

Estudo de Perdas Técnicas em Redes Ativas de Distribuição de Energia Elétrica

Pedro Augusto P. Balduino Teixeira
Curso de Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Triângulo
Mineiro
Uberaba, Minas Gerais
pedro.apbt@gmail.com

Marcus V. B. Mendonça
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Triângulo
Mineiro
Uberaba, Minas Gerais
marcus.mendonca@uftm.edu.br

Eduardo Sylvestre Lopes de Oliveira
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Triângulo
Mineiro
Uberaba, Minas Gerais
eduardo.oliveira@uftm.edu.br

Madeleine R. M. Castillo Albertini
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Triângulo
Mineiro
Uberaba, Minas Gerais
madeleine.albertini@uftm.edu.br

Arnaldo J. P. Rosentino Júnior
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Triângulo
Mineiro
Uberaba, Minas Gerais
arnaldo.rosentino@uftm.edu.br

Fabício A. M. Moura
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Triângulo
Mineiro
Uberaba, Minas Gerais
engfammoura@gmail.com

Abstract— Faced with the alterations suffered by the electric energy distribution systems with the insertion of distributed generation and storage systems, research is carried out seeking to understand how these changes interfere in the energy efficiency and the delivery of power to consumers. Thus, this work aims to study the energy losses from the simulation of an active electrical energy distribution network, containing photovoltaic generation and battery storage. For this purpose, based on the choice of a medium voltage distribution network, different cases of use of these distributed energy resources are analyzed. One of the points verified in the simulations is that the insertion of power into the system reduced losses in the analyzed section, especially when the insertion was located closer to it.

Keywords—battery storage, distributed generation, energy losses, photovoltaic generation.

I. INTRODUÇÃO

O modelo brasileiro de energia elétrica se baseia na geração em grandes usinas com transmissão por meio de linhas em alta tensão e distribuição em baixa tensão para os consumidores finais. Esse modelo exige altos investimentos em usinas de grande porte, em que a maioria está distante dos centros de consumo. Dessa forma, o desenvolvimento da geração distribuída (GD) tem o potencial de alterar este modelo, gerando energia próxima aos consumidores [1].

O sistema de distribuição é uma infraestrutura extensa e complexa que se estende por ruas e estradas em estruturas aéreas e subterrâneas, dificultando a coexistência de mais de um sistema de distribuição na mesma área. Os elementos que compõem esse sistema são linhas aéreas e/ou subterrâneas, transformadores, elementos seccionadores, fontes de alimentação e cargas [2]. Porém, este formato está sofrendo alterações graduais devido ao aumento da inserção de GD, principalmente de origem fotovoltaica, e também de armazenadores de energia. Deste modo, dando origem a redes ativas de distribuição de energia elétrica, ou seja, com fluxo bidirecional de energia.

Neste contexto, a introdução de geradores fotovoltaicos impacta em aspectos da qualidade de energia elétrica, onde se destacam a elevação do perfil de tensão em regime permanente e alteração das perdas elétricas. Estas perdas podem sofrer alteração com a inserção de GD, visto que parte da energia que percorre longas distâncias até chegar às cargas passa a ser suprida pelos geradores mais próximos, de forma a diminuir as perdas elétricas. Entretanto, se a GD,

principalmente de maior porte, for instalada em um local não adequado, as perdas podem aumentar [3].

Seguindo na análise de qualidade de energia elétrica, os armazenadores inseridos nos sistemas de distribuição para suprimento de potência também podem ser utilizados para regulação de tensão e frequência em regime permanente [2]. Além do mais, como estes componentes podem se comportar tanto como carga quanto como provedor de energia, torna-se relevante estudar a interferência destes nas perdas elétricas.

Sendo assim, para obter a atenuação destas perdas, é necessário analisar o melhor local para a alocação da GD e do sistema de armazenamento. É importante ressaltar que o local ótimo está diretamente associado ao objetivo a ser otimizado, neste sentido, o local onde seja possível minimizar as perdas, reduzindo o impacto na tarifa de energia do consumidor e evitando sanções financeiras impostas por órgãos reguladores às empresas de distribuição [4].

Diante do conhecimento restrito em relação aos impactos reais da alocação de GD no sistema de distribuição, este trabalho tem como objetivo realizar o estudo de perdas técnicas a partir da simulação de diferentes arranjos de uma rede ativa de distribuição de energia elétrica, contendo geração fotovoltaica e armazenamento por baterias.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A. Geração Distribuída

O conceito de geração distribuída é amplo, tendo muitas definições propostas na literatura. O artigo 14 do Decreto Lei nº 5.163/2004 considera geração distribuída como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW e termelétricas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75% [5].

Sendo assim, é possível definir, de modo geral, a geração distribuída como a geração de energia elétrica próxima às cargas. A energia elétrica proveniente da GD pode ser originada de uma fonte renovável ou não renovável. As principais fontes renováveis distribuídas são a solar fotovoltaica, eólica e biomassa. Já as principais fontes não renováveis são microturbinas e motogeradores a gás natural, cogeração a gás natural e grupos geradores a diesel. No Brasil,

é permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada.

O principal marco regulatório em relação a GD foi obtido com a Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas (MMGD) aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica [6]. Este sistema permite que a energia ativa injetada por unidade consumidora com GD seja cedida à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

Em 2015, esta resolução foi revisada junto com a criação da Resolução Normativa nº 687/2015. O normativo definiu como microgeração as centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 75 kW e minigeração as centrais com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas e menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada [7].

Além disso, no ano de 2015, foi lançado o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) com o objetivo de ampliar a geração distribuída no país. Este relatório foi desenvolvido por um grupo composto pelo Ministério de Minas e Energia, ANEEL, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Sendo assim, os principais temas estudados pelo grupo junto a entidades de diversos setores foram: financiamento, comercialização de energia elétrica, inserção de GD em edificações públicas, impactos regulatórios da implantação em massa da GD e os impactos técnicos [1].

Neste cenário, ainda é importante mencionar que a maioria das instalações de GD com potência inferior a 5 MW corresponde a sistemas fotovoltaicos. Segundo dados da ANEEL, o Brasil possuía 5.525 conexões de MMGD até setembro de 2016, sendo essas majoritariamente compostas por solar fotovoltaica com 5.437 das conexões realizadas, equivalente a 98% do total [1].

O último marco legal da GD no país foi a Lei 14.300 de 2022, na qual a potência máxima instalada de minigeração foi reduzida para 5 MW para fontes despacháveis e 3 MW para fontes não despacháveis. Além de ter sido responsável por estabelecer o sistema de compensação parcial, no qual será cobrada uma componente tarifária referente a energia injetada na rede [8].

B. Armazenadores de Energia Elétrica

Os sistemas de distribuição de energia elétrica funcionam equilibrando a oferta e demanda em tempo real. Dessa forma, “apagões” podem acontecer quando não é possível equilibrar o consumo e a geração de energia elétrica. Sendo assim, o armazenamento de energia elétrica é um dos principais meios para a ampliação e legitimação dos sistemas que utilizam fontes alternativas de energia, principalmente em GD, visto que os mesmos geram energia mesmo quando não há demanda, e também podem não suprir o consumo em momentos de alta demanda.

Os armazenadores de energia são classificados segundo a forma como o armazenamento é realizado, podendo ser de forma potencial, cinética, energia de pressão, em campos magnéticos e elétricos, e eletroquimicamente. A partir disso, a energia armazenada é convertida novamente em energia elétrica no momento desejado. Em aplicações de suprimento de potência, onde o sistema armazenador possui a função de fornecer energia de forma ininterrupta em caso de falhas na

rede de distribuição ou em momentos de alta demanda em uma GD, os principais armazenadores utilizados são baterias e supercapacitores [9].

No contexto de distribuição de energia elétrica, um sistema de armazenamento de energia com baterias (SAEB) é composto por dispositivos de armazenamento, um sistema de conversão de energia CC-CA, um transformador de acoplamento com a rede e dispositivos de proteção e chaveamento, como representa a Figura 1. O SAEB também pode possuir um conversor CC-CC que atua junto a um sistema de gerenciamento de baterias para monitorar e controlar o nível de carga, a corrente, a temperatura e a potência [2].

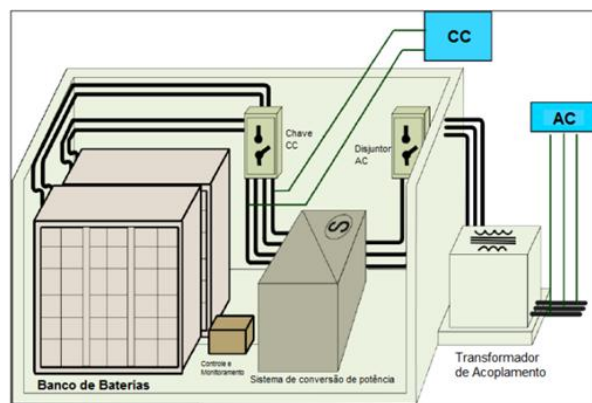


Fig. 1. Componentes de um SAEB [2].

Em alguns locais, o uso de armazenadores nos sistemas de distribuição já está mais estabelecido. A Figura 2 mostra um SAEB instalado em Helsinque, capital da Finlândia. O sistema, que possui uma capacidade de 600 kWh e 1,2 MW, é localizado ao lado de uma subestação responsável pelo suprimento de energia de uma área urbana com alta densidade de cargas e também do tráfego ferroviário. O SAEB é conectado na rede de média tensão juntamente com uma usina fotovoltaica de 380 kWp e uma estação de carga de carros elétricos. Testes realizados neste sistema demonstraram que o mesmo pode garantir a qualidade de energia elétrica aos consumidores através de sua utilização para regulação de frequência e tensão e para compensação de reativos [2].



Fig. 2 – SAEB em Helsinque [2].

Outro exemplo a ser citado é o de um SAEB em um sistema de distribuição em Zurique, na Suíça, como mostra a Figura 3. O sistema possui uma potência de 1 MW e capacidade de armazenamento de 580 kWh, utilizando a

tecnologia de íon-Lítio nas células de armazenamento. Para possibilitar uma variedade de testes, o SAEB pode ser integrado à rede de distribuição de média ou baixa tensão, logo após um transformador isolador que tem por objetivo filtrar as harmônicas geradas pelo chaveamento do sistema de conversão de energia. Este SAEB é aplicado como reserva de energia para regulação de frequência e cortes de pico de carga [2].



Fig. 3. SAEB em Zurique [2].

Tendo em vista que a aplicação de armazenadores de energia elétrica não está difundida em âmbito nacional, a ANEEL publicou, no ano de 2016, a Chamada Pública para projetos de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) estratégicos nº 21, intitulada “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”, a partir da qual 96 agentes de geração, transmissão e distribuição nacionais se interessaram em executar ou financiar projetos de pesquisa no tema [10].

Em 2023, a empresa de transmissão ISA CTEEP inaugurou o primeiro sistema de armazenamento de energia em larga escala no país. O sistema está instalado em uma subestação no município de Registro, no estado de São Paulo, e conta com 30 MW de potência instalada, assegurando energia por até duas horas, totalizando 60 MWh. O SAEB, que pode ser visto na Figura 4, pretende evitar interrupções no fornecimento de energia, beneficiando cerca de 2 milhões de consumidores no litoral Sul do estado de São Paulo em momentos de pico [11].



Fig. 4. SAEB em Registro [11].

C. Perdas Elétricas

Um dos fatores que prejudicam o fornecimento adequado de energia são as perdas elétricas. Sendo assim, as empresas de distribuição de energia elétrica buscam formas de atenuar estas perdas, visto que o fornecimento inadequado de energia pode provocar prejuízos financeiros e penalidades impostas por órgãos reguladores [12].

As perdas elétricas são classificadas como perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas ocorrem devido à energia dissipada nos condutores, equipamentos nas linhas de transmissão e distribuição, perdas magnéticas nos transformadores e correntes de fuga em isoladores. Sendo assim, as perdas técnicas são inerentes ao sistema, sendo possível apenas minimizá-las. Já as perdas não técnicas são perdas relativas a ligações ilegais e erros de medição e faturamento [4].

De modo geral, as perdas elétricas são calculadas pela diferença entre a potência injetada e a potência faturada. No Brasil, o Módulo 7 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) regulamenta o cálculo de perdas na distribuição. O PRODIST estabelece que as perdas de energia nas redes e equipamentos associados ao Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) sejam apuradas a partir dos dados obtidos do sistema de medição, pela diferença entre a energia injetada e fornecida medidas na fronteira desse sistema com agentes de transmissão, geração, consumidores, outras distribuidoras e subestações de distribuição [13].

Já para o contexto de redes e equipamentos associados ao Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT) e ao Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT), onde estão incluídos os ramais de ligação, as perdas são calculadas a partir da energia medida nos pontos de consumo, acrescidas das perdas nos medidores, com a utilização do método de fluxo de potência. Neste método, os elementos não lineares, como geradores e alguns tipos de cargas, são considerados como equivalentes de Norton, com matriz de admitância nodal constante e uma corrente de compensação que ajusta a porção não linear. Além disso, o modelo adotado para as cargas conectadas ao SDMT e ao SDBT é composto por 100% de impedância constante para a parcela reativa e 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa [13].

A partir disso, o estudo de fluxo de potência se inicia obtendo o valor da perda total pela diferença entre a potência injetada e a potência faturada nas unidades consumidoras (UC's). Em seguida, é realizado o cálculo das perdas técnicas considerando apenas a potência faturada nas UC's e, com este valor, é obtido o valor da perda não técnica, dado pela diferença entre a perda total e a perda técnica. Após este cálculo, a perda não técnica obtida é alocada em todos os consumidores proporcionalmente ao valor das cargas e, então, é realizado novamente um cálculo do fluxo de potência, obtendo um novo valor da perda técnica total. De posse deste valor da perda técnica, é realizada a comparação com o valor da perda técnica obtido anteriormente. Se a diferença entre os valores for inferior a uma tolerância pré-estabelecida, termina-se o processo iterativo, caso contrário, o processo retorna para o cálculo da perda não técnica, até que a condição de tolerância seja aceita. O fluxograma da Figura 5 representa este procedimento com a utilização do software OPENDSS [14].

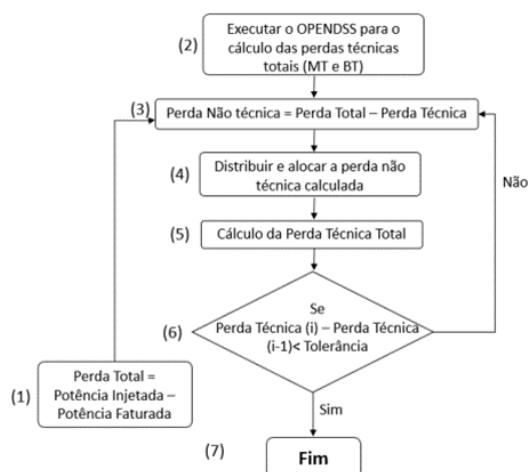


Fig. 5. Procedimento de cálculo de perdas em SDBT e SDMT adotado pela ANEEL [14].

É importante ressaltar a importante relação entre os sistemas de medição e o cálculo de perdas elétricas, visto que quanto mais eficiente o sistema de medição em uma rede, mais simples será a estimação das perdas através do fluxo de potência. Entretanto, as redes de distribuição ainda não possuem um sistema de medição com muitos recursos como nos transformadores das subestações e nos consumidores de grande porte, ou seja, os consumidores residenciais, comerciais e rurais de pequeno porte possuem medições da energia consumida em um determinado intervalo de tempo, geralmente de forma mensal. Além destas diferentes formas de medição, o elevado número de consumidores e os erros de medição também dificultam a estimativa das perdas elétricas [12].

No ano de 2022, a ANEEL divulgou uma nota técnica para uma abertura de tomada de subsídios para debater o aprimoramento na regulamentação da apuração das perdas técnicas regulatórias. Um ponto de aprimoramento identificado é a incorporação de MMGD de fonte solar fotovoltaica ao modelo de cálculo de perdas por fluxo de potência [15]. No momento, existem questionamentos em torno do grau de influência da GD e armazenadores na quantificação de perdas técnicas. Além disso, este estudo mostra-se imprescindível quando o critério para a alocação de um recurso energético distribuído é a melhoria da qualidade da energia entregue pelos sistemas de distribuição e/ou a minimização do impacto financeiro provocado pelas perdas técnicas.

III. DEFINIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO

O sistema elétrico adotado para simulação foi baseado em um SDMT norte americano de 14 barras, onde suas definições e parâmetros podem ser visualizados em [16]. A partir deste sistema, foi realizado um balanceamento das cargas entre as fases, inclusive para os ramais monofásicos, no caso as sub-redes, com o intuito de obter um sistema equilibrado, tendo em vista que não será analisado o fenômeno de desequilíbrio de tensão. Considerando as chaves seccionadoras abertas, o SDMT pode ser representado pelo diagrama da Figura 6.

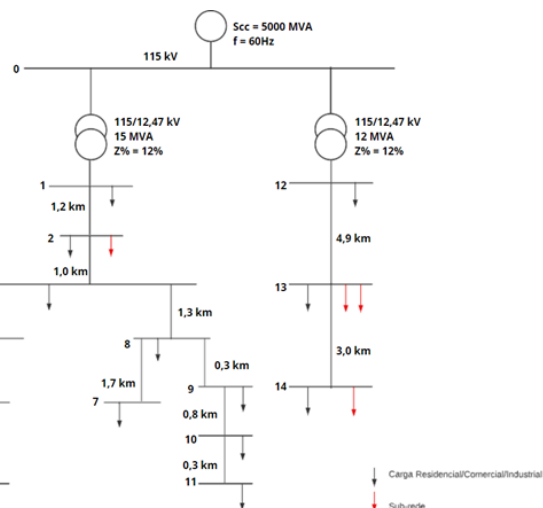


Fig. 6. Diagrama do sistema.

A Tabela I identifica a potência máxima e o fator de potência das cargas trifásicas modeladas para o sistema, sendo as cargas tipo 1 residenciais, tipo 2 comerciais/industriais e tipo 3 as sub-redes.

Tabela I. Cargas do SDMT.

Barra	Potência da Carga [kVA]			Fator de Potência da Carga		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
1	13780	9160	-	0,93	0,87	-
2	350	800	265	0,95	0,85	0,94
3	250	240	-	0,90	0,80	-
4	400	-	-	0,90	-	-
5	200	300	265	0,95	0,85	0,94
6	150	-	265	0,95	-	0,94
7	100	300	-	0,95	0,95	-
8	250	200	-	0,9	0,9	-
9	350	-	-	0,95	-	-
10	500	-	-	0,90	-	-
11	100	450	-	0,95	0,85	-
12	3180	3780	-	0,90	0,87	-
13	-	675	530	-	0,85	0,94
14	-	270	265	-	0,90	0,94

Para conhecimento dos parâmetros dos cabos que interligam as barras, a Tabela II mostra os valores para resistência, reatância e susceptância de sequência positiva e sequência zero dos segmentos de linha. Vale ressaltar que os condutores de fase são do tipo 336,4 AWG e os condutores do neutro do tipo 3/0 AWG.

Tabela II. Parâmetros dos cabos da rede de média tensão.

R_s [Ω/km]	0,282
X_s [Ω/km]	0,703
B_s [μS/km]	3,193
R₀ [Ω/km]	0,466
X₀ [Ω/km]	1,243
B₀ [μS/km]	1,826

A partir destes parâmetros, serão simulados, por meio do software MATLAB Simulink, 2 casos de referência e 15 casos de análise para avaliar as perdas técnicas no trecho entre as barras 1 e 2. Os casos de estudo são:

Casos de referência:

- **Caso 1:** Sistema sem GD.
- **Caso 2:** Sistema com GD nas barras 5 e 10.

Casos de análise:

- ✓ Sistemas com alocações distintas da GD anteriormente conectada na barra 10:
 - **Caso 3:** GD na barra 8.
 - **Caso 4:** GD na barra 2.
 - **Caso 5:** GD na barra 1.
- ✓ Sistemas sem GD e armazenadores absorvendo energia:
 - **Caso 6:** Baterias nas barras 5 e 10.
 - **Caso 7:** Baterias nas barras 5 e 8.
 - **Caso 8:** Baterias nas barras 5 e 2.
 - **Caso 9:** Baterias nas barras 5 e 1.
- ✓ Sistemas com GD e armazenadores absorvendo energia:
 - **Caso 10:** Baterias nas barras 5 e 10.
 - **Caso 11:** Baterias nas barras 5 e 8.
 - **Caso 12:** Baterias nas barras 5 e 2.
 - **Caso 13:** Baterias nas barras 5 e 1.
- ✓ Sistemas sem GD e com armazenadores fornecendo energia:
 - **Caso 14:** Baterias nas barras 5 e 10.
 - **Caso 15:** Baterias nas barras 5 e 8.
 - **Caso 16:** Baterias nas barras 5 e 2.
 - **Caso 17:** Baterias nas barras 5 e 1.

Os casos de referência têm como objetivo verificar o comportamento das perdas com a presença da GD. Já os casos de análise possuem o interesse de verificar como as diferentes alocações de GD e armazenadores influenciam nas perdas. Além de entender como as perdas são impactadas pelos diferentes comportamentos das baterias.

IV. SIMULAÇÃO DOS CASOS DE ESTUDO

Primeiramente, para elevar os níveis de tensão nas barras para uma faixa adequada, foram alterados os tapes dos transformadores, seguindo as especificações estabelecidas em [16]. O transformador de 15 MVA teve uma diminuição de 5% no primário e um aumento de 10% no secundário. Já o transformador de 12 MVA teve uma diminuição de 5% no primário e um aumento de 5% no secundário.

Para a determinação das potências das cargas utilizadas para simulação, a potência das sub-redes foi multiplicada por um fator de coincidência de 0,65. Já para as demais cargas, foi considerada a curva de carga diária da Figura 7, sendo a porcentagem da potência máxima das cargas residenciais representada em azul e das cargas comerciais/industriais representada em vermelho. Estas definições podem ser visualizadas em [16].

Sendo assim, as simulações foram realizadas considerando o horário das 12h, com 75% da potência máxima para as cargas residenciais e 85% para as cargas comerciais/industriais, conforme Figura 7.

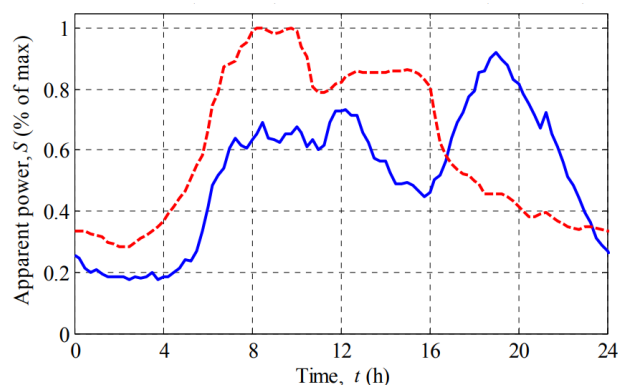


Fig. 7. Perfil de carga diário do SDMT [16].

No horário analisado, o sistema possui carregamento considerável. Caso as análises tivessem sido conduzidas em horários de baixo carregamento, os resultados, em termos da influência nas perdas técnicas, seriam possivelmente menos relevantes.

Sendo assim, as tensões eficazes de linha medidas nas barras do sistema base podem ser visualizadas na Tabela III. As tensões obtidas se encontram dentro da faixa adequada estabelecida no Módulo 8 do PRODIST, que estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica. Esta definição pode ser visualizada na Tabela IV, obtida em [17].

Tabela III. Tensões de linha nas bases do Sistema.

Barra	Tensão [kV]
1	12,23
2	12,00
3	11,86
4	11,83
5	11,81
6	11,80
7	11,74
8	11,76
9	11,75
10	11,72
11	11,72
12	12,49
13	12,21
14	12,16

Tabela IV. Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV [17].

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

É importante ressaltar que a tensão das barras impacta na potência fornecida ou demandada pelos recursos distribuídos, além dos mesmos alterarem o perfil de tensão na barra.

A partir de um sistema base com essas características, foram inseridos sistemas fotovoltaicos com potência de pico de 120 kW. Estes sistemas são compostos por 364 módulos fotovoltaicos de 330 W conectados a um conversor boost para elevar a tensão e um inversor para converter a corrente CC para CA. Antes de se conectar as barras do sistema, o recurso possui um filtro capacitivo para filtrar as harmônicas geradas

pelo inversor e um transformador para adequar a tensão para o SDMT. Este modelo foi adaptado de [18] e para os parâmetros de geração, foram consideradas uma temperatura de 25°C e uma irradiação solar de 1000 W/m².

Já para as baterias, foram simulados sistemas equivalentes a um armazenador com 600 kW de potência para inserir ou absorver potência na rede.

Para medir as perdas no trecho entre as Barras 1 e 2, foram alocados dois medidores no alimentador que conecta as barras, o Medidor 1 imediatamente após a Barra 1 e o Medidor 2 imediatamente após a Barra 2. As potências medidas em cada medidor e as perdas percentuais em relação ao Medidor 1 para cada situação podem ser visualizadas na Tabela V.

Tabela V. Perdas técnicas no trecho analisado.

Caso	Medidor 1 [kVa]	Medidor 2 [kVa]	Perda [%]
1	3668,40	3629,95	1,05
2	3437,71	3403,80	0,99
3	3435,33	3400,43	1,02
4	3437,17	3403,78	0,97
5	3556,15	3520,44	1,00
6	4680,80	4622,04	1,26
7	4685,84	4627,02	1,26
8	4712,49	4653,32	1,26
9	4165,54	4117,67	1,15
10	4455,94	4402,80	1,19
11	4460,46	4407,53	1,19
12	4482,90	4429,23	1,20
13	3932,91	3888,31	1,13
14	2647,48	2625,31	0,84
15	2609,48	2587,93	0,83
16	2598,21	2576,64	0,83
17	3128,76	3099,51	0,94

O gráfico da Figura 8 permite uma melhor visualização para fim de comparação entre os valores de perdas nos casos analisados.

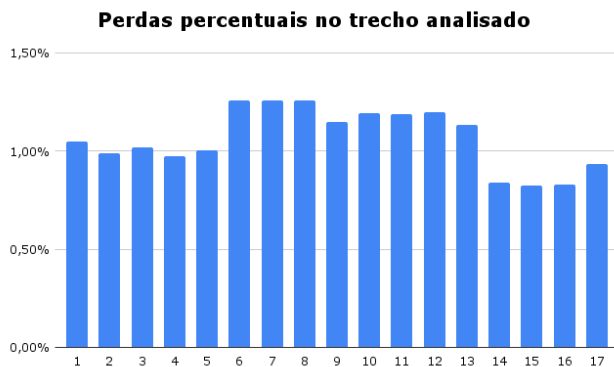


Fig. 8. Perdas percentuais no trecho analisado.

O gráfico da Figura 9 separa os quatro arranjos de alocação nas barras do sistema, permitindo uma melhor visualização do comportamento das perdas nos diferentes casos de simulação.

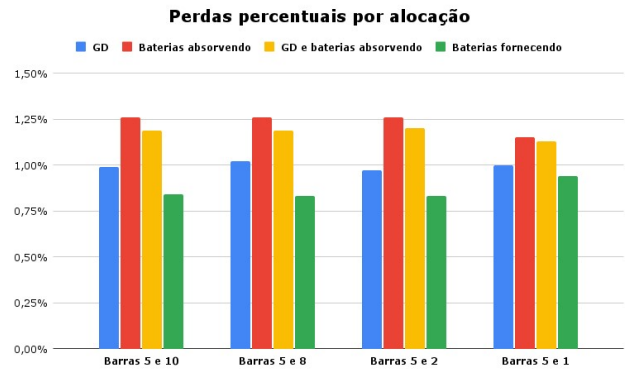


Fig. 9. Perdas percentuais por alocação.

A potência fornecida pelos sistemas fotovoltaicos em cada caso pode ser vista na Tabela VI e a potência absorvida ou fornecida pelos armazenadores se encontra na Tabela VII.

Tabela VI. Potência dos sistemas fotovoltaicos.

Caso	GD da Barra 5 [kW]	GD variável [kW]
2	117,20	117,21
3	117,01	117,42
4	117,07	117,50
5	117,54	116,75
10	116,94	117,20
11	116,90	116,96
12	117,09	117,34
13	116,75	116,79

Tabela VII. Potência dos sistemas de armazenamento.

Caso	Bateria da Barra 5 [kW]	Bateria variável [kW]
6	526,46	517,02
7	526,50	522,11
8	527,91	547,58
9	529,44	571,99
10	529,29	519,43
11	529,48	524,56
12	530,35	549,23
13	529,45	571,84
14	549,57	531,06
15	542,87	579,15
16	560,51	565,22
17	584,10	556,97

Analisando os valores obtidos nas 5 primeiras configurações, pode-se verificar que a inserção dos sistemas de GD diminuiu as perdas no trecho. Esta análise se relaciona com os resultados mostrados em [19]. Porém, em trabalhos futuros, deve-se se analisar se esta diminuição se mantém com a alteração da potência da geração fotovoltaica e da demanda das cargas do sistema. Como exemplo, este cenário não se manteve com o aumento da potência gerada pelos recursos distribuídos e a diminuição do consumo das cargas do sistema em uma simulação realizada em [3]. Tendo em vista as diferentes alocações da GD, a menor perda foi registrada quando a geração esteve mais próxima do trecho, no Caso 4 com uma das gerações na Barra 2. Caso a utilização de GD seja incorporada no cálculo de perdas técnicas, pode ser possível o debate de benefícios para os agentes que a utilizam, como por exemplo, uma revisão tarifária.

Prosseguindo para os Casos 7 ao 9, inserindo apenas baterias em condição de armazenamento, ocorreu uma elevação considerável na potência que flui no trecho e as perdas aumentaram em relação ao sistema base, tendo seu menor aumento quando um dos armazenadores está mais

próximo da fonte de suprimento, no Caso 9 com a bateria na Barra 1.

Já para os Casos 10 ao 13, com as baterias em condição de armazenamento, a inserção de geração reduz o aumento das perdas no trecho, porém os valores ainda são superiores ao caso base. Assim como nos casos anteriores, a menor perda permanece com uma das baterias mais próxima do gerador. Deste modo, ao executar um projeto de armazenamento de grande porte, a concessionária de energia deve optar por alocar o sistema próximo à fonte de geração. Sendo também uma alternativa para redução de perdas a alocação próxima a sistemas fotovoltaicos.

Para a análise dos casos com as baterias em condição de fornecimento, é importante ressaltar que os sistemas foram dimensionados para um fornecimento ínfimo de potência reativa. A partir disso, nos Casos 14 ao 17, foram obtidos os menores valores de perdas no trecho analisado junto com uma diminuição considerável da potência que flui no cabo. Estes resultados se assemelham à inserção da GD, tendo uma redução de perdas maior pela inserção de uma potência mais elevada. Em relação às diferentes alocações, houve um comportamento similar aos primeiros casos, tendo a menor perda com o recurso mais próximo do trecho analisado, nos Casos 15 e 16.

É imprescindível salientar que os Casos 6 ao 17 se complementam, visto que os sistemas de armazenamento se comportam tanto como carga quanto como geração, sendo necessário posteriormente verificar como esta variação impacta nas perdas ao longo de um período. Para realizar esta análise de forma precisa, deve-se utilizar a curva de carga diária do sistema e variar a potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos e a potência fornecida e absorvida pelos armazenadores.

Apesar disto, é possível verificar a menor perda média para as diferentes alocações de baterias no sistema, de forma a comparar os Casos 6 ao 9 e 14 ao 17, como mostra a Tabela VIII. Ressalta-se que esta análise foi realizada considerando o sistema sem a presença dos sistemas fotovoltaicos e a partir da observação das baterias nos dois modos de operação, ou seja, fornecendo e absorvendo potência ativa.

Tabela VIII. Perdas médias nos sistemas com armazenadores.

Alocações das baterias	Perda média [%]
Barras 5 e 10	1,05
Barras 5 e 8	1,04
Barras 5 e 2	1,04
Barras 5 e 1	1,04

A partir destes valores, verifica-se que não há uma variação considerável de perdas entre as alocações de baterias como ocorre analisando este recurso distribuído apenas em um modo de operação, como geração ou carga. No mais, nota-se que as perdas médias dos sistemas com armazenadores foram maiores que as perdas dos sistemas apenas com geração fotovoltaica, não tendo ainda uma variação considerável em relação ao sistema base.

V. CONCLUSÕES

Neste trabalho, as simulações computacionais possibilitaram estudar como os recursos energéticos distribuídos impactam nas perdas técnicas em um sistema de distribuição. A partir dos resultados dos casos de estudo, notou-se que a inserção de potência no sistema reduziu as perdas no trecho analisado, especialmente quando a inserção é alocada mais próxima do mesmo. A obtenção das perdas

médias da Tabela VIII mostra que as baterias não são tão eficientes para a redução de perdas como os sistemas fotovoltaicos. Além disso, estes resultados mostraram que para determinar o local ótimo para alocação dos sistemas de armazenamento é preciso alterar a operação das baterias a partir da curva de carga do sistema de distribuição, com base na demanda de potência das cargas.

Em trabalhos futuros, espera-se realizar as simulações com um modelo computacional de um SAEB mais próximo do real, assim como foi feito com o sistema fotovoltaico, além de utilizar a curva de carga diária do sistema e alterar a potência dos recursos distribuídos, com o intuito de verificar como a variação de geração e consumo interfere no comportamento das perdas.

REFERÊNCIAS

- [1] Ministério de Minas e Energia, 2015. Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD.
- [2] SOUZA, João Paulo Assunção. Análise de Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias Em Uma Rede Real de Distribuição de Energia em Média Tensão. Orientador: Wallace do Couto Boaventura. 2020. 136 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2020.
- [3] BORGES JUNIOR, Amaro Pereira; SILVA, Kleber Freire; PIMENTA, Cesar Orrico; BARBOSA, Daniel. Abordagem probabilística para análise do impacto da inserção da geração distribuída em um sistema de distribuição brasileiro. XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2021.
- [4] SKORUPA, Thayane; MARTINS, Mitiani Tavares Fabrica; PAZ, Martín Cruz Rodríguez. Alocação Ótima de Geração Distribuída Fotovoltaica para Redução de Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: Um Estudo de Caso. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, Abril, 2018.
- [5] BRASIL. Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.
- [6] ANEEL, 2012. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.
- [7] ANEEL, 2015. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.
- [8] BRASIL. Lei nº 14300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências.
- [9] ANDRADE, Caio Vinícius Aguiar. Análise de Desempenho da Rede Elétrica de Distribuição a Partir da Inserção de Armazenadores de Energia. Orientador: Jorge Andrés Cormane Angarita. 2016. 56 f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília. 2016.
- [10] LEITE, Nelson Fonseca; DELGADO, Marco Antônio de Paiva; HAGE, Fabio Sismotto. Os Desafios do Armazenamento de Energia no Setor Elétrico. Boletim de Conjuntura do Setor Energético, FGV Energia, Janeiro, 2017.
- [11] ISA ENERGIA BRASIL. Armazenamento de energia. 2024. Disponível em: isaenergiabrasil.com.br/transicao-energetica/armazenamento-de-energia. Acesso em: 18 dez. 2024.
- [12] OLIVEIRA, Marcelo Escobar. Avaliação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Orientador: Antonio Padilha Feltrin. 2009. 137 f. Dissertação (Doutorado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.
- [13] ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição.

- [14] COSTA, Samille Cristina Piedade; RODRIGUES, Carlos Eduardo Moreira; TOSTES, Maria Emília de Lima; BEZERRA, Ubiratan Holanda; SOARES FILHO, Lázaro Serra; MEDEIROS, Vanja Maria Gato. Cálculo de Perdas Técnicas e Não Técnicas em Redes de Distribuição: Uma Análise Comparativa entre as Metodologias da ANEEL e da Impedância Equivalente Operacional. XIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, São Caetano do Sul, 2019.
- [15] ANEEL, 2022. Nota Técnica nº 0047, de 1 de julho de 2022. Abertura de Tomada de Subsídios para debater o aprimoramento na regulamentação da apuração das perdas técnicas regulatórias.
- [16] CIGRE TASK FORCE C6.04.02, 2014. Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources.
- [17] ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica.
- [18] MATHWORKS. Detailed model of a 100 kW grid-connected PV array. 2024. Disponível em: <https://mathworks.com/help/sps/ug/detailed-model-of-a-100-kw-grid-connected-pv-array.html>. Acesso em: 18 dez. 2024.
- [19] TEIXEIRA, Jéssica Huwe. Análise das perdas elétricas devido a conexão de geração distribuída em um sistema de distribuição secundário. Orientador: Sandro Alberto Bock. 2018. 66 f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia, Universidade do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Ijuí. 2018.