

Análise de critério de planejamento para aumento de Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída em Redes Ativas de Distribuição

Lívia Sonalle Silveira Said dos Santos ¹, Vitor Teles Correia ², Guilherme Borges de Andrade³, Alexandre Rasi Aoki ⁴

¹ Universidade Federal do Paraná, liviasonalle@ufpr.br

² Universidade Federal do Paraná, vitorcorreia@ufpr.br

³ Universidade Federal do Triângulo Mineiro, d201710148@uftm.edu.br

⁴ Universidade Federal do Paraná, aoki@ufpr.br

RESUMO

Considerando os limites de tensão pré-estabelecidos pelo PRODIST – Módulo 8 foi observado o comportamento dos parâmetros elétricos avaliados em um alimentador teste, denominado Ckt5 do *Electric Power Research Institute* (EPRI), no qual foram simulados cenários com a inserção de usinas fotovoltaicas com potência variando de 10 a 400 kW, e variação de penetração da geração distribuída (GD) de 10, 30 e 50% em relação às barras trifásicas de média tensão, conectadas de maneira aleatória ao alimentador em estudo. A partir da análise da GD e de planejamento, foi verificada a capacidade de hospedagem máxima através de simulações estáticas e quase-estáticas. Os resultados apontam que as simulações estáticas resultam em uma capacidade de hospedagem menor por considerar valores nominais de carga, assim como uma geração elevada por parte das GDs, enquanto as simulações com séries temporais resultam em uma capacidade de hospedagem maior por considerar as variações de carga e geração mais realistas ao longo do dia. Ademais, o aumento de GDs pode ocasionar sobretensões e sobrecargas no alimentador, limitando sua capacidade de hospedagem. Com o intuito de aprimorar a capacidade de hospedagem foi empregado o controle Volt/Var e foi analisado como ele contribui para o aumento da capacidade de hospedagem das GDs, observando os parâmetros de sobretensão e sobrecarga.

Palavras-chave: Planejamento da expansão, Rede ativa de distribuição, Recursos energéticos distribuídos, Geração solar fotovoltaica, Capacidade de Hospedagem.

1. INTRODUÇÃO

Com a evolução do setor elétrico e o constante crescimento da demanda por energia elétrica observado nos últimos anos, as entidades reguladoras e as empresas do setor regulamentaram e incentivaram a conexão de geradores distribuídos ao sistema de distribuição de energia elétrica, de forma a atender à crescente demanda, constituindo um sistema de geração de energia descentralizado. Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a geração fotovoltaica no país atingiu em fevereiro de 2023 um montante de aproximadamente de 25 GW, sendo que 17,3 GW são usinas conectadas na rede

de distribuição e 7,7 GW são usinas conectadas diretamente no Sistema Interligado Nacional (SIN) e operadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na Rede Básica (ANEEL, 2023).

A Geração Distribuída (GD) no Brasil é composta basicamente de energias renováveis, mais especificamente a fotovoltaica e eólica, que possuem uma variabilidade na quantidade de energia gerada devido a sua dependência de fatores climáticos, como a irradiação solar e a velocidade dos ventos. Devido a esta característica, a GD pode ser classificada como não despachável, podendo afetar negativamente a qualidade da energia elétrica fornecida (REINALDO e DUPCZAK, 2020).

Diversos são os trabalhos encontrados na literatura que discorrem sobre os efeitos e possíveis benefícios que a GD pode trazer ao ser inserida no sistema de distribuição de energia elétrica. O estudo de Eichkoff (2018) apresenta os impactos nos níveis de tensão no sistema IEEE de 13 barras, comparando perfis de tensão e ajuste em equipamentos, além de aplicar controles de tensão e potência reativa injetada (Volt/Var) na tentativa de resolver os problemas. Em Malekpour et al. (2014) um controle Volt/Var é implementado em um sistema de 13 barras desequilibrado para minimizar perdas de energia e atenuar impactos negativos associados a inserção de GD. Em Kim et al. (2015) a GD é utilizada para auxiliar a regulação de tensão no sistema, sendo testada com dados de um alimentador real. No trabalho de Jansen e Saldanha (2022) é analisado o efeito do aumento da penetração de GD fotovoltaica em um alimentador real brasileiro.

Dentro do contexto apresentado, este artigo tem como objetivo analisar critérios para o planejamento da expansão da rede ativa de distribuição baseados na avaliação do impacto da integração de recursos energéticos distribuídos (REDs). Considerando os limites de tensão, foi observado o comportamento dos parâmetros elétricos avaliados em um alimentador real, no qual foram simulados cenários com a inserção de usinas fotovoltaicas e variação de penetração da geração distribuída (GD) em relação às barras trifásicas de média tensão, conectadas de maneira aleatória ao alimentador em estudo.

2. DESENVOLVIMENTO

2.1 Metodologia

Este artigo trabalha com um modelo determinístico de uma rede trifásica de distribuição em multi-estágios considerando a curva de carga horária e o comportamento dos REDs no sistema, cujo objetivo é analisar e modelar no Python/OpenDSS a integração de REDs e propiciar a criação de critérios para um melhor planejamento do sistema elétrico de potência visando o atendimento aos índices de qualidade do sistema, atendimento a contingências e redução de custo com obras convencionais.

O artigo apresenta resultados obtidos de um sistema de distribuição teste Ckt5, baseado em um alimentador real, disponibilizado pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI, 2018), considerando geração distribuída, armazenamento de energia com baterias e resposta da demanda incluindo a avaliação do impacto destes REDs isoladamente e constituindo micro redes no planejamento de expansão do sistema de distribuição.

2.2 Simulação de fluxo de potência no Software OpenDSS

O fluxo de potência determina o comportamento das grandezas elétricas (tensões, correntes e potências) ao longo dos circuitos do sistema elétrico. Para saber se as variações destas grandezas não irão degradar a estabilidade da rede, é feito um estudo do fluxo de potência. O estudo de fluxo de potência visa prever o comportamento das grandezas elétricas de um sistema e garantir que todos os parâmetros estejam dentro dos limites de suportabilidade dos equipamentos que compõem a rede. Essa modelagem leva em conta os dados das usinas de gerações, das cargas, das linhas de transmissão e distribuição, dos transformadores e dos demais equipamentos que compõem o sistema elétrico. É necessário usar softwares de simulação da rede elétrica específicos, baseados em formulações matemáticas, que conseguem quantificar esses valores a partir da modelagem do sistema.

O software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), desenvolvido pela EPRI, possibilita a realização de estudos de fluxo de potência em sistemas de distribuição, desde sua modelagem inicial com todos os componentes necessários e suas interconexões, até a inserção de REDs em barras do sistema, como unidade de GD e de sistemas de armazenamento. No OpenDSS, além da realização do fluxo de potência, é possível também quantificar as perdas técnicas do sistema em estudo, dentre outras funcionalidades.

2.3. Influência dos níveis de tensão com inserção de GD

A subtensão e a sobretensão podem causar o mau funcionamento ou a queima de dispositivos eletrônicos e equipamentos, o desligamento de linhas de processos industriais sensíveis, aquecimento e perda de vida útil em motores, diminuição do índice de iluminação ou queima das lâmpadas incandescentes, dentre outros. Tais problemas podem culminar em perdas financeiras, bem como, na insatisfação das diversas classes de consumidores (KIOLLE, 2018). As variações de tensão de longa duração podem ocasionar inúmeras reclamações de consumidores e desgaste da sua imagem, assim como, acarretar penalizações dado a transgressão dos padrões de nível de tensão estabelecidos pelos agentes regulatórios do sistema elétrico. No Brasil, as variações de tensão de longa duração são reguladas pela ANEEL, por meio dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8 (PRODIST), revisão 11 (ANEEL, 2020).

As cargas ligadas à rede de distribuição de energia elétrica variam no decorrer do dia devido principalmente às manobras na rede de distribuição e às oscilações na demanda de consumo, e para a garantia de atendimento aos índices de qualidade dispostos na regulação é importante a verificação dos níveis de tensão. Dessa forma, a viabilização de acesso de GD ao SEPD deve pertencer a faixa de tensão entre 0,95 a 1,05 pu (ANEEL, 2017) para conexões em média tensão.

A escolha da alternativa de conexão da GD ao sistema elétrico deve primeiramente observar o critério de mínimo custo global, estabelecido pela ANEEL em sua Resolução Normativa 1.000/2021, que estabelece que a tensão na conexão deverá pertencer a faixa de 95% a 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão. As condições de conexão deverão ser definidas de forma a não degradar a tensão no ponto de conexão. A operação GD pode acarretar elevações excessivas da tensão da rede. Para minimizar esses impactos, o acessante deverá operar na faixa adequada de tensão ($0,95.TR < TL < 1,05.TR$), sendo que TL representa a faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR).

2.5. Características do alimentador utilizado no estudo

O sistema utilizado como base deste estudo é o circuito de distribuição EPRI Ckt5, o qual é ilustrado na Figura 1 e as suas principais características estão apresentadas na Tabela

1. O transformador da subestação de distribuição (representado pelo triângulo vermelho), denominado MDV SUB1, tem uma potência aparente de 10MVA e possui relação de transformação de 115kV para 12,47kV. O sistema de distribuição é trifásico, modelado apenas com cargas monofásicas, com diferentes potências, com maior parte das cargas entre 4 e 7 kVA, contendo 1348 consumidores no alimentador (9 primários, 1339 secundários – 808 urbanos e 531 rurais).

Figura 1. Modelo de rede de distribuição a ser utilizado Ckt5 publicado pelo EPRI

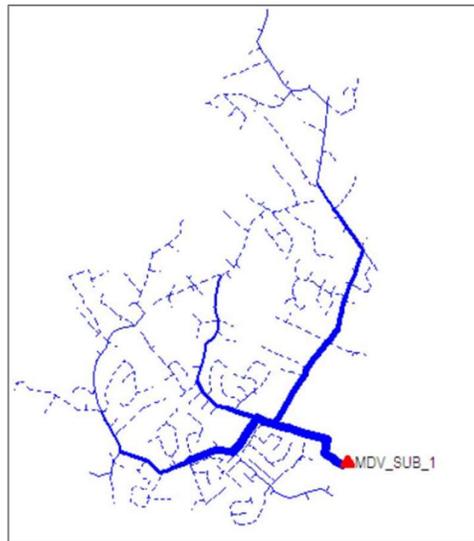


Tabela 1. Características da rede de distribuição Ckt5 EPRI

Descrição do parâmetro	Quantidade
Tensão do sistema (kV)	12,47
Número de consumidores (uni)	1.379
Potência total de transformadores conectados (kVA)	16.310
Total do alimentador (kVA)	1.950
Tensão de subtransmissão (kV)	115
Potência de CC Sec. Sub (MVA)	114
Comprimento de carga residencial (km)	77,3
Porcentagem de carga residencial (%)	96
Total de ramais alimentadores (uni)	1

Os perfis de consumo das cargas consumidoras, utilizados na simulação são os mesmos fornecidos pelo EPRI para o circuito Ckt5. Para esse circuito questão existem três perfis distintos de consumo, residencial (Figura 2), comercial de pequeno porte (Figura 3) e médio porte (Figura 4).

Figura 2. Curva de carga residencial usada na simulação

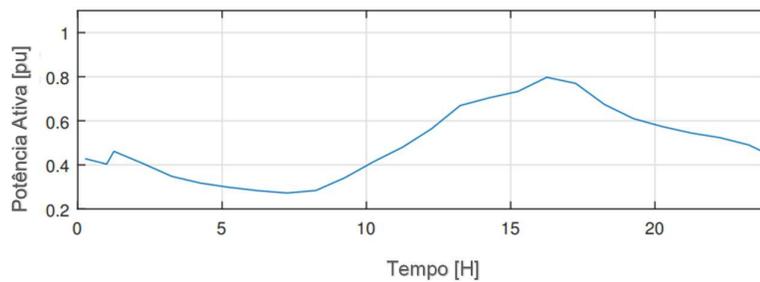


Figura 3. Curva de carga comercial de médio porte usada na simulação

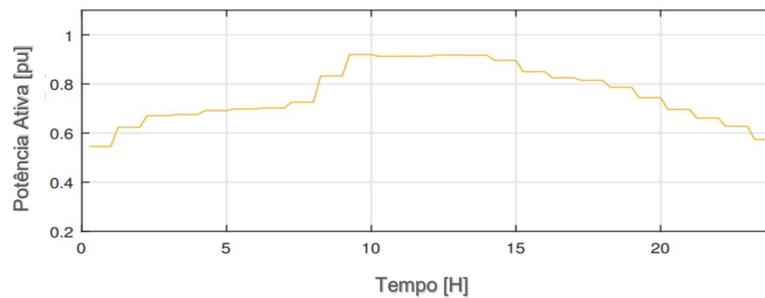
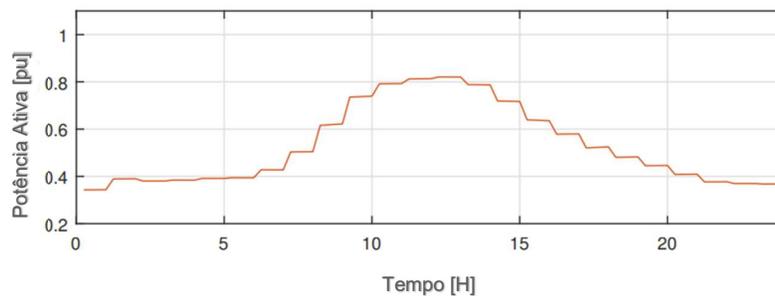


Figura 4. Curva de carga comercial de pequeno porte usada na simulação



Para os cenários de penetração foram propostas conexões aleatórias em barras trifásicas de média tensão do sistema de distribuição EPRI Ckt5, variando a penetração entre

10, 30 e 50% do total de barras trifásica de média tensão, escolhidas de maneira aleatória, conforme as Figuras 5, 6 e 7, respectivamente.

Figura 5. Cenários de penetração em 10% das barras trifásicas do Ckt5 EPRI

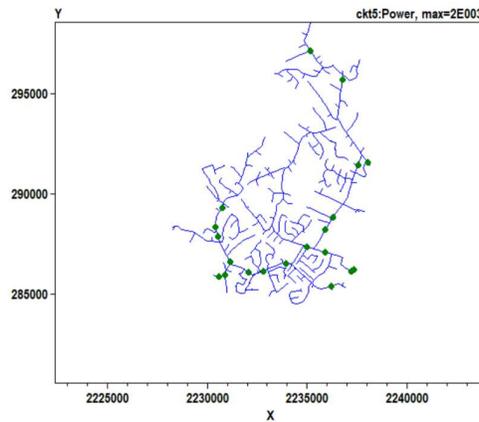


Figura 6. Cenários de penetração em 30% das barras trifásicas do Ckt5 EPRI

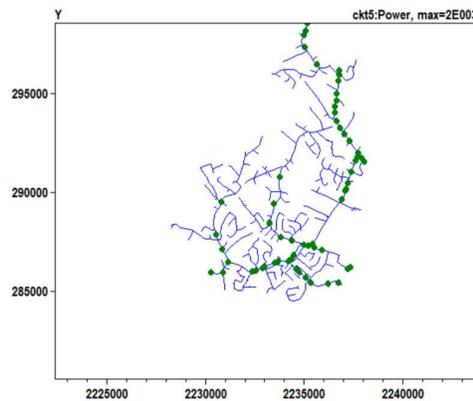
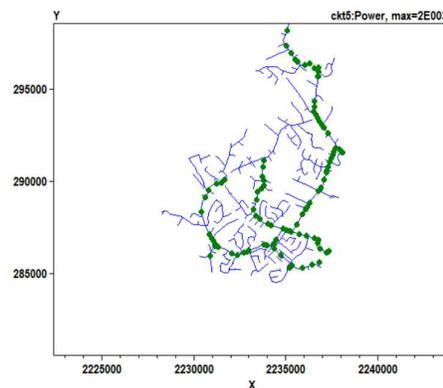


Figura 7. Cenários de penetração em 50% das barras trifásicas do Ckt5 EPRI



2.6. Análises realizadas

Com o intuito de analisar o comportamento do sistema em relação ao aumento de penetração das GDs, foram estruturados os casos de teste mostrados na Tabela 2.

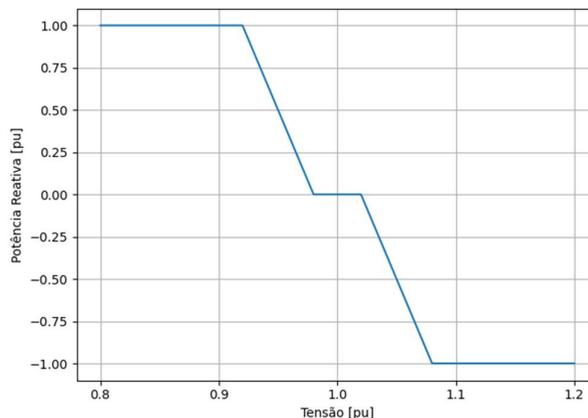
Tabela 2. Características das simulações

	Estática (Snapshot)	Quase-estática Time Series	Quase-estática Time Series	Quase-estática Time Series
Carga	20%	Curva diária de demanda	Curva diária de demanda	Curva diária de demanda
Percentual de penetração das GDs	10, 30 e 50 %	10, 30 e 50 %	10, 30 e 50 %	10, 30 e 50 %
Potência das GDs	10 a 400 kW	10 a 400 kW	10 a 400 kW	10 a 400 kW
Fator de Potência (FP)	1	1	0,9	Variável
Parâmetro de transgressão	Tensão acima de 1,05 pu	Tensão acima de 1,05 pu	Tensão acima de 1,05 pu	Tensão acima de 1,05 pu

Fonte: Os autores (2023).

Em todos os casos de teste, os percentuais de penetração das GDs são iguais, assim como a variação de potência nominal delas, com o intuito de analisar somente a influência do FP das GDs na capacidade de acomodação do sistema. O uso do controle do inversor no modo Volt/Var também será utilizado, representando o modo FP variável. Seguindo as recomendações de Rylander et al. (2016), uma curva de controle foi definida, como mostra a Figura 8. A curva utilizada possui uma característica mais agressiva, indo de 1 a -1 pu para injeção de potência reativa e uma *deadband*, zona em que o inversor atua com fator de potência unitário, de 0,98 a 1,02 pu de tensão.

Figura 8. Curva de controle Volt/Var.



Fonte: Os autores (2023).

Além disso, busca-se, principalmente, mostrar a diferença entre os modos de simulação estático, atualmente usado nas concessionárias de energia para análise de capacidade de acomodação das GDs, e o modo considerando a curva de demanda diária (*Time Series*). Para o modo estático, uma análise bastante conservadora será adotada, com as cargas em 20% da potência nominal e potência de geração das GDs em 100%.

2.8. Resultados obtidos

Após realizadas as simulações para os cenários propostos anteriormente, os resultados apresentados nas Tabela 3 e Tabela 4 foram obtidos.

Tabela 3. Análise capacidade de injeção UFV com relação aos níveis de tensão.

Parâmetro de Transgressão Sobretensão		Tipo de simulação			
		Snapshot	Time Series FP=1	Time Series FP=0.9	Time Series FP=Variável
Penetração Máxima (kW)	10% barras	50	400	400	400
	30% barras	30	130	130	400
	50% barras	20	110	110	400

Fonte: Os autores (2023).

Tabela 4. Análise capacidade de injeção UFV com relação aos níveis de corrente.

Parâmetro de Transgressão Sobrecarga		Tipo de simulação			
		Snapshot	Time Series FP=1	Time Series FP=0.9	Time Series FP=Variável
Penetração Máxima (kW)	10% barras	400	400	400	400
	30% barras	180	220	220	200
	50% barras	110	130	130	120

Fonte: Os autores (2023).

Analisando os resultados é interessante observar a diferença que se deu entre os modos de simulação estático e dinâmico, onde observando o parâmetro de sobretensão foi possível obter um aumento de mais de 500% no nível de penetração das GDs no pior caso. Isto se deve ao fato da abordagem extremamente conservadora, que é normalmente utilizada pelas concessionárias, no modo estático. Ao considerar as curvas de carga e irradiância,

difícilmente um cenário tão pessimista irá acontecer, por isto, muitas vezes a capacidade de acomodação pode estar sendo limitada com análises muito discrepantes da realidade.

Em relação ao fator de potência não foi possível obter diferenças significativas ao analisar com valor unitário ou 0,9. Entretanto, com o uso do Volt/Var um aumento de capacidade de mais de 300% foi observado em relação a transgressão de tensão, porém, não é capaz de contribuir para limitar as transgressões referentes a ampacidade, tendo um desempenho inferior aos casos em que o fator de potência era fixo, como mostra a Tabela 4. Ainda assim, o Volt/Var foi capaz de aumentar a capacidade de acomodação em mais de 100%, ficando limitada a devido a ampacidade dos condutores.

3. CONCLUSÕES

Diante de um desafio constante da capacidade de hospedagem de geração distribuída no Sistema Elétrico e do desafio do planejamento das redes ativas de distribuição, a partir das análises dos cenários apresentados, é indicado que o critério de análise via Time Series apresenta uma abordagem mais realista para determinar a capacidade de acomodação, possibilitando um diagnóstico mais preciso diante da situação progressivamente mais sensível dos Sistemas de Energia. Além disso, a estratégia com o uso do Volt/Var possibilita uma maior hospedagem de GD no alimentador analisado. Entretanto, o controle do inversor não é capaz de, por si só, atenuar todos os impactos negativos da GD. Devido a isso, estratégias complementares se fazem necessárias, como a utilização de armazenadores de energia, sendo este um tópico de estudos futuros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Sistema de Informações de Geração** (Microsoft Power BI). Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQyYWM2ZC00YjllWjIyMmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>>. Acesso em: 21 mar. 2022^a

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema nacional (PRODIST), módulo 8: qualidade da energia elétrica**. Brasília: ANEEL, 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema nacional (PRODIST), módulo 3: Acesso ao sistema de distribuição.** Brasília: ANEEL, 2017.

ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Smart Grid Resource Center.** 2018. <<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Distrib/EPRITestCircuits/>>. Citado 2 vezes nas paginas 75 e 76.

KIOLLE, G. H.; SAMDAL, K.; SINGH, B.; KVITASTEIN, O. A. **Customer Costs Related to Interruptions and Voltage Problems: Methodology and Results.** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, n. 3, August, 2008.

EICHKOFF, H. S. **Análise da geração distribuída para o controle de tensão e potência reativa em sistemas modernos de distribuição.** 95p. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pampa, Campus Alegrete, Alegrete, 2018.

JANSEN, M. S.; SALDANHA, J. J. A. **Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica em uma rede elétrica da cidade de Jaraguá do Sul.** Trabalho de Conclusão de Curso – IFSC, Jaraguá do Sul, 2022.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B, ROBBA; E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** São Paulo: Editora Blucher, 2010.

KIM, I.; HARLEY, R. G.; REGASSA, R. **The Investigation of the Maximum Effect of the Volt/Var Control of Distributed Generation on Voltage Regulation.** In: 2015 IEEE 42 nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015, New Orleans.

MALEKPOUR, A. R.; PAHWA, A.; NATARAJAN, B. **Distributed Volt/Var Control in Unbalanced Distribution Systems with Distributed Generation.** In: 2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid, 2014, Orlando.

REINALDO, P. M.; DUPCZAK, B. S. **Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica na Rede de Baixa Tensão da CELESC.** Revista Eletrônica de Potência, vol. 25, pp. 316–325, 2020.

Rylander, M., Huijuan Li, Smith, J., & Sunderman, W. (2016). **Default volt-var inverter settings to improve distribution system performance.** 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). doi:10.1109/pesgm.2016.7741947