

ANÁLISE DAS PERDAS TÉCNICAS ATRAVÉS DA CRIAÇÃO DE UM NOVO MODELO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS

Poleana Gehrke¹
Cricièle Castro Martins¹

¹*Universidade Federal de Santa Maria*

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.760

RESUMO

Neste trabalho são expostas a criação de alguns modelos que consideram a presença de sistemas fotovoltaicos para a análise das perdas técnicas, levando em consideração os dados de posse da concessionária de energia e da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), além da utilização do *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*). Essa análise é realizada na rede IEEE 34 barras, conciliado a modelagem com as regulamentações exigidas pela ANEEL. Diante do exposto, é analisado o impacto metodológico com as mudanças propostas, buscando uma maneira mais coerente de representação e apuração das perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica.

Palavras-chave: Perdas técnicas; OpenDSS, Módulo 7; Sistemas fotovoltaicos; ANEEL.

ABSTRACT

In this work the creation of some models that consider the presence of photovoltaic systems for the analysis of technical losses are exposed, taking into account the data held by the energy concessionaire and ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), besides the use of the software OpenDSS (Open Distribution System Simulator). The analysis is performed on the IEEE 34 bars network, reconciling the modeling with the regulations required by ANEEL. In view of the above, the methodological impact is analyzed with the proposed changes, searching for a more coherent way of representing and calculating the technical losses of the electric power distribution system.

Keywords: Technical losses; OpenDSS, Module 7; Photovoltaic systems; ANEEL.

1. INTRODUÇÃO

A operação e o planejamento do sistema elétrico brasileiro têm se tornado cada vez mais complexo, visto que nos últimos anos houve um grande aumento das fontes renováveis de energia, principalmente a solar. Diante do contexto, faz-se necessário algumas melhorias no serviço de distribuição de energia elétrica, no que diz respeito sobretudo a confiabilidade do sistema e a redução das perdas (PEGADO et al., 2020).

No Brasil, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é o órgão regulador que possuiu como atribuições o processo de formação de tarifas, e nesse estão incluídos os custos oriundos das perdas de energia elétrica, as quais podem ser classificadas em perdas técnicas (PT) e perdas não técnicas (PNT) (BAROUCHE et al., 2016). Em relação a metodologia, as perdas são apuradas de acordo com o nível de tensão. Nos sistemas de média (MT) e baixa tensão (BT), as perdas são estimadas, geralmente, a partir de métodos numéricos, visto que normalmente existem dificuldades em manter-se um banco de dados atualizado e/ou confiável (MARTINS, 2021).

Por meio da audiência pública nº 026/2014 da ANEEL, foi definido que o *OpenDSS* deve ser utilizado para a apuração das PTs no Sistema de Distribuição de Média Tensão e Baixa Tensão (SDMT e SDBT), sendo essa realizada através do fluxo de potência. As premissas para a realização do cálculo das perdas no Sistema de Distribuição (SD) são encontradas no módulo 7 dos Procedimentos de Rede (PRODIST) (PEREIRA et al., 2016).

O aumento de sistemas fotovoltaicos (SFs) vêm se destacando no SD. Uma vez que as PTs estão vinculadas à distribuição do fluxo de potência das redes, os sistemas fotovoltaicos fazem com que ocorra alteração no fluxo de potência, alterando desta forma, as PTs (AUGUSTO et al., 2019).

Observam-se na literatura diversos estudos sobre a análise dos geradores distribuídos fotovoltaicos na rede elétrica que, em sua maioria, avaliam os impactos em relação aos níveis de tensão, PTs, qualidade de energia e sistemas de proteção, fator de potência, nível de harmônicos etc. (REINALDO et al., 2020), (ANDRADE et al., 2020), (FERREIRA et al., 2021), (AUGUSTO et al., 2019), (RAZAVI et al., 2019), dentre outros autores. No entanto, não se encontram trabalhos que abordam a consideração de geradores distribuídos fotovoltaicos na metodologia atual de cálculo das PTs adotada pela ANEEL.

O presente artigo apresenta um estudo a respeito da análise das PTs no SD e a sua influência na rede elétrica, por meio da implementação de geradores distribuídos fotovoltaicos, sendo estes os de maior predominância na rede elétrica. A contribuição deste trabalho consiste na observação da rede com sistemas fotovoltaicos por meio

da análise com emprego da metodologia da ANEEL, presente no módulo 7 do PRODIST. Avaliam-se diferentes modelos de inserção dos geradores, por meio do *software* de simulação *OpenDSS*. Assim, as análises apresentadas neste artigo visam verificar se é viável e/ou importante a consideração desta nova metodologia para a apuração das perdas técnicas.

2. CÁLCULO DAS PERDAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A apuração das PTs é realizada pelas distribuidoras de energia, e repassada para o órgão regulador para verificação dos níveis de eficiência. O Módulo 7 do PRODIST estabelece os procedimentos e a metodologia a ser seguida para a realização do cálculo das perdas no SD, em que são incluídas as particularidades da rede elétrica de cada concessionária (HAMMERSCHIMITT et al., 2020).

Destaca-se a realização de diversos estudos para definição do modelo atual, que define os preceitos e metodologias a serem utilizados. Contudo, apesar da evolução metodológica e o fato de possuir uma elaboração de acordo com o contexto particular do país, as metodologias adotadas pela ANEEL ainda necessitam de muitos aperfeiçoamentos. A energia solar tem tido um crescimento significativo nos últimos anos, contudo ainda não são levados em consideração na metodologia da ANEEL os geradores distribuídos fotovoltaicos para os cálculos das perdas técnicas.

A inclusão dos sistemas fotovoltaicos no SD pode ocasionar vantagens ou desvantagens para a rede, de maneira que se torna necessário o planejamento e avaliação da rede elétrica de forma a preservar e evitar danos ao sistema (NWAIGWE et al., 2019). A conexão de SFs ocasiona postergação dos investimentos de expansão da rede de distribuição, redução das PTs, podendo reduzir a tarifa e trazer maior confiabilidade, dentre outros (LUCCHESI et al., 2018). Contudo, a penetração dos SFs na rede pode resultar impactos negativos, ocasionando novos desafios e uma maior complexidade na operação das redes de distribuição (AUGUSTO et al., 2019).

Destaca-se o *Hosting Capacity*, um indicador que permite que as distribuidoras realizem a análise do impacto dos SFs em conjunto com a quantidade de geradores instalados. Consiste na máxima capacidade de geradores distribuídos que um alimentador pode receber sem que interfira de maneira negativa na rede, como o fluxo de potência bidirecional (AUGUSTO et al., 2019) (JOTHIBASU et al., 2016).

3. METODOLOGIA

A metodologia, em um primeiro instante, consiste na análise da rede IEEE 34 barras sem levar em consideração nenhum procedimento da ANEEL. A próxima etapa consiste na análise da rede considerando a metodologia do órgão regulador. Nas próximas etapas, é realizada a construção de modelos com a presença de SFs, levando em consideração os dados de posse da concessionária de energia e da ANEEL. Por fim, é realizada a análise dos modelos criados, e uma análise crítica dos resultados obtidos.

3.1 IEEE 34 barras

A partir do alimentador IEEE 34 barras, criou-se um modelo variável no tempo, considerando-se perfis de carga comercial, residencial, industrial, rural, serviço público e iluminação pública. Essas especificações foram utilizadas considerando o dia útil, sábado e domingo/feriado, conforme exige a metodologia da ANEEL. Além disso, é considerada a presença de SFs para avaliar montante apurado de PTs.

3.2 Parâmetros do sistema adotado

Para a realização dos estudos utilizou-se como base a distribuidora de energia elétrica RGE – CPFL Energia, sendo uma das maiores concessionárias do Rio Grande do Sul. Desta forma, os dados da irradiância solar foram obtidos por meio do Atlas Solar Global, considerando o mês de janeiro de 2022, para cada uma das cidades que a distribuidora de energia RGE-CPFL abrange, para as quais foi calculada a média aritmética para cada hora. O mesmo procedimento foi realizado para os dados de temperatura, os quais foram obtidos por meio dos sites abertos: climate-data.org e irga.rs.gov.br. Para o mês em análise são considerados 24 pontos, conforme estabelecido na metodologia da ANEEL. A Figura 1 ilustra a curva de irradiância para as cidades consideradas.

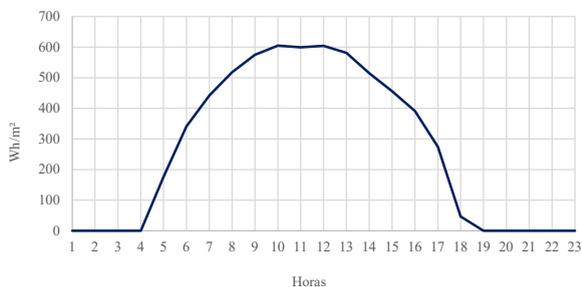


Figura 1 – Gráfico da irradiância para as cidades consideradas

Para as simulações foi considerado o SF composto de 14 módulos fotovoltaicos de 250 Wp, da Risen, SYP 250P. Já o inversor considerado foi o da Fronius Galvo 3.1-1, que possui potência de saída de 3,1 kW. Os dados para modelagem foram obtidos a partir do *datasheet* das marcas.

3.3 Parâmetros e definições de modelos

Diante do fato da ANEEL não inserir SFs no cálculo das PTs, a finalidade do estudo consiste na criação de um modelo de cálculo que inclua os SFs no cálculo das perdas. De maneira a criar um modelo fidedigno para as concessionárias e o órgão regulador, foram utilizadas as informações de posse de ambas, além dos dados de irradiância e temperatura de livre acesso.

O *OpenDSS* é um *software* que possui diversos elementos que podem ser utilizados para realizar a simulação de SFs. Dentre eles, um modelo característico para as análises com SFs é o *PVSystem*, o qual necessita de um banco de dados sempre atualizado, tanto da distribuidora de energia quanto da ANEEL. Já o *Generator* é outra opção utilizada para esse tipo de simulação, e não requer um banco de dados atualizado, por ser um elemento que não necessita de informações tão específicas.

De acordo com a (CPFL ENERGIA, 2020), a documentação exigida pela concessionária RGE-CPFL é dividida em documentação técnica e comercial. A documentação técnica e comercial está apresentada na Tabela 1.

Vale ressaltar que a concessionária de energia recebe todo o projeto de energia solar, verifica se as informações estão corretas, e se estiverem, aprova o projeto. Após aprovado, a empresa responsável realiza a instalação do SF e a concessionária de energia executa a inspeção, e em seguida a conexão é realizada.

Tabela 1 – Documentação técnica e comercial exigida

Documentação Técnica exigida	
Certidão de Registro de Profissional e Anotação de Responsabilidade Técnica (ART)	Tipo de atendimento e seção transversal dos cabos
Dados da Unidade Consumidora (UC) e data pretendida de instalação	Número de fases da instalação e disjuntor
Padrão de entrada (categoria - GED 13/RIC BT)	Caixa de medição (tipo, segundo a GED 14945)
Demanda disponibilizada (se MT) ou carga instalada (se BT)	Quantidade de módulos e inversores, com fabricantes e modelos de ambos
Potência de picos dos módulos e inversores	Área ocupada
Projeto em AutoCAD (localização/situação e o diagrama unifilar)	Certificado do inversor, em conjunto com fotos do padrão de entrada e dispositivo de proteção geral

Tabela 1 – Documentação técnica e comercial exigida (cont.)

Documentação Comercial exigida	
Informações de identificação pessoais	Memorial descritivo
Procuração	Integra as informações anteriores, como localização, tipo da fonte de geração de energia, potência ativa, tensão e corrente por módulo, e quantidade deles.
Dados da Unidade Consumidora (UC) e carga instalada	
Tensão de atendimento e tipo de conexão	
Potência instalada de geração e o tipo da fonte de geração	

O banco de dados da ANEEL conta com as seguintes informações sobre os SFs registrados: a distribuidora, código da geração distribuída, titular da UC, classe, subgrupo, modalidade, quantidade de UCs que recebem os créditos, município, Unidade da Federação (UF), Código de Endereçamento Postal (CEP), data da ligação, fonte de geração, potência instalada (kW), quantidade de módulos fotovoltaicos, quantidade de inversores e área do arranjo. Estes dados foram obtidos por meio do banco de informações, datado de janeiro de 2019 (SCOLLARI, 2019). No entanto, de acordo com o Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), não houve alterações nas informações registradas até o ano de 2022.

No presente artigo são criados modelos mais completos e simplificados para verificar o impacto em relação às PTs, com o intuito de levar em consideração o efeito dessa alteração em relação ao cadastro das informações.

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Foram criados três modelos para realizar a análise, compostos de diferentes variáveis. São eles:

- Modelo 1: Rede IEEE 34 barras, com inserção de SFs no modelo do *PVSystem*, com informações mais específicas: número de fases, barra de conexão, tensão nominal, potência aparente do inversor, irradiância, potência máxima nominal do painel, temperatura, fator de potência, eficiência do inversor, curvas de irradiação e potência máxima do painel versus a temperatura.

- Modelo 2: Rede IEEE 34 barras, com inserção de SFs no modelo do *Generator*, inserindo: número de fases, barra de conexão, tensão nominal, potência máxima do painel, fator de potência, modelo, tensão mínima e máxima permitida (pu) e a irradiância de dia útil, sábado e domingo.

- Modelo 3: Rede IEEE 34 barras, com inserção de SFs no modelo PVSystem, com informações básicas: número de fases, barra de conexão, tensão nominal, a potência aparente do inversor e a potência máxima nominal do painel.

Foram inseridos os SFs nas mesmas barras em todos os modelos, tendo como base as potências das cargas, no intuito de suprir a demanda das mesmas, conforme apresentado na Tabela 2. Os SFs foram inseridos sem considerar uma metodologia para a alocação, devido ao fato de que em um sistema de distribuição real basta o consumidor atender todos os requisitos exigidos pela concessionária.

Tabela 2 – Inserção dos geradores distribuídos fotovoltaicos

Barra	Potência	Tipo de fornecimento	Barra	Potência	Tipo de fornecimento
802	15,0	Monofásico	890	150,0	Trifásico
810	8,0	Monofásico	840	18,0	Trifásico
816	2,5	Monofásico	830	25,0	Trifásico
820	84,0	Monofásico	834	61,5	Trifásico
848	20,0	Trifásico	856	2,0	Monofásico

Após a inserção das características em cada um dos modelos criados foi calculada a potência demandada da subestação para um período de 72 horas, considerando a presença de SFs, conforme apresentado na Figura 2. Na figura são também apresentados resultados do modelo que considera as regulamentações do PRODIST, sem a presença de SFs, e o caso base da rede IEEE 34 barras, sem os resultados da metodologia da ANEEL.

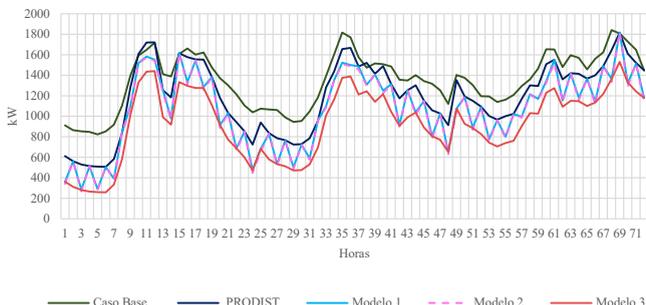


Figura 2 – Total da potência demandada da subestação

Na Tabela 3 são apresentados os valores apurados da potência requisitada para a subestação, nos três dias de análise, ou seja, o somatório das 72 horas.

Tabela 3 – Apresentação dos valores da potência demandada

	Dia Útil (kW)	Sábado (kW)	Domingo (kW)
Caso Base	30.327,92	31.603,7	35.162,76
PRODIST	25.827,42	27.664,96	32.097,9
Modelo 1	22.853,81	24.665,94	29.025,11
Modelo 2	22.583,94	24.388,54	28.179,65
Modelo 3	19.519,70	21.331,19	25.613,67

É perceptível que o caso base, o qual refere-se a rede IEEE 34 barras e sem a aplicação de nenhuma metodologia, necessita de uma potência demandada da subestação superior (cerca de 14,8% em dia útil) em relação ao caso do PRODIST, no qual há a aplicação das regulamentações. No entanto, o PRODIST não leva em consideração a presença de SFs. A comparação com os modelos que consideram a geração solar indica uma potência exigida da subestação ainda menor, devido a potência oriunda dos sistemas próprios de geração. O resultado demonstra diretamente uma das principais vantagens da inserção de GD, uma vez que auxilia o suprimento de energia ao longo do horário de operação do sistema e pode postergar investimentos em redes de distribuição.

Quando se analisa a influência dos SFs na rede elétrica no que se refere as PTs, devem ser quantificadas as perdas nas linhas, como mostrado na Figura 3, e as perdas nos transformadores, como mostrado na Figura 4. As perdas nas linhas e as perdas nos transformadores são também apresentadas na Tabela 4, que foram apuradas em um período de 72 horas, para os três dias em análise (dia útil, sábado e domingo).

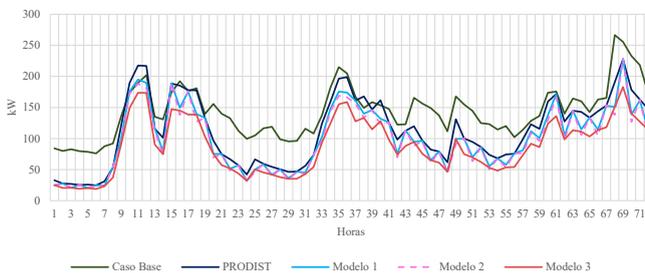


Figura 3 – Perdas nas linhas

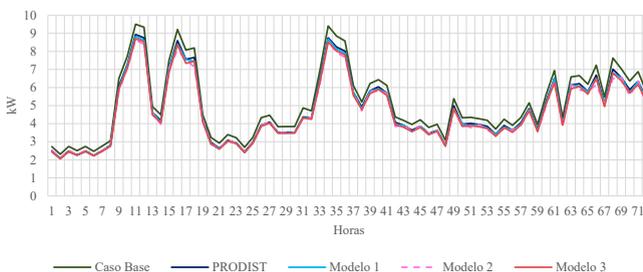


Figura 4 – Perdas nos transformadores

Ao analisar a Tabela 4, é notável que o caso base possui as perdas mais elevadas quando comparado com os resultados dos modelos com SFs. Isso pode ser explicado pelo fato que o método exigido pela ANEEL altera características significativas do sistema, podendo-se citar os modelos de carga, a não consideração de elementos de compensação de energia, além da consideração somente da impedância de sequência positiva nos condutores e sistema equilibrado.

Tabela 4 – Apresentação dos valores das perdas nas linhas e nos transformadores (kW)

Perdas	Linhas			Transformadores		
	Dia Útil	Sábado	Domingo	Dia Útil	Sábado	Domingo
Caso Base	3134,37	3336,47	3861,71	116,83	124,54	130,46
PRODIST	2410,96	2547,04	3125,07	108,34	115,30	121,14
Modelo 1	2157,33	2277,82	2773,77	107,14	114,08	119,44
Modelo 2	2087,16	2205,15	2667,58	106,05	113,27	117,31
Modelo 3	1872,21	1983,74	2400,74	105,74	112,74	117,54

Quando são analisados os resultados dos modelos, é perceptível que o modelo 1 apura melhor as PTs, devido ao fato de ser um modelo mais completo e com informações mais específicas. Já o modelo 3, que tem informações mais básicas, apura perdas menores. No entanto, para as perdas nos transformadores, no domingo, a apuração é melhor como o modelo 3 em comparação com o modelo 2.

Os resultados indicam que a inserção de informações mais específicas na modelagem da rede resulta em um modelo mais assertivo para a apuração das PTs, que é o caso do modelo 1, que inclui dados das concessionárias e da ANEEL.

A metodologia utilizada para o cálculo das PTs tem sofrido modificações no decorrer dos anos mas, apesar da evolução metodológica, a ANEEL subestima cerca de 13% das PTs reais devido às simplificações, de acordo com (MARTINS et al., 2019). Tem-se ainda a demanda das concessionárias de energia elétrica para uma revisão metodológica no cálculo das PTs, devido ao grande crescimento dos SFs (REINALDO et al., 2020). A magnitude das PTs pode impactar de forma significativa tanto o consumidor quanto a concessionária, além do possível impacto na tarifa.

Deste modo, evidencia-se a importância de uma revisão na técnica de apuração das perdas utilizada pela ANEEL. A metodologia proposta neste artigo, para a apuração das PTs e considerando sistemas fotovoltaicos, é relevante no contexto da regulação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, V. B.; JR. PAIXÃO, U. C.; MOREIRA, C. E.; et al. Modelagem de um sistema de distribuição real desbalanceado e análise do impacto da geração distribuída utilizando o software OpenDSS, 2020.

ANEEL. PRODIST Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, 2021.

ATLAS SOLAR GLOBAL. Disponível em: < <https://globalsolaratlas.info/map>>. Acesso em: 26 maio 2022.

AUGUSTO, K.; et al. Estudo de Máxima Potência de Painéis Fotovoltaicos em um Alimentador Primário de Distribuição de Energia Elétrica, 2019.

BAROUCHE, I. de O.; et al. Novas Proposições Metodológicas para o Cálculo das Perdas Técnicas no âmbito do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas, 2016.

CPFL ENERGIA. Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica, 2020.

Dados climáticos para cidades mundiais. Disponível em: <<https://pt.climate-data.org/>>. Acesso em: 26 maio 2022.

FERREIRA, B. C.; COELHO, F. C. R.; et al. Estratégias de operação para sistemas de armazenamento de energia conectados à rede elétrica de distribuição, 2021.

HAMMERSHMITT, B. K.; ABAIDE, A. DA R.; LUCCHESI, F. C.; et al. Non-Technical losses review and possible methodology solutions, 2020.

INSTITUTO RIO GRANDENSE DE ARROZ – Governo do Estado do Rio Grande do Sul – Secretária da Agricultura, Pecuária e Desenvolvimento Rural. Disponível em: < <https://irga.rs.gov.br/inicial>>. Acesso em: 26 maio 2022.

JOTHIBASU, S.; DUBEY, A.; SANTOSO, S. Cost of integration distributed photovoltaic generation to the utility distribution circuits, 2016.

LUCCHESI, F. C.; MARTINS, C.; et al. Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, 2018.

MARTINS, C. C. Metodologia de alocação das perdas não técnicas a partir da localização de consumidores irregulares em redes de distribuição, 2021.

MARTINS, C. C.; et al. Sensitivity Analysis of the Brazilian Methodology of Calculation of Technical Losses in the Electric Energy Distribution System, 2019.

NWAIGWE, K. N.; MUTABILWA, P.; DINTWA, E. An overview of solar power (PV systems) integration into electricity grids, 2019.

PEGADO, R DE A.; CAVALCANTI, D. H. S.; GOMES, R. C. G.; et al. Reconfiguração de redes de distribuição visando redução de perdas utilizando enxame de partículas seletivo modificado, 2020.

PEREIRA, E. C.; BARBOSA, A. S.; TEIXEIRA, E. H.; et al. Cálculo de perdas técnicas por meio do Software OpenDSS – Experiência Cemig D, 2016.

RAZAVI, S. E.; RAHIMI, E.; JAVADI, M. S.; et al. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review, 2019.016.

REINALDO, P. M.; DUPCZAK, B. S.; NETO, E. A. C. A. Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica na rede de baixa tensão da CELESC, 2020.