions for Smart Inverters* publicado pelo EPRI inclusive as funções de controle VoltVar e VoltWatt. ([WANZELER et al., 2018](#)) A utilização das estratégias de controle de potência ainda não é uma prática usual nos sistemas FV, apesar disso já é recomendada pelos pesquisadores como forma de permitir a acomodação de mais geradores distribuídos. ([1547-2018... , 2018](#))

2.4.2.1 Controle Volt-Var

A estratégia de controle Volt-Var é utilizada para tentar evitar a sobretensão no ponto de conexão do gerador FV com a rede, através da absorção de potência reativa. A [Figura 10](#) representa a curva de operação dessa função.

A partir da figura é possível observar que o inversor pode operar em duas regiões dependendo da tensão no ponto de conexão. Quando a tensão é menor que o limite permitido, opera na região capacitiva injetando potência reativa na rede. Se a tensão for maior, a região de operação é a indutiva onde ocorre absorção de potência reativa.

Figura 10 – Curva de operação da estratégia de controle Volt-Var

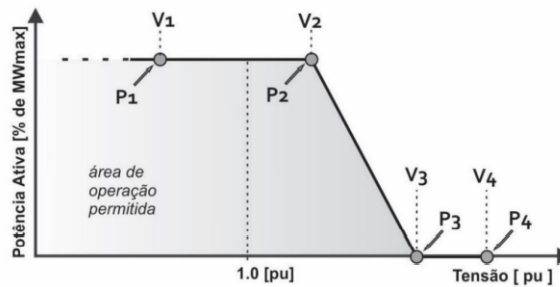


Fonte: (WANZELER et al., 2018)

2.4.2.2 Controle Volt-Watt

A função de controle Volt-Watt por sua vez controla a sobretensão através da redução da saída de potência ativa. Nesse caso, o gerador continua a produzir energia mas esta não é injetada na rede. Apesar de não ser uma estratégia atrativa para o consumidor, pode ser fundamental em casos que os reguladores de tensão existentes não conseguem evitar a elevação de tensão.

Figura 11 – Curva de operação da estratégia de controle Volt-Watt



Fonte: (WANZELER et al., 2018)

A Figura 11 mostra a saída de potência ativa variando de acordo com a tensão. A partir de um limite de tensão V_2 definido previamente, a potência decresce linearmente até atingir um valor P_3 . A utilização dessa funcionalidade é indicada em situações que existe uma alta produção de potência e baixo carregamento na rede causando sobretensão por longos períodos.

3 Metodologia

Com o objetivo de mensurar os efeitos da alta concentração de geração distribuída fotovoltaica em uma rede e a aplicação do inversor inteligente na mitigação desses efeitos, serão realizadas simulações em uma rede de baixa tensão (220V) da região de Américo Brasileiro - SP. O software escolhido para execução da simulação foi o OpenDSS, pois é um software capaz de modelar redes de distribuição, permitindo análise dos resultados em cenários específicos.

Neste capítulo será apresentada a rede utilizada para o estudo de caso e as metodologias empregadas no desenvolvimento das simulações. O primeiro item mostra o software utilizado e a modelagem dos elementos da rede. No segundo item a rede utilizada será detalhada. Em seguida, é apresentado o conceito de Hosting Capacity, que será utilizado como ponto de partida para a obtenção de resultados. Por fim, são apresentadas as figuras de mérito utilizadas para a avaliação dos resultados obtidos.

3.1 OpenDSS

O software escolhido para esse trabalho foi o Open Distribution System Simulator. Desenvolvido em 1997 pelo EPRI, o OpenDSS é uma plataforma projetada para simular sistemas de distribuição de energia elétrica. Por ser um programa aberto e personalizável, consegue integrar novas tecnologias e recursos, possibilitando o estudo dos desafios futuros do sistema de distribuição, como por exemplo as redes inteligentes. É uma ferramenta amplamente utilizada por laboratórios de pesquisa, distribuidoras e universidades, pois permite a simulação de sistemas com diferentes quantidades de condutores, modelar perfis de carga, além de incluir parâmetros desequilibrados. É possível também analisar parâmetros como a tensão em regime permanente, harmônicos, perdas e fluxo de potência que pode ser avaliado considerando o comportamento instantâneo, diário ou anual.(EPRI, 2020a)

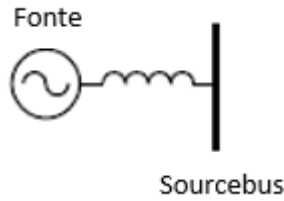
O programa também permite a utilização da interface COM para analisar os dados gerados em outras linguagens de programação como por exemplo o Python. Utilizando a plataforma COM, será criada uma interface para controle do OpenDSS através do ambiente de desenvolvimento Pycharm. Nesse trabalho foi utilizada a versão 9.1.3.3 do OpenDSS e a versão 3.7 do Python.

Para implementar a rede desejada, são inseridos no código os parâmetros de cada elemento necessário para a modelagem da rede. A seguir, serão descritos esses elementos e o modelo correspondente criado pelo OpenDSS.

3.1.1 Subestação

Ao criar um novo circuito, o primeiro elemento definido é o barramento de entrada (Sourcebus) e o gerador trifásico conforme figura abaixo. Esse elemento é caracterizado como a subestação de entrada da rede e pode ser definida através de parâmetros como tensão de base, número de fases, potência de curto circuito, etc. (EPRI, 2020b)

Figura 12 – Modelo de circuito padrão



Fonte: Adaptado de (EPRI, 2020b)

3.1.2 Linhas

A representação das linhas de distribuição é feita no OpenDSS através do elemento Line. Esse elemento utiliza o modelo π com capacitância shunt, representado pelas equações 3.1 e 3.2.

$$Z = R + jX = \begin{bmatrix} Ra & 0 & 0 \\ 0 & Rb & 0 \\ 0 & 0 & Rc \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} Xa & Xab & Xac \\ Xab & Xb & Xbc \\ Xac & Xbc & Xc \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$C = \begin{bmatrix} Ca & Cab & Cac \\ Cab & Cb & Cbc \\ Cac & Cbc & Cc \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

O elemento Line é definido através dos parâmetros: número de fases, comprimento do cabo e impedância de cada linha. Para a rede utilizada nesse trabalho foram definidos 39 elementos de linha alternando entre monofásicas, bifásicas e trifásicas, com diferentes geometrias.

3.1.3 Transformador

A modelagem do transformador é feita através do componente de mesmo nome que possibilita a simulação com dois ou mais terminais e com conexões variáveis. As propriedades necessárias para a definição desse elemento são: número de fases, número de enrolamentos, barra a que está conectado, conexão em estrela ou delta, tensão nominal, etc.

3.1.4 Cargas

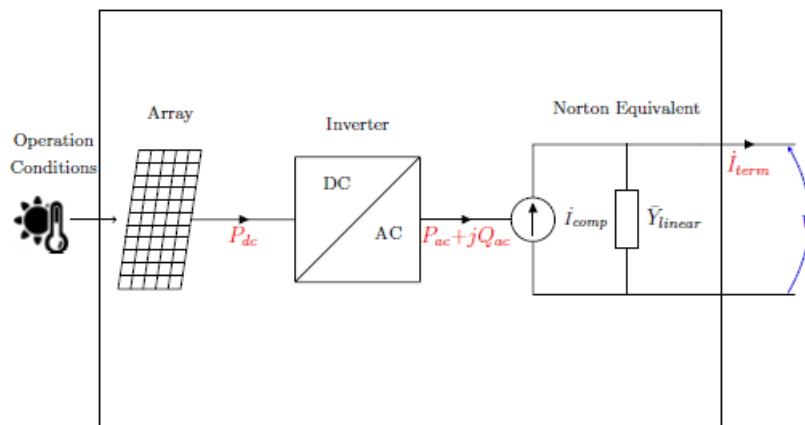
As cargas são definidas pela barra em que estão conectadas, número de fases, fator de potência e as potências ativa e reativa. Segundo EPRI (2020b), existem oito formas de implementação das cargas: potência ativa e reativa constantes (carga padrão), impedância constante, potência ativa constante e reativa quadrática (similar aos motores) com reatância fixa ou não, potência ativa e reativa exponenciais, corrente constante (usada para retificador), potência ativa constante e reativa fixa no valor nominal e por fim o modelo ZIPV (matriz contendo os modelos anteriores).

Nesse trabalho o modelo utilizado para todas as cargas será potência ativa constante e reativa igual ao valor nominal. O programa também permite que a potência ativa constante possa ser multiplicada por uma curva de carga definida ao longo de um período diário, mensal ou anual através do elemento loadshape. O comportamento das curvas de carga serão apresentados no item 3.2.

3.1.5 Sistema Fotovoltaico

Existem várias formas de se modelar um gerador fotovoltaico no OpenDSS. A modelagem escolhida foi utilizando o elemento PVSystem que consiste na definição de um bloco composto por um modelo de painel fotovoltaico e um modelo de inversor conforme representado na Figura 13. As propriedades necessárias para se caracterizar esse elemento podem ser definidas em três grupos: condições de operação, propriedades do arranjo fotovoltaico e propriedades do inversor.

Figura 13 – Diagrama de blocos do elemento PVSystem

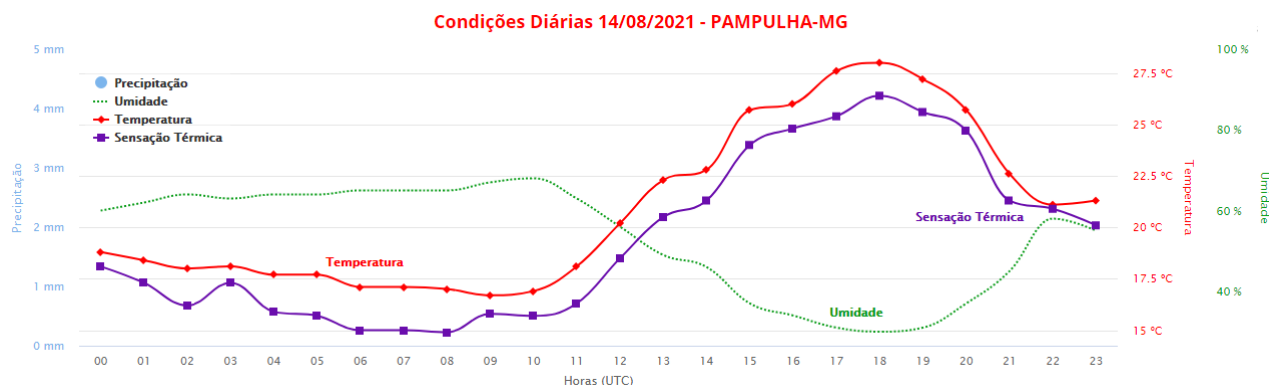


Fonte: (EPRI, 2011)

As condições de operação são definidas em irradiância e temperatura. Para uma simulação em período de tempo diário, são definidas curvas de variação para cada parâmetro. Também são estipulados os valores das variáveis *irrad* e *T* que devem conter o máximo valor de irradiância e a temperatura de operação do módulo. Nesse trabalho foram

consideradas como base as curvas irradiância e temperatura da região da Pampulha em Belo Horizonte/MG.

Figura 14 – Condições climáticas diárias do dia 14/08/21 de Belo Horizonte/MG



Fonte: (INMETRO, 2021)

Figura 15 – Perfil médio de irradiação direta normal diária (Wh/m^2) em Belo Horizonte/MG

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6	23	7								32	50	49
6 - 7	204	183	139	125	105	55	46	123	157	211	187	195
7 - 8	323	351	329	391	390	382	401	438	365	345	272	295
8 - 9	419	439	420	502	523	553	582	581	479	440	343	379
9 - 10	476	499	480	552	596	622	656	660	559	503	374	429
10 - 11	489	541	512	563	611	655	688	704	611	538	389	435
11 - 12	491	545	510	531	584	649	686	705	616	527	369	407
12 - 13	471	513	490	513	555	613	660	688	591	507	367	383
13 - 14	453	503	470	497	524	573	620	649	554	473	362	369
14 - 15	409	469	431	458	494	543	583	604	510	434	329	339
15 - 16	355	421	381	409	448	487	524	545	449	384	293	295
16 - 17	302	367	318	323	323	339	397	426	348	299	251	249
17 - 18	240	277	171	88			48	69	97	95	134	184
18 - 19	37	31										
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	4690	5145	4651	4951	5153	5471	5892	6194	5337	4787	3718	4008

Fonte: (ATLAS, 2021)

Considerando a maior irradiação do mês de Agosto, foi definido o valor de *irrad* como $0,705 \text{ kW/m}^2$. A curva de irradiação foi definida em pu tomando como referência o valor de *irrad* e foi adaptada para apresentar 96 pontos ao longo do dia. As curvas abaixo plotadas através do OpenDSS representam as curvas de temperatura e irradiação que estão sendo consideradas para a simulação.

As principais propriedades para a caracterização do arranjo fotovoltaico são o ponto de máxima potência (P_{pmp}) e a curva $P-T$. Assume-se que o módulo é capaz de operar

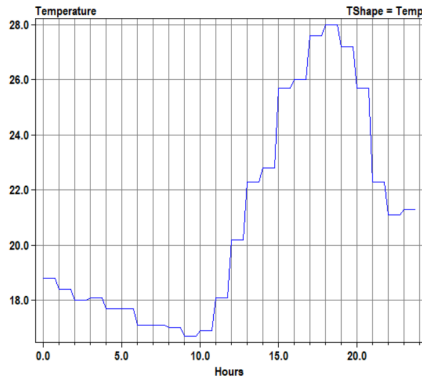


Figura 16 – Curva de temperatura diária no OpenDSS

Fonte: Figura do autor

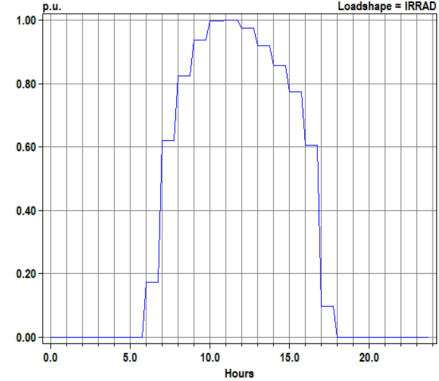


Figura 17 – Curva de irradiância diária no OpenDSS

Fonte: Figura do autor

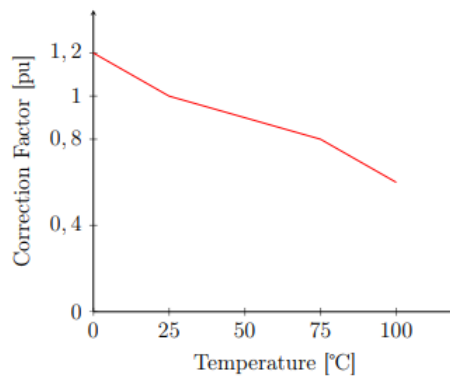
Figura 18 – Exemplo de figuras

sempre no ponto de máxima potência (P_{pmp}), variando somente com a temperatura de forma a simplificar a modelagem. O parâmetro P_{pmp} é definido como a potência máxima fornecida pelo arranjo fotovoltaico quando exposto a uma irradiação solar igual a 1000 W/m^2 e temperatura T . Para simulações em um período de tempo diário, deve-se considerar o fator de correção da potência do módulo dado pela curva $P-T$. Sendo assim, a potência gerada pelo arranjo se dá por 3.3.

$$P_{dc} = P_{pmp} \cdot \text{irrad} \cdot \text{Irradiância}(t) \cdot \text{Curva } P - T(T) \quad (3.3)$$

Nesse trabalho será considerada a curva apresentada no EPRI (2011) para uma temperatura de operação da célula de 25°C .

Figura 19 – Curva do fator de correção da potência do módulo pela temperatura



Fonte: (EPRI, 2011)

Por fim, ao inversor deve-se estipular principalmente a potência nominal em kVA, a tensão nominal em kV, número de fases a que está conectado, informações sobre o ponto

de conexão e limites de operação. Também deve ser definida a curva de eficiência do inversor. Essa curva caracteriza a variação da eficiência em função da potência do módulo P_{dc} , Equação 3.3. Nessa etapa também é possível definir se o inversor pode fornecer ou absorver energia reativa, o que será utilizado na aplicação de inversores inteligentes. (EPRI, 2011) Caso não ultrapasse os limites de operação do inversor, a potência de saída será dada pela Equação 3.4.

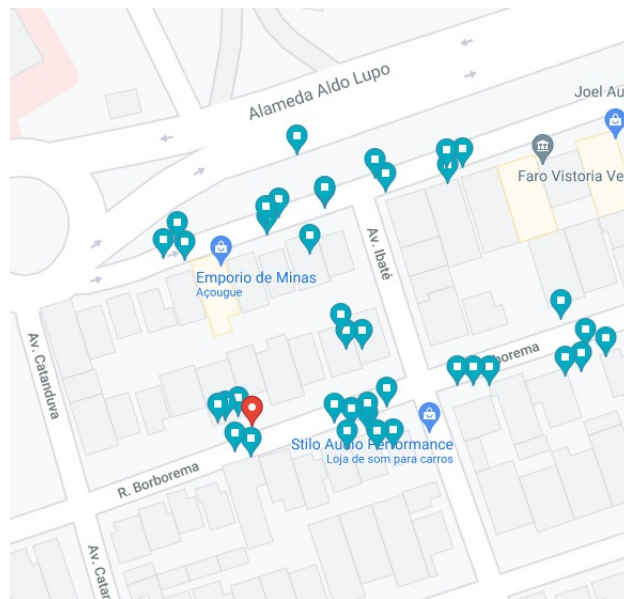
$$P_{ac} = \text{Curva de eficiência} \cdot P_{dc} \quad (3.4)$$

3.2 Descrição da rede de teste

O sistema de distribuição escolhido para esse trabalho é uma rede de baixa tensão localizada na cidade de Américo Brasiliense no estado de São Paulo. Essa rede é composta por 40 barras alimentadas por um transformador de 45kVA com diversas cargas desequilibradas distribuídas ao longo dela. Os parâmetros dos condutores tais como impedância, corrente máxima e diâmetro externo são apresentados no Apêndice A, Tabela 4. Para simplificar a análise da rede e evitar que o resultado seja afetado pelos sistemas de proteção da rede, não estão sendo considerados reguladores de tensão e banco de capacitores.

A Figura 20 mostra a localização das barras representadas pelos locais marcados em azul. A implementação da rede no OpenDSS foi feita utilizando as coordenadas de cada barra.

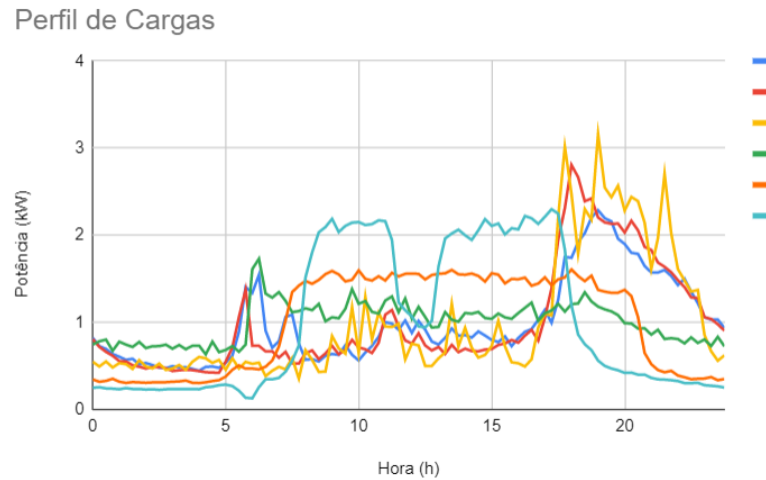
Figura 20 – Rede de distribuição real com representação das barras



Fonte: Retirado do Google Maps

Outro parâmetro importante usado na implementação foi o perfil diário de carga das unidades consumidoras mostrados na figura abaixo.

Figura 21 – Comportamento das cargas ao longo do tempo



Um sistema de distribuição geralmente possui uma grande diversidade de perfis de cargas que podem ser caracterizadas de acordo com a natureza de sua carga. Os principais são o consumidor residencial e comercial. O consumidor residencial apresenta um consumo praticamente constante ao longo do dia com um aumento entre 18 e 21h e se mantém baixo durante a madrugada. Já o consumidor comercial, que também pode ser observado na [Figura 21](#), possui um consumo elevado por volta das 8h que se mantém constante ao longo do dia. Durante o horário de almoço geralmente há uma leve redução de consumo e no horário de ponta o consumo aumenta bruscamente. ([QUEIROZ, 2011](#))

Além dos perfis de carga, outra característica das cargas dessa rede é o fator de potência igual a 0,85. As demais informações como número de fases, potência nominal e barras a que estão conectadas podem ser encontradas no [Apêndice A](#).

3.3 Hosting Capacity

Nessa seção será explorado o conceito de *Hosting Capacity* (HC), ou capacidade de hospedagem, de acordo com a literatura técnica. Esse parâmetro será utilizado para avaliação da inserção de geração distribuída em cada simulação.

Segundo [Ismael et al. \(2019\)](#), em 2004 foi apresentado pela primeira vez o conceito de *Hosting Capacity* como sendo a capacidade máxima de geração distribuída que pode ser instalada em uma rede de distribuição de forma que sua operação continue sendo adequada. De acordo com os autores, os principais fatores que definem os limites do HC são problemas de sobretensão, sobrecarga e perda de potência, qualidade da potência entregue e problemas de proteção.

Esse parâmetro pode ser calculado utilizando a relação entre a potência total

da máxima capacidade fotovoltaica instalada e a potência nominal do transformador, conforme [Equação 3.5](#). (TORQUATO et al., 2018)

$$HC = \frac{P_{maxFVinstalada}}{P_{nom}} \quad (3.5)$$

Conforme mostrado na [seção 3.2](#) a potência nominal da rede de estudo desse trabalho é 45kVA. Já a máxima potência instalada é definida pelos limites de inserção de geradores que serão chamados figuras de mérito.

Como descrito anteriormente é esperado que com o aumento do número de GD ocorram algumas perturbações na rede que podem ultrapassar os limites estabelecidos por norma afetando a qualidade da energia. Os principais fatores limitantes que serão analisados nesse trabalho serão:

- Sobretensão;
- Subtensão;
- Desequilíbrio de tensão; e
- Sobrecorrente

Cada fator será avaliado conforme a norma GED-15303 da CPFL e o PRODIST Módulo 8 citados na [subseção 2.3.1](#). Os limites de tensão serão 0,91 pu e 1,5 pu e 2% de desequilíbrio.

Para avaliar a sobrecorrente serão utilizados os dados dos condutores presentes na [Tabela 4](#), [Apêndice A](#). O limite de corrente para cada linha será a corrente máxima permitida pelo condutor.

3.4 Simulações computacionais

Nessa seção será apresentada a abordagem utilizada para analisar o hosting capacity da rede considerando quatro casos de estudo:

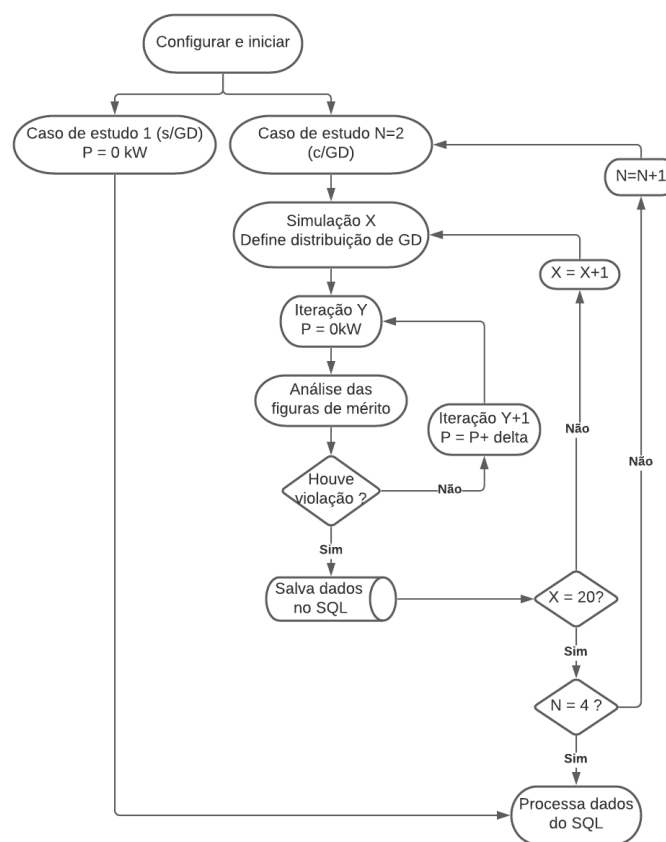
- 1 - Rede sem inserção de GD;
- 2 - Rede com inserção de GD com fator de potência unitário;
- 3 - Rede com inserção de GD utilizando a estratégia de controle Volt Var;
- 4 - Rede com inserção de GD utilizando as estratégias de controle Volt Var e Volt Watt simultaneamente;

Primeiramente, é estabelecido que para cada caso de estudo serão realizadas 20 simulações com disposições aleatórias de geradores FV. Em cada simulação três geradores distribuídos com potências iguais serão conectados na rede em diferentes unidades con-

sumidoras. É importante salientar que o cálculo do HC não depende da disposição dos geradores no sistema.

Ao realizar uma simulação o valor da potência dos geradores começará em zero e será incrementado até que ocorra a violação de alguma das figuras de mérito. Nesse momento, os valores dessa simulação são armazenados no banco de dados e o programa passa para a execução da simulação seguinte. Realizadas as 20 simulações, um novo caso de estudo será analisado da mesma forma. O fluxograma abaixo ilustra o processo de obtenção do HC.

Figura 22 – Fluxograma da obtenção de dados do HC



Fonte: Próprio autor

Utilizando esse procedimento será possível obter o HC de cada caso de estudo fazendo uma média aritmética das 20 simulações de forma a evitar discrepâncias de valor devido à distribuição na rede e aproximar mais do valor real. Além disso, será possível obter também um banco de dados com o comportamento de cada barra ao longo do tempo para observar qual figura de mérito foi a responsável pela violação. Essas análises serão melhor abordadas no [Capítulo 4](#).

4 Resultados e Discussão

Neste capítulo são apresentados os valores encontrados de HC e o comportamento das figuras de mérito para cada caso de estudo.

Para se fazer uma análise mais detalhada do comportamento da rede e comparar o resultado para cada caso, será escolhida a configuração de rede presente na simulação 11. Tal simulação foi escolhida pois apresenta um HC mais próximo do valor médio em todas as simulações e possui três geradores com conexões diferentes, trifásica, bifásica e monofásica. Os resultados serão analisados em um período de 10h a 15h, quando se dá o intervalo de maior pico de geração solar.

Nessa simulação os geradores fotovoltaicos são instalados nas barras 4, 39 e 34. A essas barras estão conectadas linhas que utilizam cabos CA 1kV 16mm² com isolamento XLPE que suportam uma corrente máxima de 59 A conforme [Tabela 4](#). Os dados de corrente e tensão serão avaliados nos pontos de conexão FV, onde a ocorrência é maior. Já o desequilíbrio de tensão será analisado em toda a rede.

4.1 Hosting Capacity

A obtenção do HC para os casos de estudo se deu conforme apresentado no [Equação 3.5](#). O valor de máxima potência FV instalada foi obtido através dos dados registrados de potência produzida por cada gerador ao longo do tempo. Foi feita uma média aritmética entre o máximo valor de potência das 20 simulações para se obter o Hosting Capacity mais próximo da realidade.

Nos casos de estudo 3 e 4 em que existe controle de potência Volt-Var, os inversores passam a injetar na rede potência reativa, sendo necessário considerar a potência aparente nos cálculos. Além disso foi estabelecido para o controle Volt-Var um limite de redução da injeção de potência de 10% da potência nominal do transformador. Os valores encontrados são apresentados na [Tabela ??](#).

Tabela 3 – Hosting Capacity

Sem GD	0,00%
Com GD	17,91%
Com VV	28,60%
Com VV e VW	46,31%

O Hosting Capacity para uma rede sem controle de potência é aproximadamente 18%. Com a adição do controle Volt Var o HC passa a ser 28,6% e utilizando o controle Volt

Var e Volt Watt simultaneamente o esse valor chega a 46,3%. Podemos observar então que a utilização dos controles de potência permitem que mais geradores distribuídos sejam inseridos na rede.

A seguir será avaliado o comportamento da tensão e corrente de cada barra nas principais grandezas a fim de se identificar o principal responsável pela violação das figuras de mérito para cada caso de estudo.

4.2 Comportamento da rede sem inserção de GD

Primeiramente foi implementada a rede sem adição de GD, ou seja, o caso base. O valor de HC para esse caso é zero já que não existem geradores instalados.

Figura 23 – Comportamento da tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 1

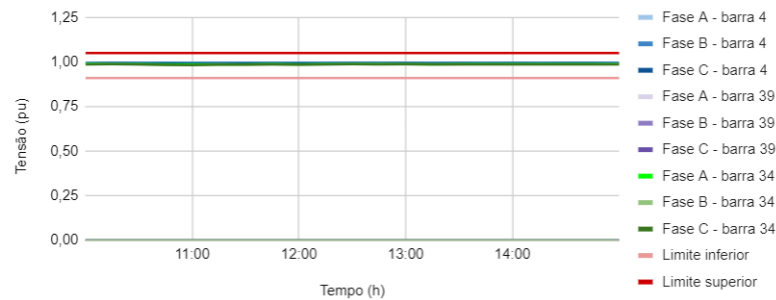
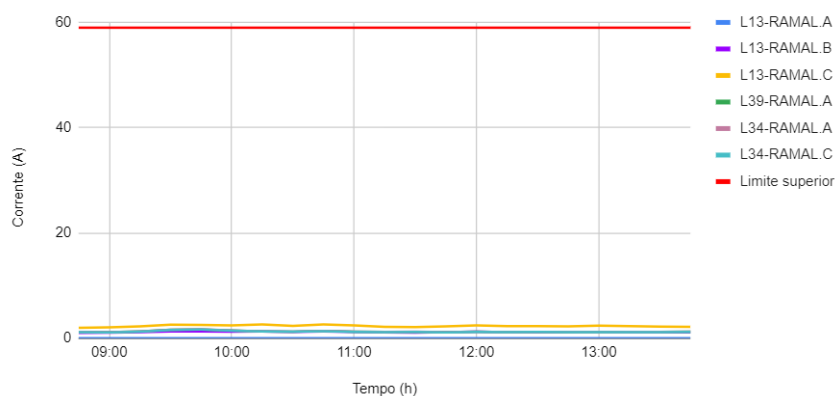
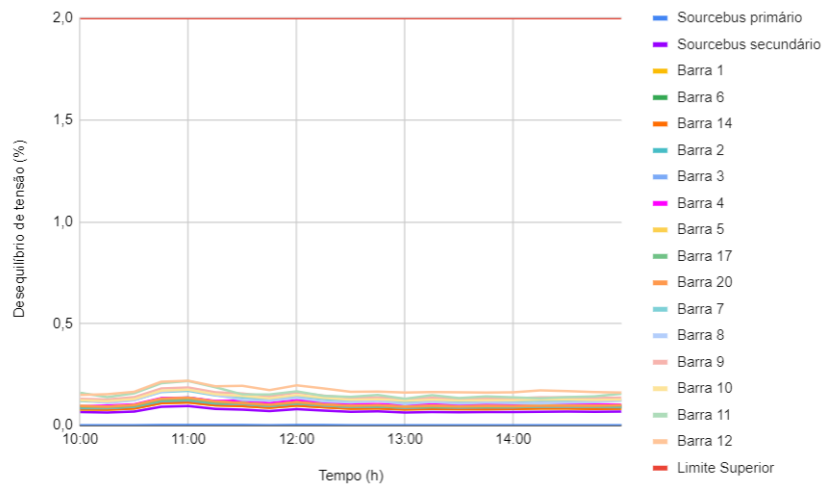


Figura 24 – Comportamento da corrente ao longo do tempo para o caso de estudo 1



A partir das figuras podemos observar que a rede em seu estágio inicial opera dentro dos limites estabelecidos para manter a qualidade de energia.

Figura 25 – Desequilíbrio de tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 1



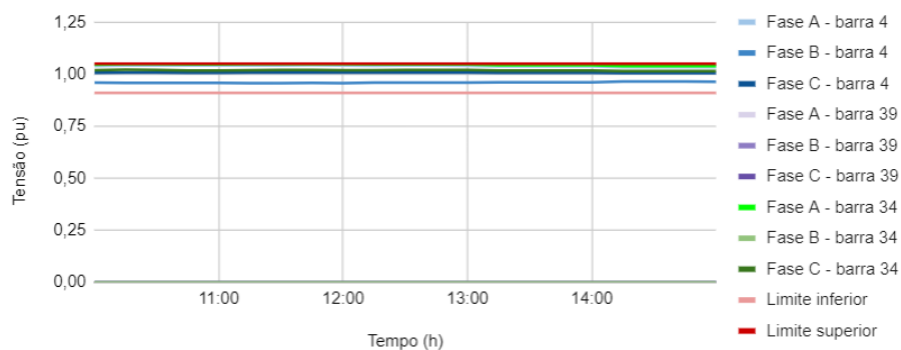
Fonte: Próprio autor

4.3 Simulação da rede com inserção de GD com fator de potência unitário

Nesse novo cenário as barras 4, 39 e 34 recebem um gerador fotovoltaico cada uma. Ao final da execução do programa os geradores atingiram a potência máxima de 8,06kW combinados.

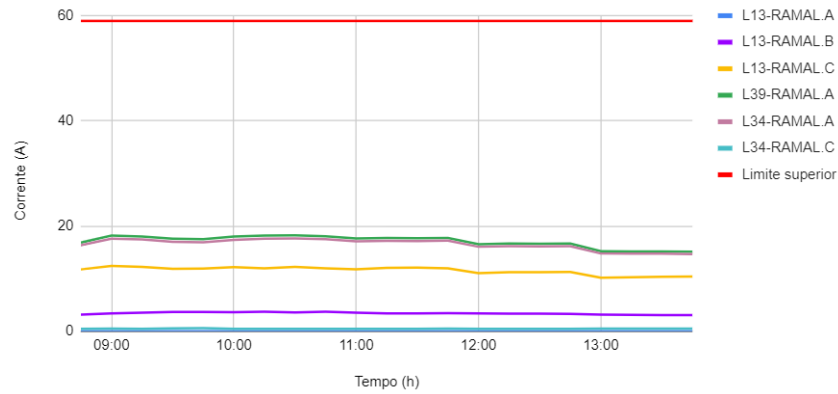
O aumento da injeção de potência ativa na rede levou ao aumento da tensão e corrente no ponto de conexão dos geradores e aumento do desequilíbrio na rede de forma geral. Apesar disso, a mudança mais significativa foi na tensão, que ultrapassou o limite máximo de 1,05pu, permitido pela norma. As figuras 26, 27 e 28.

Figura 26 – Comportamento da tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 2



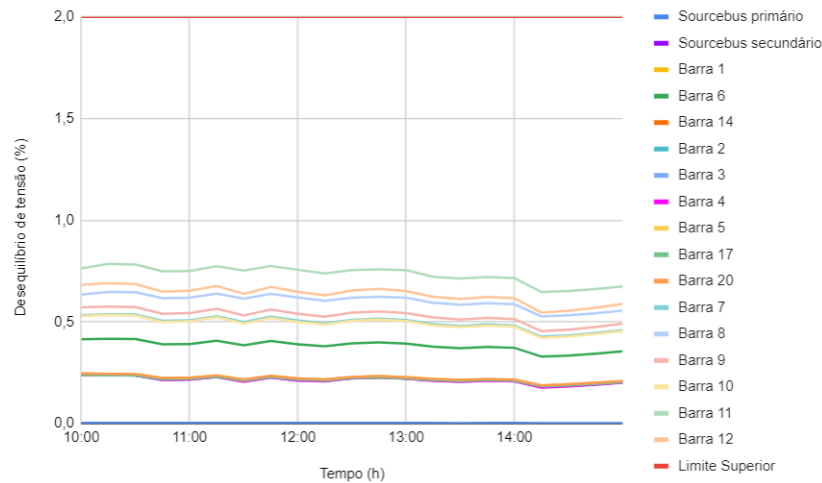
Fonte: Próprio autor

Figura 27 – Comportamento da corrente ao longo do tempo para o caso de estudo 2



Fonte: Próprio autor

Figura 28 – Desequilíbrio de tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 2



Fonte: Próprio autor

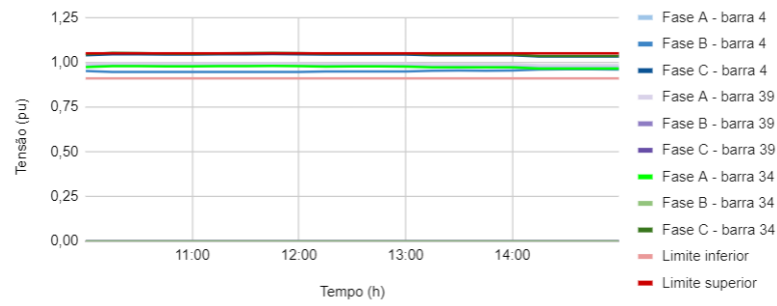
4.4 Simulação da rede com inserção de GD com controle Volt-Var

Depois de implementada a rede com adição de geração distribuída, foi acrescentada a função de controle Volt Var nos inversores fotovoltaicos do sistema.

O programa foi novamente executado seguindo os parâmetros estabelecidos na [seção 3.4](#) e dessa vez a potência total dos geradores atingiu o valor de 12,87 kW. Com isso pode se observar que com relação ao caso de estudo anterior o controle Volt-Var conseguiu corrigir a violação de tensão permitindo a inserção de mais geradores.

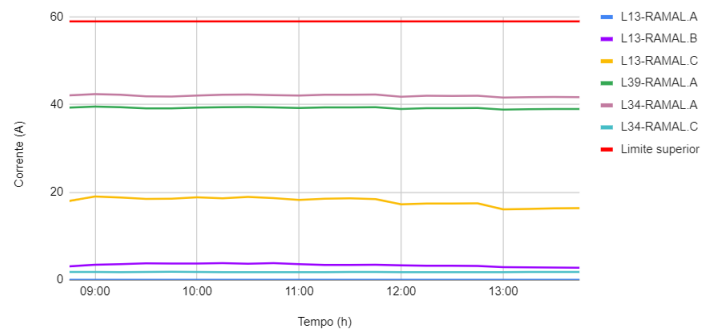
Apesar de o controle Volt-Var corrigir a sobretensão na rede em um primeiro momento, à medida que a potência dos geradores aumenta a injeção de potência reativa torna-se incapaz de compensar a injeção de potência ativa. Isso pode ser observado na [Figura 29](#) onde ocorre violação do limite de tensão. Nota-se também pela [Figura 30](#) e

Figura 29 – Comportamento da tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 3



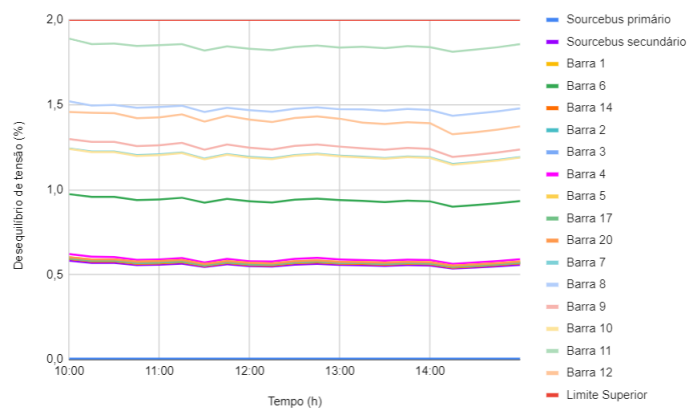
Fonte: Próprio autor

Figura 30 – Comportamento da corrente ao longo do tempo para o caso de estudo 3



Fonte: Próprio autor

Figura 31 – Desequilíbrio de tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 3



Fonte: Próprio autor

Figura 31 que à medida que a potência da GD aumenta, a corrente nas barras e desequilíbrio na rede também crescem.

4.5 Simulação da rede com inserção de GD com Controle Volt-Var e Volt-Watt

Implementado o controle Volt-Var, um novo caso de estudo foi feito considerando a adição de outro tipo de controle mencionado nesse trabalho, o controle Volt-Watt. Espera-se que adotando duas abordagens de controle o HC possa ser ainda maior.

As figuras abaixo mostram um comparativo da potência inserida na rede no caso 2 com os casos de estudo 3 e 4 respectivamente. Em ambas as figuras existe variação da potência reativa devido à atuação do controle Volt-Var. Além disso, na [Figura 33](#) também pode-se observar o controle Volt-Watt atuando limitando a potência ativa inserida na rede.

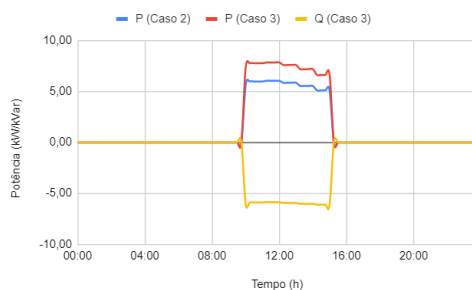


Figura 32 – Variação da potência ativa e reativa com controle Volt-Var

Fonte: Figura do autor

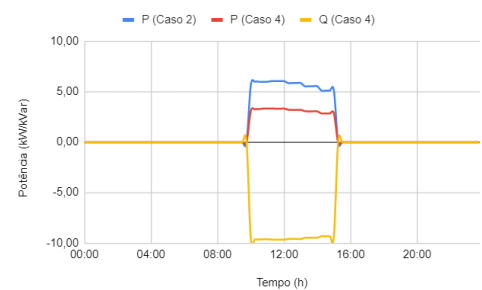
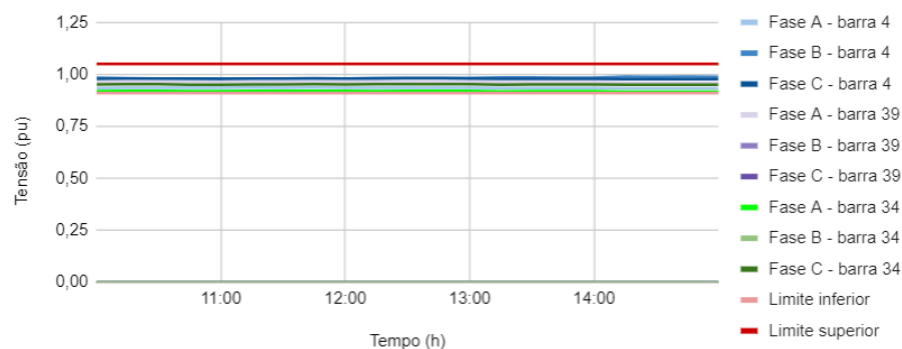


Figura 33 – Variação da potência ativa e reativa com controle Volt-Var e Volt-Watt

Fonte: Figura do autor

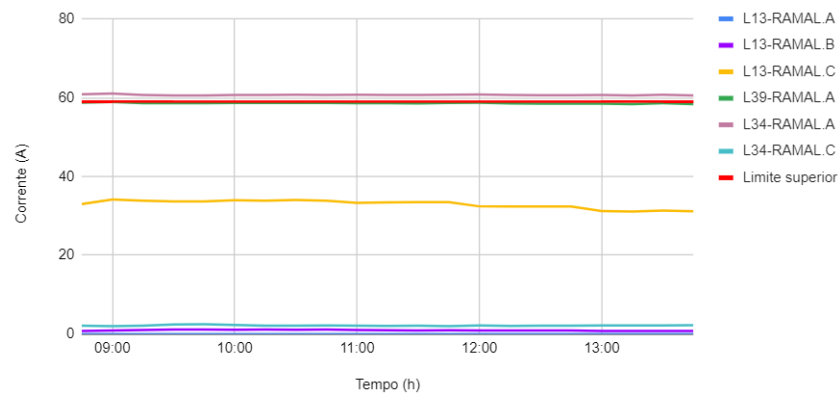
Nesse caso de estudo o Volt-Watt atua de forma a complementar o controle Volt-Var. Quando a variação de potência reativa não for mais suficiente para corrigir as sobretensões do sistema, o inversor poderá limitar a potência ativa. Nesse caso, o sistema pode alcançar uma potência instalada de geradores igual a 20,84 kW.

Figura 34 – Comportamento da tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 4



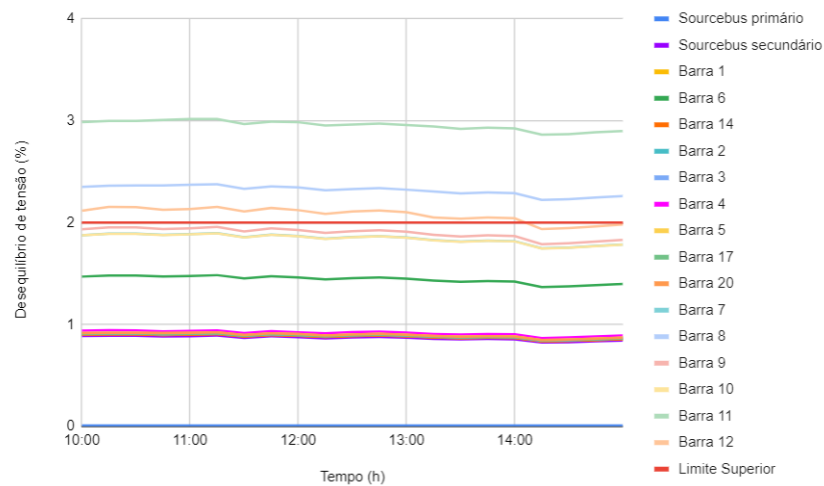
Fonte: Próprio autor

Figura 35 – Comportamento da corrente ao longo do tempo para o caso de estudo 4



Fonte: Próprio autor

Figura 36 – Desequilíbrio de tensão ao longo do tempo para o caso de estudo 4



Fonte: Próprio autor

Observando a [Figura 34](#) podemos ver que tensão diminuiu e passou a operar dentro dos limites estabelecidos. Nesse caso a violação das figuras de mérito se deu devido à sobrecorrente e ao desequilíbrio. É possível que o controle Volt-Watt limite ainda mais a potência ativa de forma a corrigir esses problemas, porém essa abordagem não é vantajosa para o consumidor.

5 Conclusões

Diante do panorama energético mundial pode-se observar um crescimento significativo da geração distribuída fotovoltaica. Por ser uma fonte de energia elétrica renovável e cada vez mais acessível aos consumidores, é esperado que a potência instalada fotovoltaica cresça ainda mais no futuro. Dessa forma, pesquisas sobre os impactos causados pela alta penetração de geradores na rede são extremamente importantes para garantir a qualidade da energia e confiabilidade da rede.

Nesse trabalho foi realizado um estudo das principais discussões na literatura técnica acerca dos impactos observados com a alta penetração de geradores na rede. Utilizando o conceito de capacidade de acomodação foi possível mensurar qual seria o limite seguro de geradores instalados em uma rede. Além disso, foram levantadas informações sobre a utilização de funções de controle em inversores fotovoltaicos para mitigar os impactos negativos e permitir a instalação de mais geradores. A fim de se avaliar o desempenho dessas funções de controle foram realizadas simulações em uma rede real que foram divididas em quatro casos de estudo. Para cada caso os principais parâmetros observados foram a sobretensão, subtensão, sobrecorrente e desequilíbrio de tensão.

No primeiro caso a rede foi analisada sem inserção de geração distribuída para fins de comparação com os demais casos. Nessa situação o comportamento da rede se encontra dentro dos limites de qualidade de energia aceitáveis.

Em seguida foi analisada a rede com inserção de GD até a sua máxima capacidade sem utilizar estratégias de controle de tensão. Foi possível observar que a partir de uma certa potência de geradores a rede passa a ter a tensão em algumas de suas barras maior que o limite permitido por norma.

No caso de estudo 3 a utilização do controle Volt-Var mostrou que é possível reduzir a sobretensão na rede causada pela inserção de GD e aumentar a capacidade de acomodação através da manipulação da potência reativa. Essa função permite que o inversor atue absorvendo ou fornecendo potência reativa para a rede quando necessário.

Utilizando as funções Volt-Var e Volt-Watt simultaneamente é possível se obter uma capacidade de acomodação ainda maior. Além de utilizar o controle de potência reativa, essa configuração também é capaz de reduzir a potência ativa injetada na rede. A partir dos resultados foi possível concluir que apesar de o Volt-Watt e Volt-Var exercerem um bom controle da sobretensão, a capacidade de geradores ainda é limitada pelo desequilíbrio de tensão e sobrecorrente.

De acordo com os resultados obtidos, na maioria dos casos a sobretensão foi o

principal limitador da potência de geradores FV conectados à rede. Esse obstáculo pode ser contornado utilizando as funções de controle do inversor, porém a capacidade de acomodação da rede ainda é limitada por outros fatores que são mais complexos de serem solucionados. A mitigação da sobrecorrente e do desequilíbrio de tensão passa pelo remanejamento de cargas da rede e troca de cabeamento se tornando economicamente inviável. Apesar disso, é importante analisar caso a caso já que a capacidade de acomodação da rede varia de acordo com a disposição dos geradores distribuídos.

Referências

1547-2018 IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, p. 1–138, 2018.

ABSOLAR. *Energia solar diminui tarifa da conta de luz e aquece a economia no País*. 2020. ABSOLAR. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-diminui-tarifa-da-counta-de-luz-e-aquece-a-economia-no-pais/>>. Acesso em: 06 jun. 2021.

ABSOLAR. *Geração distribuída fotovoltaica cresce 230% ao ano no Brasil*. 2020. ABSOLAR. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-distribuida-fotovoltaica-cresce-230-ao-ano-no-brasil/>>. Acesso em: 06 jun. 2021.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição*. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Acesso em: 05 mar 2021.

ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012*. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Acesso em: 05 mar 2021.

ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015*. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Acesso em: 05 mar 2021.

ATLAS, G. S. *Global Solar Atlas*. 2021. Global Solar Atlas. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/detail?c=-19.873367,-43.967615,11&m=site&s=-19.873367,-43.967615>>. Acesso em: 14 ago. 2021.

CAMPOS, C. A. A. *Análise da capacidade de hospedagem de geração distribuída em uma rede radial de distribuição*. Dissertação (Mestrado) — Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Itumbiara, ago. 2019.

EPE. *Plano Decenal de Energia 2030*. [S.l.]: Empresa de Pesquisa Energética, 2012. Acesso em: 10 abr 2021.

EPE. *Estudos do Plano Decenal de Expansão de energia 2030 - Micro e Minigeração Distribuída & Baterias*. [S.l.], 2020. Acesso em: 15 mai 2021.

EPRI. *OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models*. [S.l.], 2011. Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Distrib/Doc/OpenDSS%20PVSystem%20Model.pdf>>.

EPRI. *OpenDSS*. 2020. EPRI. Disponível em: <<https://www.epri.com/pages/sa/opensdss>>. Acesso em: 10 mai. 2021.

EPRI. *Reference Guide - The Open Distribution System Simulator*. [S.l.], 2020. Disponível em: <<https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf/download>>.

GED-15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica. *GED-15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica*, p. 1–62, 2020.

GTES. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. [S.l.], 2014. Acesso em: 15 mai 2021.

INMETRO. *Inmetro - Dados meteorológicos*. 2021. Inmetro. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/>>. Acesso em: 14 ago. 2021.

ISMAEL, S. M. et al. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable energy*, Elsevier, v. 130, p. 1002–1020, 2019.

KATIRAEI, F.; AGÜERO, J. R. Solar pv integration challenges. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 9, n. 3, p. 62–71, 2011.

NARUTO, D. T. Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica. *Monografia de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro*, 2017.

ONS. *O sistema interligado nacional*. 2021. ONS. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 23 jul. 2021.

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*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2014.

PAPADIS, E.; TSATSARONIS, G. Challenges in the decarbonization of the energy sector. *Energy*, Elsevier, v. 205, p. 15, 2020.

PATIL, A.; GIRGAONKAR, R.; MUSUNURI, S. K. Impacts of increasing photovoltaic penetration on distribution grid—voltage rise case study. In: IEEE. *2014 International Conference on Advances in Green Energy (ICAGE)*. [S.l.], 2014. p. 100–105.

QUEIROZ, P. Mensuração do consumo de energia elétrica: algoritmo para detecção de potenciais usuários da termoacumulação como alternativa para deslocamento de carga. *Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro*, 2011.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINHER, A.; ROMERO, F. C. Descrição e análise de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. *RECEN-Revista Ciências Exatas e Naturais*, v. 15, n. 1, p. 25–50, 2013.

REN21. *Renewables 2021 global status report*. [S.l.], 2021. Disponível em: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf>.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. de. Photovoltaic generation penetration limits in radial distribution systems. *IEEE transactions on power systems*, IEEE, v. 26, n. 3, p. 1625–1631, 2011. ISSN 0885-8950.

SOLAR, C. *Canadian Solar*. 2020. Canadian Solar. Disponível em: <https://www.csisolar.com/test-br/wp-content/uploads/sites/7/2020/11/pt_Canadian_Solar-Datasheet-HiKu_CS3W-MS_v5.59.pdf>. Acesso em: 29 jun. 2021.

SOLAR, P. *Energia Solar Fotovoltaica: a revolução energética já começou no Brasil*. 2016. Portal Solar. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/energia-solar-fotovoltaica-a-revolucao-energetica-ja-comecou-no-brasil.html>>. Acesso em: 06 jun. 2021.

TORQUATO, R. et al. A comprehensive assessment of pv hosting capacity on low-voltage distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 33, n. 2, p. 1002–1012, 2018.

WANZELER, T. M. et al. Avaliação do desempenho das funções de controle volt-watt e volt-var em inversores fotovoltaicos integrados nas redes de distribuição. Universidade Federal do Pará, 2018.

Apêndices

APÊNDICE A – Dados da rede de distribuição

Neste apêndice serão listados os dados utilizados para implementação da rede apresentada na seção 3.2.

Tabela 4 – Parâmetros dos condutores

Nome	Ω/km	Corrente máxima (A)	Diâmetro externo (cm)
CA-1/0AWG-15kV	0.54	200	0.936
CA-2AWG	0.86	152	0.741
CAA-4AWG	1.35	130	0.636
CA-477MCM-15kV	0.12	540	2.016
CAA-2AWG	0.85	175	0.801
CAA-6AWG	2.16	95	0.504
CA-70mm2-PR-XLPE-15kV	0.44	312	0.975
CA-4AWG	1.37	115	0.588
CA-6AWG	2.18	103	0.465
Cu-35mm2-XLPE-15kV	0.52	200	0.72
CA-35mm2-XLPE-15kV	0.87	187	0.697
Cu-50mm2-XLPE-15kV	0.39	240	0.83
Cu-1AWG	0.40		0.834
Cu-1/0AWG	0.32		0.936
CA-1/0AWG-XLPE-15kV	0.54	200	0.936
CAA-1/0AWG	0.54	230	1.011
Cu-2/0AWG	0.25		1.05
CA-2/0AWG	0.43	235	1.05
CAA-2/0AWG	0.43	265	1.134
Cu-4/0AWG	0.16		1.326
CA-4/0AWG-15kV	0.27	375	1.326
CAA-4/0AWG	0.27	350	1.431
Cu-2AWG	0.51	130	0.741
Cu-4AWG	0.80		0.588
CA-185mm2-PR-XLPE-15kV	0.16	581	1.615
Cu-6AWG	1.28	75	0.465
CA-336.4MCM	0.17	495	1.69
CAA-336.4MCM	0.17	500	1.735
Cu-8AWG	3.08	24	0.326 4
CA-477MCM-XLPE-15kV	0.12	540	2.016
CAA-477MCM	0.12	615	2.068
CA-240mm2-XLPE-15kV	0.13	625	1.835
CA-95mm2-PR-XLPE-15kV	0.32	382	1.15
CA-300mm2-PR-XLPE-15kV	0.10	797	2.08
Cu-70mm2-XLPE-15kV	0.27	300	1

Tabela 4 – Parâmetros dos condutores

Nome	Ω/km	Corrente máxima (A)	Diâmetro externo (cm)
CA-70mm2-XLPE-15kV	0.44	282	0.975
Cu-120mm2-XLPE-15kV	0.15	425	1.32
Cu-185mm2-XLPE-15kV	0.10	560	1.8
Cu-240mm2-XLPE-15kV	0.08	670	2.06
Cu-500mm2-XLPE-15kV	0.04	1 045	2.92
Cu-800mm2-XLPE-15kV	0.02	1 400	3.64
Cu-500MCM-XLPE-15kV	0.07	470	2.06
CA-10mm2-XLPE-1kV	3.08	44	0.405
CA-1/0AWG-1kV	0.54	125	0.936
CA-1/0AWG-XLPE-1kV	0.54	125	0.936
CA-2AWG-1kV	0.86	95	0.741
CA-50mm2-XLPE-1kV	0.64	122	0.811
CA-70mm2-XLPE-1kV	0.44	157	0.975
Cu-6AWG-1kV	1.28	70	0.465
CA-35mm2-XLPE-1kV	0.87	100	0.697
CA-10mm2-1kV	3.08	44	0.405
Cu-10mm2-XLPE-1kV	1.83	55	0.39
Cu-10mm2-1kV	1.83	55	0.39
CA-50mm2-1kV	0.64	122	0.811
CA-70mm2-1kV	0.44	157	0.975
CA-2/0AWG-1kV	0.43	151	1.05
CA-4/0AWG-1kV	0.27	210	1.326
CA-4AWG-1kV	1.37		0.588
CA-477MCM	0.12	615	2.016
CA-4/0AWG-XLPE-1kV	0.27	210	1.326
CA-35mm2-1kV	0.87	100	0.697
CA-16mm2-XLPE-1kV	1.91	59	0.47
CA-16mm2-1kV	1.91	59	0.47
CA-25mm2-XLPE-1kV	1.20	80	0.592
CA-25mm2-1kV	1.20	80	0.592
CA-120mm2-XLPE-1kV	0.25	229	1.29
CA-120mm2-1kV	0.25	229	1.29
Cu-50mm2-XLPE-1kV	0.39	165	0.83
Cu-50mm2-1kV	0.39	165	0.83
Cu-120mm2-XLPE-1kV	0.15	296	1.32
Cu-120mm2-1kV	0.15	296	1.32
Cu-35mm2-XLPE-1kV	0.52	136	0.72
Cu-16mm2-XLPE-1kV	1.15	87	0.49
Cu-35mm2-1kV	0.52	136	0.72
Cu-70mm2-XLPE-1kV	0.27	210	1
CA-95mm2-XLPE-1kV	0.32	190	1.147
CA-185mm2-XLPE-1kV	0.16		1.602
CA-185mm2-1kV	0.16		1.602
Cu-240mm2-XLPE-1kV	0.08	520	2.06
CA-2AWG-XLPE-1kV	0.86	95	0.741
CA-4AWG-XLPE-1kV	1.37		0.588

Tabela 4 – Parâmetros dos condutores

Nome	Ω/km	Corrente máxima (A)	Diâmetro externo (cm)
Cu-16mm2-1kV	1.15	87	0.49
Cu-25mm2-XLPE-1kV	0.73	110	0.61
CA-95mm2-1kV	0.32	190	1.147
CA-6mm2-XLPE-1kV	5.33	31	0.313
CA-7.5mm2-XLPE-1kV	4.11	36	0.35
Cu-95mm2-XLPE-1kV	0.19	255	1.19
Cu-150mm2-XLPE-1kV	0.12	370	1.62
Cu-185mm2-XLPE-1kV	0.10	435	1.8
CA-6AWG-XLPE-1kV	2.18		0.465
Cu-6AWG-XLPE-1kV	1.28	70	0.465

Tabela 5 – Parâmetros de linha

Nome	Pto inicial	Pto final	Comprim. (m)	Fases	Condutor
L02	Sourcebus	Barra 2	5,863	2	CA-70mm2-XLPE-1kV
L03	Sourcebus	Barra 3	30,686	4	CA-2AWG-1kV /CA-4/0AWG-1kV
L04	Barra 1	Barra 4	17,893	4	CA-2AWG-1kV /CA-4/0AWG-1kV
L05	Barra 1	Barra 5	14,557	4	CA-2AWG-1kV /CA-4/0AWG-1kV
L06	Barra 1	Barra 6	19,417	4	CA-2AWG-1kV /CA-4/0AWG-1kV
L07	Barra 2	Barra 7	4,43	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L08	Barra 2	Barra 8	6,479	3	CA-16mm2-XLPE-1kV
L09	Barra 2	Barra 9	37,697	4	CA-2AWG-1kV /CA-4/0AWG-1kV
L10	Barra 3	Barra 10	24,998	4	CA-2AWG-1kV /CA-4/0AWG-1kV
L11	Barra 3	Barra 11	5,367	4	CA-16mm2-XLPE-1kV
L12	Barra 4	Barra 12	6,641	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L13	Barra 4	Barra 13	6,736	3	CA-16mm2-XLPE-1kV
L14	Barra 5	Barra 14	4,994	4	CA-16mm2-XLPE-1kV
L15	Barra 5	Barra 15	6,713	3	CA-16mm2-XLPE-1kV
L16	Barra 6	Barra 16	5,004	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L17	Barra 6	Barra 17	19,317	4	CA-2AWG-1kV /CA-4/0AWG-1kV
L18	Barra 6	Barra 18	8,124	3	CA-16mm2-XLPE-1kV
L19	Barra 7	Barra 19	27,663	4	CA-2AWG-1kV
L20	Barra 7	Barra 20	12,53	4	CA-2AWG-1kV
L21	Barra 7	Barra 21	13,152	4	CA-2AWG-1kV /CA-4/0AWG-1kV
L22	Barra 8	Barra 22	4,994	3	CA-16mm2-XLPE-1kV
L23	Barra 8	Barra 23	36,7	4	CA-2AWG-1kV
L24	Barra 8	Barra 24	5,004	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L25	Barra 9	Barra 25	5,217	3	CA-16mm2-XLPE-1kV
L26	Barra 9	Barra 26	6,878	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L27	Barra 9	Barra 27	36,682	4	CA-2AWG-1kV
L28	Barra 9	Barra 28	5,221	2	CA-16mm2-XLPE-1kV

Tabela 5 – Parâmetros de linha

Nome	Pto inicial	Pto final	Comprim. (m)	Fases	Condutor
L29	Barra 9	Barra 29	5,224	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L30	Barra 10	Barra 30	5,004	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L31	Barra 11	Barra 31	11,774	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L32	Barra 11	Barra 32	10,78	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L33	Barra 11	Barra 33	7,517	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L34	Barra 11	Barra 34	6,704	3	CA-16mm2-XLPE-1kV
L35	Barra 12	Barra 35	10,266	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L36	Barra 12	Barra 36	10,022	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L37	Barra 12	Barra 37	10,989	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L38	Barra 12	Barra 38	5,227	2	CA-16mm2-XLPE-1kV
L39	Barra 12	Barra 39	9,566	2	CA-16mm2-XLPE-1kV

Tabela 6 – Parâmetros de carga

Carga	Barra	Fases	Pot. nominal (W)	Perfil de carga
C01	Barra 30	1	217,25	9100-2
C02	Barra 25	1	244,33	9100-2
C03	Barra 31	1	261,23	9100-2
C04	Barra 32	1	323,50	9100-3
C05	Barra 33	1	179,51	9100-2
C06	Barra 29	1	133,10	9100-1
C07	Barra 15	1	165,16	9100-2
C08	Barra 38	1	115,51	9100-1
C09	Barra 37	1	232,87	9100-2
C10	Barra 28	1	261,11	9100-2
C11	Barra 26	1	81,60	9100-1
C12	Barra 27	1	55,90	9100-1
C13	Barra 35	1	233,80	9100-2
C14	Barra 18	1	217,48	9100-2
C15	Barra 19	1	145,49	9100-2
C16	Barra 39	1	274,07	9100-2
C17	Barra 16	2	130,90	9100-1
C18	Barra 24	1	308,45	9100-3
C19	Barra 17	3	2592,82	5221-0
C20	Barra 34	2	323,96	9100-3
C21	Barra 20	3	166,67	5769-0
C22	Barra 22	1	80,90	9100-1
C23	Barra 26	1	21,41	5322-0
C24	Barra 19	1	1,00	9100-1
C25	Barra 24	1	217,25	9100-2
C26	Barra 21	2	370,95	9100-3
C27	Barra 23	2	1,00	9100-1