

ESTUDO DE CASO DO IMPACTO DA ENTRADA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR NA REDE DE UMA CONCESSIONÁRIA

¹Joelson Lopes da Paixão

RESUMO

No Brasil e no mundo, tem havido uma grande diversificação das fontes que compõem a matriz energética. Esforços estão sendo feitos para substituir fontes poluentes por fontes limpas, como: eólica, solar, biomassa, etc. Assim, o foco deste artigo é avaliar como a rede de uma concessionária, no Sul do Brasil, se comportará com a entrada de sistemas fotovoltaicos na sua rede de distribuição. Em outras palavras, serão simulações realizadas durante períodos diários, para analisar as curvas de carga, perfis de tensão de rede, entre outros, para verificar se houve problemas, como períodos de sobrecarga, subtensão ou sobretensão, etc. A modelagem dos elementos que compõem a rede, cargas e simulações são desenvolvidas no *software* OpenDSS. Para a definição da potência instalada em cada unidade de Geração Distribuída (GD), bem como dos perfis diários de geração, são utilizadas curvas típicas de geração solar, extraídas de medidas em sistemas de testes instalados na região. A avaliação da probabilidade de entrada de unidades de geração distribuída é feita através de um sistema de inferência Fuzzy, que irá apontar cenários baseados na combinação de fatores que favorecem ou não a implantação da geração solar. Este estudo verifica como o sistema de distribuição da concessionária se comporta com a inserção de várias unidades de GD. A geração de energia solar é variável e de difícil previsão, assim as curvas de geração adotadas para as simulações contemplam os cenários de ocorrência mais prováveis.

Palavras chave: *Geração Fotovoltaica, Geração distribuída, GD na Distribuição, Sistema de Inferência Fuzzy, Geração Típica Solar.*

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a estrutura de sistema elétrico que, até então, consistia em grandes gerações centralizadas, começa a dividir espaço com a entrada de pequenos sistemas de geração distribuídos. A energia que circulava apenas em sentido unilateral, da fonte para as cargas, passa a circular de modo bidirecional e há também a diversificação da matriz energética. O Brasil, o qual possuía uma matriz baseada na geração hidráulica e por termelétricas, passou a expandir seu sistema de geração, agregando novas fontes de energia,

¹Mestrando em Engenharia Elétrica. E-mail: joelson.paixao@hotmail.com

de caráter limpo e renovável, como: a energia eólica, de biomassa, biocombustíveis, solar, cogeração, entre outros (SANTOS, CANHA., *et al.*, 2015).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) expediu nos últimos anos diferentes resoluções relativas à descentralização do sistema. Com isso, surgiu o termo gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), que compreende iniciativas como as regulamentações direcionadas à modalidade tarifária horária, à Tarifa Branca, aplicadas às unidades consumidoras de baixa tensão (BT). Em 2012, houve um marco para a GD, quando a ANEEL lançou a resolução normativa (REN) nº 482 (ANEEL, 2012). Esta resolução estabeleceu as condições gerais de acesso à microgeração e à minigeração distribuída aos sistemas de distribuição e também criou o sistema de compensação de energia (SANTOS, 2014). Em 2015, a REN 482 foi alterada pela resolução normativa nº 687, a qual reclassificou a potência instalada na micro e minigeração e estendeu o prazo para a compensação de energia (ANEEL, 2015).

Neste contexto, de descentralização do sistema elétrico, de entrada de fontes alternativas na distribuição, com a construção de grandes usinas de energia alternativa, este trabalho traz uma proposta para análise desse novo cenário. Graças às resoluções emitidas, à flexibilização das regras para a entrada de geração distribuída e à viabilidade econômica da implantação destes sistemas, a tendência é que parte da população se interesse em instalar sistemas de geração em suas residências. A confirmação desta tendência fará com que a relação entre os consumidores e o sistema de distribuição seja modificada. O consumidor que era apenas uma carga na rede, passará a contribuir com a geração de energia. O fluxo de potência que era unidirecional passará a ser bidirecional e o planejamento de expansão, ampliação e melhorias de rede precisará ser repensado. Os métodos tradicionais de planejamento ficarão obsoletos, não sendo capaz de modelar esta nova realidade (CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS, 2012).

Conhecendo as curvas de carga típicas dos transformadores presentes em um dos alimentadores de uma concessionária, é avaliado como essas curvas se comportarão com entradas de GDs fotovoltaicas. Para estimar os níveis de entrada dos sistemas solares é utilizado um sistema de inferência *Fuzzy*, baseado em variáveis mercadológicas que propiciam ou dificultam a instalação dos sistemas fotovoltaicos (PVs). Os perfis de geração solar são criados a partir de curvas típicas de geração, obtidas através de medições em sistemas de teste, instalados na região de estudo. Já com o *software* OpenDSS, desenvolvido para trabalhar com redes de distribuição com/sem GD integrada, faz-se a modelagem completa de um alimentador da concessionária. São rodadas simulações da rede com a

inserção da GD solar em diferentes estações do ano, considerando curvas de carga nos dias úteis e nos domingos/feriados.

2. DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO

2.1 Modelagem do alimentador

A rede de uma concessionária é composta por um conjunto de alimentadores, linhas de média e baixa tensão, transformadores e demais dispositivos de proteção e manobra (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2010). Nesta abordagem, é avaliado um dos sete alimentadores que compõem o sistema de distribuição completo da concessionária. Este alimentador, de 12 MVA, tem cargas consumidoras tipicamente residenciais; e é caracterizado conforme a Tabela 1.

Tabela 1: Características do Alimentador estudado.

Alimentador Ijuí 11													
Total de consumidores monofásicos		1464											
Total de consumidores bifásicos		205											
Total de consumidores trifásicos		3648											
Total de transformadores trifásicos		145											
Trafos (kVA)	30	45	75	112,5	150	225	262,5	300	500	750	800	950	1000
Cabos na rede MT	1/0CAA	185CA	2/0CAA	2/0CU	2CAA	336.4CA	477CA	4CAA	95mmCU				
Extensão da rede MT (km)		18,26											
Potência do alimentador (MVA)		10											
Corrente de curto circuito 3# na subestação (A)		ISC3=2320,51											
Corrente de curto circuito 1# na subestação (A)		ISC1=3184,36											
Tensão de linha (kV)		23,1											
Quantidade de postes na (MT)		693											
Quantidade de bairros		23											

Estas características do alimentador Ijuí 11 são utilizadas para a modelagem no OpenDSS, adotando-se alguns critérios. Por exemplo, suprimiu-se a modelagem das redes de baixa tensão, sendo as cargas conectadas diretamente no lado BT, de cada transformador e modeladas de acordo com sua potência, curva de carga típica, tensão, número de fases e tipo de conexão com a rede.

Cada consumidor foi modelado com um valor de carga média horária, obtida a partir do seu histórico anual de consumo. Ou seja, a carga é modelada por sua demanda média

horária tempo, variando durante o dia de acordo com a curva de carga residencial típica a ela associada. Essa curva de carga utilizada é resultante de campanhas de medições realizadas pela concessionária.

2.2 Desenvolvimento do FIS

A lógica *Fuzzy* é uma ferramenta de otimização baseada nos princípios da Inteligência Artificial. Foi proposta por Lotfi Asker Zadeh, que publicou um artigo em 1965, visando resolver paradigmas lógicos até então de difícil solução devido ao aumento do uso de sistemas informatizados e o tratamento de dados com menor linearidade (PERRY e ZADEH., 1995) (ZADEH, 1989). A lógica *Fuzzy* se ajusta com a forma do pensamento humano, pois esse intervalo gera uma margem de “raciocínio”. Determina-se uma zona de classificação, qualitativa ou quantitativamente contínua, ao contrário dos valores discretos da lógica tradicional (PAIXÃO, RIGODANZO, *et al.*, 2017).

A lógica *fuzzy* possibilita a modelagem de problemas complexos com ‘*n*’ variáveis de entrada, que apresentam variação contínua de um estado nulo até o máximo. Igualmente, uma variável de saída, com variação contínua, é modelada e tem sua variação relacionada e dependente dos valores das variáveis de entrada. As variáveis, de entrada e saída, são compostas por funções de pertinência, as quais moldam o seu comportamento desde seu estado nulo até um estado máximo. A interdependência entre as variáveis de entrada e saída é modelada, num sistema de inferência *fuzzy*, por meio de regras estabelecidas pelo usuário (ZADEH, 1989).

O FIS criado para avaliar o potencial de entrada de sistemas PVs na rede, é baseado em 4 variáveis de entrada: Custo do sistema PV (1), Políticas de incentivo (2), Custo da energia elétrica (3) e o tempo de retorno do investimento (4); e tem como saída a probabilidade de instalação do sistema. A saída tem dependência diretamente proporcional com as entradas (2) e (3), e inversamente proporcional com as entradas (1) e (4); como mostra a Figura 1.

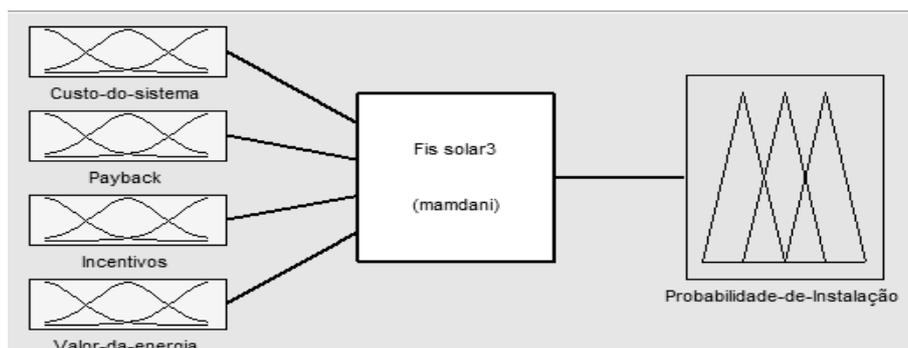


Figura 1 - Sistema de inferência Fuzzy para determinar a entrada de PVs.

O método de fuzzificação escolhido é o Mamdani. E as funções de pertinência utilizadas são do tipo sino, triangular, gaussiana, triangular e gaussiana para as variáveis: Custo do sistema, *Payback*, Políticas de Incentivos, Valor da Energia e Probabilidade de Instalação, respectivamente. Escolhidas por criar uma transição contínua e suave entre os níveis de classificação. No total, o FIS é regido por 57 regras, sendo que 54 delas combinam o peso de cada duas variáveis de entrada com um tipo de saída e há 3 regras que relacionam cada tipo de saída com uma combinação das 4 variáveis de entrada. Na defuzzificação é utilizado o método centróide. Os percentuais de entrada da GD foram definidos conforme a Tabela 2.

Tabela 2: Penetração da GD vs saída do FIS.

Percentual de entrada da GD	Saída do FIS (Probabilidade de Instalação)
Sem GD	0 - 0,25
13,5% de GD	0,25 - 0,50
18% de GD	0,50 - 0,75
25% de GD	0,75 - 1

Todas as variáveis são normalizadas, ou seja, apresentam variação de zero a 1. Por exemplo, a variável (3), quando ajustada com valor zero representa um cenário de custo de energia bastante baixo, enquanto que, com valor um, representa um custo bastante elevado. Adotando-se um cenário com baixo custo do sistema PV, um retorno do investimento rápido, bons incentivos governamentais à GD e alto preço da energia elétrica, é bastante provável que a população se interesse em instalar painéis em sua residência.

2.3 Curvas típicas anuais de geração solar

Para que a abordagem deste trabalho seja mais ampla e consiga simular o comportamento da rede com maior fidelidade à realidade, são adotadas curvas típicas de geração solar para cada estação do ano. Tais curvas são obtidas por meio de um sistema de

medição e testes, de 1 kWp de potência, instalado na região onde a concessionária está localizada. Este sistema monitora e armazena dados de geração solar ao longo dos dias, gerando assim, um banco de dados, o qual é utilizado para modelagens de curvas típicas de geração solar para cada estação do ano. A partir dessas medições realizadas, durante todas as estações, entre os anos de 2016 e 2017, obteve-se que uma curva de geração típica, para cada estação, que pode ser representada de acordo com a Figura 2.

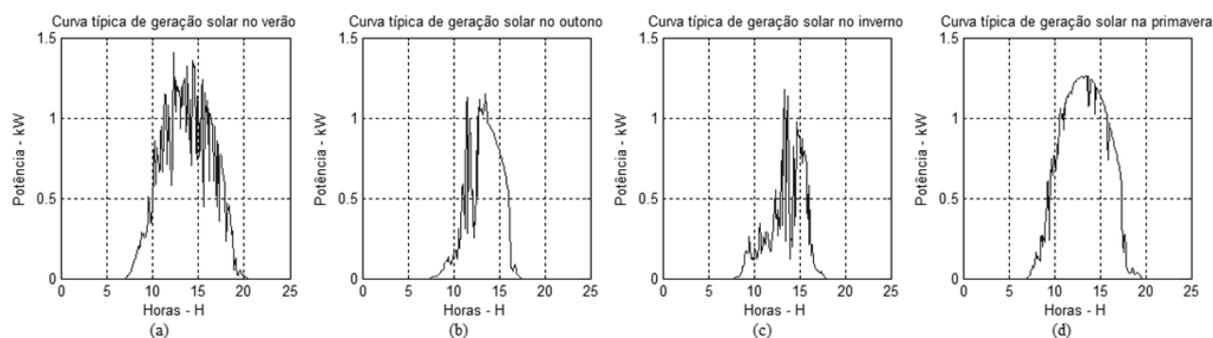


Figura 2 - Curvas típicas de geração solar anuais: (a) verão, (b) outono, (c) inverno, (d) primavera.

Para obter cada curva típica de geração, utilizaram-se os dados coletados durante os três meses de duração de cada estação. Com amostragens realizadas a cada 5 minutos, construiu-se um perfil de curva típico, de modo que a potência adotada para cada ponto esteja dentro da faixa de valores mínimos e máximos verificados e tenha a maior taxa de ocorrência provável. Por meio de uma função de densidade de probabilidade (PDF), avaliaram-se quais os valores mais prováveis de ocorrer dentro de cada intervalo (ANDRADE, TORQUATO e FREITAS, 2015).

2.4 Curvas de cargas típicas

Na modelagem das cargas é interessante associá-las a curvas de carga típicas, pois assim se consegue avaliar o comportamento da rede e seus níveis de tensão, correntes e fluxo de potência durante períodos, como dias e semanas. A partir de um banco de dados, criado por monitorações rotineiras, disponibilizados pela concessionária em estudo, foi possível montar perfis de carga típicos para os diferentes períodos semanais. A Figura 3 mostra curvas de cargas típicas para dias úteis e domingos/feriados, para consumidores residenciais.

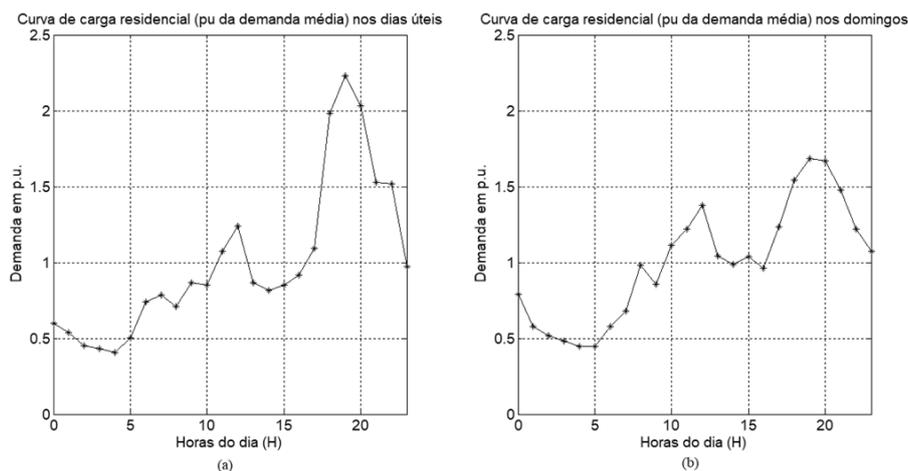


Figura 3 - Curvas de carga semanais típicas (a) Dias de semana, (b) Domingos e Feriados.

As curvas de carga emulam a variação de demanda dos consumidores durante as 24 horas do dia, contemplando todos os dias de uma semana. No OpenDSS, as curvas da Figura 3 servem para modelar o comportamento das cargas durante o dia em estudo. Já a potência total, observada por hora nas simulações, dependerá da quantidade de cargas conectadas e da penetração da GD.

3. SIMULAÇÕES DO ESTUDO DE CASO

Com a entrada da GD solar na rede de baixa tensão, as curvas de cargas na saída do alimentador e os níveis de tensão observados na rede sofrem alterações. A GD solar integrada à rede é utilizada como fonte de alimentação para as cargas onde está instalada e, caso a geração seja maior que a demanda, o excedente de energia gerado é injetado na rede da concessionária.

Cada unidade de GD, adotada neste estudo, é de 1 kW_p, com geração típica, por estação anual, dada conforme a Figura 2. A GD e as cargas são modeladas considerando que estão diretamente ligadas ao lado de BT dos trafos. E seu percentual de entrada indica quantos consumidores, por transformador, terão uma GD instalada. Por exemplo, sabendo que no alimentador há 145 transformadores e 5317 consumidores, para uma entrada de 18% de GD, é necessário que 6,6 consumidores/trafo instalem uma GD. Então, para avaliar o impacto que as GDs causam na rede, realizou-se estudo de caso para os dias úteis e domingos/feriados.

3.1 GD solar conectada à rede elétrica nos dias úteis

Neste primeiro cenário, foram avaliados perfis de entrada de geração fotovoltaica na rede, considerando que a simulação ocorra em dias úteis da semana. Para determinar os níveis

de inserção, emularam-se diversas situações no sistema de inferência *Fuzzy* criado, combinando todas as variáveis de entrada. Assim, foi possível encontrar cenários de entrada dos PVs que contemplassem todos os percentuais mostrados na Tabela 2.

No estudo, avaliou-se o comportamento da curva de carga na saída do alimentador e foi monitorado o comportamento da tensão na fase 'A', durante o período de um dia, para as quatro estações anuais. As simulações realizadas no OpenDSS mostram as variações de potência e tensão, para os seguintes casos: nenhuma geração PV; 9% de penetração de PVs, 18% de penetração de PVs e 25% de penetração de PVs. Os resultados, do fluxo de potência e tensão, obtidos nas simulações, são apresentados na Figura 4 e Figura 5, respectivamente.

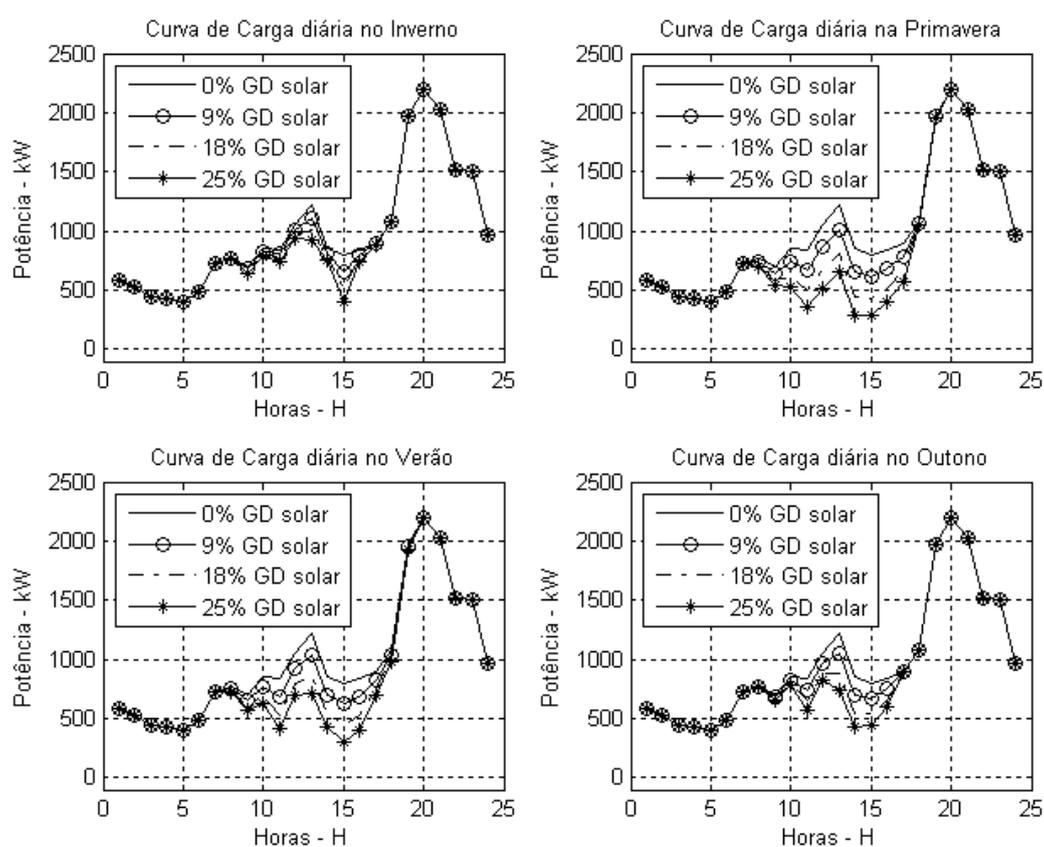


Figura 4 - Curvas de carga nos dias úteis, na saída do alimentador para as 4 estações anuais.

Conforme observado, com uma pequena inserção de PVs, o comportamento das grandezas avaliadas não sofre tanta variação. Entretanto, com níveis mais acentuados, 25% dos consumidores com GD instalada verificam-se que durante o dia a potência drenada do alimentador é reduzida, principalmente no verão e na primavera.

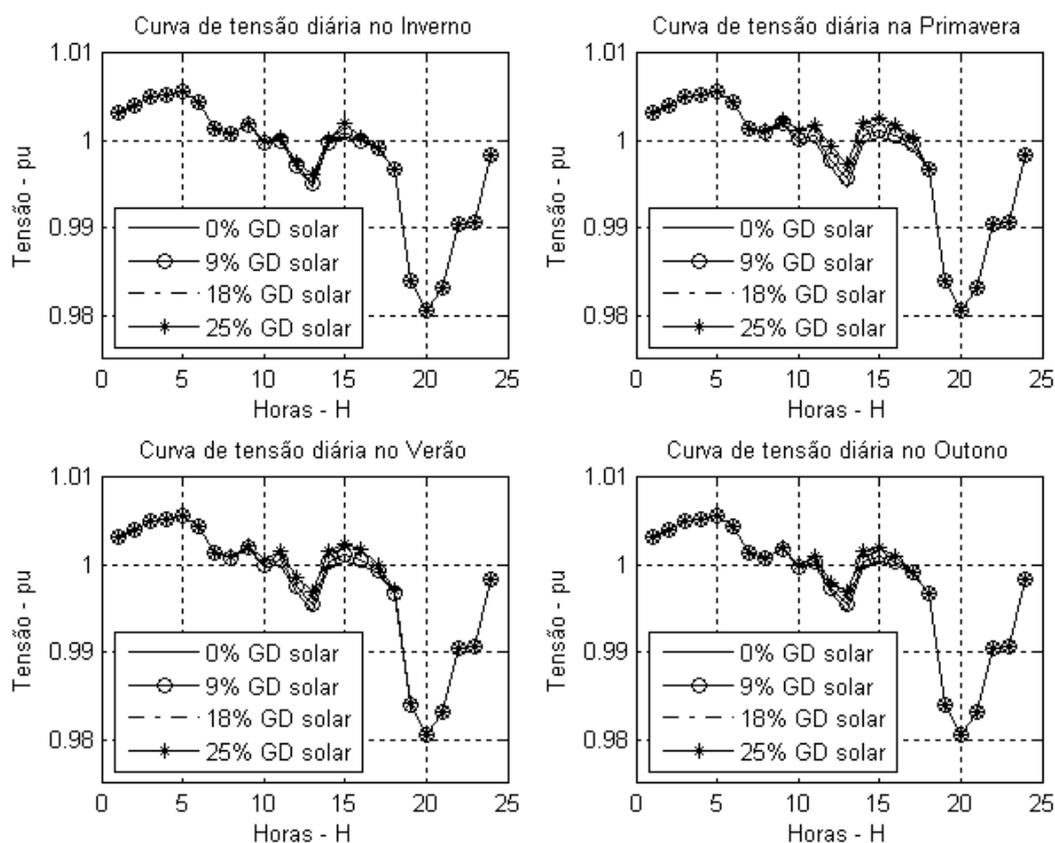


Figura 5 - Curvas de tensão vistas nos dias úteis, na saída do alimentador para as 4 estações anuais.

Nas estações com maiores níveis de irradiação (verão e primavera) também se verifica uma elevação de tensão mais acentuada, nos horários das 12:00h às 15:00h. Na Tabela 3 é mostrada a energia consumida e perdida durante um dia, no alimentador, com diferentes níveis de entrada da GD solar.

Tabela 3: Energia drenada e perdas diárias no alimentador, por estação, nos dias úteis.

Percentual de GD	Primavera		Verão	
	Energia (kWh)	Perdas (kWh)	Energia (kWh)	Perdas (kWh)
Sem GD	70796	967	70976	967
9% de GD	66612	900	67286	908
18% de GD	62263	847	63606	859
25% de GD	58889	816	60750	828
Percentual de GD	Outono		Inverno	
	Energia (kWh)	Perdas (kWh)	Energia (kWh)	Perdas (kWh)
Sem GD	70796	967	70796	967
9% de GD	68664	930	69617	945
18% de GD	66356	898	68260	925
25% de GD	64565	877	67206	911

Para avaliar como a GD impacta nos níveis de tensão ao longo da rede, na Figura 6 é mostrada a tensão por km, nos dias úteis, na estação da primavera.

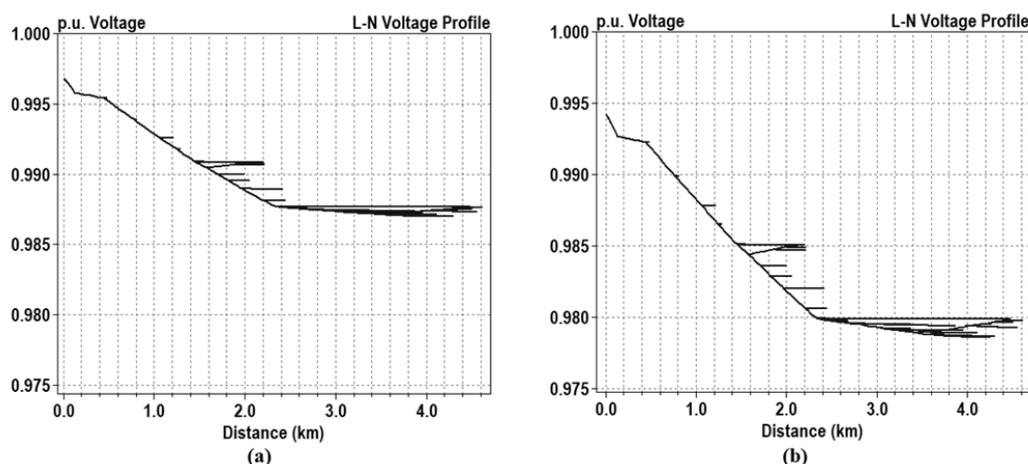


Figura 6 - Níveis de tensão/km, às 13:00 horas: (a) 25% de GD na primavera (b) sem GD.

No primeiro caso (a), verificaram-se os níveis de tensão ao longo do alimentador considerando que 25% dos consumidores instalaram GD solar. Já no segundo (b), foi considerado o cenário base, sem a presença de GD na rede. Em ambos os casos os perfis de tensão foram tomados às 13:00 horas.

3.2 GD solar conectada à rede elétrica nos domingos

Neste segundo cenário, avaliou-se o comportamento das curvas de carga e tensão na saída do alimentador, durante um dia de domingo completo, para as quatro estações anuais. Nas simulações verificaram-se as variações de potência e tensão, para os seguintes casos: nenhuma geração PV; 9% de penetração de PVs, 18% de penetração de PVs e 25% de penetração de PVs.

Com uma pequena inserção de PVs, o comportamento das grandezas avaliadas não sofreu tanta variação. Na Tabela 4 é mostrada a energia consumida e perdida durante um dia, no alimentador, com diferentes níveis de GD.

Tabela 4: Energia drenada e perdas diárias no alimentador, por estação, nos domingos.

Percentual de GD	Primavera		Verão	
	Energia (kWh)	Perdas (kWh)	Energia (kWh)	Perdas (kWh)
Sem GD	71025	872	71025	872

Percentual de GD	Primavera		Verão	
	Energia (kWh)	Perdas (kWh)	Energia (kWh)	Perdas (kWh)
9% de GD	66648	792	67323	803
18% de GD	62286	728	63630	743
25% de GD	58903	687	60765	704
Percentual de GD	Outono		Inverno	
	Energia (kWh)	Perdas (kWh)	Energia (kWh)	Perdas (kWh)
Sem GD	71025	872	71025	872
9% de GD	68704	827	69661	845
18% de GD	66389	788	68300	821
25% de GD	64592	761	67243	804

No verão e primavera ocorre uma elevação gradativa nos níveis tensão da rede conforme se aumenta a taxa de entrada da GD solar. Contudo, mesmo nos períodos de maior geração solar, não foram identificados casos de subtensões ou sobretensões.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse trabalho permitiu avaliar o comportamento da rede durante um dia, nas diferentes estações do ano. Conforme foi aumentada a taxa de entrada de PVs na rede, obteve-se uma menor potência drenada da subestação, diminuindo assim, as perdas de energia e elevando a tensão da rede nos períodos de maior geração fotovoltaica. Uma pequena taxa de entrada de painéis tem efeito praticamente nulo na rede, não conseguindo alterar a curva de potência de saída do alimentador, nem seus níveis de tensão. Embora aumente um pouco os níveis próximos das cargas.

Para as simulações, nas quais a entrada de painéis solares é elevada, a curva de demanda se altera; passando a tomar um contorno semelhante à silhueta de um pato. Essa mudança na curva também é verificada, em (ROSENKRANZ, MARTINEZ-ANIDO e HODGE, 2016). Ocorrendo nestes casos, uma variação de demanda bastante acentuada. Ainda se pode afirmar que com a inserção de painéis, alguns investimentos de ampliação da capacidade das redes podem ser postergados, uma vez que os consumidores já geram parte da energia que consomem. De maneira geral, este trabalho trouxe uma abordagem promissora, e simulou cenários de inserção de GDs, que já estão se tornando realidade, graças às tecnologias desenvolvidas e aos incentivos dados à geração limpa de energia.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, J.; TORQUATO, R.; FREITAS, W. A Granular Monte Carlo Based Methodology to Estimate PV Generation Impacts on the Utility Long-Term Energy Planning. **2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)**, 2015. 1-6.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 482**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2012.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687**. [S.l.], p. 25. 2015.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. **Redes elétricas inteligentes: contexto nacional**. Brasília-DF., p. 172. 2012.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. [S.l.]: [s.n.], 2010.

PAIXÃO, J. L. et al. Wind generation forecasting of short and very short duration using Neuro-Fuzzy Networks: A case study. **2017 International Conference on Modern Power Systems (MPS)**, junho 2017. 1-6.

PERRY, T. S.; ZADEH., L. A. Fuzzy logic inventor biography. **IEEE Spectrum**, v. 32, p. p. 32–35, 1995.

ROSENKRANZ, J. B.; MARTINEZ-ANIDO, C. B.; HODGE, B. M. Analyzing the Impact of Solar Power on Multi-hourly Thermal Generator Ramping. **IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)**, 2016. 153-158.

SANTOS, L. L. C. **Metodologia para análise da tarifa branca e da geração distribuída de pequeno porte nos consumidores residenciais de baixa tensão**. UFSM. Santa Maria, p. 93. 2014.

SANTOS, L. L. et al. Methodology for Long-Term Forecasting to Insertion of DG in Distribution Systems. **50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**, Stoke on Trent, 2015. 6.

ZADEH, L. A. Knowledge representation in Fuzzy logic. **IEEE TRANSACTIONS ON KNOWLEDGE AND DATA ENGINEERING**, v. 1, p. 89-100, march 1989.