



SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ABORDAGEM INTRODUTÓRIA SOBRE AS PERDAS TÉCNICAS EM UM CONTEXTO DE DISSEMINAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Luana Oliveira¹

Vinicius Botelho²

Marcus V. B. Mendonça³

Arnaldo J. P. Rosentino Jr.³

Fabrcio A. M. Moura³

1. INTRODUÇÃO

Historicamente, o sistema elétrico brasileiro (SEB) se formou sobre uma estrutura verticalizada, estruturada em três segmentos, sendo eles, a geração, a transmissão e a distribuição de energia. Entretanto, com a disseminação dos recursos energéticos distribuídos (REDs), liderado pela inserção de sistemas fotovoltaicos, novos paradigmas estão sendo formados no setor elétrico, cujos impactos e soluções estão sendo debatidos para que o suprimento energético se mantenha seguro, confiável e ao menor custo para todos os agentes e consumidores envolvidos.

Neste contexto, o setor de distribuição ganha significativa importância, haja vista que os impactos técnicos e econômicos são crescentes quanto maior for a interação dos REDs com o sistema tradicional. Com isso, dada a relevância do segmento supracitado, o presente artigo tem o intuito de apresentar conceitos introdutórios, de modelagem, os principais aspectos regulatórios, as perdas do sistema e, por fim, as principais perspectivas e desafios.

¹ Graduanda em Engenharia Elétrica na UFTM e Pesquisadora do NEPSEL.

² Graduando em Engenharia Elétrica na UFTM e Pesquisador do NEPSEL.

³ Professor do Departamento de Engenharia Elétrica da UFTM e Pesquisador Sênior do NEPSEL.

2. O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O sistema de distribuição (SD) de energia elétrica é a parte do sistema elétrico situado entre o sistema de transmissão e a entrada de energia dos consumidores. Segundo a definição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), é o segmento do setor elétrico direcionado à redução da tensão proveniente do sistema de transmissão e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor, além da possível conexão deste ambiente às centrais geradoras alocadas nas proximidades dos centros de consumo.

Sendo assim, é composto basicamente pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos, que operam em diferentes níveis de tensão, vide tabela 1.

Tabela 1 – Classificação dos Níveis de Tensão dos Sistemas de Distribuição.

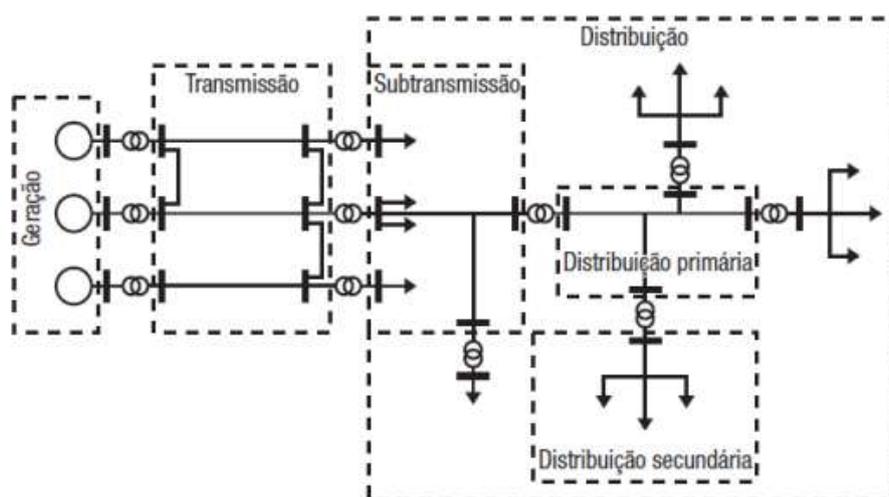
Classificação	Nível de Tensão [kV]
Alta Tensão (SDAT)	69 - 230
Média Tensão (SDMT)	1 - 69
Baixa Tensão (SDBT)	≤ 1

Fonte: ANEEL, 2020.

2.1. A ESTRUTURA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Em termos estruturais, o SD é composto pela subtransmissão, distribuição primária e distribuição secundária. Na subtransmissão é realizada a absorção da energia vinda das redes de transmissão e a mesma pode ser disponibilizada às subestações (SEs) de distribuição e aos consumidores atendidos com tensões na faixa de 138kV e 69kV. A distribuição primária, que é em média tensão, inicia-se na entrada da subestação de distribuição chegando até os transformadores, nessa é usual o nível de tensão de 13,8kV e 34,5kV. Enquanto isto, a distribuição secundária surge a partir dos transformadores e leva a energia, no nível de baixa tensão (220V e 127V) até os consumidores residenciais e comerciais. Essa estruturação pode ser observada na figura 1.

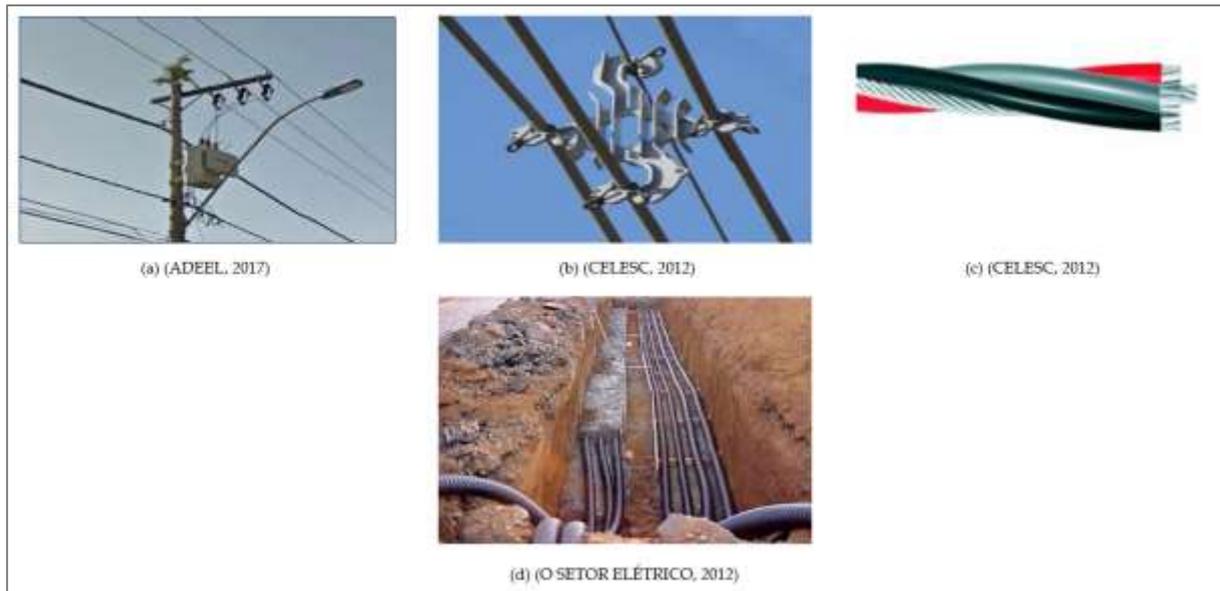
Figura 1: Diagrama Unifilar de um Sistema Elétrico.



Fonte: Kagan, 2010.

Ainda no SD, é possível verificar algumas modernizações estruturais na forma em que a energia é levada aos consumidores. Essas ocorrem pela busca de melhorias técnicas, pela diminuição de custos, redução dos impactos visuais, dentre outras questões. Neste sentido, atualmente, destacam-se quatro configurações de instalação, que são: convencional, compacta, isolada e subterrânea. A configuração convencional (Fig. 2a) ainda é a mais encontrada, porém vem sendo substituída gradualmente. Ela se caracteriza pela utilização de condutores não isolados, é mais suscetível ao meio ambiente, possui custo de instalação mais barato, entretanto, devido aos inúmeros dados, tem custo de manutenção elevado. A segunda configuração (Fig. 2b), apresenta uma característica compacta, com condutores encapados, capazes de elevar a segurança, a qualidade de energia e ainda diminuir a suscetibilidade à impactos ambientais. Destaca-se também o alto custo de instalação e um custo baixo de manutenção. As redes isoladas (Fig. 2c), mais caras que as demais, são caracterizadas pela utilização de um único cabo multiplexado com um fio de sustentação (neutro). Por fim, sistemas de distribuição subterrâneos (Fig. 2d) apresentam como principal característica a neutralização do efeito visual negativo das outras configurações. Entretanto, caracterizam-se pelo elevado custo de instalação e manutenção, mas são reparados com menos frequência comparados sobretudo à rede convencional.

Figura 2: Configurações Usuais dos Sistemas de Distribuição.



Não obstante, é importante ressaltar que diversos equipamentos são necessários para proteção, manobra e regulação de tensão nos sistemas de distribuição. Para a proteção do sistema, equipamentos como para-raios, religadores automáticos, chaves fusíveis, relés de sobrecorrente, TC e TP são utilizados. Para a manobra pode-se utilizar disjuntores e chaves seccionadoras que cumprem o papel de abrir/interromper o circuito que será necessário manobrar e, após um certo tempo, promover novamente a energização. A regulação de tensão pode ser realizada no *tap* dos transformadores ou por reguladores de tensão que tem o intuito de adequar o nível de tensão ao longo dos alimentadores.

2.2. MODELAGEM DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Quando se trata do estudo de fluxo de potência do sistema de distribuição, as redes primárias e secundárias são simuladas considerando o modelo de linha curta, ao passo que a subtransmissão é simulada considerando normalmente o modelo de linha média no formato pi nominal.

Nos modelos de linha curta a rede é representada por elementos série resistivos e indutivos, onde esses elementos definem a queda de tensão nos trechos da rede de distribuição. Enquanto isto, no modelo de linha média, a representação dos

parâmetros capacitivos também é utilizada, ou seja, elementos desprezados na primeira forma de caracterização da rede, agora são incluídos.

Na modelagem das cargas, é importante lembrar que as cargas estão conectadas em diversos pontos do sistema e o consumo de energia elétrica varia durante o dia, havendo momentos de alto e baixo consumo. Assim, a representação computacional destas devem levar em consideração estes aspectos. Algumas aproximações são comuns de serem feitas, desde que os prejuízos para os resultados sejam entendidos, aceitos e minimizados ou desprezíveis.

Atualmente, o programa computacional *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), desenvolvido pela *Electric Power Research Institute* (EPRI), é uma das ferramentas de simulação amplamente utilizada pelas distribuidoras para análises de operação e planejamento do sistema elétrico de distribuição. Seu uso se justifica, pois foi projetado para ser indefinidamente expansível, para que possa ser facilmente modificado para atender às necessidades futuras. Adicionalmente, visando aprimorar o método do cálculo de perdas na distribuição aplicável às distribuidoras de energia elétrica, a ANEEL, através da Norma Técnica N^o 0057, adotou o OpenDSS para a quantificação das perdas por meio da metodologia de fluxo de carga (VISCONTI, 2019).

2.3. REGULAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Segundo a ANEEL, a regulação técnica da distribuição é orientada pela SDR – Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, em que as principais atividades dessa regulação são: (i) Estabelecimento de regras e procedimentos referentes ao planejamento da expansão, ao acesso, operação e medição dos sistemas de distribuição incluindo o desenvolvimento de redes inteligentes e o gerenciamento do lado da demanda; (ii) Estabelecimento dos indicadores de qualidade do serviço e do produto energia elétrica; (iii) Regulação das condições gerais de fornecimento de energia elétrica; (iv) Implementação e acompanhamento da universalização do acesso à energia elétrica; e (v) Implementação e aplicação da tarifa social de energia elétrica (ANEEL, 2020a).

Neste sentido, a NR 414/2010 estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica e tem o intuito de regular as disposições a serem observadas pelos consumidores e empresas responsáveis pela prestação do serviço de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2020b). Esta resolução trata, dentre outros assuntos, das modalidades tarifárias, da medição, das responsabilidades da distribuidora e do consumidor, além de alguns aspectos do ressarcimento de danos elétricos. Adicionalmente, a ANEEL elaborou documentos separados em módulos que normatizam as atividades técnicas vinculadas a operação e desempenho dos sistemas de distribuição. Estes módulos compõem os procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional, conhecidos como PRODIST. Este encontra-se atualmente dividido em 11 módulos, que abordam sobre o acesso ao sistema, cálculo de perdas, qualidade da energia elétrica, ressarcimento de danos elétricos, sistema de medição e outras regulamentações no âmbito da distribuição (ANEEL, 2020c).

3. AS PERDAS DE ENERGIA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Desde a criação da ANEEL, em 1996, a regulação da energia elétrica tem evoluído constantemente no Brasil. Dentre as atribuições da Agência, destaca-se o desenvolvimento de metodologias de cálculo tarifário das distribuidoras de energia, processo no qual os custos operacionais e os investimentos realizados pelas empresas são analisados e repassados para a tarifa de energia como uma forma de assegurar aos prestadores de serviço a remuneração adequada. Dentre os custos operacionais analisados e que compõem o preço final da tarifa se encontram as perdas de energia, que são analisadas separadamente em duas parcelas distintas: perdas técnicas e não técnicas (COSTA *et. al*, 2019).

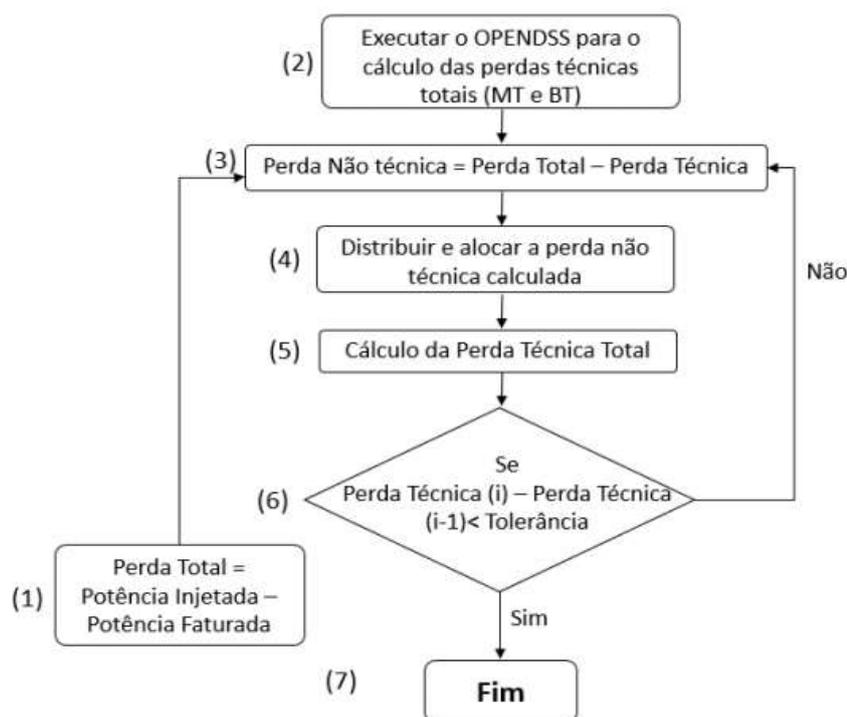
As perdas técnicas, cuja metodologia de cálculo está descrita no Módulo 7 do PRODIST, estão relacionadas às perdas que ocorrem no transporte e na transformação de energia e as mesmas não podem ser evitadas totalmente. Já as perdas não técnicas estão relacionadas ao furto ou fraude de energia e aos erros de medição ou faturamento. Para essas, o processo de cálculo está descrito no submódulo 2.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) (COSTA *et. al*, 2019).

3.1. METODOLOGIA DE CÁLCULO DE PERDAS DA ANEEL

De acordo com a metodologia adotada pela ANEEL, as perdas no Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) são obtidas através da diferença entre a energia injetada e a fornecida, medida na fronteira desse sistema com agentes de transmissão, geração, consumidores, outras distribuidoras e subestações de distribuição (ANEEL, 2020d).

Já as perdas nos Sistemas de Distribuição de Média (SDMT) e Baixa Tensão (SDBT) são obtidas por estudos de fluxo de carga, de acordo com o fluxograma da Fig. 3.

Figura 3 - Fluxograma simplificado do procedimento de cálculo das perdas em SDMT e SDBT adotado pela ANEEL.



Fonte: Costa *et. al*, 2019.

Seguindo o algoritmo apresentado, na etapa (1) da Fig. 3, é obtido o valor da perda total do sistema através da diferença entre a potência injetada e a potência faturada nas unidades consumidoras. Na etapa (2) é feito o cálculo das perdas técnicas, por meio de simulação computacional, considerando apenas a potência faturada pelos consumidores e, conseqüentemente, na etapa (3), obtendo o valor da perda não técnica,

dada pela diferença entre a perda total e a perda técnica obtida na etapa (2). Posteriormente, a perda não técnica é alocada em todos os consumidores, na etapa (4), de forma proporcional ao valor das cargas e, então, é realizado novamente um cálculo do fluxo de carga e encontrado um novo valor da perda técnica total na etapa (5). De posse do valor da perda técnica obtido na etapa anterior, é feita a comparação com o valor da perda técnica da etapa (2). Se o resultado da subtração for inferior a uma tolerância pré-estabelecida, tem-se o fim o processo iterativo, senão o processo retorna para a etapa (3), até que a condição seja atendida (COSTA et. al, 2019).

4. PERSPECTIVAS E DESAFIOS PARA O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Como destacado anteriormente, os sistemas fotovoltaicos são a tecnologia que tem tomado frente neste movimento, entretanto, espera-se que com o tempo haja também a interação de veículos elétricos, sistemas de armazenamento distribuído e ações de resposta da demanda com a dinâmica do setor elétrico. Essas frentes, apesar de serem complementares e agregarem inúmeros benefícios, apresentam desafios distintos para sua implementação correta e em grande escala.

Tratando inicialmente dos impactos técnicos gerados pela geração distribuída, em especial dos sistemas fotovoltaicos, destaca-se a incerteza associada à difusão desta tecnologia como um fator crucial, que resulta, dentre outras questões, em incertezas relativas à necessidade de aumento da capacidade dos sistemas de distribuição. Neste sentido, segundo Maurício Tolmasquim, no livro intitulado “Recursos Energéticos Distribuídos e suas Potencialidades” os principais impactos técnicos da inserção de energia solar fotovoltaica distribuída estão relacionados:

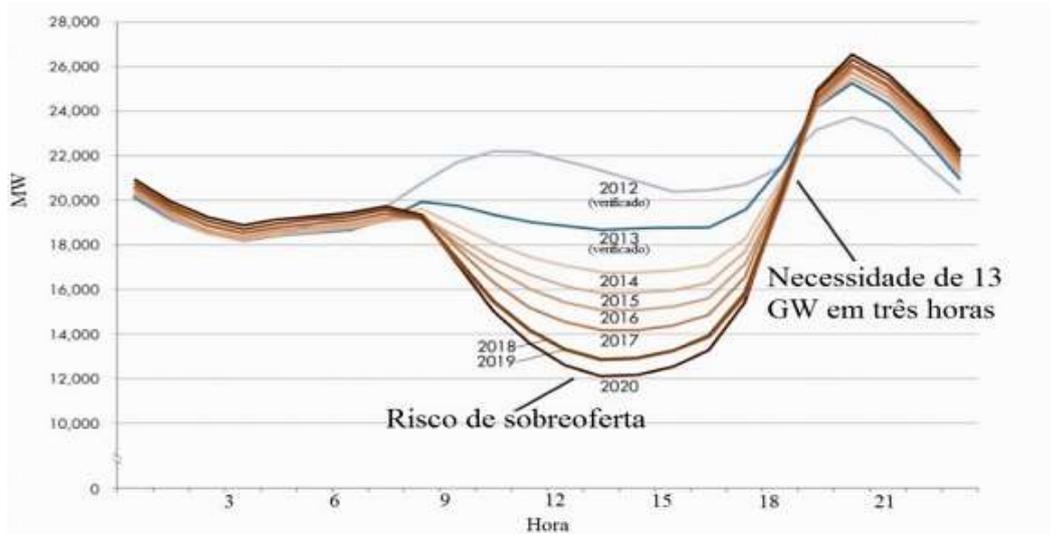
- (i) ao **controle de tensão**, haja vista que a injeção de potência ativa pode produzir elevação da tensão em alguns pontos da rede, podendo interferir na lógica de funcionamento dos controladores de tensão;
- (ii) às **perdas ativas**, que podem apresentar um decréscimo em caso de baixa inserção, mas que, em casos de elevada disseminação de geração distribuída (GD), pode acarretar maiores perdas técnicas;

- (iii) à **proteção**, tendo em vista que a possibilidade de fluxo de potência reverso e/ou flutuações de tensão, afetam a calibração desses dispositivos.

Os impactos relacionados ao carregamento das redes, à qualidade de energia e à confiabilidade do sistema elétrico existem, porém em um contexto de elevados níveis de concentração de GD.

Ainda em um contexto de elevada penetração de GD, em termos de suprimento, um dos efeitos mais característicos é o da curva conhecida como “curva do pato” (Fig. 4), que gera a necessidade do aumento de geração flexível, geralmente mais caras, em um curto espaço de tempo no início da noite e pela redução drástica dessa geração a partir do início do dia (TOLMASQUIM, M; MOROZOWISKI, M, 2019).

Figura 4 - Curvas de Carga em Redes com Alta Penetração de GD (Curva do Pato)



Fonte: Castro *et al.*, 2016.

No caso das outras frentes dos REDs no Brasil, observa-se, ainda que timidamente, iniciativas para o incentivo de resposta da demanda e para a utilização de armazenadores de energia distribuídos (Battery Energy Storage System - BESS). A resposta da demanda com a possibilidade de os consumidores residenciais adotarem a tarifa branca, caracterizada pelo faturamento horário do consumo em três patamares: ponta, intermediário e fora de ponta. Neste contexto, é válido destacar o estudo apresentado pelo relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 02/2018-

SGT/SRM/ANEEL, o qual tem foco no modelo tarifário aplicado ao grupo B, tendo como resultado a Tarifa Binômica, uma tarifa com uma parcela fixa e outra proporcional ao consumo de energia (ANEEL, 2020e). No que tange aos armazenadores de energia, destaca-se que o elevado custo ainda é um impeditivo para aquisição por parte da maioria dos consumidores, todavia, com a redução contínua dos preços, espera-se que em breve seja uma tecnologia competitiva, o que traz importância de análises para os sistemas de distribuição.

Assim, vale ressaltar que a utilização de sistemas de armazenamento de forma controlada e otimizada em sistemas com elevada penetração de GD é essencial, tendo em vista a possibilidade de aplainar as curvas de consumo líquido diário, reduzindo o carregamento dos transformadores e alimentadores, contribuir para segurança energética, dentre outras. Para tanto, torna-se necessário avaliar o controle de carga e descarga dos armazenadores, de forma que estes sistemas possam ser carregados nos momentos de alta produção de energia elétrica pelos sistemas fotovoltaicos, por exemplo, e isto significa que o processo de descarga deve ocorrer em um intervalo de tempo distinto.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante do contexto apresentado neste artigo, especialmente no que tange aos desafios identificados, é importante enfatizar os aspectos relativos à quantificação das perdas técnicas. Desta forma, pode ser verificada a necessidade de definições no tocante a representação computacional do conjunto de dispositivos envolvendo uma dada GD, além da observação do comportamento da perda de acordo com o ponto de alocação destes sistemas de produção.

As distribuidoras, de forma geral, estão atentas ao movimento do mercado e tentam prever os impactos e os benefícios da elevada penetração de GD. Assim, realizam estudos por meio de parcerias com instituições de pesquisa visando ampliar respostas no que diz respeito principalmente à melhoria do controle dos sistemas de distribuição diante dessas tendências.

REFERÊNCIAS

ANEEL a, Regulação da Distribuição da ANEEL. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>. Acesso em: 27 out. 2020.

ANEEL b, RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>. Acesso em: 24 nov. 2020.

ANEEL c, PRODIST. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 30 out. 2020.

ANEEL d. PRODIST: Módulo 7, Cálculo de Perdas na Distribuição. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo7_Revisao_5+-+Retificado/669bf2b6-7fb4-07e8-f5fd-0bea4d83ad34. Acesso em 23 de novembro de 2020.

ANEEL e. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL. Tarifa Binômica, Modelo Tarifário do Grupo B. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/4+Modelo+de+AIR+-+SGT+-+Tarifa-Binomia.pdf/ea152997-0f6e-b2d1-d443-8354cd2a380a>. Acesso em 09 de dezembro de 2020.

CASTRO, N. *et al.* Impactos Sistêmicos da Micro e Mini Geração Distribuída. **Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 79**. Rio de Janeiro, jan. de 2018. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/46_tdse79.pdf. Acesso em: 24 de nov. 2020.

COSTA *et. al.* **Cálculo de Perdas Técnicas e Não Técnicas em Redes de Distribuição: Uma Análise Comparativa entre as Metodologias da ANEEL e da Impedância Equivalente Operacional**. CBQEE, 2019.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBIA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010.

TOLMASQUIM, M; MOROZOWSKI, M. **Recursos Energéticos Distribuídos e suas Potencialidades**. Rio de Janeiro: Synergia, 2019.

VISCONTI, I. F.; DA COSTA, M. R. **Cálculo de Perdas na Média e Baixa Tensão numa Rede de Distribuição Real, a partir do Modelo de Dados BDGD da ANEEL**. XIII SIMPASE, 2019.