

Revisão da literatura técnica acerca das causas da Elevação de tensão na entrada de geradores fotovoltaicos

Ivo Leoni Pereira
UFERSA
Departamento de Engenharia e
Tecnologia
Mossoró, Brazil
ivo.leoni@hotmail.com

Idalmir Queiroz Junior
UFERSA
Departamento de Engenharia e
Tecnologia
Mossoró, Brazil
idalmir@ufersa.edu.br

Ednardo Pereira da Rocha
UFERSA
Departamento de Engenharia e
Tecnologia
Mossoró, Brazil
ednardo.pereira@ufersa.edu.br

Resumo — A conexão direta de fontes alternativas de energia ao sistema de distribuição de energia elétrica provoca diversos impactos, aos quais vêm sendo investigados pela comunidade científica. Este presente artigo trata-se de uma revisão de literatura sobre o impacto da inserção da geração solar fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica. Este estudo propõe uma revisão da literatura a respeito do problema objeto de pesquisa, com ênfase na elevação de tensão causada pela inserção fotovoltaica. Também tem como objeto de estudo os processos que mitigam o problema, destacando-se os principais métodos para controle de tensão segundo uma minuciosa avaliação dos trabalhos fonte de referência. Foi possível verificar que os métodos de controle de tensão local que consideram tanto a absorção de potência reativa quanto a redução de potência ativa tem em seus resultados uma melhor regulação da. Portanto, a fim de aumentar a capacidade de hospedagem fotovoltaica da rede elétrica, esse tipo de controle deve ser melhor explorado.

Palavras chaves — Energia solar fotovoltaica, Sobretensão, Geração distribuída, elevação de tensão.

I. INTRODUÇÃO

O constante aumento na demanda de energia elétrica ao redor do mundo [1], a instabilidade no preço do barril de petróleo [2], e o aumento de temperatura do planeta devido às emissões de CO₂ [3], este é o contexto, que gera ao imaginário coletivo global um pensamento generalizado que começa a dá importância e o devido interesse pela utilização de energias renováveis, em busca de proporcionar redução dos impactos ambientais, diversificação da matriz energética e menor dependência de combustíveis fósseis não renováveis. Entre as várias fontes de energias renováveis, a energia solar fotovoltaica tem se destacado, com uma previsão de se tornar a maior contribuinte para geração de energia elétrica até o ano de 2040 [4].

Com os incentivos governamentais, redução dos valores de instalação e tarifas de energia cada vez mais caras, a opção da geração de energia fotovoltaica tem ficado cada vez mais interessante no cenário nacional. Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a Resolução Normativa (RN) nº 482/2012, que iniciou o sistema de compensação de energia elétrica [5] possibilitando ao usuário comum a geração de sua própria energia elétrica e injetar o excedente no sistema elétrico. Somente após a RN nº 687/2015 que de fato vislumbrou-se um crescimento exponencial nas instalações de sistemas fotovoltaicos no Brasil, principalmente pela desburocratização do processo (pedido simplificado e acompanhamento on-line), redução no tempo de conexão do sistema à rede, possibilidade de “autoconsumo remoto” e criação de novas modalidades (cooperativas e condomínios) [6]. Hoje o país já conta com mais de 90 mil unidades geradoras

fotovoltaicas e potência total instalada de quase 1000 MW [7]. Sendo quase 75% na modalidade residencial [8], ou seja, microgeradoras, em sua grande maioria enquadrados no sistema monofásico, conectadas à rede secundária.

Originalmente as redes de distribuição de baixa tensão (BT) foram projetadas para operar com fluxo de potência no sentido de alta tensão a montante para baixa tensão a jusante, desta forma uma grande inserção de sistemas fotovoltaicos pode causar um fluxo reverso, resultando em desafios operacionais [9]. Entre os problemas técnicos ocasionados pela inserção fotovoltaica, a sobretensão é o de maior preocupação para as concessionárias [10]. Assim, neste artigo, a análise do problema da sobretensão é o tema principal abordado.

II. TENSÃO

A. Limites para tensões em BT

Os níveis de tensão da rede elétrica de distribuição estão em constante monitoramento por parte das distribuidoras, devido ao fato de que as mesmas são responsáveis pela manutenção da qualidade do produto e serviços oferecidos, além do fato de serem constantemente fiscalizadas pela ANEEL.

A ANEEL estabelece no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) que existem os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente disponibilizados aos consumidores e que essa faixa de valores vai depender se o consumidor é alimentado em alta, média ou baixa tensão. A Tabela 1 mostra os valores de para dessas tensões.

Tabela 1: Níveis de tensão adequados do PRODIST para BT.

Nível de Tensão	Tensão Mínima	Tensão Máxima
220/127	201/116	231/133
380/220	348/201	396/231
440/220	402/201	458/229
220/110	201/101	229/115
254/127	232/116	264/132
208/120	196/113	229/132
230/115	216/108	241/127
240/120	216/108	254/127

Fonte: Adaptado de [11]

Os indicadores para avaliar a qualidade do nível de tensão em regime permanente não devem superar 3% de leituras

precárias ou 0,5% de leituras críticas, dentre um conjunto de 1008 leituras válidas. Em caso de transgressão desses valores, o PRODIST também apresenta um cálculo para compensação dos consumidores que estiverem submetidos a esses valores de tensão. Entretanto, essa compensação não isenta a distribuidora de responder, ainda, por outras perdas e danos causados pelo serviço inadequado de energia elétrica [11].

As tensões em regime permanente, quando operarem com valores inferiores ou superiores aos limites determinados, podem prejudicar o rendimento e/ou a vida útil de equipamentos do sistema. Por isso, a conformidade do fornecimento de tensão é atualmente o principal indicador para determinar a punição monetária das distribuidoras ante o descumprimento das restrições vigentes [12].

Já as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) podem ser definidas de acordo com o módulo 8 do PRODIST como desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo, podendo ser classificada como momentânea ou temporária dependendo da duração da variação e denominadas como interrupção, afundamento ou elevação dependendo da variação da amplitude. A Tabela 2 apresenta suas classificações.

Tabela 2: Classificação VTCD

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

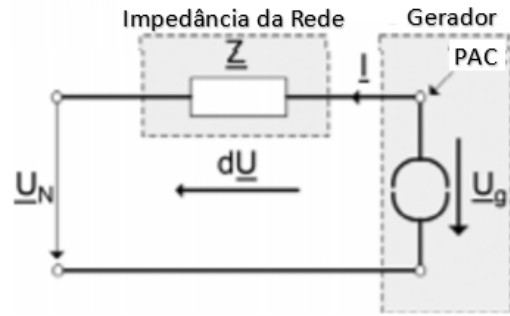
Fonte: Adaptado de [12].

B. Elevação de tensão

Quando se fala em linhas de redes de distribuição em baixa tensão sabe-se que elas são principalmente resistivas, ou seja, possuem um elevado valor na relação reatância/resistência. A quantidade de potência real transferida entre dois pontos dentro de linhas resistivas depende da diferença de tensão entre eles [9]. Então, no caso de um gerador conectado a uma barra qualquer do sistema BT, para que ele exporte potência é necessário que ocorra elevação de tensão no ponto ao qual foi conectado [13].

Para entender melhor esse fenômeno, uma análise simplificada é apresentada. A Figura. 1 representa um gerador descentralizado conectado a uma seção de rede BT. No caso de sistemas fotovoltaicos conectados em paralelo, o gerador pode ser considerado como uma fonte de corrente cuja tensão é definida pela potência injetada na rede, bem como a impedância da rede a montante ($\bar{Z}$). Nesta análise é considerada a tensão nominal da rede ($\bar{U}_n$) como fixa [14].

Figura 1. Esquema simplificado de um sistema fotovoltaico conectado a uma rede de distribuição de BT.



Fonte: Adaptado de [13]

A Equação (1) pode ser usada para calcular o desvio de tensão específico ($d\bar{U}$) sobre a impedância da rede, causada pela corrente de alimentação do gerador ($\bar{I}$). $\bar{U}_n$ é considerada a representação fasorial da tensão fixa em um barramento infinito com uma potência de ângulo 0° . Sua magnitude pode ser representada por [13]

$$\frac{d\bar{U}}{|\bar{U}_n|} = \frac{\bar{Z} \cdot \bar{I}}{|\bar{U}_n|} \quad (1)$$

A corrente $\bar{I}$ é calculada em (2), onde S_{pv} é a potência aparente do gerador compreendendo a potência ativa P e a reativa Q .

$$\bar{I} = \left(\frac{\bar{S}_{pv}}{|\bar{U}_n|} \right) = \left(\frac{P}{|\bar{U}_n|} - j \frac{Q}{|\bar{U}_n|} \right) \quad (2)$$

A impedância da rede é expressa pela sua resistência R e reatância X :

$$\bar{Z} = R + jX \quad (3)$$

Substituindo I e Z , (1) pode ser reescrito como:

$$\frac{d\bar{U}}{|\bar{U}_n|} = \frac{(P \cdot R) + (\pm Q \cdot X)}{|\bar{U}_n|^2} + j \frac{(P \cdot X) - (\pm Q \cdot R)}{|\bar{U}_n|^2} \quad (4)$$

Como em sistemas de distribuição a abertura angular entre as barras é aproximadamente zero, é aceitável assumir a tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) como sendo puramente real, desprezando-se a parte imaginária do numerador em (4). Dessa forma, tem-se a variação de tensão como um número real dado por (5).

$$\frac{d\bar{U}}{\bar{U}_n} = Re \left\{ \frac{d\bar{U}}{|\bar{U}_n|} \right\} = \frac{(P \cdot R) + (\pm Q \cdot X)}{|\bar{U}_n|^2} \quad (5)$$

Analisando-se a Equação (5), é possível observar que [13]:

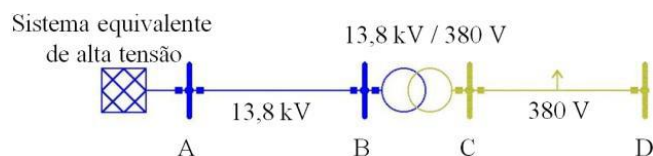
1. Devido ao valor de R ser normalmente superior ao valor de X em redes de BT, a potência ativa fornecida pelo sistema FV irá impactar mais que a potência reativa;
2. Essas equações levam em conta a energia injetada na rede, o que resulta em um fluxo reverso. É evidente que se houver consumo na mesma barra onde o sistema fotovoltaico está conectado, a potência exportada cai, diminuindo também a elevação de tensão na barra.
3. Quanto menor o nível de curto circuito na barra (maiores parâmetros R e X), maior a variação de tensão na barra;
4. A potência reativa pode ser usada para reduzir a tensão ($-Q$, que significa consumo indutivo, sub-excitado) ou para aumentar a tensão ($+Q$, que significa consumo capacitivo, superexcitado).

É importante salientar que as observações foram realizadas mantendo-se os demais parâmetros da Equação (5) constantes.

De uma forma mais didática a Figura 2 ilustrará um esquema genérico que permitirá a análise do perfil de tensão ao longo de uma rede de distribuição. A subestação que interliga as redes de alta e média tensão (barra A) pode ser considerada de tensão constante, visto que tipicamente possui regulador de tensão com mudança da relação de transformação do transformador sob carga. O trecho AB, em azul, corresponde à rede de tensão primária (média tensão), e o transformador de distribuição BC possui relação de transformação fixa, a qual é ajustada no momento da instalação e normalmente não sofre alterações. A rede CD, em verde, corresponde ao ramal de tensão secundária de distribuição (baixa tensão). As cores dos gráficos de 1 a 4 seguem o mesmo padrão da Figura 2, onde o trecho em azul representa o perfil de tensão ao longo da rede no trecho em MT, assim como a cor verde representa o perfil de tensão ao longo da rede secundária em BT. [15].

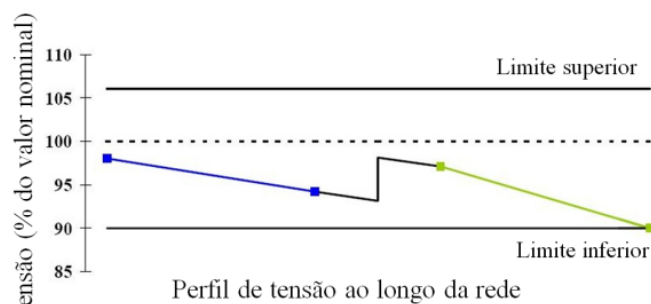
No Gráfico 1 é representada uma situação de carga pesada, onde a relação de transformação fixa do transformador de baixa tensão garante que a carga seja atendida com tensão dentro dos limites toleráveis por norma. No Gráfico 2 a carga é leve, logo ocorre menor queda de tensão. Neste caso, deve-se evitar que a tensão ultrapasse o limite superior. Nestes casos a geração distribuída fotovoltaica (GDFV) não está conectada. O Gráfico 3 ilustra uma situação de carga pesada, com GDFV atendendo a toda a carga e ainda gerando o excedente para a rede. Um valor limite de geração distribuída pode ser identificado, quando o aumento da tensão no ramal de baixa tensão alcança seu limite superior. Já no Gráfico 4 a carga é leve, logo a tensão já se encontra elevada. Neste caso, o limite de GDFV é mais reduzido, pois com pequena injeção de potência, o aumento de tensão já é suficiente para ultrapassar o limite [15].

Figura 2 – Esquema genérico para a análise de perfil de tensão ao longo de uma rede de distribuição.



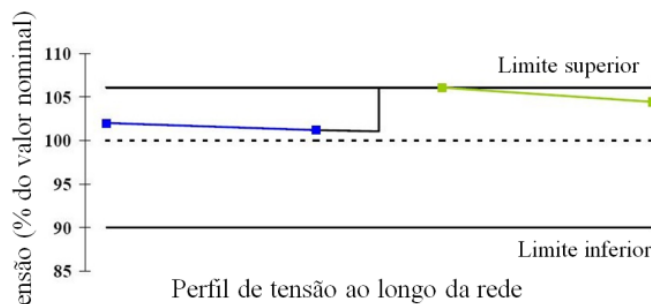
Fonte: Adaptado de [15]

Gráfico 1 - Representação do sistema de potência equivalente



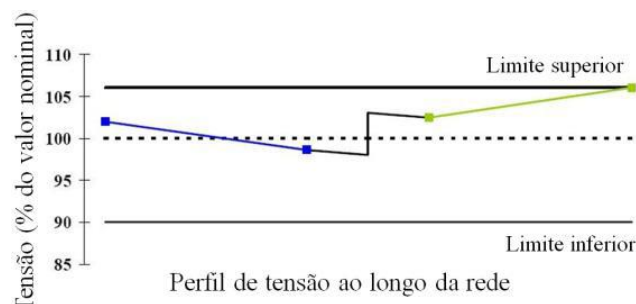
Fonte: Adaptado de [15]

Gráfico 2 - Situação de carga leve, sem a presença de GDFV



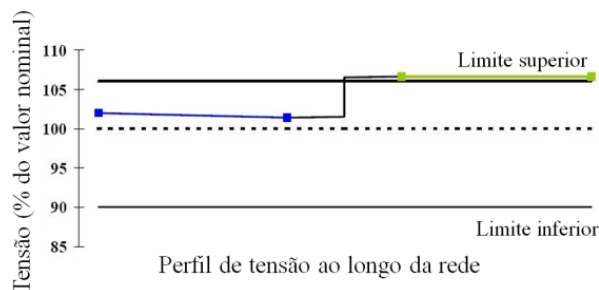
Fonte: Adaptado de [15]

Gráfico 3 - carga pesada, com GDFV atendendo a toda a carga e ainda gerando para a rede.



Fonte: Adaptado de [15]

Gráfico 4 - carga leve, com pequena GDFV já excedendo o limite superior de tensão.



Fonte: Adaptado de [15]

III. METODOLOGIA

A realização deste artigo se iniciou com a identificação do estágio atual do conhecimento sobre o tema, e percebeu-se que há uma vasta literatura a respeito dos problemas causados pela penetração fotovoltaica na rede de distribuição de baixa tensão. Dentre os trabalhos pesquisados é notável que há uma preocupação maior com o objeto de estudo deste artigo: a sobretensão.

Para atender os objetivos da realização deste artigo se fez necessária uma revisão da literatura acadêmica na área de energia fotovoltaica, seu crescimento e os impactos esse aumento pode causar.

Os procedimentos de coleta de dados bibliográficos e a pesquisa teórica foram realizados no mês de outubro de 2020.

A elaboração da revisão de literatura sobre o tema deste artigo se deu inicialmente com a escolha da base de dados que delimitam o campo amostral, o qual resulta em um conjunto de referências, majoritariamente composta por artigos que tenham como tema o problema central deste trabalho. Também foram utilizados como fonte de referência monografias e sites, em menor escala. Para a presente pesquisa, foi adotada como fonte de dados a base Capes e o Google Acadêmico, mais especificamente Google Scholar.

IV. REVISÃO DE LITERATURA

Como já mencionado, este presente artigo trata de uma revisão de literatura que tem como objetivo expor e analisar trabalhos correlatos no problema objeto de estudo. Neste tópico tanto será explorada o aumento de tensão causado pela inserção de sistemas fotovoltaicos, quanto os métodos de controle de tensão utilizados para atenuar ou solucionar este problema.

A. Trabalhos correlatos

A inserção de sistemas fotovoltaicos ao sistema de distribuição pode provocar distúrbios e variações aos níveis de tensão do sistema distribuidor. Isso pode ser evidenciado quando ocorre a inserção massiva de sistemas fotovoltaicos distribuídos ao longo do alimentador ou quando ocorre a instalação de um grande sistema em um único ponto da rede elétrica. Estes efeitos são gerados pela elevada potência ativa oriunda dos sistemas fotovoltaicos conectados, seja perto ou longe dos circuitos de alimentação de uma determinada carga, podendo prejudicar os elementos dos circuitos pela atuação frequente no controle de regulação de tensão do sistema, como dispositivos automáticos de regulação de tensão e bancos capacitores, deteriorando os mesmos e reduzindo sua vida útil.

Em 2009 [16] compararam em seus estudos os níveis de sobretensão gerados pela inserção de sistemas fotovoltaicos em linhas de distribuição de redes rurais e urbanas. Em suas conclusões foi possível demonstrar que as redes rurais têm a tendência de serem submetidas a maiores valores de sobretensão por apresentarem altas impedâncias de linha, devido ao uso de cabos de seção transversal menores. Com base no mesmo estudo também se pôde concluir que a densidade de potência instalada (kWh/m^2) não é parâmetro suficiente para determinar o nível máximo de penetração de um sistema fotovoltaico sem que ocorram sobretensões na rede elétrica, pois não leva em conta a capacidade da rede elétrica.

No ano de 2010 [17] elaboraram um estudo baseado em uma abordagem estocástica com o intuito de analisar os impactos da inserção fotovoltaica na tensão e nas perdas de energia da rede elétrica. Nesse trabalho considerou-se a variabilidade da geração fotovoltaica e a sua demanda. A abordagem estocástica a que o método faz referência está relacionada com a modelagem da carga, que foi obtida utilizando cadeias de Markov e analisando os hábitos de consumo dos usuários. Para modelar a geração de energia dos sistemas fotovoltaicos foram consideradas três redes trifásicas de baixa tensão, com 100% de penetração fotovoltaica. Assumiu-se que os sistemas fotovoltaicos têm a mesma capacidade. Três cenários com potência de geração máxima igual a 1 kW, 2 kW e 3 kW foram considerados. Posteriormente foi considerado um cenário com potência produzida máxima de 5 kW e sem consumo de energia por parte dos usuários.

As simulações de fluxo de potência foram realizadas por um ano e com resolução de uma hora usando o método de Newton. Os resultados demonstraram que os usuários com maior distância até o transformador apresentam maior impacto na tensão. Também foi constatado que a rede pode suportar uma potência produzida máxima de até 5 kW por sistema fotovoltaico, mas que os benefícios em termos de redução da demanda local, a mitigação das quedas de tensão e redução de perdas elétricas são mais expressivos para uma potência máxima de 1 kW por sistema fotovoltaico.

Em 2012 [18] produziram um trabalho com uma abordagem determinística para analisar o impacto da inserção fotovoltaica na tensão da rede. Os autores avaliaram um sistema composto por um alimentador residencial típico da cidade de Torino, na Itália, com 216 estabelecimentos com geração fotovoltaica de 6,25 kWp instalada em seus telhados, todos conectados à rede elétrica, ou seja, 100% de penetração fotovoltaica. Estabeleceu-se que todos os usuários possuíam a mesma demanda e os sistemas fotovoltaicos. Para as simulações foi usado o software comercial PSCAD.

Adicionalmente, uma análise de sensibilidade do impacto da geração fotovoltaica na tensão da rede em função da impedância do alimentador, o comprimento do alimentador e a resistência de curto circuito do transformador também foi realizada. Após os resultados, verificou-se que para demandas mínimas dos usuários acima de 0,5 kW, capacidades médias dos sistemas fotovoltaicos de 2,5 kW por usuário podem ser instaladas sem resultar em problemas de sobretensão. Outra conclusão do estudo é que o problema de sobretensão é mais provável em redes elétricas longas devido ao incremento da impedância dos alimentadores.

No ano de 2015 [19] desenvolveram uma abordagem estocástica para determinar a capacidade de hospedagem fotovoltaica de uma rede elétrica. Na proposta dos autores, cenários específicos de geração e demanda foram considerados. O método de simulação de Monte Carlo foi utilizado para tratar das incertezas quanto a localização dos sistemas fotovoltaicos na rede e a demanda dos usuários. Foi considerada uma rede de baixa tensão com 84 usuários. As curvas de demanda foram selecionadas de uma base de dados coletadas por medidores inteligentes e foi atribuído um fator de potência (FP) com o valor de 0,95. Utilizou-se potências fotovoltaicas instaladas na rede desde 0 % até 500 % da potência nominal do transformador. Cada um dos níveis de potência fotovoltaica instalada, assumiu-se respectivamente um sistema fotovoltaico com uma capacidade de 10 kW.

Foram consideradas três diferentes condições de operação em um dia de ensolarado, sendo elas nas: horas de ponta, hora ponta no final de semana e a noite. As simulações de fluxo de potência foram realizadas a cada 15 minutos. Obteve-se após os resultados finais a curva de probabilidade de sobretensão na rede em função da potência fotovoltaica instalada na rede, indicando que a rede estudada tem uma capacidade de hospedagem fotovoltaica igual a 20 % e que esse valor pode ser melhorado a 25 % quando é considerado um método de controle de tensão que usa a absorção da potência reativa em função da tensão.

No ano de 2015 [20] desenvolveram um estudo com uma abordagem estocástica para analisar a sensibilidade do desequilíbrio de tensão sob a influência da inserção de sistemas fotovoltaicos na rede. Na proposta foram considerados diferentes cenários de penetração fotovoltaica e capacidades dos sistemas fotovoltaicos. A incerteza da localização dos sistemas fotovoltaicos na rede foi tratada pelo método de simulação de Monte Carlo. Um modelo de demanda estocástica foi usado, onde foi baseado em registros medidores inteligentes. Utilizou-se para fins de estudo uma rede de baixa tensão trifásica a quatro fios com 31 usuários. Considerou-se também as penetrações fotovoltaicas de 0%, 5%, 10% e 15%, bem como capacidades dos sistemas fotovoltaicos de 5 kW 10 kW e 15 kW.

Foram analisados um total 3000 cenários distintos. As simulações foram realizadas por um ano e com 10 minutos de resolução utilizando o programa Matlab. Os resultados foram apresentados em termos de probabilidade e demonstraram que a rede apresentava uma capacidade de hospedagem fotovoltaica (relacionada com o problema do desequilíbrio de tensão) de 5 %, quando são considerados sistemas fotovoltaicos de 15 kW. Entretanto, essa capacidade de hospedagem pode chegar até 15% quando são considerados sistemas fotovoltaicos de 5 kW.

Em 2016 [21], por meio do uso do fator de cluster (agrupamento) K, dividiram a rede elétrica de baixa tensão na região de Orion, na Nova Zelândia, em 4 seguimentos: cidade, urbano, industrial e rural. Os autores utilizaram um sistema fotovoltaico de 5 kW, regulado para fornecer 3,7 kW na rede de distribuição de baixa tensão da cidade. Para realizar uma distribuição randômica, com relação aos usuários das instalações fotovoltaicas, foi utilizado um modelo estocástico. Foram feitas 100 simulações, realizadas sob diversos níveis de penetração fotovoltaica. Os resultados foram que em horários de pico de carga, quando não havia geração fotovoltaica, 11,06% dos ramos da rede elétrica apresentaram sub-tensões e 5,2% também apresentaram sobrecorrentes. Ao se diminuir a carga com um aumento gradativo do nível de penetração fotovoltaica, as sub-tensões e sobrecorrentes foram minimizadas, ainda que houvesse um superaquecimento dos condutores. Para uma penetração máxima de 25%, poucos transformadores experimentaram fluxo reverso de potência.

Com o estudo, os autores chegaram à conclusão de que a rede elétrica de baixa tensão de Orion estava apta a receber uma penetração fotovoltaica de até 15% sem apresentar problemas consideráveis. Porém, para valores acima do limite de 15%, os problemas de sobretensão aumentaram de forma abrupta. No entanto, em geral, as tensões não ultrapassam 1,06 p.u. Também se concluiu que o segmento urbano é o mais susceptível a sobretensões. Os autores também demonstraram que a mudança do tap do transformador para a redução da tensão do secundário da subestação eleva o nível de

penetração fotovoltaica que a rede elétrica pode aceitar. Por outro lado, os casos de sobrecorrente e sub-tensão aumentam significativamente com esta operação. Por último, os autores concluíram que o controle de potência reativa também é capaz de aumentar a capacidade da rede elétrica para receber instalações fotovoltaicas.

B. Métodos de controle de tensão

Em 2009 [22], os VSIs (Inversor fonte de tensão) utilizados no estágio de conversão CC/CA dos sistemas fotovoltaicos podem ser utilizados como filtro ativo paralelo controlados por tensão. Estes conversores são utilizados como geradores estáticos para o controle de diversas características referentes a perfis de tensão, por meio da injeção de potência reativa. O objetivo é prioritariamente regular a tensão no PAC (ponto de acoplagem comum). Por meio de resultados experimentais, os autores analisam o comportamento do VSI da planta fotovoltaica, atuando em situações onde há afundamentos de tensão. Durante os afundamentos, o sistema forneceu a potência reativa necessária garantindo o nível desejado do PAC. Com isso, é possível realizar a ampliação dos estudos para a avaliação do perfil da potência reativa injetada/consumida pelo VSI frente a sobretensões no PAC.

Em 2011 um método de controle de tensão local baseado na redução da potência ativa disponível foi proposto por [23]. Neste método, a redução da potência ativa é realizada em função da tensão onde o inversor está conectado. Dois esquemas foram propostos e testados. O primeiro estudou todos os inversores com a mesma curva de redução de potência ativa. Já no segundo, os coeficientes de queda das curvas supracitadas são diferentes a fim de que a redução total de potência ativa seja compartilhada equitativamente entre todos os sistemas fotovoltaicos.

O método foi aplicado em um alimentador monofásico de baixa tensão com 12 usuários e 100% de penetração fotovoltaica. Foi considerado que todos os usuários possuem a mesma curva de demanda e geração fotovoltaica. Também foram considerados os valores totais de potências injetadas pelos sistemas fotovoltaicos desde zero até a potência do transformador. As simulações foram realizadas ao longo do um dia e com uma resolução de 10 minutos usando a plataforma de simulação de fluxo de potência PSCAD. Os resultados mostraram a efetividade do controle de tensão através da redução da potência ativa. Além disso, observou-se que o segundo esquema de controle de tensão apresentado pelos autores resulta em uma maior redução da potência ativa.

Em 2011 [24] propuseram um método de controle de tensão local baseado no gerenciamento de potência reativa dos inversores. O método associa duas curvas de queda que são herdadas de estratégias existentes na literatura especializada. Uma dessas curvas determina o mínimo valor de FP de cada inversor em função da tensão. Já a segunda curva determina o valor atual de operação de cada inversor em função de sua potência ativa disponível. Foi considerado um alimentador monofásico de baixa tensão com 60 usuários e 100% de penetração fotovoltaica.

Nessa aplicação foram assumidas curvas de demanda iguais com FP unitário e perfil de geração fotovoltaica iguais para todos os usuários. Os perfis de carga e geração fotovoltaica foram obtidos por medidores inteligentes. Durante as simulações, a potência total injetada na rede pelos sistemas fotovoltaicos foi limitada em 100% da capacidade do

transformador. As simulações foram realizadas ao longo de um dia e com resolução de 15 minutos. Com a conclusão do estudo pôde-se afirmar que o método proposto pelos autores evita a absorção desnecessária de potência reativa da rede quando a tensão está dentro dos valores adequados ou quando o aumento de tensão não é alto.

No ano de 2014 [25] propuseram um método de controle local baseado no gerenciamento da potência reativa. A quantidade de potência reativa utilizada foi determinada em função da potência ativa produzida por cada inversor usando curvas $Q(P)$. Os parâmetros de ajuste das curvas (potência ativa de ativação e inclinação) foi realizada considerando a matriz de sensibilidade da tensão em relação com as mudanças de potência ativa e reativa. Para fins de comparação foram apresentadas variantes do método proposto pelos autores. Uma delas focava na regulação da tensão na barra crítica (APD-TB), a outra foca-se no perfil de tensão na rede (APD-VP). Para cada uma das variantes foram avaliadas curvas $Q(P)$ com igual e diferente potência de ativação. Para fins de aplicação uma rede monofásica de baixa tensão com 68% de penetração fotovoltaica e 35 usuários foi usada. Também foram considerados diferentes curvas de demanda e capacidades dos sistemas fotovoltaicos dos usuários. Foi necessário um dia e resolução de 15 minutos para finalizar as simulações.

Os resultados foram que a variante APD-TB realiza menor absorção total de reativos do que a variante APD-VP. A mesma relação aconteceu quando considerada potência igual de ativação ao invés de diferentes. Além disso, todas as variantes $Q(P)$ apresentadas pelos autores apresentam melhor efetividade (resulta em uma melhor regulação da tensão, menor uso de potência reativa e menor perdas nas linhas) do que a curva $Q(P)$ padrão, recomendada pela legislação Alemã.

Em 2015 [26] propuseram uma estratégia de controle de tensão local baseado no gerenciamento da potência reativa. Os autores consideraram o uso de um transformador com comutador eletrônico do tap e de inversores. De acordo com os autores, o comutador eletrônico do tap apresenta tempo de resposta rápido e não está limitado a um número máximo de comutações do tap. Desta forma, eles utilizam esse dispositivo como mecanismo de controle principal. Usando a informação potência através do transformador determinou-se a posição do tap. Considerou-se uma rede trifásica radial com potência através do transformador e 20 usuários, tais usuários com a mesma curva de demanda e com as capacidades dos inversores de 3 e 4 kVA. Para as simulações foi necessário um dia e uma hora e dez minutos de resoluções no software DIGSILENT. Foram realizadas comparações com quatro métodos de controle de tensão a fim de avaliar sua efetividade para regular a tensão, maximizar a potência ativa total injetada e minimizar as perdas nas linhas na rede. Os resultados indicam um bom desempenho do método proposto pelos autores.

Em 2015 [27] propuseram um método de controle de tensão local baseado no gerenciamento da potência reativa. O método proposto pelos autores foi desenvolvido para trabalhar sob várias condições de geração de potência fotovoltaica. Assim, nos períodos de baixa ou não geração fotovoltaica, os inversores onde existem problemas de sub-tensão injetam potência reativa em função da demanda do usuário. Nos períodos com potência injetada na rede (geralmente nas horas de alta irradiância solar), os inversores com problemas de sobre-tensão absorvem potência reativa usando curvas de queda dependentes da potência injetada.

Durante os períodos de passagem de nuvens, a estratégia mitiga as variações de tensão através de um controle da potência reativa dependente da taxa de queda da potência produzida pelo painel solar. Uma estratégia de controle coordenado foi desenvolvida para passar suavemente entre os modos de controle. Foi considerada uma rede com 100 % de penetração fotovoltaica e de baixa tensão trifásica a quatro fios. Foram usados dados reais de geração fotovoltaica com resolução de um segundo para testar a estratégia proposta. Os dados de demanda foram retirados de um alimentador residencial real. Os resultados mostram que o método de controle proposto pelos autores pode mitigar o aumento de tensão e melhorar o perfil de tensão, apesar de possíveis grandes mudanças na irradiância solar durante a passagem de nuvens bem como na ausência de potência fotovoltaica produzida durante a noite.

No ano de 2016 [28] propuseram um método de controle de tensão local baseado no gerenciamento da potência reativa. Neste método a curva ótima do método de controle local $Q(P)$ (gerenciamento da potência reativa em função da potência produzida) foi determinada a fim de minimizar a potência reativa utilizada pelos inversores enquanto a qualidade da tensão é garantida. Tal curva foi representada por funções por partes constantes ou lineares. A solução de um problema de otimização possibilitou a obtenção dos parâmetros dessas funções. Também foram usados dados históricos de tensão nos nós mais vulneráveis à sobretensão e da potência produzida por cada um dos sistemas fotovoltaicos.

O método foi aplicado a uma rede com 100% de penetração fotovoltaica e baixa tensão trifásica a quatro fios. Dois cenários de operação foram considerados: 1 – Onde no cenário foi assumido similares capacidades dos sistemas fotovoltaicos; 2 – Onde no cenário foram consideradas diferentes capacidades. As simulações de fluxo de potência foram realizadas a cada 15 minutos. Os resultados indicam que através das curvas ótimas $Q(P)$, menores quantidades de potência reativa são utilizadas para mitigar a sobretensão, quando comparado com as curvas padrões de controle $Q(P)$ e $Q(U)$.

Em 2016 [29] um controle constante de geração de potência para limitar a potência entregue pelos sistemas fotovoltaicos por meio da paralisação dos seus algoritmos de MPPT (Maximum Power Point Tracking), que garantem a máxima extração da potência captada pelo módulo fotovoltaico. A paralisação foi imposta quando os sistemas fotovoltaicos forneciam entre 50% a 80% de sua potência nominal. A partir dessa ação foi possível diminuir a probabilidade de ocorrerem sobretensões no PAC.

Em 2016 [30] propuseram um método de controle de tensão local e descentralizado baseado na redução da potência ativa dos inversores e no gerenciamento da potência reativa. O esquema utiliza informação dos parâmetros da rede elétrica e faz uso de limitada comunicação entre os controladores, a qual é ativada só durante condições de emergência. Ele prioriza o uso da potência reativa, enquanto a redução da potência ativa disponível é realizada só como último suporte. No método o controle da tensão via absorção de potência reativa é explorada ao máximo através de um sinal que é enviado pelo inversor com problemas de sobretensão para os outros inversores, a fim de que esses últimos possam absorver (se possível) mais potência reativa. Tal estratégia foi aplicada em um alimentador monofásico de baixa tensão e em uma rede de baixa tensão composta por 14 alimentadores monofásicos. Foi considerada uma penetração fotovoltaica de 100 % para

todos os casos. Foram consideradas as mesmas cargas em todas as barras, enquanto as capacidades dos sistemas fotovoltaicos foram escolhidas aleatoriamente de uma faixa de valores.

Os resultados do método proposto foram comparados com um esquema centralizado baseado na solução de um problema de fluxo de potência ótimo, cuja função objetivo é minimizar a redução de potência ativa. Os resultados indicaram que o esquema proposto mitiga adequadamente a sobretensão para altos níveis de penetração fotovoltaica e que, além disso, tal esquema apresenta um desempenho muito similar a aquele baseado na solução do problema de fluxo de potência ótimo, com uma quantidade significativamente menor de informação e requerimentos de comunicação.

Foi proposto por [31] em 2017 um método de controle de tensão local e descentralizado baseado no uso da potência reativa. Esse método possibilita a regulação da tensão na barra com maior aumento da tensão (barra crítica) através de um gerenciamento da potência reativa que leva em consideração a capacidade e a localização dos sistemas fotovoltaicos, bem como o menor valor de operação de FP dos inversores. Desta forma, a capacidade de potência reativa não utilizada dos inversores localizados nas barras com maior sensibilidade (em uma rede radial essas barras são aquelas mais afastadas do transformador) de tensão é aproveitada quando o inversor da barra crítica não possui capacidade suficiente ou quando alcança seu limite superior de potência reativa devido à restrição do FP. Foi considerado um controlador central que se comunica com cada um dos inversores. O modelo é avaliado em um alimentador monofásico de baixa tensão com 100% de penetração fotovoltaica e de 10 barras. Os resultados apresentados indicam um bom desempenho do método.

Em 2017 [32] elaboraram um método de controle de tensão local baseado no gerenciamento da potência reativa e a redução da potência ativa. Quando o impacto da inserção fotovoltaica na rede é alto, o método considera apenas o controle através da redução da potência ativa em função do nível de tensão. No método em questão a potência reativa foi gerenciada em função da tensão no ponto de conexão dos inversores. O método foi avaliado em uma rede de baixa tensão considerando penetrações de 42% e 78%. Foi necessário um dia de simulação e para resolução cinco minutos, usando o Matlab e o OpenDSS. Foi assumido que todos os usuários apresentam a mesma curva de demanda e que todos os sistemas fotovoltaicos apresentam a mesma capacidade. O estudo apresentou bons resultados, inclusive para uma penetração de 78%.

Também em 2017 um método de controle de tensão centralizado utilizando a potência reativa foi proposto por [33]. Neste método proposto pelos autores o controle foi realizado em dois estágios nos quais são coordenados a operação de diferentes dispositivos reguladores de tensão. No estágio 1 (com escala de tempo horária), o transformador de tap variável sob carga (OLTC) e os bancos de capacitores são ajustados baseados em estimativas de geração fotovoltaica e demanda. No estágio 2 (com escala de tempo de 15 minutos), os inversores foram ajustados para complementar o controle baseado nos valores de geração e demanda. A coordenação foi modelada mediante um problema de programação estocástica de dois estágios e considerando redução de cenários do controle. Depois, o problema foi convertido a um problema de programação quadrática inteiro mista e resolvido através de solvers comerciais. A rede de distribuição IEEE

33-bus foi utilizada para fins de aplicação considerando uma penetração fotovoltaica de 24 %. Os resultados apresentados indicam que o método oferece melhores resultados (tanto na regulação da tensão quanto na minimização das perdas na rede) do que uma abordagem determinística na qual são considerados apenas os valores estimados das incertezas. Assim mesmo, o método proposto pelos autores apresentou melhor desempenho quando comparado a um método estocástico no qual todas as decisões de ajuste dos equipamentos são realizadas no mesmo instante (um estágio).

Em 2018 [34] apresentaram 3 métodos de controle de tensão que se baseiam no uso da potência reativa dos inversores. Dos 3 métodos, 2 são métodos de controle de tensão local. O terceiro método é um método de controle distribuído proposto pelos autores. Nesse método de controle distribuído, os geradores fotovoltaicos (agentes) utilizam, além de medições nos seus respectivos pontos de conexão, informações dos agentes vizinhos para atualizar seus respectivos pontos de operação. Um problema de otimização foi formulado, cuja função objetivo foi minimizar as perdas enquanto garante a qualidade da tensão. Os métodos de controle de tensão foram testados nas redes padrão IEEE 37 e IEEE 123 considerando geradores fotovoltaicos e impedâncias das linhas diferentes, a fim de representar um cenário realístico. O método foi simulado usando o solver MATHPOWER. As Simulações duraram 1 dia e sua resolução 30 segundos.

Os resultados obtidos pelo indicaram que o controle local, mesmo que com rápida resposta transitória, por vezes não resulta em uma regulação adequada da tensão. Contudo, o método de controle distribuído, embora com resposta mais lenta, consegue atenuar a sobretensão nos casos de estudo em que o controle local falhou. Além disso, quando o controle distribuído é considerado, a minimização de perdas na rede também pode ser incluída no estudo.

Em 2019 [35] propuseram um método de controle de tensão baseados no uso da potência reativa para redes de distribuição com alta penetração fotovoltaica. O método de controle inclui tanto o controle central e o controle local, sendo realizado levando em consideração o tempo de resposta dos dispositivos de controle de tensão. 3 estágios foram considerados. No estágio 1, os bancos de capacitores e os transformadores OLTC foram programados para atuarem a cada 1 hora. No estágio 2, os inversores foram ajustados em uma janela de acionamento de 15 minutos. No estágio 3, os inversores respondem a violações de tensão em tempo real através de métodos de controle local. Um novo modelo de inversor foi desenvolvido para reduzir as perdas no controle centralizado e mitigar o desvio de tensão no controle local. Para considerar a incerteza da geração fotovoltaica e a demanda, um modelo de otimização robusta foi proposto para otimizar os estágios 1 e 2 e levando em conta o controle local do estágio 3. Foi desenvolvido um modelo de fluxo de potência linearizado com perdas e aplicado na otimização robusta. O sistema IEEE 33 barras foi utilizado para fins de aplicação ao longo de 1 dia e considerando uma penetração fotovoltaica de 24 %.

V. CONCLUSÃO

A partir da revisão da literatura e análise dos trabalhos correlatos observou-se que o problema relacionado com a sobretensão, dentre todos os outros causados pela inserção de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição, tem sido o mais explorado. Isso em parte é devido aos valores de resistência/reatância das redes de distribuição, aos quais são

particularmente altos nas redes de baixa tensão. Tal característica impõe uma alta sensibilidade da tensão frente às mudanças de potência ativa, o que torna a sobretensão o problema de maior preocupação nas redes de baixa tensão.

Alguns dos trabalhos correlatos realizaram uma análise do impacto técnico da inserção fotovoltaica considerando apenas um cenário de penetração fotovoltaica. No entanto, como esse impacto depende da potência ativa injetada pelos sistemas fotovoltaicos, uma compreensão mais abrangente das vantagens e desvantagens da inserção fotovoltaica seria obtida realizando a análise para diferentes valores de penetração fotovoltaica.

Outros destes trabalhos analisaram o impacto da inserção fotovoltaica na tensão da rede apenas para situações específicas de geração fotovoltaica e demanda. Porém, a partir do exame da curva de geração fotovoltaica e da demanda, observa-se que os períodos de máxima geração fotovoltaica não necessariamente coincidem com os períodos de mínima demanda. Além disso, já que o impacto da geração fotovoltaica na tensão da rede está relacionado com a potência ativa injetada, uma melhor análise seria obtida se a variabilidade da geração fotovoltaica e da demanda ao longo do dia fosse considerada.

Sobre os trabalhos referentes a métodos de controle de tensão pôde-se concluir que:

- Grande maioria dos métodos de controle que foram revisados utilizaram informação das características da rede ou assumem a existência de um canal de comunicação. Essa disponibilidade de informação e de infraestrutura não é comum em redes de baixa tensão. Portanto, o desenvolvimento de um método de controle de tensão local é mais adequado para redes em BT, visto que o investimento em infraestrutura para realização desse tipo de controle torna o método desinteressante em termos práticos;
- Os métodos que se baseiam no controle da potência ativa demonstraram resultados satisfatórios, visto que a sobretensão na rede é fortemente influenciada pela quantidade de potência ativa injetada. No entanto, pelo fato dos usuários serem economicamente recompensados pela injeção de potência ativa o método se torna desinteressante na prática;
- Pelo fato de inversores geralmente operarem com capacidades menores do que sua potência nominal sua capacidade remanescente pode ser gerenciada para proporcionar potência reativa e assim ajudar no controle da tensão. Os métodos de controle de tensão baseados no gerenciamento da potência reativa são satisfatórios quando a potência ativa injetada na rede é moderada. Por sua vez, devido aos altos valores da relação R/X das redes de BT, esses métodos são insuficientes quando a potência produzida é alta em relação à demanda;
- Os métodos de controle de tensão local que consideram tanto a absorção de potência reativa quanto a redução de potência ativa tem sido também propostos na literatura especializada. Os resultados encontrados indicam que uma melhor regulação da tensão é obtida através desses métodos. Portanto, a fim de aumentar a capacidade de hospedagem fotovoltaica da rede elétrica, esse tipo de controle deve ser explorado;
- Os métodos de controle objeto de estudo, geralmente assumiram que a rede de baixa tensão é monofásica, porém geralmente elas são trifásicas e desequilibradas. Dito isto, a aplicação dos métodos de controle de tensão deveria ser realizada considerando a natureza trifásica e desequilibrada das redes de BT;
- Por último, alguns métodos consideraram apenas um ou poucos cenários de inserção FV, porém a localização e capacidade desses sistemas são incertas. Portanto, os métodos de controle de tensão deveriam ser avaliados considerando uma abordagem estocástica.

Visando aprimorar as contribuições apresentadas, os seguintes trabalhos futuros são sugeridos:

- Realizar um estudo, com o auxílio de simulações, sobre a inserção massiva de geradores distribuídos fotovoltaicos para um sistema de distribuição real, levando em consideração todas contribuições deste trabalho que possibilitem mitigar os impactos negativos decorrentes do fluxo de potência reverso diante da alta penetração de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica de baixa tensão;
- Associar a introdução de geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição com outras formas de geração distribuída, como por exemplo, a eólica, com objetivo de verificar a interação entre as duas;
- Realizar um estudo de viabilidade da introdução de armazenadores de energia em locais próximos aos sistemas fotovoltaicos, para que a energia elétrica excedente produzida durante o dia possa ser utilizada durante o período noturno, reduzindo assim a existência de fluxo de potência reverso nas linhas de distribuição e também auxiliando nos horários de pico de demanda de carga.

REFERÊNCIAS

- [1] REN21. Renewables 2019 global status report. Paris: REN21 Secretariat, 2019. Disponível em: <https://www.ren21.net/gsr-2019/>. Acesso em: 12 nov. 2020.
- [2] MACROTRENDS. Crude oil prices - 70 year historical chart. Disponível em: <http://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-char>. Acesso em: 12 nov. 2020.
- [3] NASA. Global warming. [S. l.], 2019. Disponível em: <https://earthobservatory.nasa.gov/Features/GlobalWarming/page2.ph>. Acesso em: 12 nov. 2020.
- [4] M. M. Haque and P. Wolfs, "A review of high FV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures," in Renewable and Sustainable Energy Reviews, ELSEVIER. Australia, 2016, pp. 1195-1208.
- [5] ANEEL. Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012. Brasília, 2012.
- [6] ANEEL. Resolução Normativa N° 687, de 24 de Novembro de 2015. Brasília, 2015.
- [7] ANEEL. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em 13 nov. 2020.
- [8] ANEEL. Classe de Consumo das Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp>. Acesso em 13 nov. 2020.
- [9] A. Y. Elrayah, M. Z. C. Wanik and A. Bouselham, "Simplified Approach to Analyze Voltage Rise in LV Systems With FV Installations Using Equivalent Power Systems Diagrams," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 32, n° 4, August, 2017.

- [10] TORQUATO, R. et al. A comprehensive assessment of PV hosting capacity on low-voltage distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 33, n. 2, p. 1002–1012, abr. 2018.
- [11] ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Revisão 10, 2018.
- [12] Instituto Acende Brasil, “Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica: Confiabilidade, Conformidade e Presteza,” 2014. [Online]. Available: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2014_WhitePaperAcendWhitePa_14_Qualidade_Fornecimento_Energia_Rev_0.pdf>. Acesso em 29/11/2020
- [13] DE LIMA, Roger Hatwig; BERNARDON, Daniel Pinheiro; DE OLIVEIRA, Paulo Henrique Engelmann. MÉTODO MONTE CARLO PARA ANÁLISE DE SOBRETENSÃO EM REDES SECUNDÁRIAS COM ELEVADA CONEXÃO DE SISTEMAS FV, 2019.
- [14] T. Stetz, F. Marten and M. Braun, “Improved Low Voltage Grid-integration of Photovoltaic Systems in Germany,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 4, n° 2, Abril 2013, pp. 534–542.
- [15] SHAYANI, Rafael Amaral. Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição. 2010.
- [16] CANOVA, A.; GIACCONE, L.; SPERTINO, F.; TARTAGLIA, M. Electrical impact of photovoltaic plant in distributed network. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 45, n. 1, p. 341–347, January 2009.
- [17] WIDÉN, J. et al. Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: Stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 80, n. 12, p. 1562–1571, dez. 2010.
- [18] TONKOSKI, R.; TURCOTTE, D.; EL-FOULY, T. H. M. Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Piscataway, v. 3, n. 3, p. 518–527, 2012.
- [19] KOLENC, M.; PAPIČ, I.; BLAŽIČ, B. Assessment of maximum distributed generation penetration levels in low voltage networks using a probabilistic approach. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Oxford, v. 64, p. 505–515, 2015.
- [20] RUIZ-RODRIGUEZ, F. J.; HERNÁNDEZ, J. C.; JURADO, F. Voltage unbalance assessment in secondary radial distribution networks with single-phase photovoltaic systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Oxford, v. 64, p. 646–654, 2015.
- [21] WATSON, J. D.; WATSON, N. R.; SANTOS-MARTIN, D.; WOOD, A. R.; LEMON, S.; MILLER, A. J. V. Impact of solar photovoltaics on the low-voltage distribution network in new zealand. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 10, n. 1, p. 1–9, 2016.
- [22] MASTROMAURO, R. A.; LISERRE, M.; KEREKES, T.; DELL’AQUILA, A. A single-phase voltage-controlled grid-connected photovoltaic system with power quality conditioner functionality. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 56, n. 11, p. 4436–4444, November 2009.
- [23] TONKOSKI, R.; LOPES, L. A. C.; EL-FOULY, T. H. M. Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Piscataway, v. 2, n. 2, p. 139–147, abr. 2011.
- [24] DEMIROK, E. et al. Local reactive power control methods for overvoltage prevention of distributed solar inverters in low-voltage grids. *IEEE Journal of Photovoltaics*, Piscataway, v. 1, n. 2, p. 174–182, 2011.
- [25] SAMADI, A. et al. Coordinated active power-dependent voltage regulation in distribution grids with PV systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 29, n. 3, p. 1454–1464, jun. 2014.
- [26] KABIRI, R. et al. LV grid voltage regulation using transformer electronic tap changing, with PV inverter reactive power injection. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, New York, v. 3, n. 4, p. 1182–1192, dez. 2015.
- [27] ALAM, M. J. E.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. A multi-mode control strategy for Var support by solar PV inverters in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 30, n. 3, p. 1316–1326, 2015.
- [28] WECKX, S.; DRIESEN, J. Optimal local reactive power control by PV inverters. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Piscataway, v. 7, n. 4, p. 1624–1633, out. 2016.
- [29] YANG, Y.; BLAABJERG, F.; WANG, H.; SIMÕES, M. G. Power control flexibilities for grid-connected multi-functional photovoltaic inverters. *IET Renewable Power Generation*, v. 10, n. 4, p. 504–513, 2016.
- [30] OLIVIER, F. et al. Active management of low-voltage networks for mitigating overvoltages due to photovoltaic units. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Piscataway, v. 7, n. 2, p. 926–936, 2016.
- [31] SAFAYET, A.; FAJRI, P.; HUSAIN, I. Reactive power management for overvoltage prevention at high PV penetration in a low-voltage distribution system. *IEEE Transactions on Industry Applications*, New York, v. 53, n. 6, p. 5786–5794, nov. 2017.
- [32] PUKHREM, S. et al. Enhanced network voltage management techniques under the proliferation of rooftop solar PV installation in low-voltage distribution network. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, New York, v. 5, n. 2, p. 681–694, jun. 2017.
- [33] XU, Y. et al. Multi-timescale coordinated voltage/var control of high renewable-penetrated distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 32, n. 6, p. 4398–4408, nov. 2017.
- [34] CAVRARO, G.; CARLI, R. Local and distributed voltage control algorithms in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 33, n. 2, p. 1420–1430, mar. 2018.
- [35] ZHANG, C. et al. Three-stage robust inverter-based voltage/var control for distribution networks with high-level PV. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Piscataway, v. 10, n. 1, p. 782–793, 2019.