



Texto de Discussão do Setor Elétrico nº73

**Impactos da Difusão da Micro e da Mini Geração
no Planejamento, na Operação e na Manutenção
do Sistema de Distribuição**

Glauco Nery Taranto

Djalma Mosqueira Falcão

Leander de Oliveira Rêgo

Eduardo Miranda M. D. Casseres

Rio de Janeiro
Maio de 2017

Conteúdo

1. Introdução.....	3
1.1. Geração Distribuída.....	4
1.2. Situação no Brasil.....	5
2. Tecnologias de Minigeração e Microgeração.....	6
2.1. Geração Fotovoltaica.....	6
3. Impactos da Geração Distribuída.....	8
3.1. Impactos no Planejamento.....	8
3.1.1. Geração.....	8
3.1.2. Transmissão.....	8
3.1.3. Distribuição.....	8
3.2. Impactos na Operação.....	9
3.2.1. Geração.....	9
3.2.2. Transmissão.....	9
3.2.3. Distribuição.....	9
3.3. Impactos na Manutenção.....	14
4. Metodologia da Avaliação dos Impactos.....	14
4.1. Análise da rede de média tensão.....	16
5. Considerações finais.....	22

Impactos da Difusão da Micro e da Mini Geração no Planejamento, na Operação e na Manutenção do Sistema de Distribuição¹

Glauco Nery Taranto

Djalma Mosqueira Falcão

Leander de Oliveira Rêgo

Eduardo Miranda M. D. Casseres

1. Introdução

Ao longo de pouco mais de cento e trinta anos de existência, os Sistemas de Energia Elétrica (SEEs) sofreram relativamente poucas mudanças estruturais. De maneira geral, sua concepção física sempre baseou-se na geração centralizada, inicialmente com pequenas usinas posicionadas próximo aos pontos de consumo e, mais tarde, com usinas de maior porte localizadas a distâncias relativamente longas dos centros de demanda.

Atualmente, graças a um crescimento da preocupação com impactos ambientais e a avanços tecnológicos na área de geração de energia elétrica, observa-se um processo de transformação na estrutura física do SEEs caracterizado, principalmente, pelo deslocamento das centrais de grande porte (hidrelétricas, termelétricas e nucleares) para a geração de pequeno porte distribuída pelo sistema e próxima à carga. Outra modificação importante em andamento, a qual está associada diretamente à tendência pela geração descentralizada, é o crescimento da utilização de fontes de energia eólica e solar, as quais apresentam uma característica de intermitência. Essas duas alterações na forma de gerar energia apresentam o potencial de revolucionar a forma de operar os SEEs, tanto no aspecto técnico como econômico. A multiplicidade de fontes e sua intermitência, exigem formas avançadas de monitoramento, controle e proteção, assim como novos modelos de comercialização da energia. As tecnologias associadas a essas mudanças constituem as chamadas Redes Elétricas Inteligentes (REI) ou *Smart Grids*.

¹ Este trabalho é um resultado preliminar da pesquisa que está sendo desenvolvido por equipe da COPPE e do GESEL, ambos da UFRJ, no âmbito do Programa de P&D da ANEEL, onde se pretende analisar os impactos físicos, econômicos e financeiros da difusão da micro e mini geração distribuída. A pesquisa conta com o apoio do Grupo Energisa.

1.1. Geração Distribuída

Uma vez que se procura, cada vez mais, envidar esforços no sentido de evitar o uso de combustíveis fósseis, substituindo-os por fontes renováveis, as tecnologias solar e eólica são as principais alternativas para a geração descentralizada. No Brasil, de acordo com o porte da instalação, classifica-se a Geração Distribuída (GD) em três categorias:

- i. Geração Distribuída : qualquer instalação de geração relativamente próxima aos consumidores, conectada diretamente à rede de distribuição, com capacidade não superior a 30 MW;
- ii. Minigeração Distribuída : a GD conectada normalmente às redes de distribuição em média tensão (2,3 kV a 44 kV), com capacidade inferior a 5 MW e utilizando fontes renováveis;
- iii. Microgeração Distribuída: a GD conectada às redes de distribuição em baixa tensão (110 V a 440 V) com capacidade inferior a 75 kW e utilizando fontes renováveis.

Da utilização da GD, decorrem benefícios, mas também inconvenientes, ligados sobretudo ao fato de o sistema de distribuição não ser originalmente projetado para receber tal tipo de instalação. Entre as vantagens da geração distribuída, podemos citar:

- i. Redução potencial de perdas por localizar-se próximo ao consumo;
- ii. Postergação de investimentos em grandes centrais geradoras e seus respectivos sistemas de transmissão;
- iii. Caso possam operar de forma ilhada, melhoram a confiabilidade da rede em termos de tempo médio e frequência de interrupções

Por outro lado, as principais dificuldades técnicas devidas à utilização da GD são:

- i. Carregamento excessivo de alimentadores e transformadores caso excedam a demanda por valores elevados, pela produção de fluxo de potência reverso;
- ii. Dificuldade de controle de tensão, tendo em vista que os equipamentos atuais para esse tipo de controle não preveem a existência de GD;
- iii. Necessidade de ajustes na proteção pela alteração em valores e no sentido de correntes de curto-circuito, podendo levar a situação da

necessidade um sistema de proteção adaptativo às diferentes condições diárias de carga e geração;

- iv. Preocupação com a segurança física do pessoal de manutenção da rede, tendo em vista a possibilidade de energização não controlada da rede em situações de desligamento parcial ou total da mesma.

A implantação de tecnologias de REI é de fundamental importância na melhoria do desempenho das redes elétrica, em particular nas redes de distribuição, quando a difusão da GD atinge de média a elevada participação no atendimento da demanda. As tecnologias de REI se baseiam na introdução intensa de tecnologias de telecomunicações e informação na operação das redes elétricas. Essas tecnologias permitem um monitoramento mais preciso de variáveis importantes da rede (tensão, carregamento de alimentadores, etc.) e a automação coordenada de dispositivos de controle e proteção de forma a permitir um melhor desempenho da rede de distribuição com geração distribuída.

1.2. Situação no Brasil

Para incentivar a GD de pequeno e médio porte (micro e minigeração) a Aneel editou a resolução normativa 482/2012, posteriormente modificada pela resolução normativa 687/2015, as quais formam o arcabouço regulatório dessa forma de GD atualmente vigente no país.

A micro/minigeração distribuída no Brasil é operada de acordo com um Sistema de Compensação de Energia, ou Net Metering, pelo qual não existe venda da energia produzida na unidade distribuída e sim uma compensação do consumo: a energia ativa injetada pelas unidades consumidoras (UCs) dotadas de micro ou minigeração é cedida à distribuidora local e posteriormente compensada com consumo de energia elétrica ativa. Na figura 1, esse sistema é ilustrado para um período diário de um consumidor residencial hipotético com microgeração fotovoltaica.

Além da instalação de minigeração ou microgeração distribuída em uma única UC, a legislação atual permite o autoconsumo remoto, empreendimentos com múltiplas unidades e a geração compartilhada. Esta última caracteriza-se pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, que possua unidade consumidora com micro/minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

2. Tecnologias de Minigeração e Microgeração

A introdução da microgeração e mini distribuída no sistema elétrico brasileiro inicia-se em 2012 e ainda apresenta uma penetração relativamente pequena, embora exiba uma taxa de crescimento bastante elevada. O Brasil atingiu, em novembro de 2016, uma capacidade instalada de micro e mini-geração de 60,9 MW, sendo a tecnologia solar fotovoltaica, foco do presente estudo, responsável por 77,6% desse total. Outras fontes apresentam menor penetração, sendo ainda significativas a biomassa (9,9%), a hidráulica (6,3%) e o biogás (3,4%).

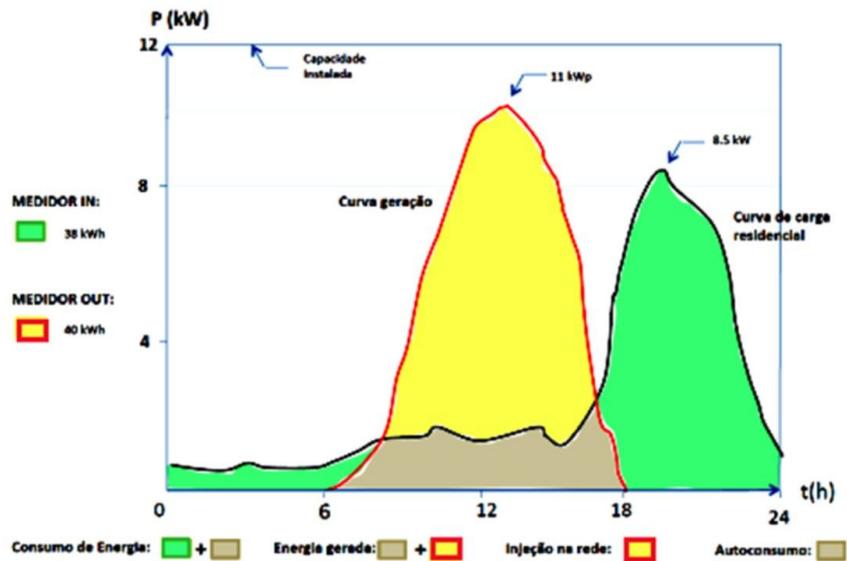


Figura 1: Curva de Carga e Geração (Fonte: A Conexão de Micro e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light, apresentação na Firjan em 19/06/2015)

2.1. Geração Fotovoltaica

Um esquema simplificado de uma unidade de geração fotovoltaica é mostrado na figura 2. No esquema, os painéis produzem uma potência elétrica (P_{cc}) em corrente contínua (CC), que depende da radiação solar recebida no instante considerado. Para que essa potência seja utilizada nas instalações do consumidor, é necessária uma conversão para corrente alternada (CA).

Essa conversão é realizada pelo inversor. Finalmente, a potência ativa entregue pelo inversor em corrente alternada (P_{ac}) alimenta a carga do consumidor e excesso, caso exista, é injetado na rede (P^n). Na figura, mostram-se também os fluxos de potência reativa (Q).

O inversor do tipo conectado à rede (grid tied), como mostrado na figura 2, é um sistema complexo, formado por vários tipos de conversores e controladores que, além de efetuarem a conversão CC-CA, executam uma série de funções, entre as quais podemos citar a sincronização da frequência e da tensão de saída com a da rede elétrica, o ajuste do ponto de operação dos painéis fotovoltaicos, o desligamento e reconexão do sistema fotovoltaico à rede em função de eventuais distúrbios e o ajuste da produção ou absorção de potência reativa para controle de tensão.

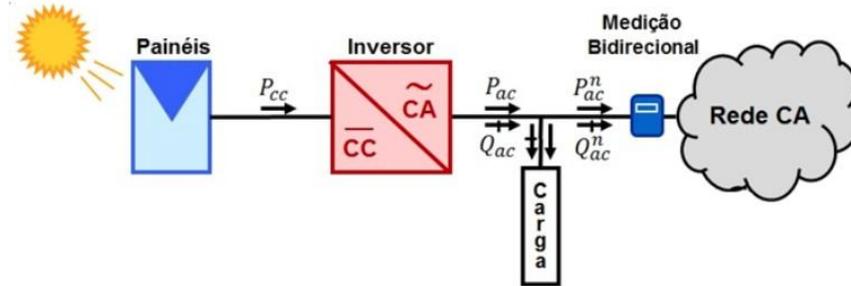


Figura 2: Esquema simplificado de unidade geradora fotovoltaica

Os inversores podem trabalhar com fator potência unitário (portanto sem influência na produção/absorção de potência reativa), com fator de potência constante diferente da unidade (produzindo ou absorvendo potência reativa proporcionalmente ao valor da potência ativa produzida) ou ainda ajustarem seu fator de potência de acordo com a tensão do ponto de conexão. Nesse último caso, são conhecidos como inversores avançados ou inteligentes.

3. Impactos da Geração Distribuída

3.1. Impactos no Planejamento

3.1.1. Geração

Alteração da lógica estritamente baseada na demanda de energia e nos requisitos de ponta, devido à introdução de incertezas no planejamento da expansão devido à intermitência natural das fontes renováveis, mas também à incerteza do comportamento do cliente de energia elétrica. Possibilidade de difusão dos sistemas de armazenamento de energia. Incerteza relativa à capacidade instalada de reserva a ser prevista.

3.1.2. Transmissão

Impactos intimamente ligados àqueles da expansão da geração. Possibilidade de complementaridade entre fontes hídricas e eólica (alterações sazonais de fluxo de potência entre regiões)

Em princípio, a GD faz com que se reduza a exigência de robustez do sistema de transmissão. No entanto, há necessidade de capacidade de reserva suficiente devido à variabilidade intrínseca das fontes renováveis (dimensionamento baseado em análise probabilística)

3.1.3. Distribuição

Na rede de alta tensão, serão conectadas as unidades de GD de maior porte, que devem ser consideradas no estudo de expansão. Os reflexos da baixa e da média tensão também podem se fazer sentir na rede de alta.

A rede de média tensão é o segmento que deverá ser mais afetado pela conexão da mini e microgeração. Aspectos importantes são o carregamento dos alimentadores, controle de tensão, ajuste da proteção e confiabilidade do suprimento.

A rede de baixa tensão só pode receber a microgeração e, considerando o sistema de compensação em vigor, dificilmente a geração líquida excederá seus limites operacionais. Nesse caso, não há impactos significativos.

3.2. Impactos na Operação

3.2.1. Geração

Com elevada difusão da mini e microgeração conectada ao SEE, não se agrega inércia rotativa ao sistema, prejudicando o controle de frequência (casos de desbalanço carga-frequência)

3.2.2. Transmissão

A micro e minigeração conectas nos sistemas de BT e MT, respectivamente, poderão ter alguma influência nos sistemas de transmissão quando agregadas em um cenário de alta difusão. O impacto tende a ser positivo no perfil de tensão da transmissão, porque a carga do sistema “vista” da transmissão vai diminuir, cunhando o novo termo “carga líquida”, ou seja, carga menos geração distribuída.

3.2.3. Distribuição

Capacidade de hospedagem: as estimativas de capacidade de hospedagem referem-se à quantidade de PV que pode ser interligada sem impor quaisquer alterações à infraestrutura existente e sem o desgaste prematuro dos equipamentos, como por exemplo, os reguladores de tensão utilizados para o controle de tensão.

Controle de tensão: a tensão representa o maior e mais comum problema reportado associado à alta penetração de geração distribuída fotovoltaica em sistemas de distribuição. Diversos mecanismos são utilizados com o objetivo de manter a tensão terminal dos consumidores em uma faixa operativa adequada, tipicamente mais ou menos 5% da tensão nominal.

Em circuitos típicos de distribuição, sem a presença de geração distribuída, a tensão ao longo do alimentador diminui conforme a distância da subestação aumenta (figura 3). Conforme informado, a tensão na subestação é mantida em um valor elevado e os mecanismos de controle de tensão são usados para compensar a queda de tensão ao longo do alimentador.

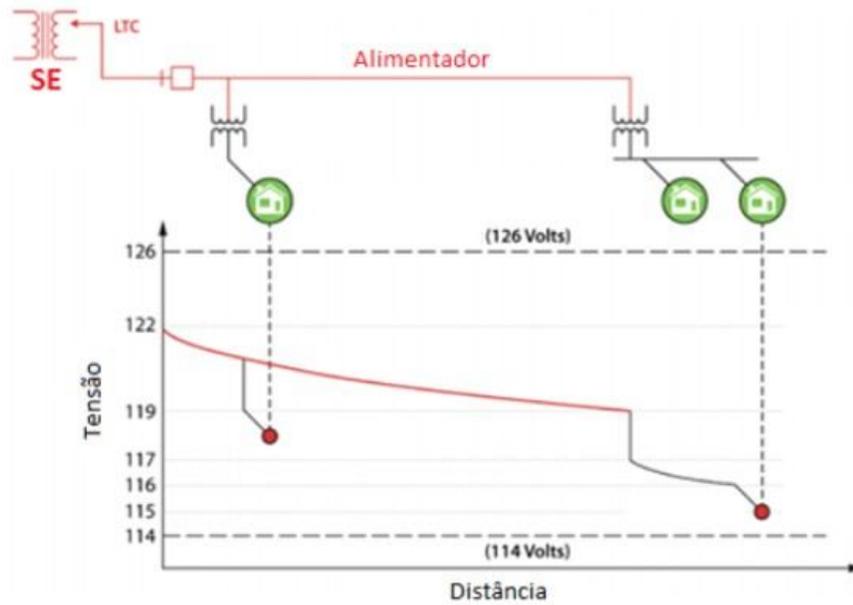


Figura 3: Queda de tensão em um alimentador de distribuição em função da distância da subestação.

Quando uma GD se conecta a um alimentador e injeta potência no mesmo, a tensão no ponto de conexão aumenta. Desta forma, uma alta penetração de geração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição pode causar uma sobretensão em determinados pontos do sistema, conforme mostrado na figura 4.

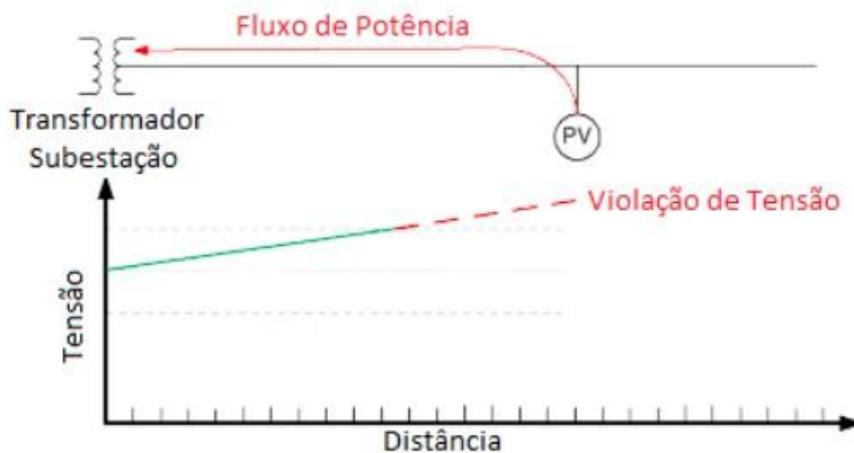


Figura 4: Queda de tensão em um alimentador de distribuição em função da distância da subestação

Portanto faz-se necessária a instalação de equipamentos que participem do controle de tensão de tais sistemas, como por exemplo, reguladores de tensão/LTC. Vale ressaltar que os impactos da inserção da geração distribuída sobre a tensão dos sistemas de distribuição podem ser reduzidos ou eliminados utilizando inversores avançados (*smart inverters*) capazes de absorver ou injetar potência reativa na rede. Esta tecnologia pode reduzir ou eliminar a necessidade de instalação de equipamentos adicionais de regulação de tensão (figura 5).

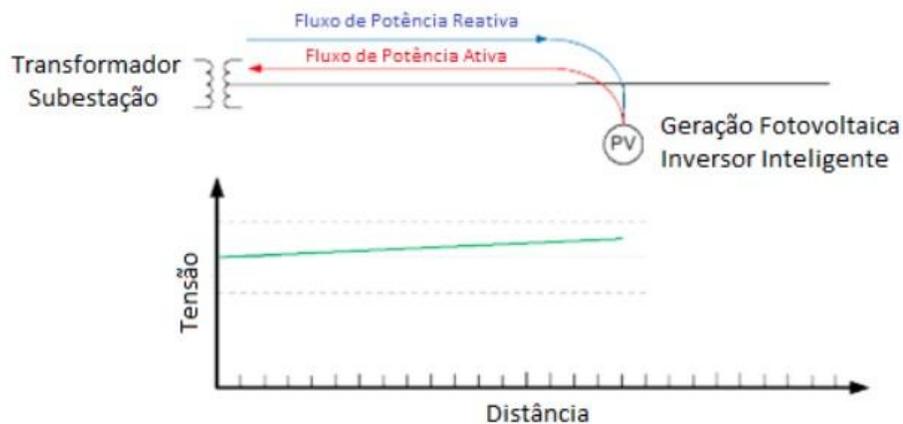


Figura 5: Atuação do inversor inteligente, absorvendo potência reativa e contribuindo para a regulação da tensão

Desgaste de equipamentos: Como a geração fotovoltaica é intermitente, a tensão local sofre grandes alterações ao longo do dia conforme a variação da geração. Essas variações impactam os sistemas de distribuição, uma vez que se torna necessária a atuação dos reguladores de tensão. Portanto, com uma elevada penetração de geração distribuída fotovoltaica, os sistemas de distribuição ficam mais suscetíveis a variações de tensão e assim há um aumento no número de atuações de mudança de tape dos reguladores de tensão, diminuindo sua vida útil e exigindo uma substituição prematura.

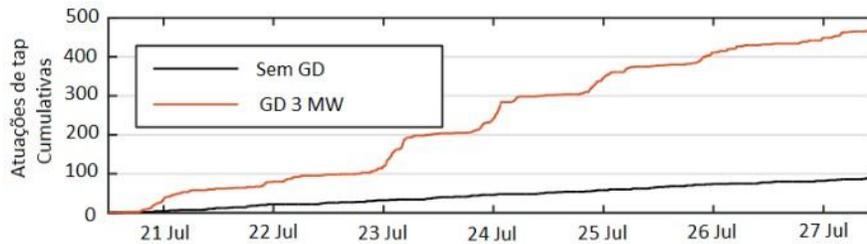


Figura 6: Atuações de tape acumuladas em uma semana - Casos sem GD e com GD

Perdas elétricas: em princípio a conexão da GD junto à carga é positiva, uma vez que tende a melhorar os níveis de tensão e minimizar as perdas elétricas. No entanto, a situação pode mudar de figura se os inversores estiverem gerando ou absorvendo potência reativa para regular o perfil de tensão do alimentador. Como a tendência é que o inversor esteja trabalhando com fator de potência indutivo, ou seja, absorvendo potência reativa, passa a haver a possibilidade de as perdas ativas do alimentador por efeito Joule aumentarem. Embora pouco provável, trata-se de uma situação tecnicamente possível.

Reajuste de proteção: a crescente inserção de GD nos sistemas de distribuição tem impactado diretamente na sua forma de operação. Concebidas para operarem de maneira radial, com o fluxo de potência fluindo sempre da subestação para as cargas, as redes de distribuição com elevada penetração de GD passam a ter sua carga parcialmente alimentada por essas GDs, podendo inclusive, dependendo da relação carga do alimentador/geração da GD, chegar a inverter o fluxo de potência no alimentador.

A inserção da GD provoca mudança nas correntes de defeito, aumentando o risco de falha da proteção, que pode se dar de duas formas: operação indevida, ou seja, levar ao desligamento de um circuito sem que haja efetivamente um defeito; ou a não operação ou operação tardia, em caso de falta.

Ilhamento não intencional: refere-se ao potencial de uma parte do sistema de distribuição continuar funcionando mesmo quando a rede de AT é desconectada por um dispositivo de proteção. Embora isso possa soar como um estado desejável, um ilhamento não intencional pode resultar em danos a equipamentos e preocupações de segurança de pessoal.

A presença de geração fotovoltaica e da GD tradicional baseada em máquinas síncronas pode retardar os tempos de detecção de ilhamento ou até mesmo falhar. Isto pode acarretar em danos aos equipamentos devido a operação fora dos limites das condições normais controladas pela concessionária (por exemplo, tensão e frequência fora dos limites permissíveis), e um risco de segurança para as equipes de manutenção das concessionárias que trabalham no circuito.

Confiabilidade (ilhamento intencional): a confiabilidade do sistema de distribuição com base nas métricas DEC e FEC pode ser melhorada caso haja possibilidade do ilhamento intencional da geração distribuída. No entanto, o ilhamento intencional não tem sido adotado pelas empresas de distribuição porque não é algo trivial. O ilhamento depende de alguns fatores para ser bem sucedido. Além de dever ser técnica e financeiramente viável, tem que ser uma situação ganha-ganha, ou seja, boa para o agente de geração e boa para a concessionária.

Qualidade da energia: a presença de GD pode ter uma influência adversa na qualidade de energia. Um dos aspectos mais discutidos na literatura é seu possível impacto adverso sobre as variações de tensão, na questão de níveis de harmônicos e de *flicker*. Entretanto, as próprias unidades de GD podem ser usadas para mitigar existentes problemas de qualidade de tensão, particularmente, se as unidades de GD forem conectadas à rede via inversores eletrônicos. Por outro lado a utilização de inversores irá injetar harmônicos de altas frequências na rede elétrica, podendo introduzir novos problemas de qualidade no futuro.

Segurança pessoal: a transformação das redes de distribuição convencionais em redes ativas aumenta a complexidade da garantia de segurança pessoal nas intervenções na rede elétrica. A ANEEL exige que haja uma chave seccionadora visível e de fácil acesso para que o pessoal das concessionárias possam acionar e garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores que se conectam à rede através de inversores.

3.3. Impactos na Manutenção

3.3.1. Geração

Impactos não significativos.

3.3.2. Transmissão

Impactos não significativos.

3.3.3. Distribuição

Reguladores de tensão e LTCs: a variabilidade da geração fotovoltaica requer um controle de tensão mais atuante. Com isso, o número de mudança de tapes dos reguladores de tensão e LTCs irão aumentar, acarretando com isso um aumento da manutenção destes equipamentos.

Novos equipamentos: o provável aumento de novos equipamentos no sistema para automação e comunicação das redes inteligentes, acarretará no aumento da manutenção pelo simples fato da concessionária ter mais ativos.

4. Metodologia da Avaliação dos Impactos

Esta seção descreve a metodologia utilizada para avaliar os impactos da difusão da micro e mini geração distribuída nas redes de média tensão (MT) e alta tensão (AT) da Energisa-MG. Os softwares utilizados foram o Interplan e o Anarede.

O foco deste projeto foram as simulações de alguns cenários de difusão da micro e mini geração distribuída, baseados nos levantamentos de mercado da Energisa Cataguases e nos prováveis percentuais de penetração com relação a carga do SIN.

Os cenários, chamados de “Nublado”, “Dia de Sol”, “Sol Entre Nuvens” e “Sol Forte em Dia Frio” levam em conta as trajetórias das políticas públicas e as possíveis reduções de custos associadas à geração fotovoltaica.

Cenários	% da Carga do SIN
Nublado	3
Sol Entre Nuvens	4,13
Dia de Sol	4,47
Sol Forte em Dia Frio	7

Figura 7: Cenários de difusão da tecnologia fotovoltaica

Assim, considerando o mercado de 172 MW médios da Energisa Cataguases, chegamos aos valores estimados de penetração da geração distribuída para cada um dos cenários, mostrados na figura 8.

Os quatro cenários propostos não apontam apenas a evolução da potência instalada de geração distribuída no horizonte considerado, mas estabelecem como variam ao longo do tempo as frações dessa capacidade referentes à microgeração e à minigeração. Em todos eles, consideramos as plantas de minigeração com valor fixo de 5 MW.

Cenários	Total - GD Energisa (MW)
Nublado	37,3
Sol Entre Nuvens	51,3
Dia de Sol	55,6
Sol Forte	87,0

Figura 8: Cenários de difusão da potência instalada de fotovoltaica na Energisa Cataguases

Os alimentadores foram divididos segundo suas características de consumo (média renda ou baixa renda) e segundo seus tipos (urbano ou rural). A partir desses critérios de alocação, chega-se aos números da figura 9, que representam a potência total de microgeração por alimentador (em base kWp) para os 4 cenários e para os dois critérios de dispersão entre alimentadores.

Cenários	Microgeração total (MW)	Microgeração por alimentador - 23 (kW)	Microgeração por alimentador - 61 (kW)
Nublado	17,30	751,6	283,4
Sol Entre Nuvens	21,30	926,3	349,3
Dia de Sol	20,60	894,5	337,3
Sol Forte	37,00	1608,6	606,5

Figura 9: Dados da microgeração

4.1. Análise da rede de média tensão

Conforme explicado, considera-se, no âmbito deste terceiro estudo, que a microgeração concentra-se em alimentadores urbanos enquanto a minigeração concentra-se em alimentadores rurais. Assim, as simulações na rede de média tensão incluíram duas etapas: num primeiro momento, foi estudada a microgeração (tanto para o caso de 23 quanto o caso de 61 alimentadores), com base nos níveis de penetração apresentados. Em seguida, a análise se concentrou nos alimentadores rurais. Nesses casos, foi considerada a inserção de plantas de minigeração (geração compartilhada) de 5 MW.

De maneira geral, os impactos da microgeração considerando os cenários pressupostos são muito pequenos. As figuras 10 e 11 ilustram, respectivamente, o perfil de tensão e o carregamento num dado alimentador urbano no caso do cenário com maior nível de difusão.

A cor amarela indica que as tensões encontram-se, como deve ser, no intervalo de 5 % em torno do valor nominal (a figura é idêntica para o caso sem GD). Da mesma forma, o carregamento não apresenta problemas, pois a cor verde indica que a corrente atravessando os condutores não ultrapassa 70% do valor máximo.



Figura 10: Perfil de tensões de um dado alimentador para o cenário “Sol Forte em Dia Frio-23” com GD distribuída em 10 pontos

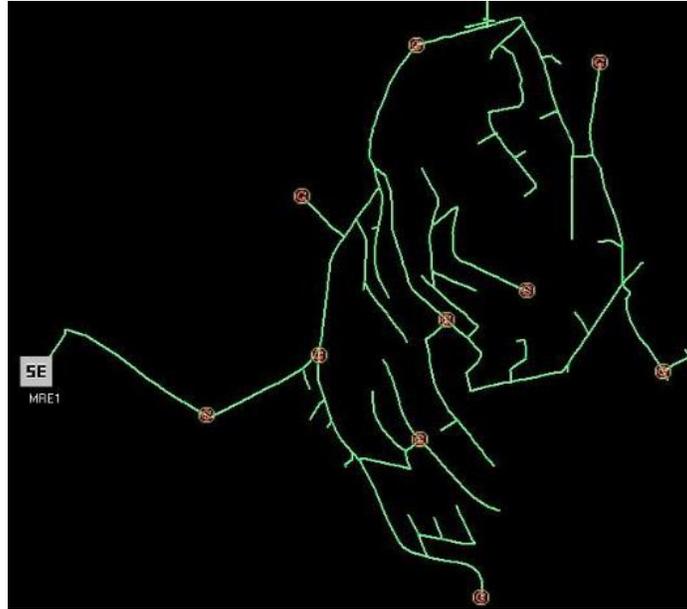


Figura 11: Panorama do carregamento no mesmo alimentador para o cenário “SolForte em Dia Frio-23” com GD distribuída em 10 pontos

Conforme analisado anteriormente, de maneira geral, a inserção da GD contribui para redução das perdas. No entanto, não se trata de uma regra (o alimentador cujos gráficos são mostrados na figura 14 é um exemplo).

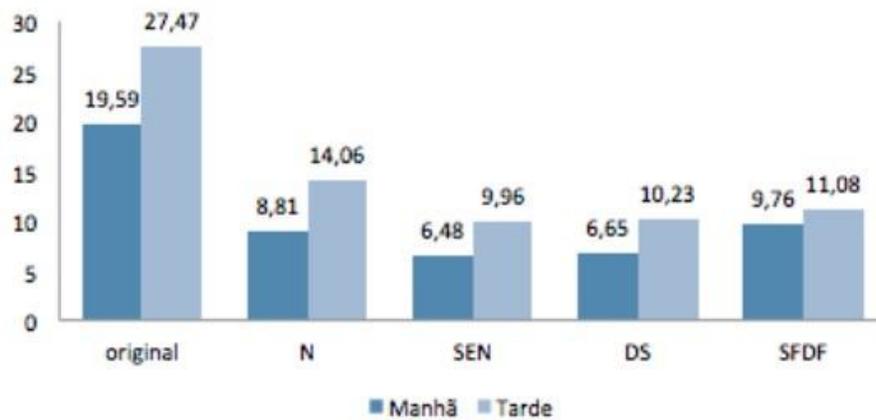


Figura 12: Perdas em kW num dado alimentador para os diferentes cenários.

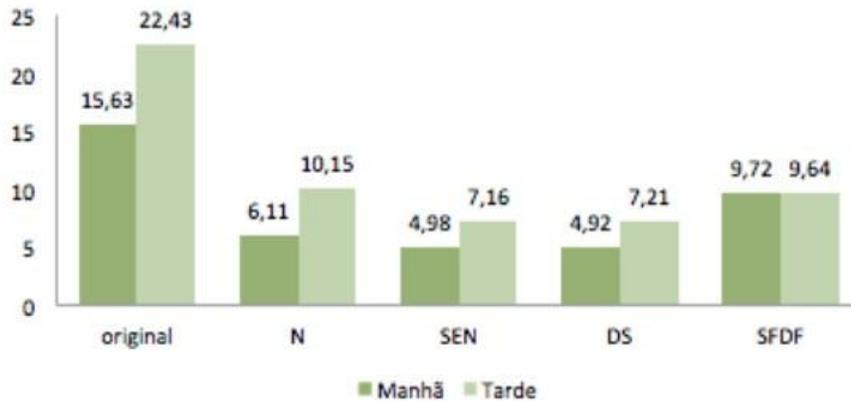


Figura 13: Perdas em kW para um outro alimentador para os diferentes cenários



Figura 14: Perdas em kW num terceiro alimentador para os diferentes cenários.

O caso dos alimentadores rurais, em que estudamos a inserção da minigeração é radicalmente diferente. Como a capacidade instalada supera o próprio carregamento de dados alimentadores, as sobretensões e sobrecargas são flagrantes, conforme mostram os exemplos das figuras 15 e 16. As tensões vermelhas indicam pontos de sobretensão. No caso do carregamento, apesar da predominância da cor verde, pode-se notar que ocorre sobrecarga no tronco principal.

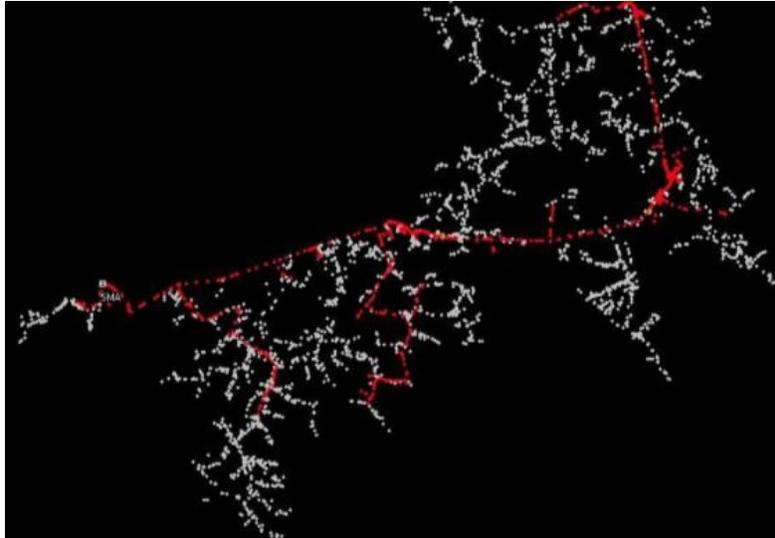


Figura 15: Perfil de tensão com a inserção de GD de 5 MW num dado alimentador rural.

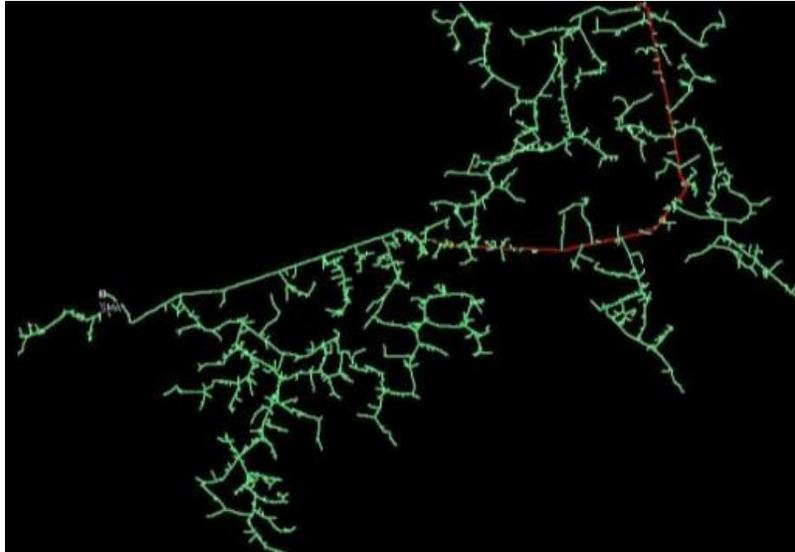


Figura 16: Panorama do carregamento com a inserção de GD de 5 MW no mesmo alimentador rural

4.2. Análise da rede de alta tensão

Apesar de não terem sido observados problemas de sobretensão, é possível notar que a inserção de plantas de minigeração de 5 MW pode originar inversões de fluxo de potência nos alimentadores que conectam a rede de MT ao lado de AT, conforme ilustra a figura 17.

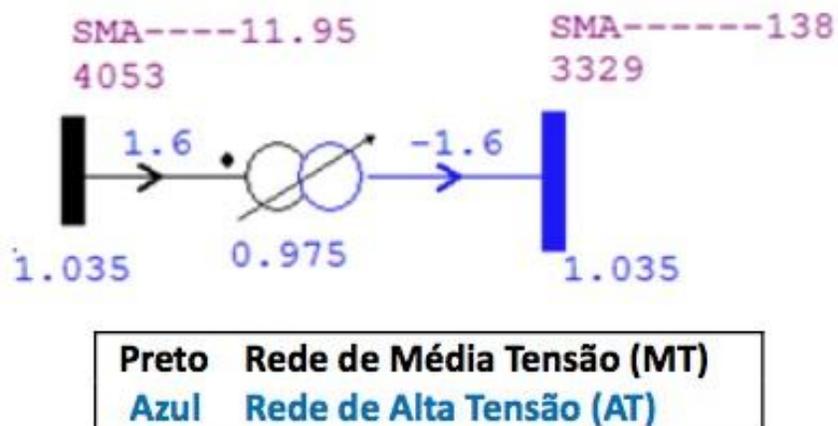


Figura 17: Inversão de fluxo na AT

5. Considerações finais

Os resultados obtidos através das simulações nos mostraram que os principais impactos da presença de geração fotovoltaica distribuída em sistemas de distribuição, estão relacionados com a geração compartilhada de grande porte, a minigeração. A nível da microgeração pulverizada os impactos foram praticamente inexistentes, tanto em termos de tensão quanto de carregamento, corroborando conclusões de trabalhos publicados sobre o mesmo tema. Além disso as simulações mostraram que alimentadores rurais estão mais suscetíveis a impactos relacionados a presença de GD, enquanto os alimentadores urbanos praticamente não são impactados pela inserção de geração distribuída, exceto em casos de geração compartilhada de grande porte localizada no final dos alimentadores.

A localização da GD nos alimentadores mostrou ser um importante fator no que diz respeito aos impactos da inserção de geração em sistemas de distribuição. Os resultados mostraram que, a conexão de GD no final do alimentador, provocam maiores impactos que os casos nos quais a geração encontra-se distribuídas ao longo do alimentador.

Em geral, as perdas elétricas nos sistemas de distribuição são reduzidas na presença de GD. Entretanto, mostrou-se que para níveis acentuados de penetração, o quadro pode ser revertido, com um aumento das perdas elétricas nos alimentadores. Além disso, a utilização ou não de inversores avançados é um fator preponderante nas perdas elétricas dos alimentadores. A operação com fator de potência não unitário, ou seja, absorvendo ou injetando potência reativa na rede, provoca um aumento da circulação de corrente nos cabos, contribuindo para um aumento das perdas ôhmicas associadas.

Com relação à análise de alternativas que visam mitigar alguns dos impactos mencionados, a redução da tensão da subestação mostrou ser um fator importante na redução de problemas de sobretensão associada à presença de GD. Entretanto, a redução da tensão da subestação está associada a um aumento do número de atuações do tape do transformador, reduzindo sua vida útil. A utilização de inversores avançados também é uma maneira eficaz de reduzir problemas de sobretensão. Entretanto, apesar de serem exigidos por norma, na prática sua utilização é bastante restrita e ainda não se encontram muito difundidos.