

Impactos do controle VoltVar em fotovoltaicos na obtenção do Hosting Capacity em uma rede de distribuição.

Hugo Torquato

Abstract—O trabalho apresenta o impacto que a implementação do controle VoltVar fotovoltaico proporciona na obtenção do *Hosting Capacity* (HC) de uma rede de distribuição de energia. A abordagem escolhida para realização e validação deste estudo consiste em realizar a obtenção do HC para as condições com e sem o controle, para três tipos diferentes de configurações dos geradores fotovoltaicos: I-Monofásicos, II-Trifásicos e III-Uma combinação entre I e II. O software OpenDSS foi escolhido para realizar o cálculo do fluxo de potência diário do sistema, enquanto todo o processamento dos resultados foi feito de forma externa em Python. Ao final do projeto será possível observar a contribuição da estratégia de controle na elevação do HC de uma rede de distribuição.

Index Terms—*Hosting Capacity*, VoltVar Fotovoltaico, Rede de Distribuição.

I. INTRODUÇÃO

O Setor elétrico tende a experimentar mudanças na configuração e disposição dos elementos que compõem o sistema com o passar dos anos. O contexto brasileiro é um exemplo desse comportamento, vários estudos de viabilidade e elevação do número de unidades geradores fotovoltaicas instaladas mostram que o país está em crescente expansão neste seguimento e, por consequência, recebe notória atenção na matriz energética nacional [1], [2]. Diversos estudos, como [3]–[6], são realizados em prol de avaliar os impactos que podem ser causados pela introdução de novos elementos geradores em uma rede de distribuição. Dentre eles é possível citar a sobrecarga na operação de elementos devido à elevada produção de energia em momentos de baixo consumo, o risco de sobretensão nos barramentos com a instalação de usinas em localidades remotas dos polos consumidores de energia, perturbações na qualidade de energia como no desequilíbrio de tensão causado pela instalação desordenada de elementos monofásicos/bifásicos na rede e atuações indevidas ou não atuação de elementos de proteção.

Os efeitos negativos atrelados a tecnologia acabam recebendo maior atenção, mas essa forma de geração de energia também apresenta vantagens. Em [3], [7] são discutidos a correlação entre os benefícios técnicos e econômicos que podem ser obtidos. Quando instalados de maneira planejada, os geradores podem reduzir perdas elétricas no sistema por aproximar a geração do consumo, melhora no perfil de tensão em determinadas localidades, redução da emissão de poluentes, posterga investimentos de expansão do sistema por suprir a necessidade momentânea.

O termo *Hosting Capacity* (HC) contempla a necessidade de estabelecer um equilíbrio que permita extrair os benefícios

associados a geração fotovoltaica sem degradar o sistema em que a mesma será inserida. É definido em [3], [8] como o limite de geração distribuída que pode ser introduzido em um sistema sem que a performance ultrapasse os limites operacionais estabelecidos. A obtenção deste parâmetro consiste em selecionar variáveis elétricas e seus respectivos limites com o objetivo de analisar o desempenho de acordo com a montante de geração inserida no sistema. O conceito foi utilizado em [5], [9] para penetração de geração fotovoltaica monitorando, simultaneamente, os limites operacionais de violação e desequilíbrio de tensão, capacidade térmica dos condutores e sobrecarga nos transformadores. Foi abordado em [10] para a penetração de geração eólica, nesse caso o HC foi calculado baseado na análise do fluxo de potência na condição de carga mínima e potência máxima de geração eólica esperada. Além de estudos que visam obter o HC em determinada rede, existe uma área de estudo que tange a maximização da capacidade de um sistema absorver energia proveniente de fontes distribuídas. Nesta linha de pesquisa foi desenvolvido, em [11], um algoritmo genético capaz de atuar na potência das unidades geradoras e em outros elementos que atuam no controle de tensão do sistema com o objetivo de minimizar os efeitos negativos na qualidade da energia.

No caso deste trabalho, o objetivo principal tangencia a obtenção do HC para diferentes cenários de instalação de inversores fotovoltaicos em uma rede de distribuição. As configurações abordadas contemplam: I - a instalação de geradores exclusivamente trifásicos, II - a instalação de geradores exclusivamente monofásicos e III - uma configuração que contempla a combinação de ambos (I e II). Também é avaliada a influência que a utilização da estratégia de controle VoltVar, implementada nos geradores, proporciona na elevação do HC para cada um dos cenários apresentados anteriormente. De posse dos resultados será feita uma análise comparativa entre o desempenho de cada conjuntura, mensurando o real impacto que as diferentes configurações de geradores proporcionam na obtenção do HC.

A disposição do texto consiste em uma introdução que aborda e contextualiza os principais pontos e objetivos que serão abordados no trabalho, seguido da metodologia que contempla a apresentação da rede de distribuição, ferramental e conceitos utilizados para o desenvolvimento das simulações. Posteriormente são apresentados os resultados obtidos para cada configuração mencionada de forma a possibilitar uma discussão acerca do impacto causado pela geração distribuída inserida no sistema.

II. METODOLOGIA

Esta seção apresentará os principais conceitos envolvidos no desenvolvimento do trabalho, junto das ferramentas utilizadas durante a realização.

A. Software para Simulação

O software escolhido para realização da simulação foi o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), utilizado também em [5], [6], [9]. Desenvolvido em código aberto pelo Electric Power Research Institute (EPRI), é capaz de modelar, realizar o cálculo do fluxo de potência e permite o aproveitamento externo dos dados gerados por meio da interface COM [12], [13]. Essa características são fundamentais para o desenvolvimento deste estudo, no qual teve implementação externa realizada em Python e utiliza do OpenDSS para calcular o fluxo de potência diário do sistema.

B. Rede de distribuição

O diagrama representativo da rede é apresentado na Fig. 11 no apêndice A e consiste em uma rede de distribuição de baixa tensão com diversas cargas desequilibradas distribuídas pelas 28 barras do sistema. Os parâmetros utilizados na construção da rede são apresentados no apêndice B que contempla os dados dos condutores utilizados no sistema, que pode ser visto na Tabela I. O dimensionamento das linhas de transmissão trifásicas que realizam a interligação do sistema é apresentado na Tabela II e as potências das cargas do sistema na Tabela III.

A configuração da rede e os dados apresentados nos apêndice A e B foram utilizados na implementação do sistema no software OpenDSS juntamente do perfil de carga diário para cada unidade consumidora instalada no sistema. De forma a englobar todos os comportamentos e variações das cargas durante o intervalo de simulação, a Fig. 1 apresenta a energia consumida pelo sistema medida no transformador de entrada, que representa o ponto de acoplamento do sistema.

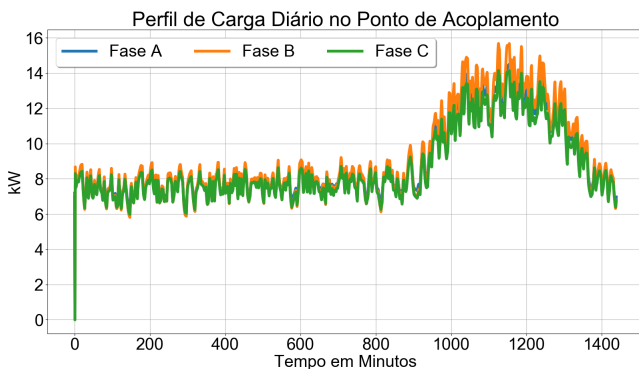


Fig. 1. Variação das cargas, por fase, no ponto de acoplamento do sistema.

C. Modelos das GDs

O OpenDSS dispõe de modelos predeterminados para as unidades geradoras de energia conforme explicado em [13], dentre eles é comumente utilizado o modelo com injeção

constante de potência ativa com fator de potência unitário, como empregado em [9], [14]. Este trabalho também segue esse mesmo princípio, com o diferencial de que no momento em que for utilizado o controle VoltVar nos Geradores o fator de potência sofrerá alterações respeitando os valores estabelecidos pela técnica.

De forma similar ao estabelecido para as cargas do sistema, o perfil de geração diário é obtido por meio de um vetor de múltiplos inseridos na definição da GD. Como foram associados diferentes comportamentos para as gerações presente no sistema, um comportamento genérico é apresentado, na Fig. 2 mas o real valor gerado será apresentado cenário simulado.

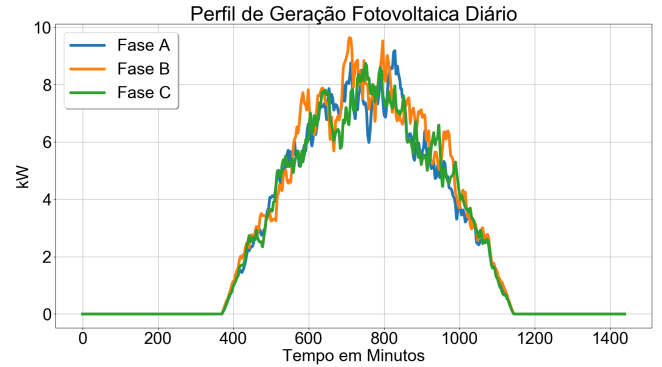


Fig. 2. Variação da geração fotovoltaica, por fase, no sistema.

D. Limites do sistema para calculo do HC

A definição de HC abordada em [3], [5], [8], [9] tangencia alguns critérios que estipulam os limites de operação do sistema e, no caso brasileiro, a referência adotada foi o Módulo 8 do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [15]. O procedimento estabelece que para sistemas com tensão nominal de operação inferior a 1kV, o nível de tensão é considerado adequado caso mantido entra o intervalo e 0.92pu e 1.05pu. Caso opere entre 0.86pu e 0.92pu ou 1.0pu5 e 1.06pu já é considerado como fornecimento precário e qualquer valor que extrapole o limite inferior ou superior da faixa de precariedade é uma operação crítica. Já no caso do desequilíbrio de tensão, também para tensões de operação inferiores a 1kV, o PRODIST estabelece que a rede de distribuição deve operar com uma variação da amplitude de tensão entre as fases inferior a 3% e a obtenção desse método deve ser feito conforme norma IEC, equação 1.

$$FD\% = \frac{V_2}{V_1} \times 100 \quad (1)$$

Onde FD representa o fator de desequilíbrio de tensão; V_2 , a magnitude da tensão eficaz de sequência negativa; e, V_1 , a magnitude da tensão eficaz de sequência positiva. Dados os limites estabelecidos por norma, os critérios estipulados neste trabalho para avaliar a capacidade de penetração fotovoltaica de um determinado sistema será o nível de tensão operando de forma adequada, entre o intervalo de 0.92pu e 1.05pu, e o desequilíbrio de tensão inferior a 3%. Essas condições apresentadas em [9] como as variáveis mais sensíveis a

causar violações junto da capacidade térmica nos condutores do sistema.

E. Cálculo do Hosting Capacity

O processo de obtenção do *Hosting Capacity* é padronizado indiferente da disposição de geradores fotovoltaicos no sistema e pode ser observado na Fig. 3. De forma mais detalhada, o primeiro passo consiste em determinar o modelo do gerador desejado e somente depois começar o procedimento iterativo. Dado início, serão analisados 100 disposições aleatórias para as unidades geradoras para o intervalo de um dia de operação. Para cada disposição o somatório das potências inseridas pelos geradores começará em zero e será incrementado até que ocorra alguma violação elétrica, com a verificação violação 1. Após este momento é feita uma regressão desse valor, com a verificação violação 2, até que seja obtido a condição exatamente anterior a violação e com isso obtém o HC do conjunto, essa segunda etapa é feita em um passo de redução bem inferior ao passo incremento. Por fim, os dados serão salvos, bem como a disposição das unidades geradoras do respectivo teste. Após este processo será incrementado uma unidade no contador do *loop* e o processo será reiniciado até 100 disposições forem testadas.

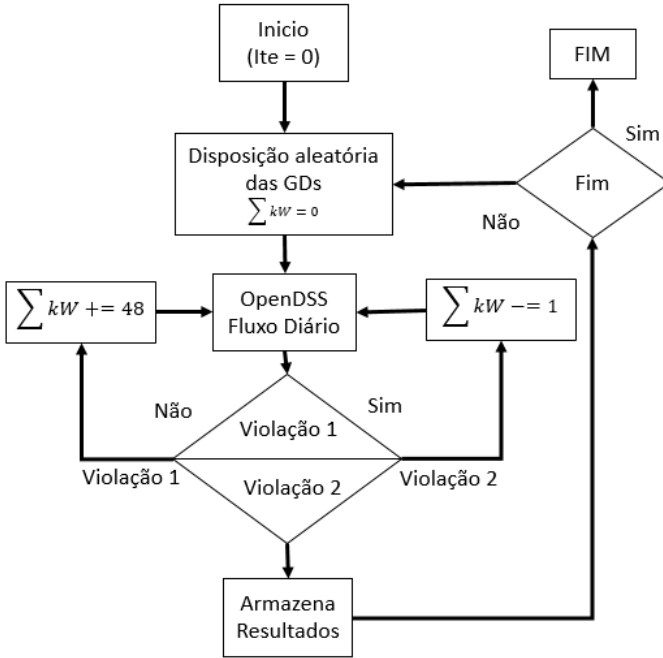


Fig. 3. Comportamento da obtenção do HC.

Essa abordagem, além de obter o HC da configuração em teste, irá criar um banco de dados com informações das barras que foram inseridas as unidades geradoras, os respectivos valores de potência, as variáveis elétricas analisadas e o valor do HC de cada teste realizado. Essas informações serão abordadas com maior detalhamento na seção de resultados.

III. RESULTS

Os resultados são dispostos em duas etapas. A primeira consiste em uma comparação do desempenho das principais

Dados da Barra N14 do Sistema

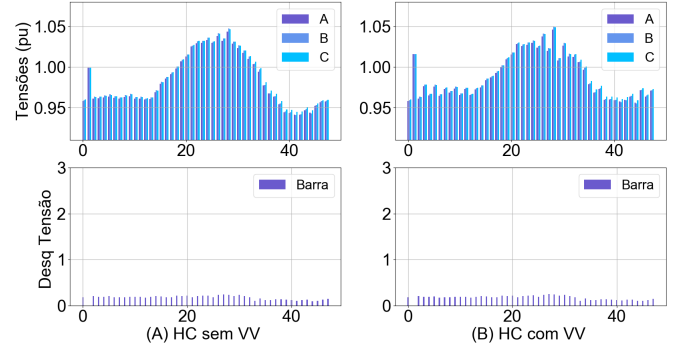


Fig. 4. Perfil de tensão e desequilíbrio de tensão na simulação diária.

variáveis elétricas, medidas no sistema, durante uma das simulações diárias realizadas. A segunda parte contempla a variações média do HC para as condições sem e com o VoltVar. Importante ressaltar que a disposição dos gráficos, que serão apresentados, consiste em alocar os resultados sem influência do controle à esquerda e com influência à direita.

A Fig. 4 expõe a variação dos níveis de tensão e desequilíbrio de tensão na barra 14 do sistema, localidade em que foi inserida a primeira unidade Geradora. A penetração fotovoltaica provoca uma elevação significativa na tensão na barra, representando o perfil de geração. De forma análoga, a carga do sistema também exerce influência sobre a variável, reduzindo sua magnitude durante a hora de ponta do dia. Com relação ao desequilíbrio de tensão, a configuração trifásica, utilizada durante esse teste, favorece a homogeneidade de seu valor.

A variação da potência, ativa e reativa, inserida pelos geradores fotovoltaicos é apresentado na Fig. 5. Não foram evidenciadas variações expressivas no perfil de potência ativa mas, no caso reativo, a percepção visual é resultado da atuação do controle VoltVar no sistema. Em momentos em que a tensão assume valores próximos do respectivo limite inferior, as GDs fornecem energia reativa para o sistema. Já para o caso contrário, com a aproximação do limite superior, a GD consome reativo. O comportamento é repetido até que não seja mais possível garantir o intervalo de operação definido por norma.

Na Fig. 6 é evidenciado a variação da potência, ativa e reativa, coletada no transformador de entrada do sistema. O resultado de potência ativa não apresenta alterações significativas mas, a contribuição da inserção do VoltVar, pode ser observado na parcela reativa. Esta apresenta variações e ajustes em consequência da geração/consumo proveniente das GDs.

A obtenção do HC é ilustrada na Fig. 7 que, para uma dada disposição de geradores, coleta a maior variação da somatória de todas as potências ativas inseridas no sistema. A magnitude de seu valor é maior para a simulação que considerou o controle VoltVar, apesar de não ser um valor significativamente elevado. Vários fatores podem interferir nessa questão mas, para o estudo teste, a característica resistiva da rede é a explicação mais consistente para este desempenho.

Após performadas as 100 simulações propostas para cada

configuração teste, é feito uma comparação entre o desempenho da condição sem e com controle VoltVar. Os resultados e o respectivo valor médio de HC, para cada configuração, são dispostos para unidades geradoras monofásicas na Fig. 8, para a condição que associa elementos geradores monofásicos e trifásicos na Fig. 9 e a disposição trifásica na Fig. 10. Mais uma vez é possível observar a contribuição que o controle proporcionou, principalmente no último caso, mas não foi suficiente para evidenciar uma elevação substancial no valor de HC da rede de distribuição.

IV. CONCLUSION

O trabalho apresentou o impacto que a implementação do controle VoltVar fotovoltaico proporciona na obtenção do *Hosting Capacity* (HC) de uma rede de distribuição de energia. A abordagem contemplou uma breve contextualização teórica sobre o assunto, uma descrição da rede teste utilizada, a metodologia de cálculo, avaliação dos parâmetros analisados e os resultados obtidos na implementação do projeto.

As diferentes configurações de GDs utilizadas proporcionaram uma visão sistemática dos possíveis cenários e casos que podem ser obtidos em uma rede. Em contra partida o controle VoltVar, apresentou uma menor eficiência para a inserção monofásica de geradores, a qual não apresentou nenhuma mudança com relação ao valor de HC associado. Cenário diferente para a configuração trifásica que, apesar de não expressivos, apresentou a maior variação quando comparado com a condição sem VoltVar.

A baixa efetividade do controle VoltVar é explicado pela característica, predominantemente, resistiva do rede e pelo fato do sistema teste possuir apenas um anel ao invés de dois, como foi originalmente projetado. Essas análises geram oportunidades de melhorias e trabalhos futuros à este estudo. Os próximos passos a serem contemplados consistem em: implementar o controle VoltWatt, possibilitando alterações mais significativas na parcela ativa da inserção dos geradores fotovoltaicos; Avaliar a inserção de armazenadores de energia no sistema, que podem promover bons resultados quando associados ao objetivo de elevar o HC; Otimizar estes resultados obtidos com os armazenadores, por meio de abordagens heurísticas de busca, dimensionamento e alocação destes elementos.

Dados das GDs Inseridas

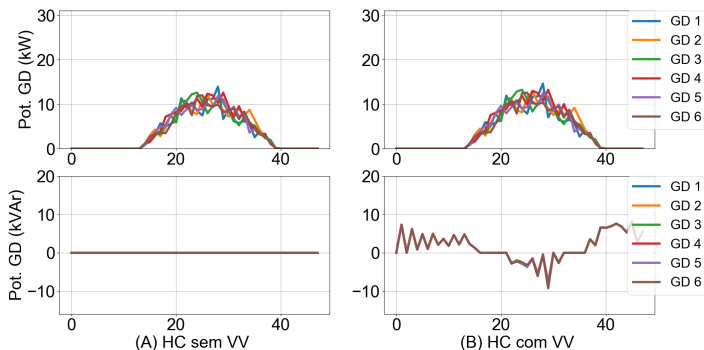


Fig. 5. Perfil de potência fornecida pelas GDs na simulação diária.

Potência no Transformador de Entrada do Sistema

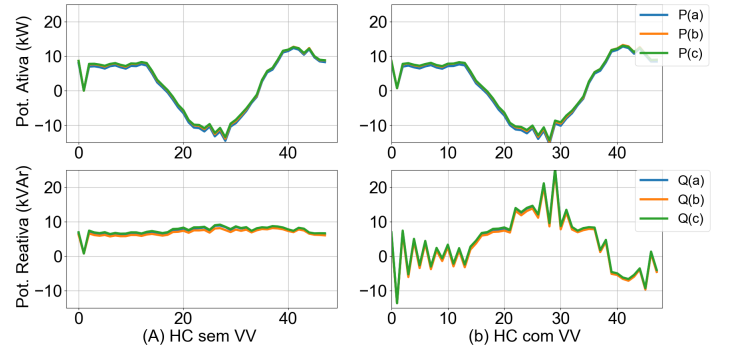


Fig. 6. Perfil de potência do transformados de entrada do sistema na simulação diária.

Variação Hosting Capacity Durante o Dia

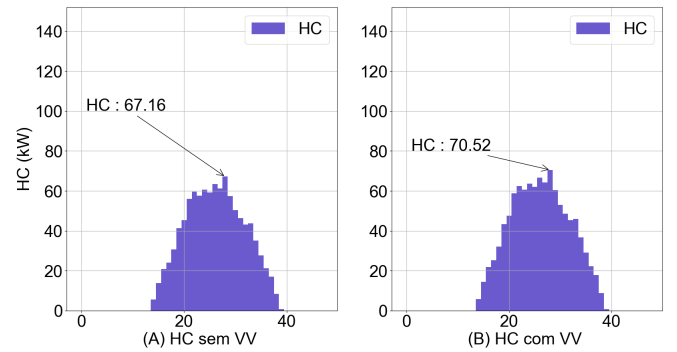


Fig. 7. Valor de *Hosting Capacity* na simulação diária.

Média da Variação do Hosting Capacity

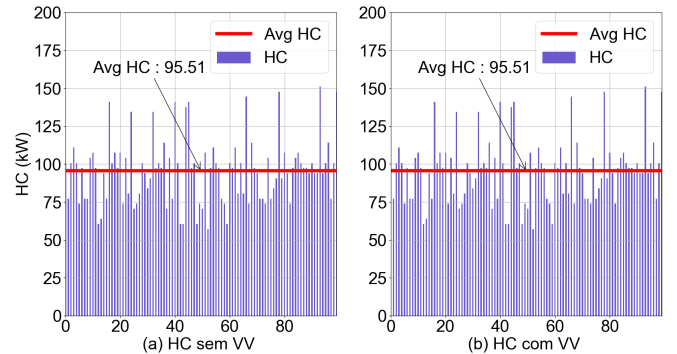


Fig. 8. HC médio para geradores monofásicos.

REFERENCES

- [1] R. Nakabayashi, "Microgeração fotovoltaica no brasil: Condições atuais e perspectivas futuras," Dissertação, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, 2014.
- [2] N. Araujo, I. Zanesco, R. Lagos, and A. Moehlecke, "Evolução e análise de sistemas fotovoltaicos no brasil e chile," *Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2018.
- [3] *Power System Performance*. John Wiley Sons, Ltd, 2011, ch. 3, pp. 84–101. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781118029039.ch3>
- [4] A. Hoke, R. Butler, J. Hambrick, and B. Kroposki, "Steady-state analysis of maximum photovoltaic penetration levels on typical distribution feeders," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 350–357, 2013.

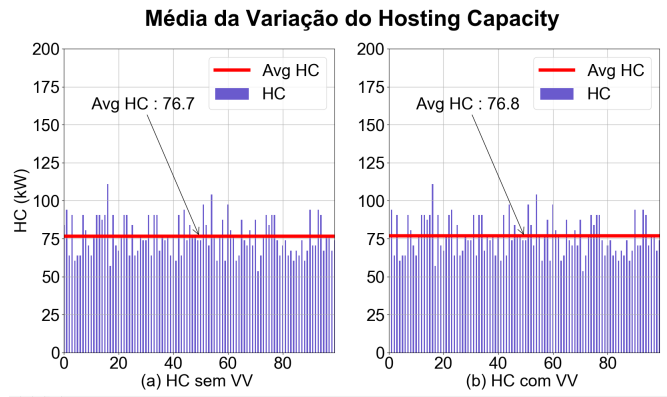


Fig. 9. HC médio para geradores mono/trifásicos.

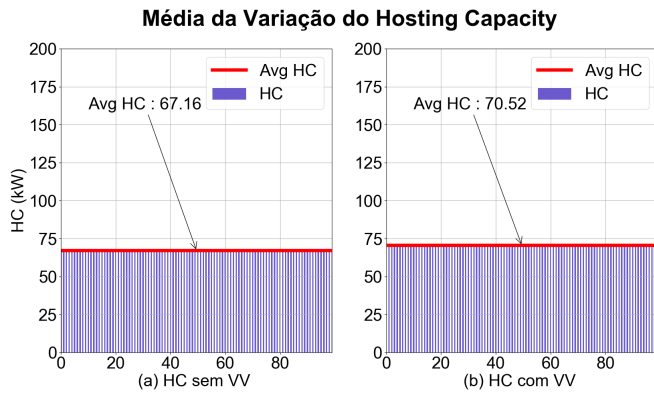


Fig. 10. HC médio para geradores trifásicos.

- [15] Brazilian Elec. Reg. Agency. (Set.2020) Electrical energy distribution procedures in the national electrical system, module 8: Power quality. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/>

- [5] A. Dubey, S. Santoso, and A. Maitra, "Understanding photovoltaic hosting capacity of distribution circuits," in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2015, pp. 1–5.
- [6] M. Ebad and W. M. Grady, "An approach for assessing high-penetration pv impact on distribution feeders," *Electric Power Systems Research*, vol. 133, pp. 347 – 354, 2016. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779615004034>
- [7] P. Chiradeja and R. Ramakumar, "An approach to quantify the technical benefits of distributed generation," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 764–773, 2004.
- [8] S. M. Ismael, S. H. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," *Renewable Energy*, vol. 130, pp. 1002 – 1020, 2019. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118307936>
- [9] R. Torquato, D. Salles, C. Oriente Pereira, P. C. M. Meira, and W. Freitas, "A comprehensive assessment of pv hosting capacity on low-voltage distribution systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp. 1002–1012, 2018.
- [10] S. Nursebo Salih, P. Chen, O. Carlson, and L. B. Tjernberg, "Optimizing wind power hosting capacity of distribution systems using cost benefit analysis," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 3, pp. 1436–1445, 2014.
- [11] C. A. M. Gomes and H. P. Ferreira, "Hosting capacity evaluation of distributed generation systems with genetic algorithm," in *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, 2018, pp. 1–6.
- [12] OpenDSS. (2020) Epr distribution system simulator. [Online]. Available: <https://sourceforge.net/p/electricdss/wiki/Home/>
- [13] *Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*, Electric Power Research Institute (EPRI), 2018.
- [14] R. Rajaram, K. Sathish Kumar, and N. Rajasekar, "Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with distributed generation (dg)," *Energy Reports*, vol. 1, pp. 116 – 122, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484715000165>

APPENDIX A

IMAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

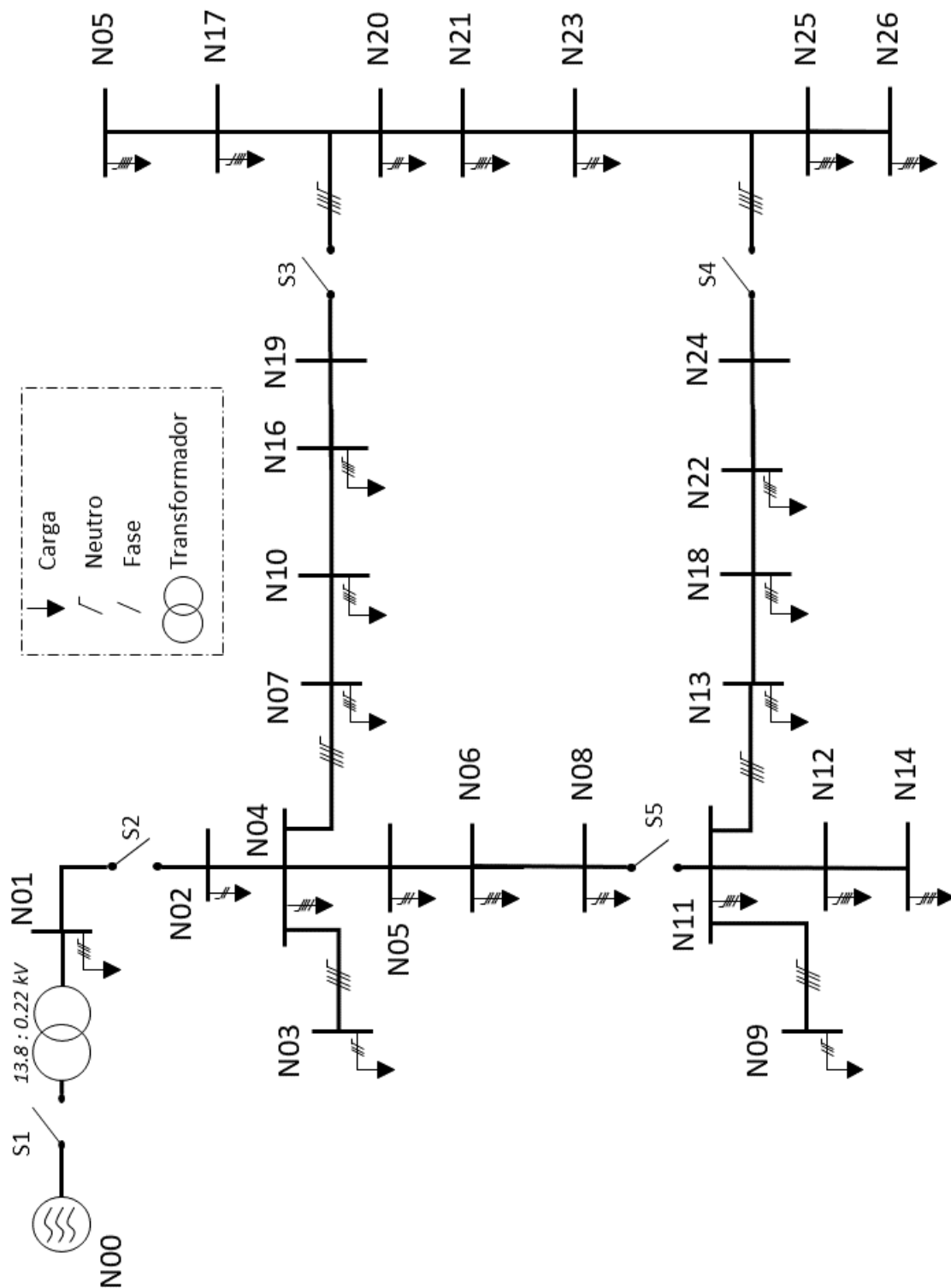


Fig. 11. Diagrama Representativo da Rede de Distribuição.

APPENDIX B

DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

TABLE I
PARÂMETROS DOS CONDUTORES UTILIZADOS.

Nome	Ohm/Km (20°)	Máxima Corrente	Diâmetro Externo
4_{AL}	0.0013564	130A	6.36mm
4_{CU}	0.0008200	70A	5.2mm
2_{AL}	0.00085406	175A	8.01mm
2_{CU}	0.00051000	90A	6.5mm
$1/0_{AL}$	0.00053602	230A	10.11mm
$1/0_{CU}$	0.00032000	130A	8.2mm
$2/0_{AL}$	0.00042608	265A	11.34mm
$2/0_{CU}$	0.00026000	170	9.3mm

TABLE II
PARÂMETROS DE LINHA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.

Ligação	Condutor	Comprimento/ Num Fases (Θ)	R [Ohm]	L [μ H]
N01 > N02	2_{CU}	35.85m / 3 Θ	0.03200 Ω	31.10uH
N02 > N04	2_{CU}	23.03m / 3 Θ	0.02050 Ω	19.98uH
N04 > N03	$2/0_{AL}$	6.68m / 3 Θ	0.00370 Ω	5.46uH
N04 > N05	2_{AL}	0.16m / 3 Θ	0.00014 Ω	0.14uH
N05 > N06	2_{AL}	31.17m / 3 Θ	0.02783 Ω	27.04uH
N06 > N08	2_{AL}	42.31m / 3 Θ	0.03778 Ω	36.70uH
N08 > N11	2_{AL}	30.67m / 3 Θ	0.01717 Ω	25.06uH
N11 > N09	2_{AL}	6.67m / 3 Θ	0.00595 Ω	5.06uH
N11 > N12	2_{AL}	13.76m / 3 Θ	0.01228 Ω	11.94uH
N12 > N14	2_{AL}	38.64m / 3 Θ	0.01260 Ω	12.25uH
N11 > N13	2_{AL}	14.12m / 3 Θ	0.01228 Ω	11.94uH
N13 > N18	2_{AL}	33.62m / 3 Θ	0.01882 Ω	27.47uH
N18 > N22	2_{AL}	31.93m / 3 Θ	0.01285 Ω	18.75uH
N22 > N24	2_{AL}	22.61m / 3 Θ	0.02019 Ω	19.61uH
N24 > N25	$2/0_{AL}$	9.95m / 3 Θ	0.00560 Ω	8.13uH
N25 > N26	2_{AL}	39.61m / 3 Θ	0.03537 Ω	34.36uH
N24 > N23	$2/0_{AL}$	2.74m / 3 Θ	0.00153 Ω	2.24uH
N23 > N21	$2/0_{AL}$	39.42m / 3 Θ	0.02210 Ω	32.21uH
N21 > N20	$2/0_{AL}$	0.02m / 3 Θ	0.00001 Ω	0.02uH
N20 > N19	$2/0_{AL}$	49.73m / 3 Θ	0.00730 Ω	10.59uH
N19 > N17	$2/0_{CU}$	22.95m / 3 Θ	0.01290 Ω	18.75uH
N17 > N15	$2/0_{CU}$	33.62m / 3 Θ	0.01880 Ω	27.47uH
N19 > N16	$2/0_{CU}$	22.34m / 3 Θ	0.01250 Ω	18.25uH
N16 > N10	$2/0_{CU}$	33.64m / 3 Θ	0.18800 Ω	27.48uH
N10 > N07	$2/0_{CU}$	30.67m / 3 Θ	0.01720 Ω	25.06uH
N10 > N07	$2/0_{CU}$	14.95m / 3 Θ	0.00840 Ω	12.21uH

TABLE III
PARÂMETROS DE CARGA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.

Barra	Fase A (kW / kVar)	Fase B (kW / kVar)	Fase C (kW / kVar)
N01	1.6819 kW / 0.7128 kVar	0.8410 kW / 0.3564 kVar	0.8410 kW / 0.3564 kVar
N03	0 kW / 0 kVar	3.0835 kW / 1.3068 kVar	3.0835 kW / 1.3068 kVar
N04	1.6819 kW / 0.7128 kVar	0.8410 kW / 0.3564 kVar	0.8410 kW / 0.3564 kVar
N05	0 kW / 0 kVar	1.1213 kW / 0.4752 kVar	1.1213 kW / 0.4752 kVar
N06	1.4016 kW / 0.5940 kVar	1.4016 kW / 0.5940 kVar	0.8410 kW / 0.3564 kVar
N07	0.5606 kW / 2.3760 kVar	2.2426 kW / 0.9504 kVar	2.2426 kW / 0.9504 kVar
N08	1.6819 kW / 0.7128 kVar	0.8410 kW / 0.3564 kVar	0.8410 kW / 0.3564 kVar
N09	1.4016 kW / 0.5940 kVar	1.4016 kW / 0.5940 kVar	1.4016 kW / 0.5940 kVar
N10	4.2048 kW / 1.7820 kVar	2.2426 kW / 0.9504 kVar	1.4016 kW / 0.5940 kVar
N12	0.8410 kW / 0.3564 kVar	1.1213 kW / 0.4752 kVar	1.9622 kW / 0.8316 kVar
N13	1.1213 kW / 0.4752 kVar	0.8410 kW / 0.3564 kVar	2.5229 kW / 1.0692 kVar
N14	1.6819 kW / 0.7128 kVar	0.8410 kW / 0.3564 kVar	2.8032 kW / 1.1880 kVar
N15	2.8032 kW / 1.1880 kVar	1.1213 kW / 0.4752 kVar	1.1213 kW / 0.4752 kVar
N16	0.5606 kW / 2.3760 kVar	1.4016 kW / 0.5940 kVar	1.1213 kW / 0.4752 kVar
N17	2.2426 kW / 0.9504 kVar	2.8032 kW / 1.1880 kVar	0.8410 kW / 0.3564 kVar
N18	1.6819 kW / 0.7128 kVar	2.8032 kW / 1.1880 kVar	0.3924 kW / 1.6632 kVar
N20	0 kW / 0 kVar	1.12128 kW / 1.4256 kVar	0.8410 kW / 0.3564 kVar
N21	2.0557 kW / 2.6136 kVar	1.4016 kW / 1.7820 kVar	1.4950 kW / 1.9008 kVar
N22	1.9622 kW / 0.8316 kVar	1.6819 kW / 0.7128 kVar	1.6819 kW / 0.7128 kVar
N23	0.8410 kW / 0.5664 kVar	1.1213 kW / 0.4752 kVar	0.5606 kW / 2.3760 kVar
N25	2.5229 kW / 1.0692 kVar	2.5229 kW / 1.0692 kVar	1.0692 kW / 0.4752 kVar
N26	0.5606 kW / 2.3760 kVar	1.6819 kW / 0.7128 kVar	1.4016 kW / 0.5940 kVar