UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO

DANNILO PERUCH ALVES GAMA

SIMULAÇÃO DA TÉCNICA *PEAK SHAVING* APLICADA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O *SOFTWARE* OPENDSS

VITÓRIA
2020

DANNILO PERUCH ALVES GAMA

SIMULAÇÃO DA TÉCNICA *PEAK SHAVING* APLICADA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O *SOFTWARE* OPENDSS

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Dannilo Peruch Alves Gama**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação

VITÓRIA
2020

DANNILO PERUCH ALVES GAMA

SIMULAÇÃO DA TÉCNICA *PEAK SHAVING* APLICADA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O *SOFTWARE* OPENDSS

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Dannilo Peruch Alves Gama**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 03 de dezembro de 2020.

COMISSÃO EXAMINADORA:

_____

Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

_____

Prof. Dr. Walbermark Marques dos Santos
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

_____

Msc. Kaique Ferreira
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

RESUMO

As redes de distribuição têm passado por um período de transição, onde a crescente preocupação ambiental e o fomento às tecnologias emergentes impulsionam a adoção de sistemas de armazenamento de energia por parte das concessionárias, que quando aplicados a uma técnica para gerenciamento da potência ativa, como o *Peak Shaving*, tem o potencial de aumentar a flexibilidade do sistema, postergar investimentos, reduzir o estresse sob reguladores de tensão e diminuir as perdas. Paralelo a isso, devido a programas e incentivos financeiros, os consumidores estão cada vez mais optando pela instalação de geradores fotovoltaicos para cogeração, tal fenômeno pode impactar negativamente a operação de uma rede elétrica. Dessa forma, os sistemas de armazenamento também se mostram como uma alternativa para a mitigação dos impactos da inserção de geração distribuída. Em vista desse cenário, este trabalho tem como objetivo principal simular uma rede de distribuição com geração distribuída e sistemas de Armazenamento de Energia Comunitários controlados pela concessionária para realizar *Peak Shaving.* Os múltiplos cenários da rede distribuição aplicados neste estudo serão simulados utilizando o *software* OpenDSS. O alvo das simulações foi avaliar os impactos sobre a atuação dos reguladores de tensão, perdas energéticas, adequação aos limites de tensão estabelecidos pela ANEEL, demanda máxima fornecida pela subestação, e fator de carga na rede do IEEE de 34 barras. Além disso, é apresentado uma breve contextualização sobre o planejamento e operação de redes de distribuição, os impactos da geração distribuída e as estratégias para *Peak Shaving* encontradas na literatura. Também foram utilizados métodos de alocação e dimensionamento de Sistemas de Armazenamento de Energia encontrados na literatura que podem ser usados pelas concessionárias. Por fim, constatam-se os benefícios operacionais que o *Peak Shaving* e os sistemas de Armazenamento de Energia Comunitários podem trazer.

Palavras-chave: *Peak Shaving*. Sistemas de Armazenamento de Energia. Geração Distribuída. Redes de Distribuição.

ABSTRACT

Distribution networks have been going through a transition period, where the growing of environment concern and the promotion to the emerging technologies are boosting the adoption of energy storage systems by the utilities, that where applied with an active power management, such as Peak Shaving, have the potential to increase the system flexibility, postpone investments, reduce the voltage regulators stress and decrease losses. Parallel to this, due to programs and financial incentive, the consumers are increasingly opting for the installation of photovoltaic generators for cogeneration, such phenomenon can bring negative impacts to the electrical grid operation. In this way, the storage systems are also popping up as an alternative to mitigate the impacts of distributed generation. In view of this scenario, the present work has the main objective the simulation of a Distribution network with distributed generation and Community Energy Storage systems controlled by the utilities to do Peak Shaving. The multiples scenarios will be simulated with the OpenDSS software. The goal of the simulations is to evaluate the impacts in the voltage regulators, energy losses, voltage conformity to the ANEEL's operations limits, peak demand on the substation, and load factor of the IEEE 34 bus system. Besides that, a brief contextualization is presented about Distribution networks planning and operation, distributed generation impacts, and the Peak Shaving strategies found in the literature. Also, allocation methods and dimensioning of Energy Storage Systems found in published articles were utilized. In the end, the operational benefits that Peak Shaving and Community Energy Storage can bring to the network are verified.

Keywords: Peak Shaving. Community Energy Storage. Distributed Generation. Distribution Network.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Geração solar versus consumo residencial 15
Figura 2 – Expectativa de crescimento da capacidade de armazenamento 17
Figura 3 – Blocos de um SEP hipotético 20
Figura 4 – Processo típico para planejamento de redes de distribuição 22
Figura 5 – Rede de distribuição primária radial 24
Figura 6 – Rede primária em *loop* 25
Figura 7 – Modelo de uma linha com resistência e reatância 26
Figura 8 – Limites para os valores de tensão em regime permanente 27
Figura 9 – Esquemático de um regulador do tipo degrau (SVR) 29
Figura 10 – Circuito simplificado de um LDC 30
Figura 11 – Controle do tap em relação à tensão desejada, a margem de tolerância e ao delay 31
Figura 12 – Impacto das técnicas de RT no perfil de tensão de um alimentador da rede primária 32
Figura 13 – Rede IEEE 34 barras 34
Figura 14 – Sintaxe da linguagem de programação do OpenDSS 38
Figura 15 – Potência na saída da subestação 43
Figura 16 – Modelo do elemento *PVSystem* no OpenDSS 44
Figura 17 – Curva de radiação diária 45
Figura 18 – Temperatura na superfície do painel fotovoltaico 45
Figura 19 – Esquemático da injeção de potência ativa de um GFV 48
Figura 20 – Variação do DRC_E em relação ao FIGD 50
Figura 21 – Perdas totais de energia na rede em 24 horas 52
Figura 22 – Curva de carga antes e após o *peak shaving* 53
Figura 23 – Comparação entre diferentes tipos de armazenamento de energia 55
Figura 24 – Topologia da rede com CES e consumidores com geração distribuída 56
Figura 25 – Esquemático de um CES conectado a uma barra da rede de distribuição primária 57
Figura 26 – Injeção de potência em uma barra de carga com CES e GFV 58
Figura 27 – Variáveis relacionadas ao *peak shaving* 59
Figura 28 – Despachos típicos diários de bateria 61
Figura 29 – Curva P_{REDE} e os diferentes limiares de operação 63

Figura 30 – Estado de carga do sistema de armazenamento 63
Figura 31 – Nós da rede IEEE 34 barras que receberam a conexão de um CES. 65
Figura 32 – Operações anuais de um SVR de tensão para diferentes FIGD e tamanhos de CES 66
Figura 33 – Esquemático do elemento *StorageSystem* 68
Figura 34 – Fluxograma do algoritmo para determinação de $P_{MÁX}$ 71
Figura 35 – Fluxograma do algoritmo para determinação de $P_{MÍN}$ 73
Figura 36 – Situação onde $P_{MÁX}$ e $P_{MÍN}$ se igualam à demanda média na barra 890 da rede IEEE 34 barras 75
Figura 37 – Exemplo de curva e vetor para despacho do *StorageSystem* 76
Figura 38 – Trocas de tap diárias do Regulador 1 78
Figura 39 – Trocas de tap diárias do Regulador 2 78
Figura 40 – Potência na saída da SE no Cenário Inicial antes e depois dos CES realizando *peak shaving* 79
Figura 41 – Trocas diárias de tap do Regulador 1 81
Figura 42 – Trocas diárias de tap do Regulador 2 81
Figura 43 – Comparação entre os valores máximos de demanda em cada situação simulada 82
Figura 44 – Curva de carga típica residencial 93
Figura 45 – Curva de carga típica comercial 93
Figura 46 – Curva de carga típica industrial 94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Ponto de Conexão e Potência dos capacitores shunt 35
Tabela 2 – Erros calculados em todas as barras para os módulos da tensão eficaz.....91
Tabela 3 – Erros calculados em todas as barras para os ângulos da tensão 92

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Projetos piloto de Armazenamento de Energia Comunitário no mundo 16
Quadro 2 – Especificações dos reguladores de tensão tipo LDC 35
Quadro 3 – Cargas concentradas da rede IEEE 34 barras 36
Quadro 4 – Cargas uniformemente distribuídas da rede IEEE 34 barras 37
Quadro 5 – Designação do tipo de consumidor em cada barra 42
Quadro 6 – Os diferentes cenários de simulação com base no FIGD e FIE 47
Quadro 7 – Impactos da inserção de geração distribuída sem atuação dos reguladores de tensão 50
Quadro 8 – Resultados das simulações com geração distribuída e atuação dos reguladores de tensão 51
Quadro 9 – Comparação dos custos de O&M entre tipos de bateria 55
Quadro 10 – Barra de conexão e parâmetros dos CES alocados na rede IEEE 34 barras 67
Quadro 11 – Valores de limiar superior para as barras com CES conectados e todos cenários 72
Quadro 12 – Valores de limiar inferior para as barras com CES conectados e todos cenários 74
Quadro 13 – Valores de limiar inferior para as barras com CES conectados e todos cenários 77
Quadro 14 – Resultados obtidos para *peak shaving* com despacho específico para cada cenário 80
Quadro 15 – Sumarização dos resultados de todas as situações simuladas 83

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BW	*Bandwidth*
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CES	*Community Energy Storage*
CSV	*Comma-Separated-Values*
DRC	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária
EPRI	*Electric Power Research Institute*
FIE	Fator de Inserção de Geração Distribuída em Relação a Energia
FIGD	Fator de Inserção de Geração Distribuída
GFV	Gerador Fotovoltaico
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*
IR	Interruptor de Reversão
LDC	*Line Drop Compensator*
MC	Margem de Carga
O&M	Operação e Manutenção
OpenDSS	*Open Distribution System Simulator*
PES	*Power and Energy Society*
PR	Ponto de Regulagem
PRODIST	Procedimentos de Distribuição no Sistema Elétrico Nacional
QSTS	*Quasi-Static Time-Series*
RT	Regulação de Tensão
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SVR	*Step Voltage Regulator*
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

LISTA DE SÍMBOLOS

Vk	Tensão na barra k (V)
Vj	Tensão na barra j (V)
ΔV	Queda de tensão entre barras (V)
V_{SET}	Tensão desejada (V)
p.u.	Valor por unidade
r	Valor da resistência característica da linha (Ω/km)
R	Valor da resistência da linha (Ω)
x	Valor da reatância característica da linha (Ω/km)
X	Valor da reatância da linha (Ω)
DRC_E	Duração relativa da transgressão para tensão crítica equivalente
DRP_E	Duração relativa da transgressão para tensão precária equivalente
$Pmáx_{GD}$	Pico de potência trifásica injetada pelo gerador fotovoltaico
$D_{máx}$	Pico de demanda trifásica das cargas da rede
E_{GFV}	Energia total injetada pelo gerador fotovoltaico em 24 horas
E_{GFV}	Energia total consumida pelas cargas em 24 horas
P_{PV}	Potência injetada pelo gerador fotovoltaico
P_L	Potência ativa absorvida pela carga
Q_L	Potência reativa absorvida pela carga
P_{REDE}	Potência fornecida pela rede
P_{BAT}	Potência do sistema de bateria
$P_{MÁX}$	Limiar superior
P_{MIN}	Limiar inferior
P_{CARGA}	Potência de carga da bateria
$P_{DESCARGA}$	Potência de descarga da bateria
H_{PICO}	Hora de pico de demanda trifásica
$P_{MÉD}$	Valor médio da curva de demanda

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 14
1.1 Apresentação 14
1.2 Motivação 18
1.3 Objetivos 18
1.3.1 Objetivo Geral 18
1.3.2 Objetivos Específicos 19
1.4 Metodologia 19

2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO 20
2.1 Visão Geral 20
2.2 Planejamento de Sistema de Distribuição 21
2.2.1 Etapas de planejamento 21
2.2.2 O futuro do planejamento de redes de distribuição 23
2.3 Sistemas de Distribuição Primários 24
2.3.1 Configuração radial 24
2.3.2 Configuração *loop* 25
2.4 Regulação de Tensão 25
2.4.1 Queda de tensão 26
2.4.2 Regulamentação da ANEEL 27
2.4.3 Reguladores de Tensão 28
2.4.3.1 Regulador com degraus de tensão 29
2.4.3.2 Compensador por queda de linha 30
2.4.3.3 Aplicação de regulares de tensão e capacitores 31
2.4.4 Perdas das redes de distribuição 32
2.4.5 Fator de carga 33

3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZADA 34
3.1 Rede IEEE 34 Barras 34
3.2 OpenDSS 38
3.2.1 A linguagem de programação do OpenDSS 38
3.2.2 Implementação da rede IEEE 34 barras 39
3.3 Verificação e Validação da Rede 39

4 INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 41
4.1 Simulação ao longo do dia no OpenDSS 41
4.2 Geração Distribuída e Fator de Inserção 43
4.3 Impactos na Rede de Distribuição 47
4.4 Resultados 49
4.4.1 Resultados sem trocas de tap dos reguladores de tensão 49
4.4.2 Resultados com trocas de tap dos reguladores de tensão 51

5 *PEAK SHAVING* 53
5.1 Sistemas de Armazenamento 54
5.1.1 Baterias 54
5.1.2 Aplicações em redes de distribuição pela concessionária 55
5.1.3 Injeção de potência em uma barra com CES 57
5.2 Estratégias de *Peak Shaving* na Literatura 58
5.2.1 Despacho prévio 60
5.2.2 Monitoramento em tempo real 62
5.3 Alocação e Dimensionamento de CES na Rede IEEE 34 Barras 64
5.3.1 Alocação de CES 64
5.3.2 Dimensionamento dos CES 65
5.3.3 Implementação dos CES no OpenDSS 67
5.4 Implementação do *Peak Shaving* 68
5.4.1 Definição dos limiares de operação 69
5.4.1.1 Limite superior – $P_{MÁX}$ 69
5.4.1.2 Limite inferior – P_{MIN} 72
5.4.1.3 Restrição relacionada ao valor médio da demanda 74
5.4.2 Implementação no OpenDSS 75
5.5 Simulações e Resultados 76
5.5.1 Despacho prévio configurado para o Cenário Inicial 76
5.5.2 Despacho Prévio configurado para o cada cenário 79
5.5.3 Apresentação de todas as situações simuladas 82

6 CONCLUSÕES 84

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 86

APÊNDICE A – RESULTADOS DA VALIDAÇÃO DA REDE.....91

APÊNDICE B – CURVAS TÍPICAS DE CONSUMIDORES.....93

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

As fontes renováveis vêm ganhando bastante destaque nos últimos anos. A energia solar e a eólica são as que têm atraído a atenção da maioria dos países e estimulado investimentos em pesquisa e implementação. A potência mundial instalada de geração fotovoltaica era de 500 GW em 2018 e a previsão é que chegue aos 1100 GW no ano de 2023, um crescimento de 120 % em apenas cinco anos (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018). Já a energia eólica alcançou os 650 GW instalados mundialmente em abril de 2020 (WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2020).

Rente ao crescimento das gerações em larga escala, as micro e minigerações também têm aumentado sua significância. Segundo a Resolução Normativa Nº 482 de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), revisada em 2015, classifica-se como microgeração distribuída uma central geradora com potência igual ou inferior a 75 kW, e a minigeração distribuída com potência superior a 75 kW e igual ou inferior a 5 MW. A resolução autoriza o uso de fontes renováveis, como energia solar, a se conectar à rede de distribuição (ANEEL, 2012).

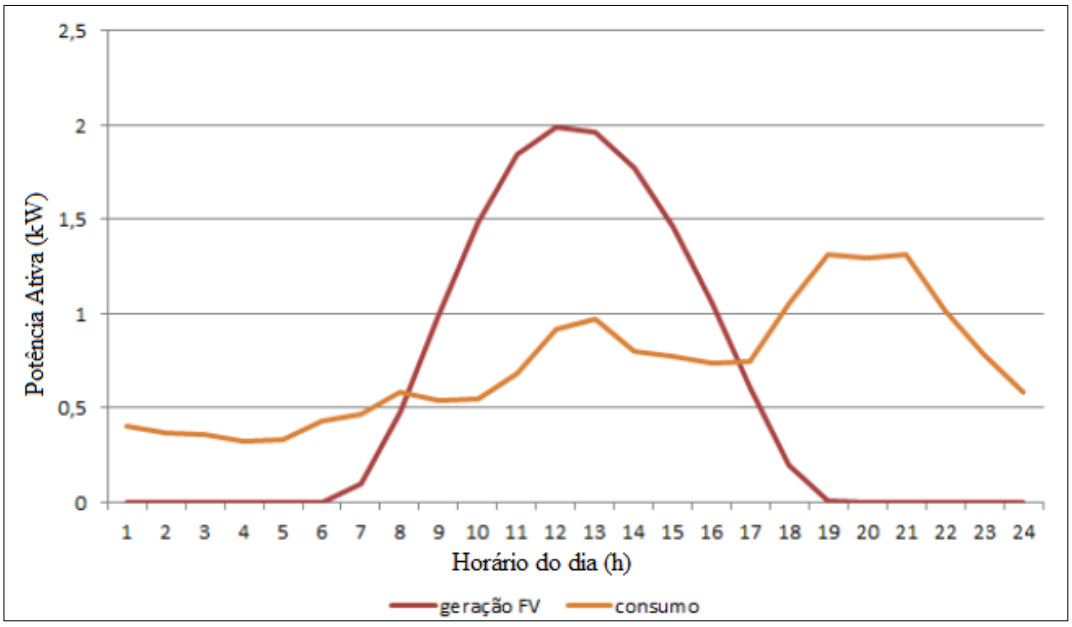
No Brasil, em 2015, o número de conexões de micro e minigeração era de 5040, somando uma potência de 57,93 MW (ANEEL, 2016). Em 2018 esse número superou as 20 mil conexões, com uma potência instalada total de 247,30 MW (ANEEL, 2018a).

A classe residencial é a responsável por maior parte dessas conexões, com 58,71% do total, seguida pela classe comercial com 35,25%. A energia solar é a fonte mais utilizada pelos centros geradores. Os estados com maior número de conexões, em ordem decrescente, são Minas Gerais, São Paulo e o Rio Grande do Sul (ANEEL, 2018a).

Os sistemas de energia elétrica sempre foram projetados sob uma premissa fundamental: toda energia instantânea gerada deve ser consumida de imediato. Um dos desafios na geração solar é que curva de geração é incompatível com a curva típica da demanda de um consumidor residencial. O pico de geração de um gerador fotovoltaico normalmente acontece ao meio dia,

enquanto o valor máximo de consumo acontece nas primeiras horas da noite, entre 17 e 22h, como mostra a Figura 1. Desta forma, é necessário um meio de melhorar o aproveitamento dos geradores, para eles efetivamente reduzirem a fatura de energia do cliente e o pico de consumo (CUNHA, 2017).

Figura 1 – Geração solar versus consumo residencial



Fonte: ANEEL (2017).
Nota: Adaptado pelo autor.

Sistemas de armazenamento de energia (SAE) vêm se apresentando como uma possível solução para a não coincidência entre o pico de geração e o de demanda, de modo que o SAE pode armazenar a energia durante o período de geração e descarregá-la no período de maior demanda. Essa estratégia é denominada *Peak Shaving*, ou corte do pico de demanda (SALIS et al., 2014).

A aplicação de sistemas de armazenamento junto a uma rede de distribuição com cada vez mais inserção de fontes renováveis vem sendo objeto de estudo de pesquisas pelo mundo. Com uma estratégia eficiente de controle e dimensionamento, os SAE podem postergar grandes investimentos na expansão da infraestrutura da rede elétrica e também melhorar a qualidade da energia. Como são capazes de armazenar energia, poderão funcionar como geradores robustos e de resposta rápida nos momentos de maior demanda (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION, 2011).

Os SAE começaram a ser inseridos na rede elétrica pelas concessionárias de energia como centrais chamadas de Armazenamento de Energia Comunitário (CES, do inglês *Community Energy Storage*). A capacidade de armazenamento desse tipo de sistema varia na grandeza de algumas dezenas de kWh até valores superiores a 1 MWh. A instalação desses pode ter diferentes aplicações, e tem como objetivo atender um conjunto de consumidores, podendo ser um bairro inteiro, por exemplo, que faz parte da área de concessão da distribuidora. O Quadro 1 mostra alguns projetos piloto de CES em diferentes localidades do mundo (KOIROLA; OOST; WINDT, 2018).

Quadro 1 – Projetos piloto de Armazenamento de Energia Comunitário no mundo

Ano	**Localização**	**Nº de Unidades Consumidoras Atendidas**	**Capacidade de Armazenamento (kWh)**	**Objetivo do projeto**
2012	Etten-leur, Holanda	200	230	Identificar as condições de confiabilidade, acessibilidade e sustentabilidade de CES.
2017	Heeten, Holanda	24	120	Estudo para inovação do mercado local de energia.
2017	Rijsenhout, Holanda	35	128	Mitigação dos impactos relacionados à GD por meio do *Peak Shaving* e gerenciamento de demanda.
2018	Trent Basin, Reino Unido	120	2100	Otimizações relacionadas à rede de distribuição, como gerenciamento da demanda, *Peak Shaving* e suporte a contingências.

Fonte: Koirala, Oost e Windt (2018).
Nota: Adaptado pelo autor.

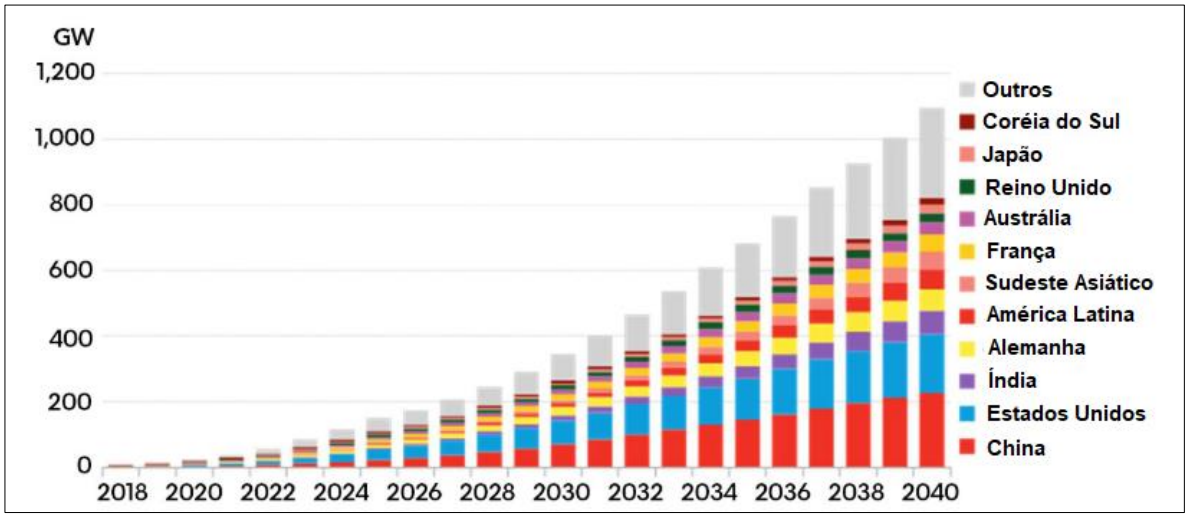
Um grande crescimento da capacidade mundial de armazenamento é esperado para os próximos anos (ENERGY LIVE NEWS, 2019). A curto prazo, cogita-se que a capacidade atual saia de 12 GWh em 2018 para 158 GWh em 2024, um aumento maior que treze vezes em seis anos (GREEN TECH MEDIA, 2019). A longo prazo os números são ainda mais otimistas, pois espera-se que a capacidade mundial alcance os 1000 GW, com capacidade energética de 4584

GWh no ano de 2040, como mostra a Figura 2 (ENERGY LIVE NEWS, 2019). Algumas organizações, como a *McKinsey & Company* (2017), classificam os SAE como a nova tecnologia disruptiva do setor elétrico.

No setor elétrico brasileiro em 2016, a ANEEL realizou a chamada pública P&D Estratégico N° 21. Na ocasião, foram aprovados 23 projetos de armazenamento de energia de empresas como CEMIG, Petrobras, CESP e Eletrobras, entre outras. O investimento previsto para esses projetos supera os R$ 400.000.000,00. A data limite para conclusão dos projetos é maio de 2021 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA LIMPA, 2017).

O crescente interesse em utilizar SAE vem acompanhado de uma redução no custo desse tipo de sistema. Na Europa, a tendência é que o preço de armazenamento por kWh seja reduzido em 36% entre 2017 e 2021. A longo prazo, empresas estadunidenses, como a *Clean Techinica*, estima uma redução de 70% do preço até 2030 (WIND POWER, 2019).

Figura 2 – Expectativa de crescimento da capacidade de armazenamento



Fonte: *Energy Live News* (2019).
Nota: Adaptado pelo autor.

A modernização e a quebra da premissa fundamental das redes elétricas têm dado espaço para redes mais flexíveis e inteligentes, denominadas *smart grids*. São redes dotadas de sensores, sistemas de comunicação e controle, entre outros elementos, que buscam uma otimização no uso da energia elétrica (PARRA et al., 2017; BARBOUR et al., 2018). Dessa forma, esse trabalho irá apresentar um estudo sobre a aplicação dos sistemas de armazenamento, junto à

técnica de *Peak Shaving*, em uma rede de distribuição primária. Os impactos serão medidos por perdas, fator de carga, número de operações do regulador de tensão e adequação ou não aos critérios de qualidade de energia.

1.2 Motivação

A modernização da rede elétrica advinda das conexões de geração distribuída pelas unidades consumidoras e a instalação e operação de CES por parte da concessionária dependerá de uma flexibilização das redes de distribuição, que deverão estar preparadas para a quebra do paradigma da energia ser consumida no instante que é gerada. Dessa forma, torna-se necessário um estudo de viabilidade técnica para constatar impactos negativos e possíveis vantagens que essas mudanças irão causar aos sistemas de distribuição.

Com o crescimento da implementação de sistemas de armazenamento, são necessários estudos das estratégias de controle presentes na literatura, como o *Peak Shaving*, e a avaliação por meio de parâmetros estabelecidos pela ANEEL se essas contribuem de maneira positiva para a rede de distribuição. A estratégia controla o fluxo de potência ativa, e tem como possíveis consequências a diminuição das perdas e mitigação dos impactos advindos da inserção de geração distribuída. Para isso, será necessária a utilização de um *software* de simulação de sistemas de distribuição, o OpenDSS, capaz de reproduzir o comportamento e calcular o fluxo de potência de uma rede que contém diferentes tipos de consumidores, equipamentos de regulação de tensão, fontes alternativas e CES.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho foi avaliar os impactos de sistemas de Armazenamento de Energia Comunitários realizando a estratégia de *Peak Shaving* em uma rede de distribuição com diferentes níveis de inserção de geração distribuída utilizando o *software* OpenDSS.

1.3.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral deste trabalho, os seguintes objetivos específicos foram almejados:

- Conhecer um *software* de simulação de redes de distribuição;
- Compreender a operação e os impactos de novas tecnologias nas redes de distribuição;
- Interpretar a operação de uma rede de distribuição por meio de indicadores de desempenho.

1.4 Metodologia

O presente trabalho, do ponto de vista da sua natureza, é uma pesquisa aplicada porque busca a solução de problemas insurgentes em redes de distribuição. Quanto aos objetivos, trata-se de uma pesquisa explicativa, uma vez que é discutido como as tecnologias emergentes podem impactar a operação de uma rede elétrica. Em relação aos procedimentos técnicos, é uma pesquisa experimental com objeto de estudo e variáveis de influência definidos. O problema proposto foi abordado de forma quantitativa.

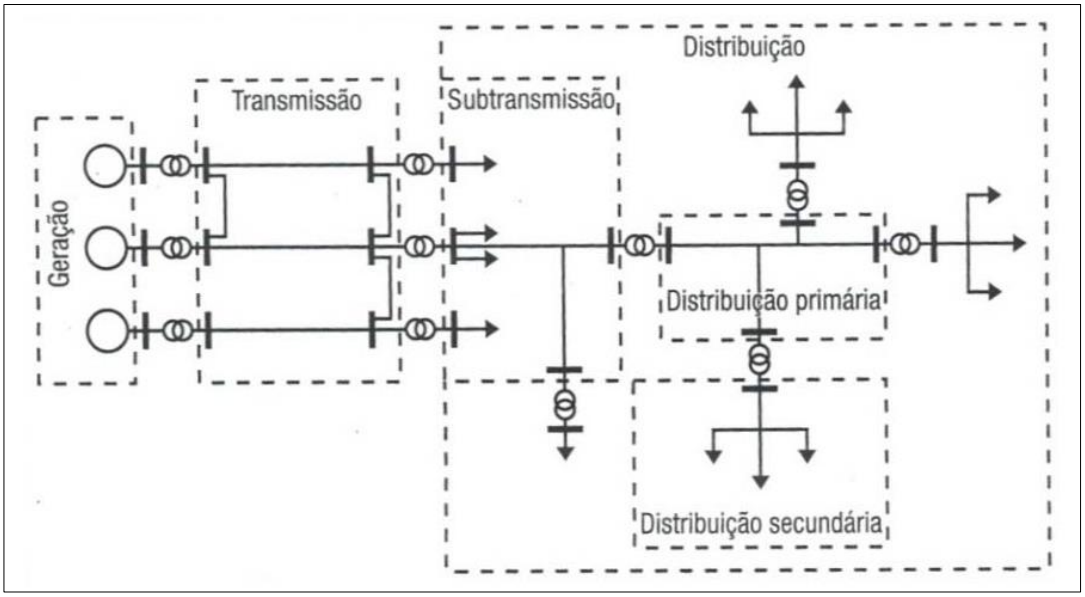
2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 Visão Geral

Um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é composto pelos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Na geração é onde alguma forma de energia é convertida em energia elétrica. A transmissão interconecta os centros de geração aos centros de consumo. O de distribuição, por fim, será explicado com maiores detalhes nessa seção (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

O sistema de distribuição é o responsável por fazer a interconexão entre o SEP e os consumidores de energia. De modo a cumprir tal função, as subestações (SE) de distribuição recebem a potência vinda das linhas de subtransmissão e abaixam a tensão para um nível de média tensão, entre 11,4 e 34,5 kV. Cada SE alimentará o sistema de distribuição primário, o qual é composto por diversos cabos alimentadores conectados aos transformadores abaixadores, que reduzem a tensão ao nível de baixa tensão, 220 ou 380 V, para que possa ser utilizada pelas cargas ligadas à rede (KERSTING, 2012). A Figura 3 mostra o diagrama unifilar de um SEP hipotético e os seus blocos.

Figura 3 – Blocos de um SEP hipotético



Fonte: Kagan, Oliveira e Robba (2005).

As concessionárias de energia são as empresas responsáveis pela manutenção e operação dos sistemas de distribuição. No Brasil, essas devem seguir a normatização e padronização das atividades técnicas impostas pela ANEEL e que estão presentes em documentos chamados Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2012).

2.2 Planejamento de Sistema de Distribuição

O planejamento da rede de distribuição é essencial para assegurar que o sistema irá suportar a crescente demanda de eletricidade, expansões e modernizações tecnológicas de maneira adequada e economicamente viável. Também se torna imprescindível o uso eficiente de métodos e técnicas, bem como seguir a ordem das etapas de planejamento de modo evitar a falhas e erros operacionais, porque esses afetam diretamente o consumidor final de energia (AULT; FOOTE; MCDONALD, 2002).

2.2.1 Etapas de planejamento

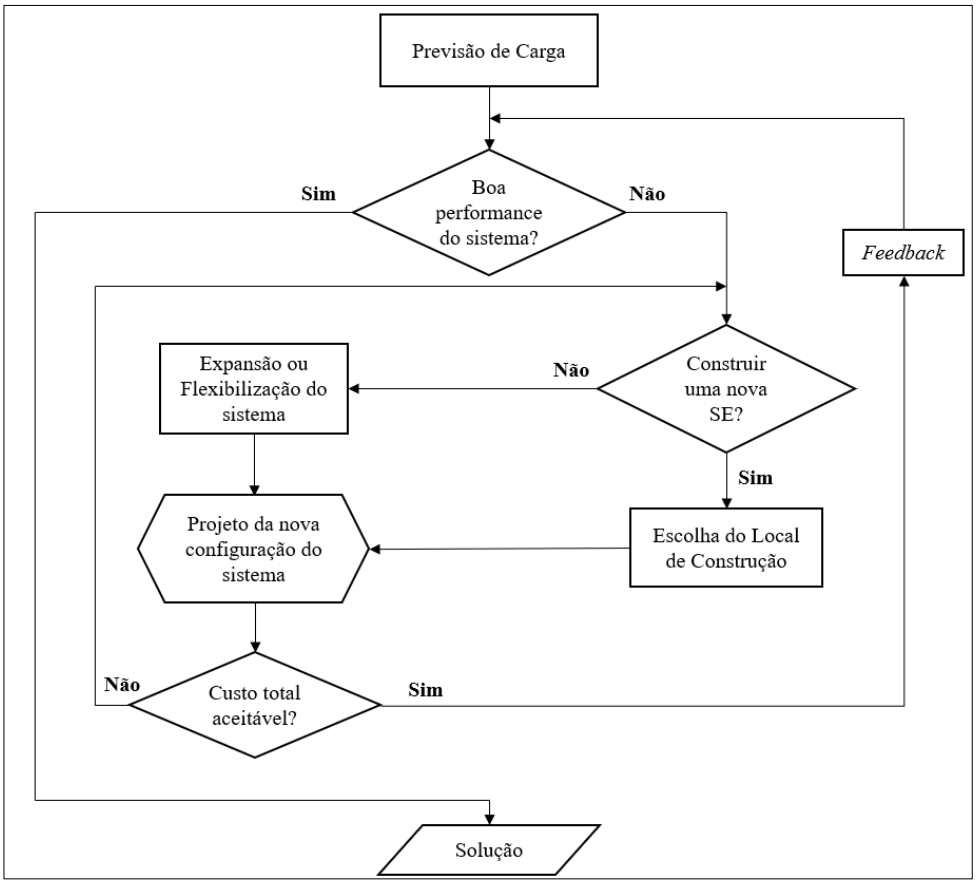
A primeira etapa de um planejamento de sistemas de distribuição é o estudo das características dos consumidores. Deverão ser determinados parâmetros importantes das cargas, como a demanda, o tipo e a localização geográfica, pois estas ditam quais deverão ser as premissas para a rede. O que define o dimensionamento e as especificações técnicas dos equipamentos de uma rede é a demanda máxima, assim sendo, é necessário a sua obtenção, seja um valor exato ou uma aproximação, considerando os hábitos típicos dos consumidores (CUNHA, 2017). Realizar a previsão de cenários futuros também é essencial, como aumento populacional, taxa de crescimentos das cargas e a construção de indústrias. De posse desse conjunto de dados já será possível fazer o arranjamento e a designação de carga dos transformadores de distribuição ou, no caso de estudos de expansão e adequação, determinar quais ações deverão ser tomadas (GÖNEN, 2008).

A etapa seguinte compreende a escolha da localização da subestação de distribuição. Nessa fase, deverão ser levados em conta a proximidade com o sistema de transmissão e com as cargas, a disponibilidade de terrenos, as regulamentações e os custos envolvidos. No caso de já

existir uma subestação, deve ser feito um estudo se a expansão dessa seria o suficiente para atender ao novo circuito primário a curto e longo prazo, ou se realmente a melhor opção é a construção de uma nova (GÖNEN, 2008).

Na terceira etapa ocorre a definição dos detalhes técnicos que ainda não foram determinados nas etapas anteriores. Seriam esses: rota de cabos, dimensionamento dos condutores, custos de O&M (Operação e Manutenção), necessidade de equipamentos de proteção e de regulação de tensão e estimativa das perdas em funcionamento, entre outros. Normalmente, as concessionárias fornecem os critérios e as restrições que devem ser seguidos e também um catálogo com os equipamentos que podem ser utilizados. A Figura 4 mostra um algoritmo típico para o processo de planejamento de redes de distribuição (GÖNEN, 2008).

Figura 4 – Processo típico para planejamento de redes de distribuição



Fonte: Gönen (2008).
Nota: Adaptado pelo autor.

Pode-se observar nos parágrafos anteriores que cada etapa fornece as informações que serão relevantes para a subsequente. De modo a melhorar a operação e o planejamento, tanto de redes

existentes quanto as que serão implementadas, concessionárias de energia têm cada vez mais utilizado modelos e *softwares* de simulações para a resolução de fluxos de potência, cálculos de curto circuito e otimizações. Dessa forma, é possível obter previsões acuradas sobre cenários futuros, qual o melhor arranjo possível para a rede de distribuição e estudos de possíveis soluções ou antecipações de problemas (AULT; FOOTE; MCDONALD, 2002).

Nas etapas e nos estudos, busca-se a configuração de rede de distribuição que melhor atenda os seguintes critérios (GÖNEN, 2008):

- Continuidade e confiabilidade do serviço;
- Limites de tensão estabelecidos;
- Impactos de transitórios nos clientes mais remotos;
- Máxima potência de carga permitida;
- Redução de perdas de potência e energia.

2.2.2 O futuro do planejamento de redes de distribuição

As crescentes preocupações ambientais, modernizações tecnológicas e mudanças nos preços de equipamentos podem afetar como é feito o planejamento de redes de distribuição. Os crescentes incentivos à economia de energia, à obtenção de fontes alternativas e à implementação de tarifas horossazonais pode acarretar mudanças nos hábitos dos consumidores e trazer mais complexidade tanto para a operação quanto ao planejamento, do ponto de vista da concessionária (SILVA, 2016).

Esse novo panorama requisitará uma revisão nos métodos de planejamento de rede, fazendo com que novos estudos e considerações comecem a ser feitos em como deixar os sistemas o mais flexíveis possível, ou seja, adaptados a mudanças contínuas de topologia (GÖNEN, 2008). A crescente necessidade de novas tecnologias e inovações faz com que seja necessário por parte das concessionárias analisar quais irão trazer os melhores custo benefício, se tornem cada vez mais importantes (ARGHANDEH et al., 2014).

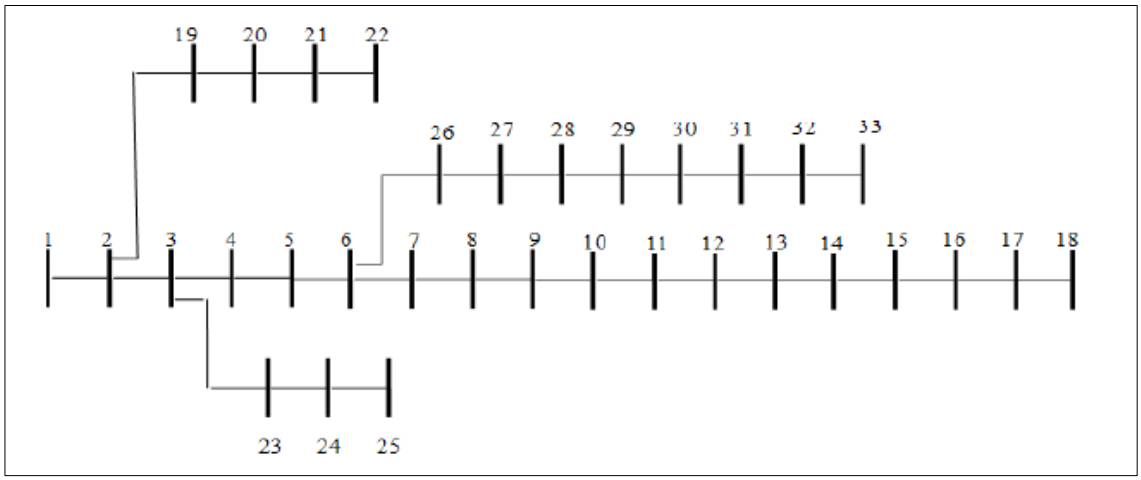
2.3 Sistemas de Distribuição Primários

Os sistemas de distribuição primários, ou redes de média tensão, são a parte do SEP entre as SE e os transformadores de distribuição e possuem tensões de operação entre 11,4 e 34,5 kV. Alguns consumidores, como indústrias de médio porte, centros comerciais e instalações de iluminação são atendidos nessa faixa de tensão, também chamada de tensão primária. Essa rede também é responsável pela alimentação dos transformadores que abastecem os clientes em baixa tensão, destacando-se as residências e pequenos comércios (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

2.3.1 Configuração radial

A principal característica das redes de distribuição primárias do tipo radial é possuir apenas um caminho para o fluxo da potência da SE até as cargas. Na sua forma mais simples, essa configuração é composta por um cabo alimentador trifásico principal, ou tronco principal, o qual ao longo do comprimento possui ramificações que podem ser trifásicas, bifásicas ou monofásicas (KERSTING, 2012). É apresentado na Figura 5 o esquemático de uma rede primária radial, onde a potência flui a partir da barra 1.

Figura 5 – Rede de distribuição primária radial



Fonte: Rostamzadeh e outros (2012).

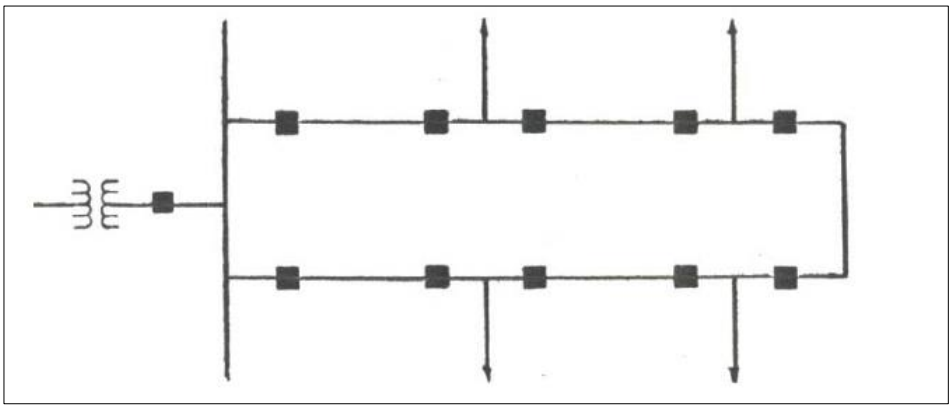
A configuração mais comum presente em rede de distribuição primária é a radial, devido à sua simplicidade e baixo custo. Por outro lado, esse sistema apresenta uma baixa confiabilidade, por isso existem os circuitos de socorro e as chaves de redes de distribuição. Dessa forma, após

a identificação de algum defeito, o mesmo pode ser isolado e o caminho da corrente pode ser modificado pelo fechamento de uma outra chave (GÖNEN, 2008).

2.3.2 Configuração *loop*

Uma rede de distribuição primária do tipo *loop*, ilustrada na Figura 6, permite que um consumidor receba a energia por dois caminhos diferentes, podendo ela ser advinda da mesma subestação ou de uma diferente. Diferentemente da radial, essa configuração é dependente de dispositivos de seccionamento, cujo a operação pode ser automática ou manual (UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA, 2020).

Figura 6 – Rede primária em *loop*



Fonte: Universidade Estadual Paulista (2020).

Por possuir maiores desafios no planejamento, complexidade e custos de implementação e operação, o sistema em l*oop* normalmente é usado em situações onde se deseja uma alta confiabilidade. As diferentes combinações possibilitam que certas falhas sejam isoladas sem interromper o fornecimento aos consumidores. Além disso, também existe a possibilidade de instalação de alimentadores separados para cargas que não podem ser desligadas, como hospitais (GÖNEN, 2008).

2.4 Regulação de Tensão

A regulação de tensão (RT) representa um importante papel na operação de sistemas de distribuição, pois é fundamental manter a tensão ao longo da rede elétrica dentro dos valores

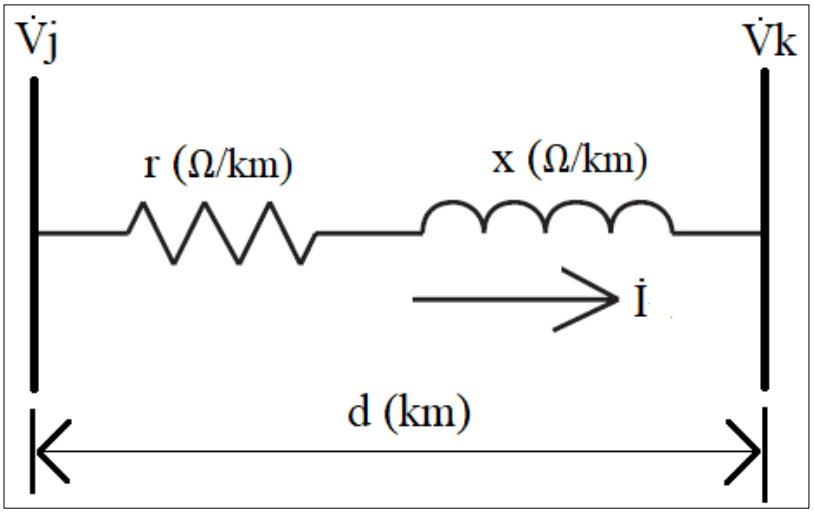
adequados durante todo o tempo. De modo a atender aos padrões estabelecidos, as concessionárias devem utilizar de estratégias e equipamentos para que os limites impostos sejam respeitados (KERSTING, 2012).

2.4.1 Queda de tensão

Devido ao fato de os alimentadores não serem ideais, ou seja, eles possuem uma resistência e uma reatância características que, pela Lei de Ohm, ocasionarão uma queda de tensão. Dessa forma, as tensões das barras da rede de distribuição não são idênticas (KERSTING, 2012).

É mostrado na Figura 7 mostra o modelo de uma linha de um sistema de distribuição, essa possui uma resistência, r, e uma reatância, x, características, ou seja, um valor fornecido em Ω/km. Sendo $\dot{I}$ a corrente passante na linha, e *d* a distância entre as duas barras *j* e *k* (SAADAT, 1999).

Figura 7 – Modelo de uma linha com resistência e reatância



Fonte: Produzido pelo autor.

E a diferença $\Delta\dot{V}$ de módulo e fase entre as tensões $\dot{V}j$ e $\dot{V}k$ pode ser calculada por meio da equação (1).

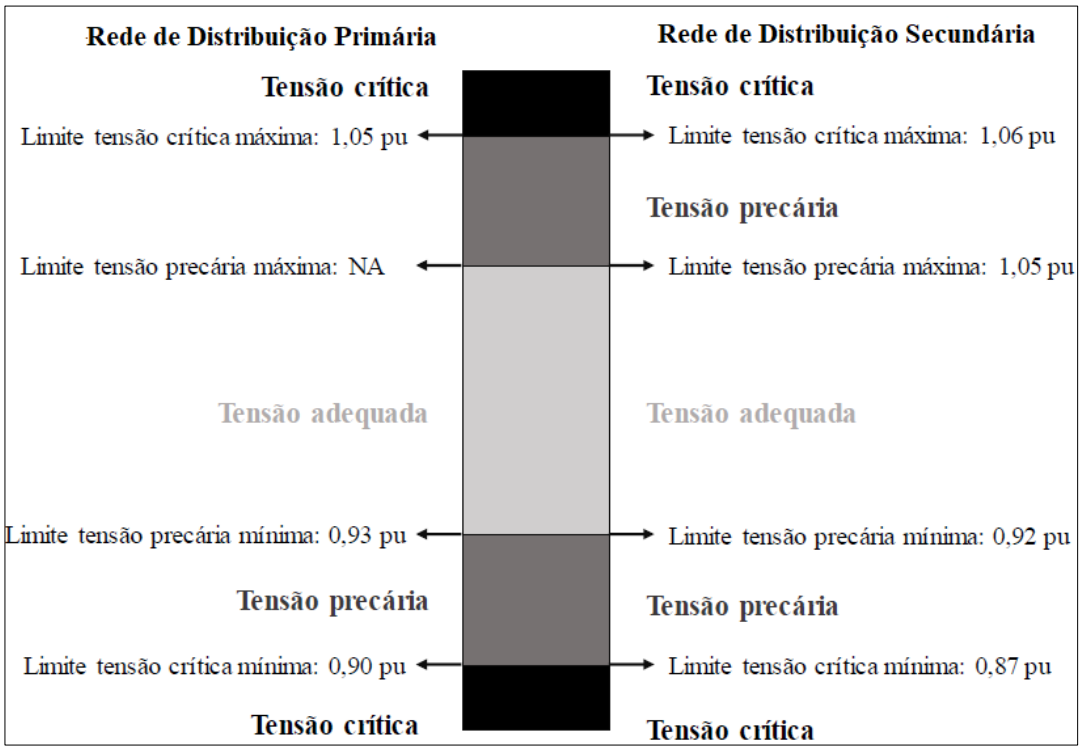
$$\Delta\dot{V} = \dot{V}j - \dot{V}k = (r + jx).d.\dot{I} \tag{1}$$

2.4.2 Regulamentação da ANEEL

A natureza da rede de distribuição é possuir cargas que variam continuamente, fazendo com que a corrente nas linhas também sofra alterações, e, como pode ser visto na equação (1), resultará em diferentes valores de tensão nas barras ao longo do dia, podendo fazer com que chegue a níveis inapropriados para os clientes. No geral, os equipamentos terão a vida útil e o rendimento prejudicados caso a tensão esteja fora de determinados valores considerados adequados (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

De modo a proteger os consumidores, a ANEEL estabelece alguns critérios e parâmetros de qualidade da energia elétrica, presentes no Módulo 8 do PRODIST. Dentre esses, está a definição dos limites adequados, precários e críticos da tensão eficaz em regime permanente de atendimento aos clientes. Os limites, no sistema por unidade, para a rede de distribuição primária, entre 1 e 69 kV, e secundária, 220/127 V, podem ser vistos na Figura 8 (ANEEL, 2020).

Figura 8 – Limites para os valores de tensão em regime permanente



Fonte: ANEEL (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

A tensão deve ser monitorada em todo o sistema de distribuição, cabendo à concessionária de energia possuir meios modernos e eficientes para medi-la. Com base na medição e nos valores da Figura 8, são calculados índices equivalentes por consumidor de forma a avaliar o percentual do tempo que a tensão se encontra nos valores precários e críticos. Os indicadores são denominados Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária (DRP) e Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica (DRC). Também conforme regulamentação da ANEEL, a distribuidora de energia é obrigada a compensar os clientes por meio de deduções nas faturas de energia caso essas durações excedam o limite permitido (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Também são utilizados indicadores coletivos de forma a avaliar por quanto tempo percentual em média um consumidor da rede está sujeito a valores não adequados de tensão. Esses são os índices de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária Equivalente (DRP_E) e de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica Equivalente (DRC_E). O cálculo é feito utilizando o somatório dos índices individuais, DRP e DRC, dividido pelo número total de unidades consumidoras, N_L, conforme as equações (2) e (3) (ANEEL, 2020).

$$DRP_E = \frac{\sum DRP_i}{N_L} \tag{2}$$

$$DRC_E = \frac{\sum DRC_i}{N_L} \tag{3}$$

2.4.3 Reguladores de Tensão

Pode-se observar na equação (1) mostra a grande dependência entre queda de tensão com a corrente das cargas e a distância. Isso faz com que em redes longas e muito carregadas apresentem subtensão em consumidores mais distantes da subestação. Dessa forma, são necessários meios de manter a tensão dentro dos limites adequados. Assim, essa seção trata dos equipamentos mais utilizados para essa finalidade (GÖNEN, 2008).

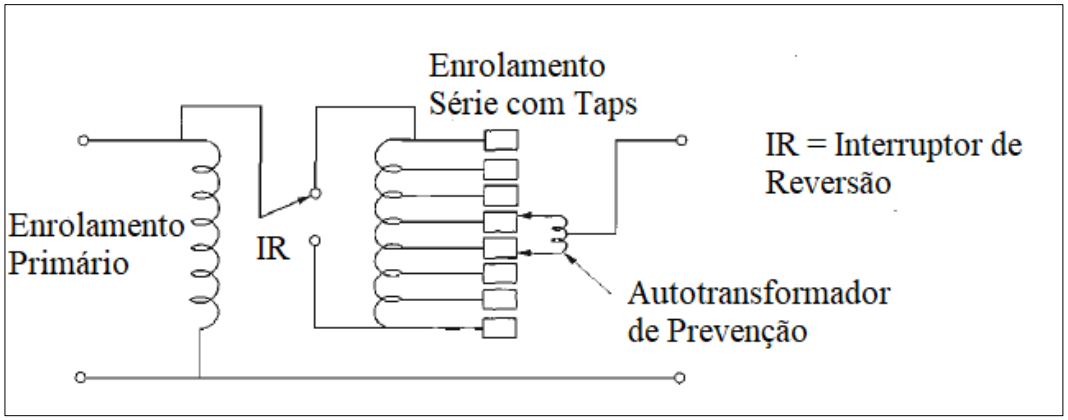
A escolha da técnica depende dos requisitos e da topologia dos sistemas, mas a RT em redes de distribuição primárias sempre é feita através de regulações: no barramento da subestação,

individualmente em algum alimentador ou suplementarmente em alguns pontos no tronco principal. Os reguladores, então, têm por finalidade manter a tensão fixa em algum desses pontos e serão apresentados a seguir (GÖNEN, 2008).

2.4.3.1 Regulador com degraus de tensão

Os reguladores do tipo degrau (SVR, do inglês *step voltage regulator*) são os mais usualmente utilizados para RT, isso devido confiabilidade, precisão e ao baixo custo quando comparados aos por indução. Eles são constituídos por um autotransformador com diferentes taps, ou degraus, no enrolamento série. Importante ressaltar que esse dispositivo é apenas para controle de tensão e não equivale a um transformador. A Figura 9 mostra o esquemático de um SVR (KUNDUR, 1994).

Figura 9 – Esquemático de um regulador do tipo degrau (SVR)



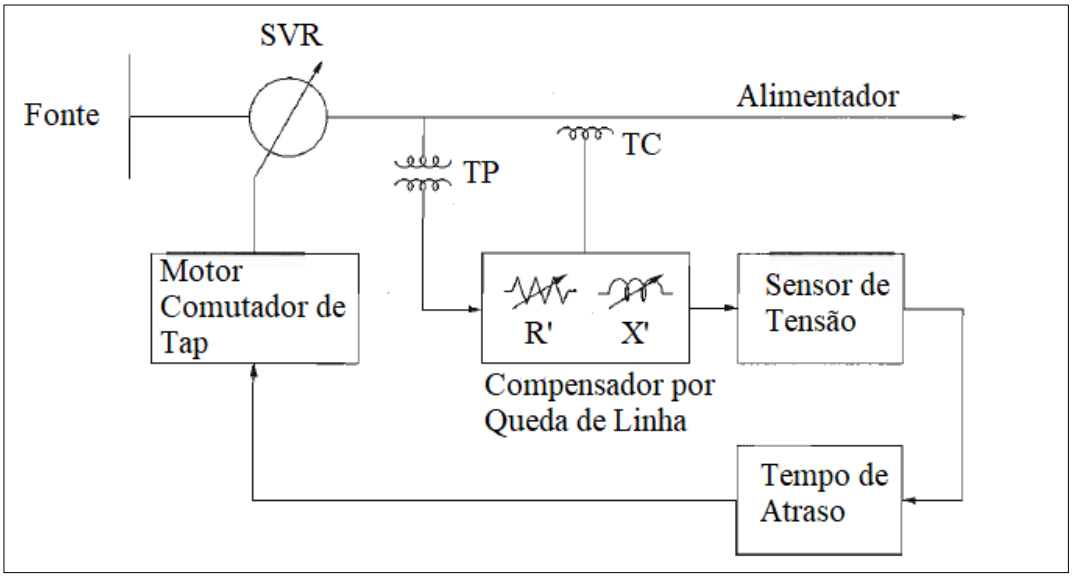
Fonte: Kundur (1994).
Nota: Adaptado pelo autor

No geral, um SVR pode corrigir a tensão em ± 10%, possuindo 32 degraus, cada um representando uma mudança de 0,625% na tensão. O equipamento dispõe dos componentes necessários para que a troca de taps ocorra automaticamente e sob carga (KERSTING, 2012). Um dos objetivos das concessionárias é reduzir ao máximo o número de operações realizadas por esses dispositivos, de forma a não os desgastar excessivamente, prejudicando sua vida útil e aumentado os custos de manutenção (AGALGAONKAR; PAL; JABR, 2013).

2.4.3.2 Compensador por queda de linha

O compensador por queda de linha (LDC, do inglês *line drop compensator*), é um circuito de controle que pode ser usado para controlar a troca de taps de um SVR e faz com que seja possível regular a tensão de um ponto de regulagem (PR) que esteja distante do local de instalação. Para isso, o dispositivo possui um transformador de corrente (TC), um transformador de potencial (TP) e um circuito com resistência e reatância, R' e X', que simulam a impedância da linha do regulador até o PR (KERSTING, 2012). A Figura 10 mostra o circuito simplificado de um LDC.

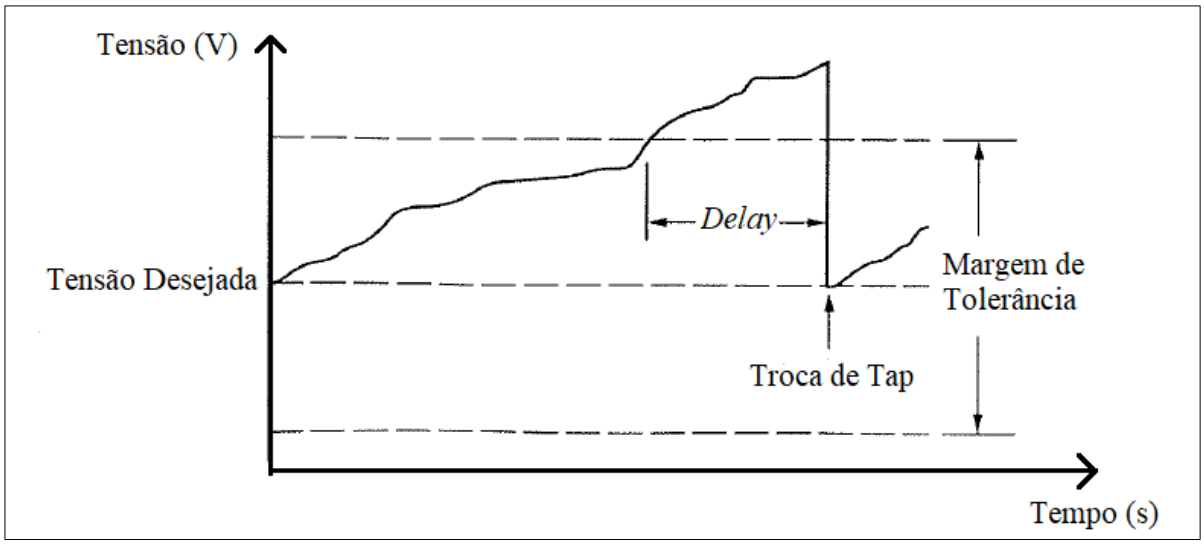
Figura 10 – Circuito simplificado de um LDC



Fonte: Kundur (1994).
Nota: Adaptado pelo autor.

O sensor de tensão compara a tensão medida com o valor desejado (V_{SET}). Se a diferença for maior que a margem de tolerância (BW, do inglês *bandwidth*), e perdurar por um tempo superior ao tempo de atraso, ou *delay*, um motor irá operar o SVR para trocar o tap até o valor de tensão voltar para a faixa desejada. A Figura 11 mostra um gráfico de como o LDC controla a tensão com base no V_{SET}, no *delay* e na BW (GÖNEN, 2008).

Figura 11 – Controle do tap em relação à tensão desejada, a margem de tolerância e ao *delay*



Fonte: Gönen (2008).
Nota: Adaptado pelo autor.

Esse tempo de atrasado é importante para evitar que o LDC atue em situações de transitórios de tensão e, também, para garantir a correta sequência de operação caso existam dois ou mais desses dispositivos operando em cascata (KUNDUR, 1994).

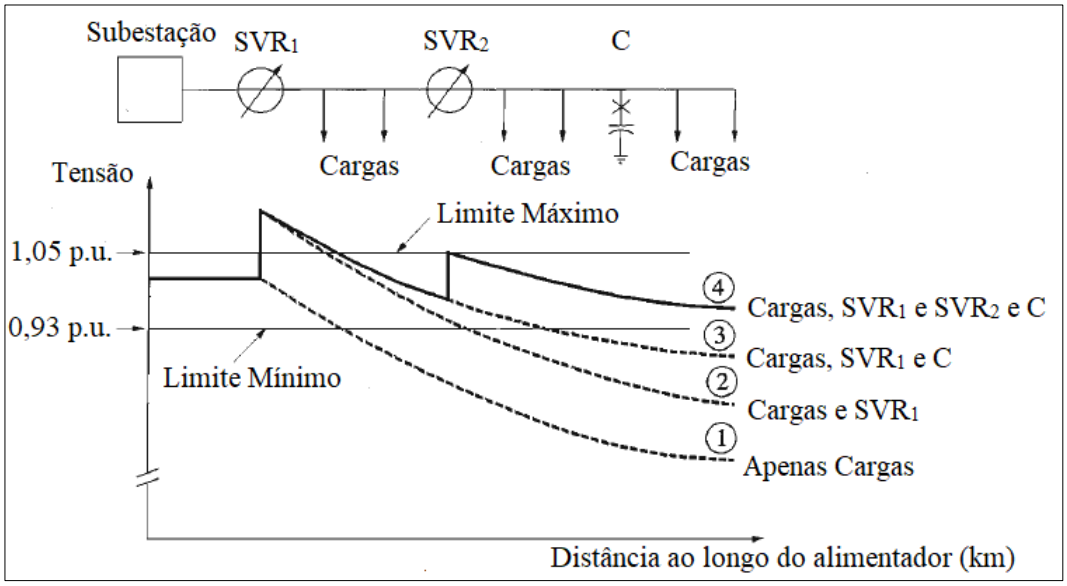
2.4.3.3 Aplicação de regulares de tensão e capacitores

Como foi citado anteriormente, podem ser feitas regulações de tensão no barramento da subestação. Os transformadores das SE de distribuição normalmente são equipados de um dispositivo com tap fixo ou um regulador de degraus, que atuam para manter a tensão no barramento da subestação em um valor pré-determinado (KUNDUR, 1994). Normalmente, a configuração é feita para valores acima de 1,0 p.u., como, por exemplo, 1,05 p.u.. O intuito disso é compensar as quedas de tensão que ocorrem ao longo da rede para não haver subtensão nos pontos mais distantes, podendo, em alguns casos, reduzir o número de LDC necessários para regulação complementar (KERSTING, 2012).

Os capacitores, quando aplicados em uma rede de distribuição, injetam potência reativa, melhorando assim o fator de potência, reduzindo a corrente e, consequentemente, diminuindo a queda de tensão. A conexão *shunt* de capacitores em sistemas de distribuição é extensivamente utilizada em conjunto com LDC por contribuírem positivamente para a regulação de tensão e serem a opção mais economicamente viável (GÖNEN, 2008).

A Figura 12 mostra o impacto de cada uma das técnicas no perfil de tensão de um alimentador. Compreendem-se por SVR_1 e SVR_2 os reguladores de tensão no barramento da subestação e no meio do alimentador, respectivamente, e C, um banco de capacitores *shunt* instalado próximo as cargas mais distantes da subestação (KUNDUR, 1994).

Figura 12 – Impacto das técnicas de RT no perfil de tensão de um alimentador da rede primária



Fonte: Kundur (1994).
Nota: Adaptado pelo autor.

2.4.4 Perdas das redes de distribuição

A circulação de corrente nos condutores e equipamentos da rede elétrica, inevitavelmente, resulta em perdas. No Módulo 7 do PRODIST, a ANEEL define perdas como a diferença entre a potência gerada e a potência entregue no consumidor. A equação (4) mostra uma das maneiras para seu cálculo.

$$Perdas(t) = P_{GERADA}(t) - P_{CONSUMIDA}(t) \tag{4}$$

As perdas podem ser do tipo técnica, que são aquelas relacionadas ao efeito Joule nos condutores e perdas nos núcleos de transformadores, entre outras, e não técnicas, que são as relacionadas ao furto de energia, adulteração e aos erros em medidores (ANEEL, 2018b).

Pode-se também calcular a energia total perdida, E_{PERDAS}, em certos equipamentos, ou em toda a rede de distribuição. Para isso, utiliza-se da definição de energia, que é a integral da potência em um determinado intervalo de tempo, como mostra a equação (5).

$$E_{PERDAS} = \int Perdas(t).dt \tag{5}$$

As perdas representam custos porque a energia que teve um preço para ser gerada não chega ao consumidor final. Dessa forma as concessionárias tentam sempre diminuir as perdas de forma a aumentar a eficiência da distribuição e, consequentemente, aumentar o lucro. Pode-se dizer que, quanto menores são as perdas, mais baixo é o custo da energia.

2.4.5 Fator de carga

A Resolução Normativa Nº 414 de 2010 da ANEEL define como fator de carga a "razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado" (ANEEL, 2010). A definição pode ser representada pela equação (6).

$$Fator\ de\ Carga = \frac{Consumo\ Total\ (kWh)}{Demanda\ Máxima(kW) * Intervalo\ de\ Tempo(h)} \tag{6}$$

O fator de carga é um índice adimensional, que pode variar no intervalo de 0 a 1. Quanto mais próximo da unidade, significa um melhor aproveitamento das instalações e equipamentos elétricos, tanto do consumidor quanto da concessionária. As instalações elétricas são projetadas de modo a suportar a demanda máxima. Dessa forma, um valor pequeno fator de carga significa que, na maior parte do tempo de análise, a demanda instantânea é bem menor que a máxima e os equipamentos operam muito abaixo da capacidade nominal. Já um fator de carga próximo de 1 significa que a demanda ao longo do dia, por exemplo, é próxima da máxima. Em termos econômicos, um maior fator de carga significa um menor custo de investimento por kWh (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

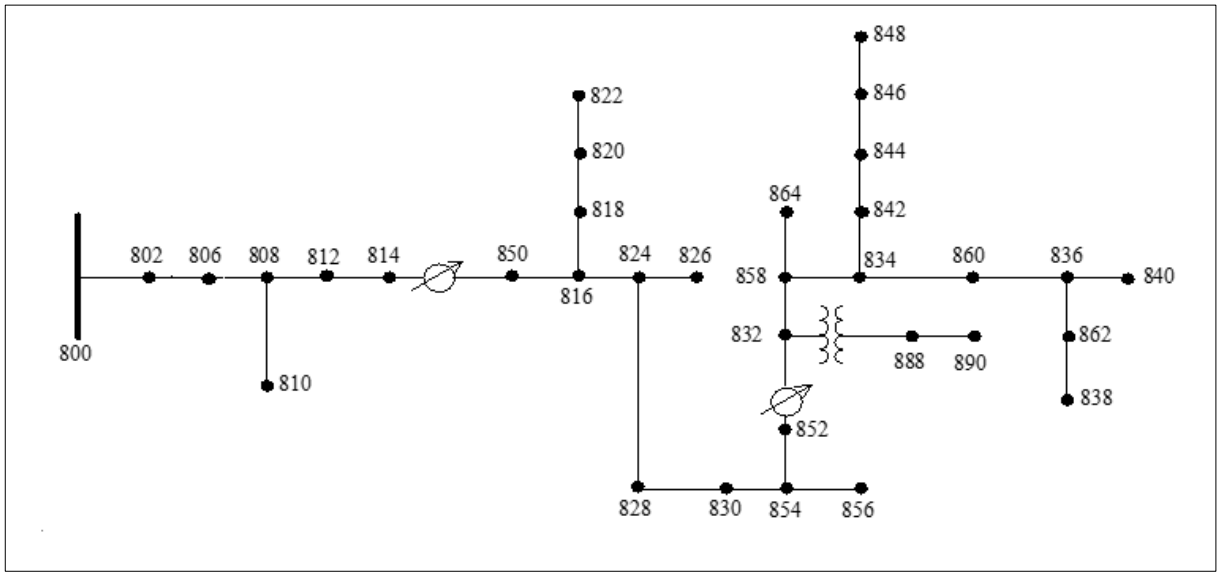
3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZADA

3.1 Rede IEEE 34 Barras

O sistema de distribuição escolhido para as implementações e simulações foi a rede de 34 barras do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE, do inglês *Institute of Electrical and Electronics Engineers*), cujos dados para modelagem estão disponíveis no *site* da organização na Sociedade de Potência e Energia (PES, do inglês *Power and Energy Society*). Trata-se de uma rede em média tensão existente, localizada no estado norte-americano do Arizona, com tensão nominal de 24,9 kV entre fases. Ela é caracterizada por ter uma longa extensão, cargas distribuídas entre barras, cargas monofásicas e trifásicas equilibradas e desequilibradas (IEEE, 2020). Um fator importante para a escolha dessa é o fato de a topologia ser radial, o tipo mais comum dentre as redes de distribuição primárias (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

A rede possui outras características importantes, como a presença de um transformador abaixador para alimentar um dos ramais de carga na tensão de 4,16 kV, e também contém os equipamentos de uso mais habitual das concessionárias de energia para regulação de tensão, como reguladores de tensão e capacitores *shunt*, conforme citado na seção 2 deste trabalho (IEEE, 2020). A topologia da rede pode ser vista na Figura 13.

Figura 13 – Rede IEEE 34 barras



Fonte: IEEE (2020).

Os reguladores de tensão são equipamentos presentes na rede com o objetivo de manter as tensões dentro dos limites regulamentados, como foi discutido na seção 2.4.3. A rede IEEE de 34 barras possui dois LDC, o Regulador 1 entre as barras 814 e 850, e o Regulador 2 entre as barras 852 e 832, como pode ser visto na Figura 13. Ambos possuem as especificações fornecidas pelo IEEE e apresentadas no Quadro 2. O modelo é conforme o LDC mostrado na Figura 10 da seção 2.4.3.2 (IEEE, 2020).

Quadro 2 – Especificações dos reguladores de tensão tipo LDC

	Regulador 1	**Regulador 2**
Barra de conexão	814	852
Barra regulada	850	832
VSET (p.u.)	1,018	1,035
R' (Ω)	2,7	2,5
X' (Ω)	1,6	1,6
Relação de transformação do TP	120	120
Relação de transformação do TC	100	100
Margem de tolerância (V)	2	2
Tempo de atraso (s)	15	30

Fonte: IEEE (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

Os capacitores *shunt* também estão presente na rede 34 barras. A Tabela 1 mostra o ponto de conexão e a potência nominal dos equipamentos (IEEE, 2020).

Tabela 1 – Ponto de conexão e potência dos capacitores *shunt*

Barra	**Fase A**	**Fase B**	**Fase C**
	kvar	kvar	kvar
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Fonte: IEEE (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

A popularidade desses dois equipamentos, reguladores de tensão e capacitores, se deve a experiências que comprovaram que, juntos, eles são a opção mais economicamente viável para manter a tensão dentro dos limites regulamentados, conforme citado na seção 2.4.3.3 (GÖNEN, 2008).

As cargas presentes em sistemas elétricos possuem diferentes tipos de classificação. Uma delas é em relação à localização geográfica, que pode ser do tipo concentrada em algum ponto específico do alimentador ou uniformemente distribuída ao longo dele. Também existem modelos para classificá-las de acordo com o comportamento em função da tensão em regime permanente aplicada, sendo os mais comuns: potência constante com a tensão, corrente constante com a tensão, impedância constante com a tensão, ou formado pela composição desses três citados (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

O relatório da IEEE para a rede de 34 barras, além da potência conectada a cada barra, também apresenta qual o tipo de carga de acordo com as duas classificações citadas. A potência nominal, o modelo e a barra de conexão das cargas concentradas e distribuídas estão, respectivamente, mostrados no Quadro 3 e no Quadro 4 (IEEE, 2020).

Quadro 3 – Cargas concentradas da rede IEEE 34 barras

Barra	**Modelo**	**Tipo de Conexão**	**Fase A**		**Fase B**		**Fase C**	
			kW	**kvar**	**kW**	**kvar**	**kW**	**kvar**
860	Potência Constante	Estrela	20	16	20	16	20	16
840	Corrente Constante	Estrela	9	7	9	7	9	7
844	Impedância Constante	Estrela	135	105	135	105	135	105
848	Potência Constante	Delta	20	16	20	16	20	16
890	Corrente Constante	Delta	150	75	150	75	150	75
830	Impedância Constante	Delta	10	5	10	5	25	10

Fonte: IEEE (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

Quadro 4 – Cargas uniformemente distribuídas da rede IEEE 34 barras

Entre as Barras		**Modelo**	**Tipo de Conexão**	**Fase A**		**Fase B**		**Fase C**	
i	***j***			**kW**	**kvar**	**kW**	**kvar**	**kW**	**kvar**
802	806	Potência Constante	Estrela	-	-	30	15	25	14
808	810	Corrente Constante	Estrela	-	-	16	8	-	-
818	820	Impedância Constante	Estrela	34	17	-	-	-	-
820	822	Potência Constante	Estrela	135	70	-	-	-	-
816	824	Corrente Constante	Delta	-	-	5	2	-	-
824	826	Corrente Constante	Estrela	-	-	40	20	-	-
824	828	Potência Constante	Estrela	-	-	-	-	4	2
828	830	Potência Constante	Estrela	7	3	-	-	-	-
854	856	Potência Constante	Estrela	-	-	4	2	-	-
832	858	Impedância Constante	Delta	7	3	2	1	6	3
858	864	Potência Constante	Estrela	2	1	-	-	-	-
858	834	Potência Constante	Delta	4	2	15	8	13	7
834	860	Impedância Constante	Delta	16	8	20	10	110	55
860	836	Potência Constante	Delta	30	15	10	6	42	22
836	840	Corrente Constante	Delta	18	9	22	11	-	-
862	838	Potência Constante	Estrela	-	-	28	14	-	-
842	844	Potência Constante	Estrela	9	5	-	-	-	-
844	846	Potência Constante	Estrela	-	-	25	12	20	11
846	848	Potência Constante	Estrela	-	-	23	11	-	-

Fonte: IEEE (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

3.2 OpenDSS

O OpenDSS, sigla em inglês para *Open Distribution System Simulator*, é um *software* que possui ferramentas e funcionalidades para a implementação, simulação e testes de redes de distribuição. Sua primeira versão foi lançada em 2008 pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI). Desde então, o programa tem sido utilizado em diversas aplicações como planejamento e análise de sistemas, estudos de projetos de proteção, simulação de inserção de geração distribuída, modelagem e controle de armazenadores de energia, estudo de riscos em centros de distribuição, modelagem de transformadores auxiliares para plantas nucleares e estudos acadêmicos de sistemas de potência em geral, entre outras (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2020).

Devido à sua finalidade, o OpenDSS já possui todos os elementos de uma rede de distribuição implementados, como cargas, transformadores, linhas e barras, entre outros, sendo necessário então um conhecimento na linguagem de programação do *software* para que pequenos circuitos ou grandes redes sejam elaborados e simulados.

3.2.1 A linguagem de programação do OpenDSS

O OpenDSS funciona de acordo com um *script* escrito pelo usuário, onde cada comando desse é correspondente a uma linha do texto. O método de solução, então, é um processo iterativo que se inicia num valor inicial e se encerra quando a diferença entre duas iterações subsequentes é inferior ao valor de 0,01% (FREITAS, 2020).

Cada comando, obrigatoriamente, apresenta um Verbo, o qual define qual ação deverá ser tomada pelo *software*, além de alguns Parâmetros. Esses referem-se ao tipo de elemento, barras de conexão e propriedades, como tensão e potência nominal. A sintaxe da linguagem de programação está mostrada na Figura 14 (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2020).

Figura 14 – Sintaxe da linguagem de programação do OpenDSS

```
VerboComando  ClasseElemento.NomeElemento Param1=Valor1  Param2=Valor2
```

Fonte: *Electric Power Research Institute* (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

3.2.2 Implementação da rede IEEE 34 barras

Um desafio na implementação de redes no OpenDSS é a representação de cargas uniformemente distribuídas, sendo necessário usar algum meio para tal. Assim, foi escolhido um método amplamente utilizado que consiste em inseri-las como cargas concentradas no ponto médio do alimentador (KERSTING, 2012). Dessa forma, pode-se quantizar a queda de tensão e a corrente no trecho durante o cálculo do fluxo de potência. Por exemplo, a carga entre as barras 820 e 822, no Quadro 3 da seção 3.1, pode ser modelada como uma carga concentrada localizada no meio da linha entre as duas barras.

Os parâmetros de equipamentos e configurações apresentados no relatório do IEEE para a rede de 34 barras foram traduzidos para a linguagem do OpenDSS. Os próprios desenvolvedores do *software* já deixaram a estrutura base do sistema nos arquivos obtidos durante seu *download*, como os elementos já parametrizados e tipo de condutores utilizados. Dessa forma, foi necessário conferir esses parâmetros, garantir a correta conexão e fazer a validação da rede.

Uma vez implementada a rede IEEE 34 barras, outras simulações mais complexas e sequencias no tempo, e a inserção de novas tecnologias devem ser elaboradas pelo usuário, conforme será mostrado nas próximas seções deste trabalho.

3.3 Verificação e Validação da Rede

A verificação é formalmente definida como o conjunto de ações que tem como objetivo garantir se um modelo teórico ou prático foi corretamente traduzido para a linguagem de simulação ou computação. Já a validação é a comprovação que os resultados gerados por simulação possuam precisão e acurácia satisfatórias em relação aos valores reais. É de suma importância que essa etapa seja feita com os dados que são relevantes para o propósito do modelo (SARGENT, 2014)

A verificação foi feita garantindo que, em relação aos parâmetros de simulação, os valores, como os dados de placa dos transformadores, as impedâncias características, as bitolas dos cabos e a distância entre as barras, entre outros, estejam de acordo com as especificações descritas no relatório do IEEE para a rede de 34 barras.

A simulação para validação do sistema foi feita no OpenDSS definindo o modo de solução *SnapShot*, o qual o *software* resolve o fluxo de potência instantânea para os valores atribuídos à rede de acordo com os estipulados pelo relatório do IEEE. Os dados utilizados para comparação foram os módulos e os ângulos das tensões de fase em cada uma das barras e, assim, calculado o erro entre o que era esperado e o que foi obtido empregando a equação (7).

$$Erro(\%) = \left|\frac{Valor_{ESPERADO} - Valor_{OBTIDO}}{Valor_{ESPERADO}}\right| . 100\% \tag{7}$$

Os valores esperados, obtidos e os erros calculados para o módulo da tensão eficaz e o ângulo das fases ABC de todas as barras da rede IEEE de 34 barras podem ser vistos no APÊNDICE A.

O maior erro encontrado para os módulos da tensão foi de 0,230% na fase A da barra 852 e para o ângulo foi de 3,846% na fase A das barras 830 e 854. Dessa forma, o *software* garantiu confiabilidade e usabilidade por ser possível implementar de maneira precisa a rede IEEE 34 barras e obter resultados muito próximos a um sistema real.

4 INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.1 Simulação ao longo do dia no OpenDSS

Um sistema de distribuição não opera sob um regime fixo, ou seja, a potência demandada pelas cargas varia ao longo do tempo (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). Dessa forma, o método de resolução de fluxo de potência instantâneo utilizado na seção 3.3 não reflete o real comportamento da rede para diferentes momentos e, consequentemente, as potências requeridas pelos diversos consumidores conectados a ela. O OpenDSS, então, dispõe de ferramentas que permitem a realização de uma simulação sequencial no tempo (FREITAS, 2020).

A *Quasi-Static Time-Series* (QSTS), como é chamada a simulação ao longo do tempo no OpenDSS, permite analisar como o um sistema se comporta em um intervalo de tempo definido, por exemplo, um dia ou um ano. É necessário determinar ao *software* qual modo de resolução deverá ser utilizado, se é o modo diário, *Daily Mode*, ou o modo anual, *Yearly Mode*. Neste trabalho foi escolhido que a rede será simulada ao longo de um dia (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2020).

O modo de solução diária torna necessário informar ao OpenDSS a curva de carga, ou curva de demanda, que cada um dos clientes irá possuir, ou seja, passar ao programa pelo menos 24 pontos que a potência de cada carga pode assumir de modo a representar uma demanda diferente para cada hora do dia. Esse tipo de simulação também possibilita observar a atuação dos reguladores de tensão ao longo do dia e implementar geradores fotovoltaicos (GFV), pois esses também possuem curvas de geração características (FREITAS, 2020).

Para uma melhor aproximação de uma rede real de distribuição, serão aplicadas à rede IEEE 34 barras curvas de cargas típicas. Essas representam os hábitos de consumo de cada cliente em relação à utilização de energia elétrica e normalmente são fornecidas em p.u. As próprias concessionárias de distribuição classificam os consumidores pelo ramo de atividade, sendo os tipos mais comuns: Residencial, Comercial, Industrial, Rural, Serviços e Poder Público (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

A designação de uma curva para carga no OpenDSS é feita por meio do atributo *LoadShape*, que pode ser um vetor declarado dentro do próprio código ou carregado através de um arquivo externo. As curvas típicas de carga utilizadas na simulação foram as de consumidores do tipo Residencial, Comercial e Industrial e com intervalo de demanda de 1 hora. Essas podem ser vistas no APÊNDICE B.

Desse modo, para cada carga da rede de 34 barras do IEEE, foi designada alguma dessas três curvas típicas de demanda. O Quadro 5 mostra qual perfil de demanda foi atribuído arbitrariamente a cada barra, e essa será mantida para as próximas etapas deste trabalho.

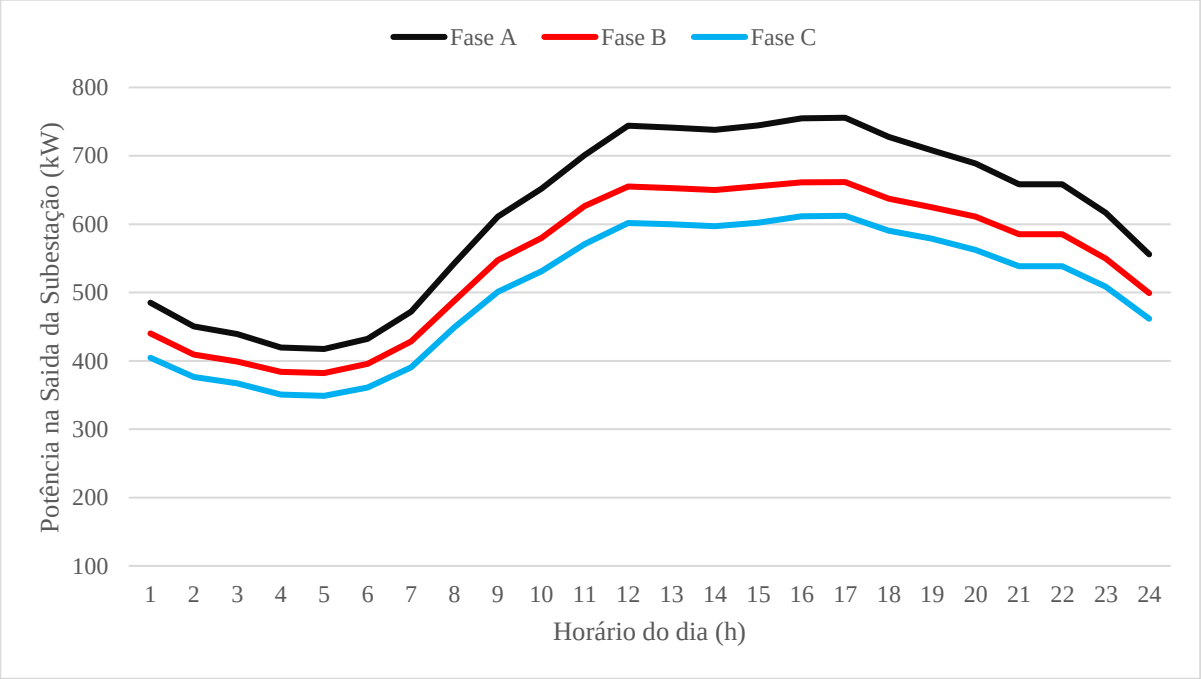
Quadro 5 – Designação do tipo de consumidor em cada barra

Cargas Concentradas	
Barra	**Tipo de consumidor**
860	Residencial
840	Residencial
844	Comercial
848	Residencial
890	Industrial
830	Industrial
Cargas Uniformemente Distribuídas	
	Tipo de consumidor
802-806	Comercial
808-810	Residencial
818-820	Residencial
820-822	Comercial
816-824	Residencial
824-826	Residencial
824-828	Comercial
828-830	Comercial
854-856	Residencial
832-858	Industrial
858-864	Residencial
858-834	Comercial
834-860	Industrial
860-836	Residencial
836-840	Industrial
862-838	Comercial
842-844	Comercial
844-846	Residencial
846-848	Residencial

Fonte: Produção do próprio autor.

O estabelecimento da simulação ao longo do tempo torna possível a visualização e a análise do comportamento de qualquer elemento presente na rede dentro do intervalo de um dia escolhido. Para isto, basta inserir o elemento *Monitor* nos locais onde se deseja obter dados. Este é fundamental em simulações QSTS pois ele grava, para todos os instantes simulados, os valores complexos de corrente, tensão e potência em todas as fases. Outros tipos mais específicos de medição, como a posição do tap de um regulador de tensão, também podem ser obtidos alterando o parâmetro *Mode* (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2020). Um exemplo de aplicação é a medição da potência ativa na saída da subestação, apresentada na Figura 15. A representação por fase evidencia como o sistema é desequilibrado. Essa configuração atribuída à rede será considerada como o Cenário Inicial, o qual não possui nenhuma geração distribuída.

Figura 15 – Potência na saída da subestação



Fonte: Produção do próprio autor.

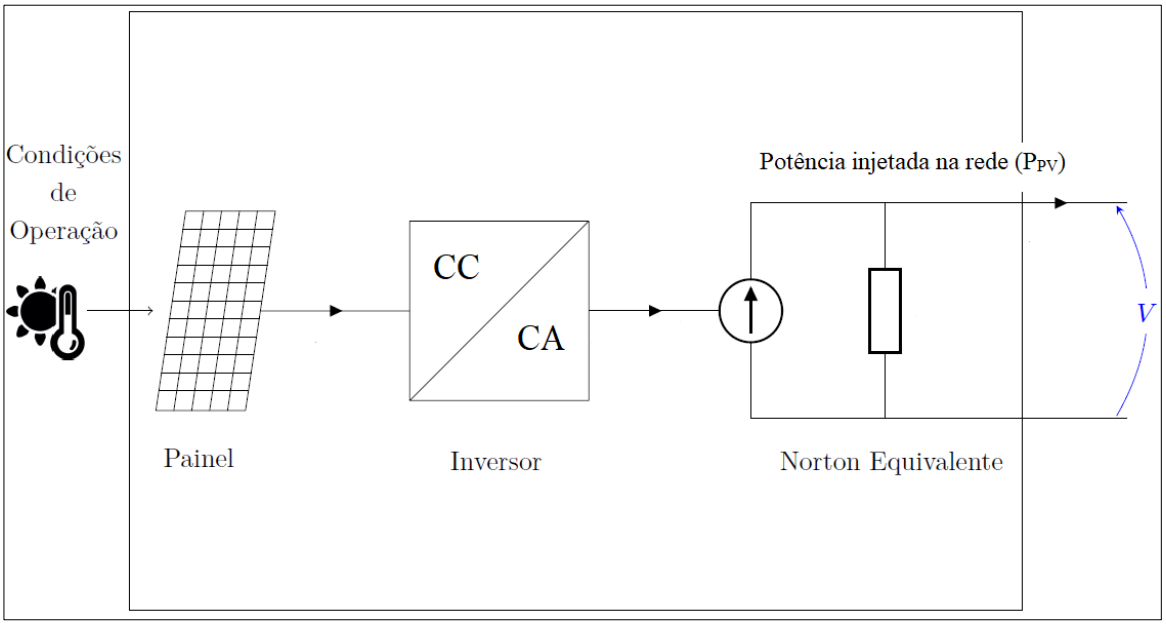
4.2 Geração Distribuída e Fator de Inserção

De acordo com o que foi apresentado na seção 1, a geração distribuída estará cada dia mais presente nos sistemas de energia do Brasil e do mundo. Dessa forma, torna-se relevante para estudos em redes de distribuição levar em conta esse novo panorama (AGALGAONKAR;

PAL; JABR, 2013). Nesse trabalho foi considerada a presença de geradores fotovoltaicos conectados à rede de distribuição.

Um GFV converte diretamente a luz em eletricidade pelas células fotovoltaicas, e o conjunto dessas compõem o painel fotovoltaico (PV). Como a energia é gerada em corrente contínua, é necessário um inversor CC/CA para conexão com a rede, e que também sempre irá operar no ponto de máxima potência. Os GFV são modelados como injeção de potência constante, cuja a potência é dependente da curva de irradiância solar, da temperatura e do rendimento do inversor (FREITAS, 2020). O OpenDSS possui o elemento *PVSystem* e seu esquemático está representado na Figura 16.

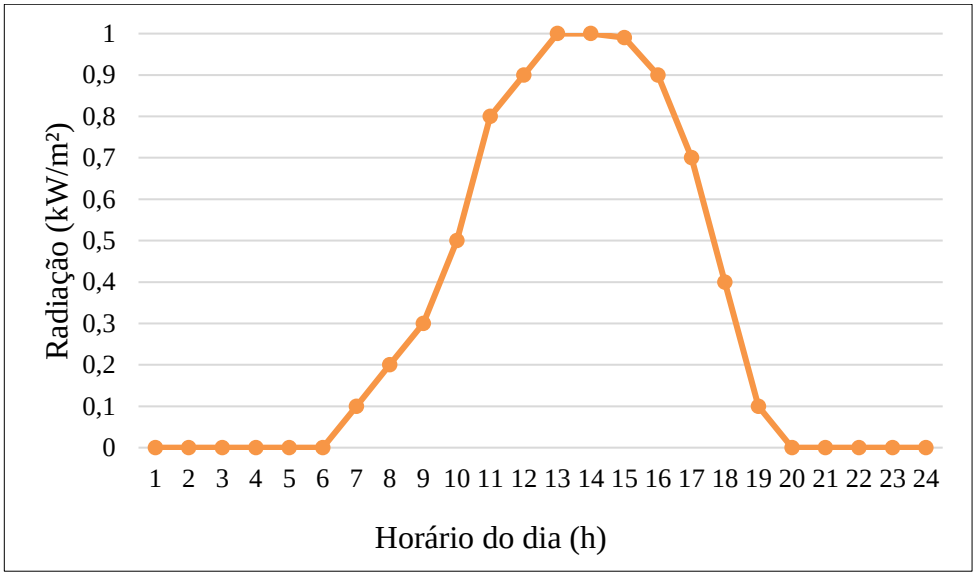
Figura 16 – Modelo do elemento *PVSystem* no OpenDSS



Fonte: Freitas (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

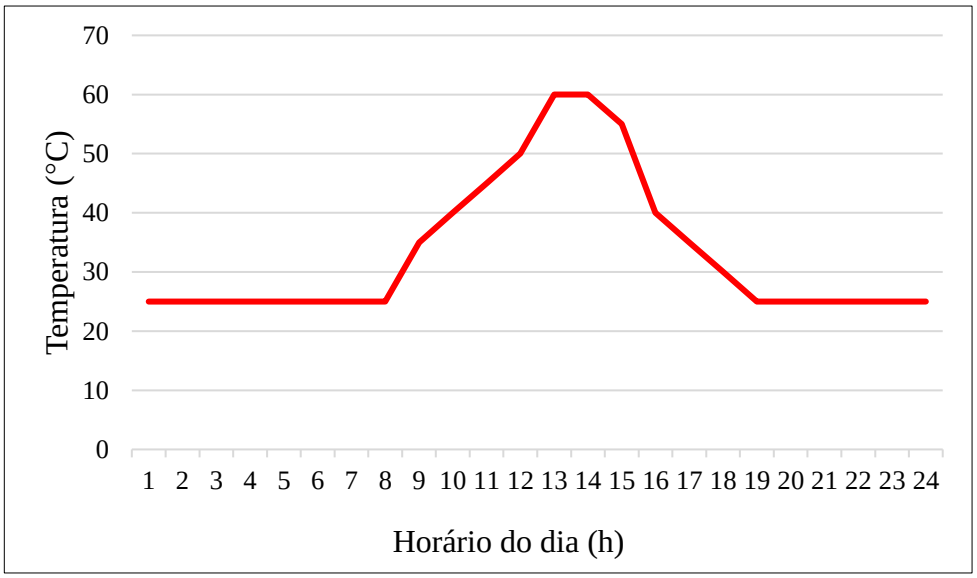
Na Figura 16, as condições de operação que funcionam como entrada representam a irradiação incidente e a temperatura do painel. Como a simulação é ao longo de um dia, torna-se necessário representar como as condições variam para cada horário. Dessa forma são utilizadas curvas de irradiância e temperatura na superfície do painel, mostradas nas Figuras 17 e 18, respectivamente. Os dados utilizados neste trabalho representam um dia ensolarado sem nuvens e foram coletados de um sistema fotovoltaico instalado nos Estados Unidos e disponibilizados pelo EPRI (FREITAS, 2020).

Figura 17 – Curva de radiação diária



Fonte: Freitas (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

Figura 18 – Temperatura na superfície do painel fotovoltaico



Fonte: Freitas (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

A conexão e a modelagem dos elementos *PVSystem* para a rede IEEE 34 barras foram feitas utilizando a metodologia presente em Huq, Baran e Lukic (2012), onde esses são agrupados. A técnica se baseia em representar todos os GFV conectados a uma barra como se fossem apenas um, ao invés de implementar individualmente cada uma das unidades fotovoltaicas. Esse agrupamento visa facilitar a modelagem e a representação de diferentes níveis de inserção de geração distribuída (HUQ; BARAN; LUKIC, 2012). Além disso, espera-se que os donos de

painéis fotovoltaicos os utilizem apenas para injeção de potência ativa. Dessa forma, é considerada uma operação com fator de potência unitário. (AGALGAONKAR; PAL; JABR, 2013).

De forma a quantizar a geração distribuída presente na rede, é utilizado o parâmetro adimensional Fator de Inserção de Geração Distribuída (FIGD). Esse parâmetro permite observar quão significativa está sendo a potência injetada pelos painéis fotovoltaicos no sistema. O cálculo do FIGD é definido pelo somatório dos picos de geração trifásicos dos FV dividido pelo pico de demanda trifásica das cargas no intervalo de 24 horas, conforme a equação (6) (YANG et al., 2014).

$$FIGD = \frac{\sum Pmáx_{GFV}^{i}}{D_{máx}} \; x \; 100\% \tag{6}$$

Onde:

$FIGD$ – Fator de Inserção de Geração Distribuída;

$Pmáx_{GFV}$ – Pico de potência trifásica injetada na rede pelo gerador fotovoltaico;

$D_{máx}$ – Pico de demanda trifásica das cargas da rede.

Com o intuito de se adquirir ainda mais informações sobre a participação da geração distribuída na rede, também foi calculado o Fator de Inserção de Geração Distribuída em Relação à Energia (FIE). Esse é obtido com base na energia total injetada pelos geradores fotovoltaicos dividida pela total consumida pelas cargas no Cenário Inicial ao longo de 24 horas, conforme a equação (7).

$$FIE = \frac{\sum E_{GFV}^{i}}{E_{TOTAL}} \; x \; 100\% \tag{7}$$

Onde:

FIE – Fator de Inserção de Geração Distribuída em Relação a Energia;

E_{GFV} – Energia total injetada pelo gerador fotovoltaico em 24 horas;

E_{TOTAL} – Energia total consumida pelas cargas da rede em 24 horas.

Foram definidos cinco diferentes cenários, além do inicial, para a rede IEEE 34 barras, cada um com um valor de FIGD e de FIE distintos. Essas situações foram criadas para visualizar os impactos que a geração distribuída causa a um sistema de distribuição para diferentes níveis de penetração da modalidade. O Quadro 6 mostra todos os cenários definidos para as simulações e seus respectivos fatores de inserção.

Quadro 6 – Os diferentes cenários de simulação com base no FIGD e FIE

	FIGD	**FIE**
Cenário Inicial	-	-
Cenário 1	16%	7%
Cenário 2	31%	13%
Cenário 3	35%	15%
Cenário 4	50%	21%
Cenário 5	77%	32%

Fonte: Produção do próprio autor.

Esses valores FIGD e FIE escolhidos também tem o objetivo de representar as previsões de crescimento das conexões de geração distribuída para os próximos anos. Como foi apresentado na seção 1, o crescente incentivo e a preocupação com o meio ambiente fazem com que cada vez mais a população, as empresas, os comerciantes e as indústrias optem por utilizar fontes de energia renováveis (ANEEL, 2017). É importante ressaltar que o consumo das cargas não é alterado, ou seja, são mantidas as designações feitas para o Cenário Inicial na seção 4.1, pois o aumento da presença de GFV na rede está sendo preponderante ao aumento da demanda de energia (YANG et al., 2014).

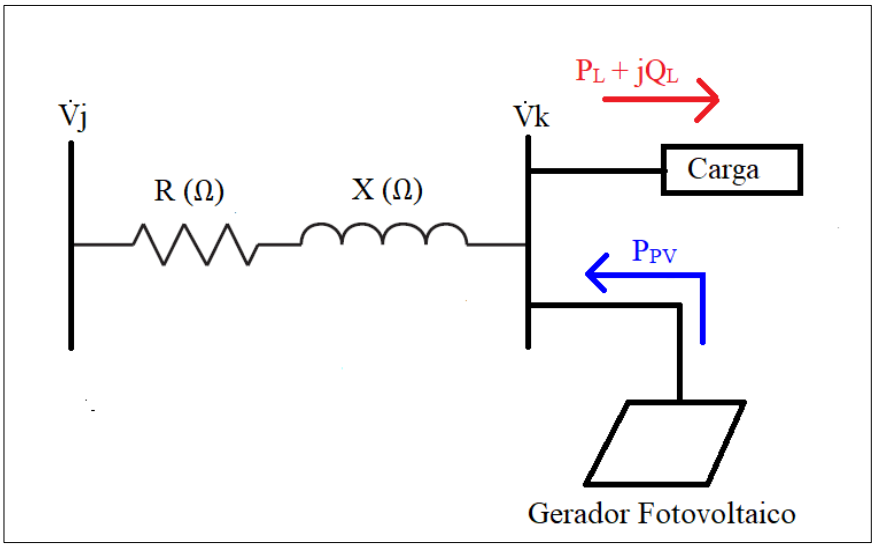
4.3 Impactos na Rede de Distribuição

Apesar das vantagens da crescente presença de fontes renováveis nos sistemas de energia, como a redução da emissão de gás carbônico e a diminuição nas perdas de energia, certas consequências negativas advêm dessa tendência e podem causar dificuldades técnicas para os operadores de SEP (WANG; ZARGHAMI; VAZIRI, 2016; LAMBERTI et al., 2015). Diversos trabalhos já foram feitos para análise dos impactos causados pela inserção de geração

distribuída e os principais problemas relatados foram: fluxo reverso de potência, elevação da tensão e maior estresse nos reguladores de tensão (YANG et al., 2014; AGALGAONKAR; PAL; JABR, 2013; CUNHA, 2017; SILVA, 2016).

A principal razão da aparição desses problemas é a incompatibilidade entre a curva de geração e a de consumo, fazendo com que haja momentos onde a potência que a carga demanda da rede seja muito pequena ou até mesmo negativa, que ocorre quando um painel fornece mais energia do que a carga consome. Esse evento é chamado de fluxo reverso de potência. A consequência disso é a sobretensão (LAMBERTI et al., 2015). A Figura 19 ilustra um esquemático de um gerador fotovoltaico injetando potência ativa, P_{PV}, e uma carga que absorve uma potência aparente $P_L + jQ_L$.

Figura 19 – Esquemático da injeção de potência ativa de um GFV



Fonte: Cunha (2017).
Nota: Adaptado pelo autor.

A equação (9) apresenta uma forma aproximada de calcular a queda de tensão ΔV entre as barras em função da potência consumida pela carga e a potência injetada pelo gerador. É comum em redes de distribuição que a resistência R seja muito maior que a reatância X. Dessa forma uma possível inversão no fluxo de potência ativa pode fazer com que a queda de tensão assuma um valor negativo, ou seja, ocorre uma elevação de tensão entre as barras j e k (CUNHA, 2017).

$$\Delta V \approx \frac{(P_L - P_{PV}).R + Q_L.X}{Vk} \tag{9}$$

Na tentativa de manter os níveis de tensão dentro dos valores adequados, os reguladores acabam operando com mais frequência, reduzindo sua vida útil. Existem casos onde um SVR, ou um LTC, não consegue mais controlar a tensão nas barras pois alcança o valor limite máximo ou mínimo de tap. Esse fenômeno é chamado de condição de *runaway* (AGALGAONKAR; PAL; JABR, 2013).

4.4 Resultados

Os resultados foram obtidos através do elemento *Monitor* para medir a tensão e a potência ao longo do dia em todas as barras e unidades consumidoras e, também, para fazer a contagem do número de trocas de tap. O elemento *EnergyMeter* também foi utilizado, sendo esse específico para medição de valores relacionados a potência e energia da rede como um todo. A partir dele, foram obtidos os valores de energia total das perdas, demanda máxima e demanda média.

O OpenDSS calcula as perdas pela diferença entre as potências de entrada e de saída de elementos do tipo *PowerDelivery*, como os cabos de alimentação e os transformadores. No *EnergyMeter*, as perdas totais de energia representam a soma de todas essas perdas de potência integradas no tempo. Ou seja, o *software* é capaz de calcular o valor perdido de energia, em kWh, de cada elemento durante o dia e faz a soma total.

4.4.1 Resultados sem trocas de tap dos reguladores de tensão

De modo a observar se o OpenDSS representa os impactos causados pela inserção de geração distribuída em relação à tensão nas barras da rede do IEEE, foram feitas simulações com a troca de taps dos reguladores de tensão desabilitadas. Dessa forma, o Quadro 7 representa os resultados onde as tensões nas barras variam de acordo com o fluxo de potência, conforme mostrado na equação (9), sem a atuação dos LDC da rede para corrigirem as sobretensões consequentes da presença de GFV.

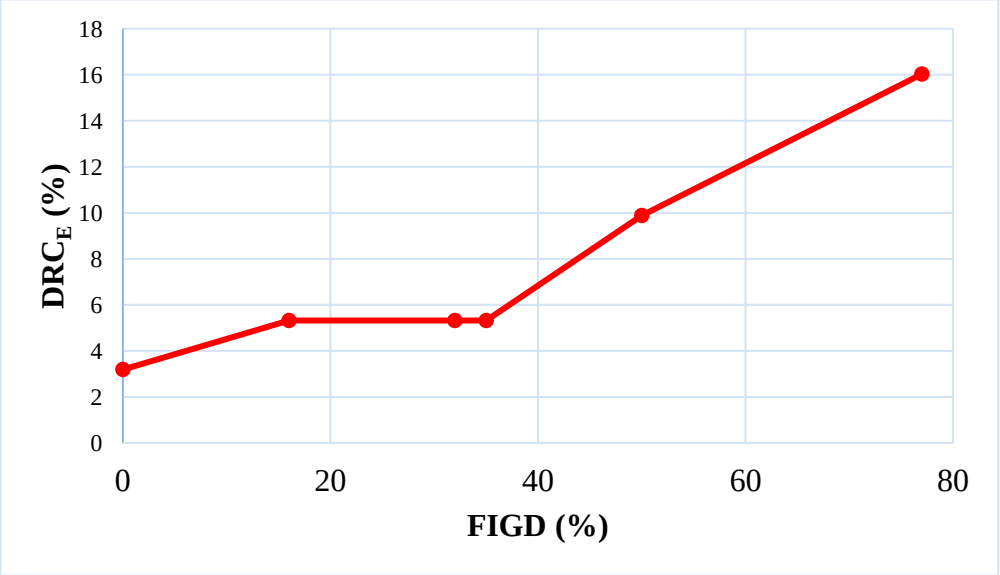
Quadro 7 – Impactos da inserção de geração distribuída sem atuação dos reguladores de tensão

Cenário	DRP_E	DRC_E	Demanda Máxima (kW)	Perdas Totais de Energia (kWh)	Fator de Carga	Total de trocas de Tap do Regulador 1	Total Trocas de Tap do Regulador 2
Inicial	1,06%	3,19%	1952	4405	0,835	-	-
Cenário 1	0,00%	5,32%	1795	3905	0,858	-	-
Cenário 2	0,00%	5,32%	1791	3641	0,791	-	-
Cenário 3	0,00%	5,32%	1791	3551	0,764	-	-
Cenário 4	0,00%	9,88%	1784	3313	0,716	-	-
Cenário 5	0,00%	16,03%	1791	2834	0,606	-	-

Fonte: Produção do próprio autor.

Com base no Quadro 7, é possível constatar que a inserção de geração distribuída faz com que ocorra transgressão dos limites de tensão estabelecidos, mostrados na Figura 8, e isso se reflete numa piora dos indicadores de qualidade de energia DRP_E e DRC_E. Conforme explicado na seção 4.3, a potência injetada pelos GFV faz com que haja uma sobretensão nas barras da rede de distribuição e, como consequência, a tensão em regime permanente da rede primária saia dos valores adequados e entre na faixa de valores críticos. A Figura 20 mostra a variação do DRC_E em função do FIGD.

Figura 20 – Variação do DRC_E em relação ao FIGD



Fonte: Produção do próprio autor.

4.4.2 Resultados com trocas de tap dos reguladores de tensão

Os impactos da inserção de geração distribuída nas tensões das barras sem a atuação dos reguladores de tensão foram verificados na seção 4.4.1. As simulações realizadas nessa seção foram feitas habilitando a troca de taps pelos LDC presentes na rede. Os resultados estão sumarizados no Quadro 8.

Quadro 8 – Resultados das simulações com geração distribuída e atuação dos reguladores de tensão

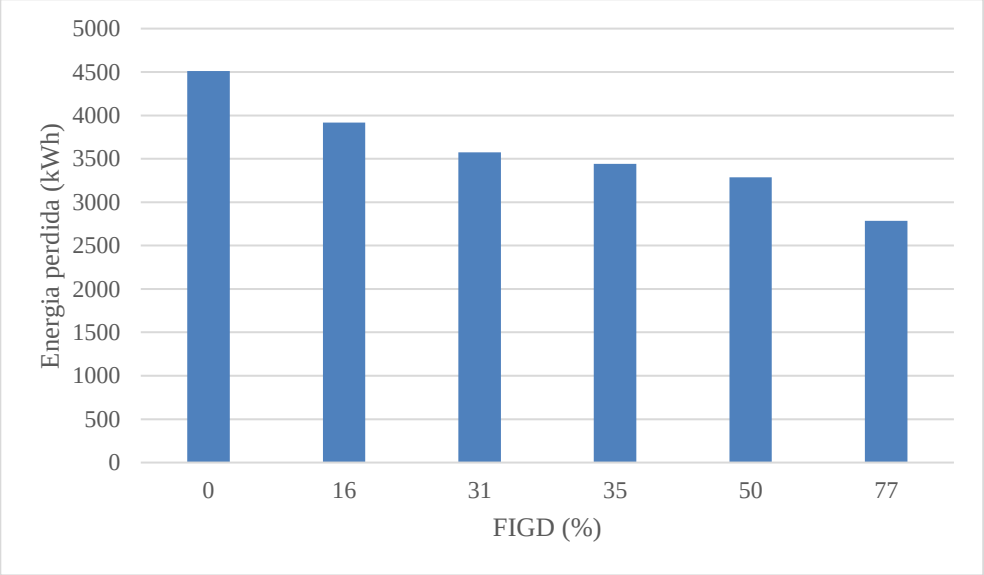
Cenário	DRP_E	DRC_E	Demanda Máxima (kW)	Perdas Totais de Energia (kWh)	Fator de Carga	Total de trocas de Tap do Regulador 1	Total Trocas de Tap do Regulador 2
Inicial	0,00%	0,00%	2029	4510	0,819	27	26
Cenário 1	0,00%	0,00%	1846	3917	0,836	21	21
Cenário 2	0,00%	0,00%	1842	3575	0,774	19	20
Cenário 3	0,00%	0,00%	1842	3442	0,753	19	21
Cenário 4	0,00%	0,00%	1838	3285	0,709	19	18
Cenário 5	0,00%	0,00%	1834	2786	0,594	33	26

Fonte: Produção do próprio autor.

A partir do Quadro 8, é possível analisar os impactos causados pela inserção de geração distribuída. Pode-se observar que, nos primeiros cenários, a presença de geradores fotovoltaicos diminuiu um pouco o estresse dos reguladores de tensão, até encontrar um ponto de inflexão entre o Cenário 4 e o Cenário 5, onde as trocas de taps sofrem um considerável aumento. Esse tipo de comportamento dos LDC da rede IEEE 34 barras está em conformidade com o esperado e descrito em trabalhos que avaliam a necessidade de maior número de operações do autotransformador em redes com alto FIGD (AGALGAONKAR; PAL; JABR, 2013). Apesar de submetidos a um maior estresse, os equipamentos de RT presentes no sistema conseguiram manter as tensões nas barras dentro dos valores adequados.

Nota-se no Quadro 8 a diminuição das perdas com o aumento da geração fotovoltaica. Essa redução ocorre devido ao fato de que agora as cargas também estão sendo alimentadas localmente pelos geradores, evitando assim a circulação de corrente nos cabos e equipamentos da rede de distribuição (SILVA, 2016). A Figura 21 ilustra graficamente a relação entre as perdas e o FIGD com base nos valores do Quadro 8.

Figura 21 – Perdas totais de energia na rede em 24 horas



Fonte: Produção do próprio autor.

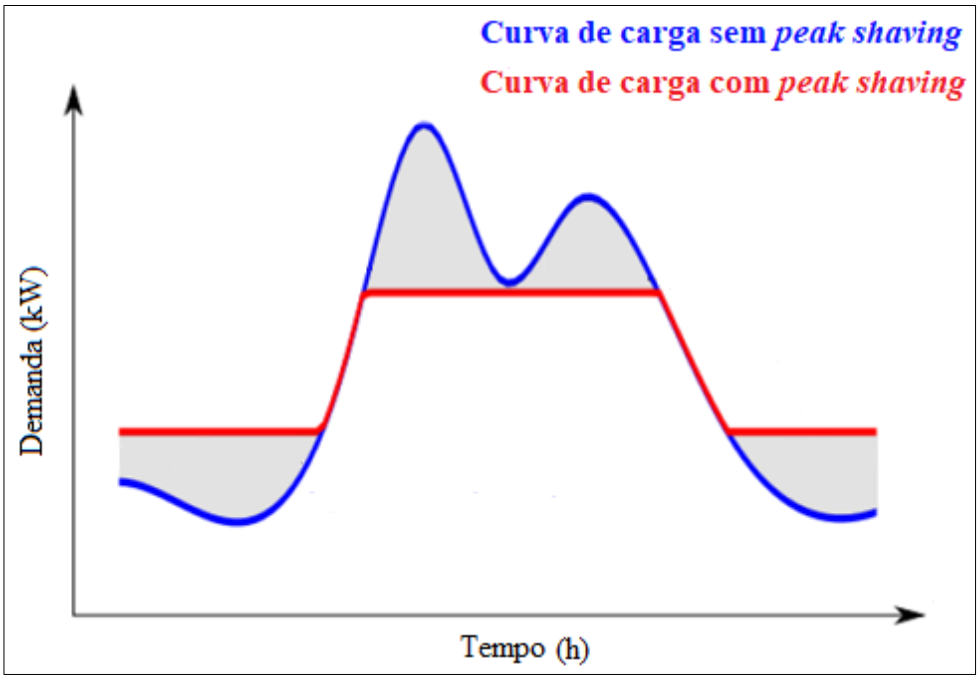
O valor de demanda máxima diminuiu entre o Cenário Inicial e o Cenário 1. A partir disso, não acontecem mais variações relevantes com o aumento da geração distribuída na rede. A estagnação advém do fato desse pico ocorrer nas primeiras horas da noite, quando não há mais irradiação solar e os geradores fotovoltaicos não estão mais injetando potência ativa no sistema.

5 *PEAK SHAVING*

O *peak shaving*, ou corte do pico de demanda, é uma das aplicações possíveis de sistemas de armazenamento de energia que, por sua vez, tendem a se tornar uma peça fundamental dos SEP. O objetivo da técnica é diminuir o valor da demanda máxima de modo a evitar que, no caso de uma rede de distribuição, seja necessário que a subestação forneça toda a energia consumida nesse período de pico (KARMIRIS; TENGNÉR, 2013). Do ponto de vista da concessionária, significa evitar a necessidade de sobre dimensionamento de equipamentos devido aos picos de demanda (CUNHA, 2017).

Usualmente, indústrias e comércio recorriam para geradores a diesel para realizar o *peak shaving*, mas a tendência agora é que unidades consumidores e concessionárias utilizem SAE, como baterias, para essa finalidade (FERREIRA, 2020). Dessa forma, permite-se o acúmulo de energia em momentos de baixo carregamento da rede, ou em situações que ocorreriam fluxo reverso de potência, mitigando também eventuais impactos negativos da inserção de geradores fotovoltaicos. Por outro lado, a descarga é feita nos períodos de alta demanda, diminuindo assim a corrente que circula pelos equipamentos do sistema de distribuição (WANG; ZARGHAMI; VAZIRI, 2016). A Figura 22 mostra uma curva de carga antes e após o *peak shaving*.

Figura 22 – Curva de carga antes e após o *peak shaving*



Fonte: Karmiris e Tengnér (2013).
Nota: Adaptado pelo autor.

5.1 Sistemas de Armazenamento

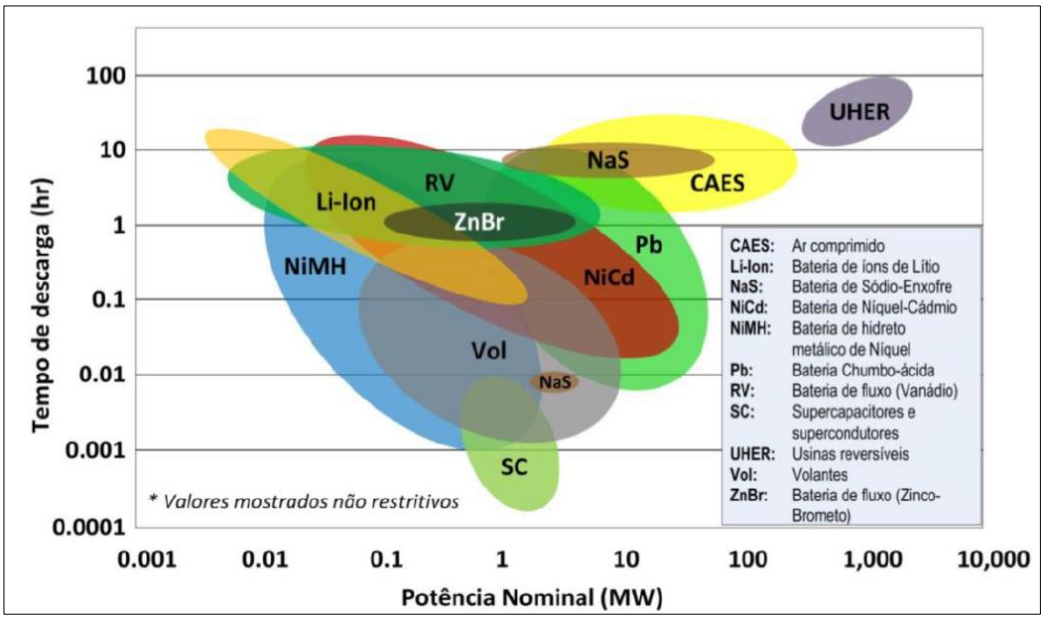
O armazenamento de energia baseia-se em acumular a energia instantânea gerada e utilizá-la posteriormente. A energia pode ser estocada em diferentes formas, entre elas: elétrica, mecânica, química, eletroquímica e térmica (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2011).

Dentro dos SAE para aplicações em redes de distribuição, destacam-se as baterias, que armazenam energia na forma eletroquímica por meio de íons. Sua versatilidade, possibilidade de controle, alta eficiência e a crescente tendência na diminuição do custo desse tipo de tecnologia fazem com que elas se tornem o tipo de SAE que mais traga benefícios técnicos, econômicos e ambientais (SHI et al., 2018; ARGHANDEH et al., 2014; KOIROLA; OOST; WINDT, 2018).

5.1.1 Baterias

As baterias tornaram-se a forma mais conhecida de armazenamento de energia, pois estão em diversas aplicações e em diferentes escalas. A variedade de funções e características delas, como a alta eficiência, a modularidade, o tempo de descarga, o peso e a mobilidade, entre outros, proporcionam a sua utilização em diversos setores, como indústrias, residências e pelas concessionárias de energia elétrica (CHEN et al., 2009). A Figura 23 mostra o tempo de descarga e a capacidade de potência entre diferentes materiais utilizados na fabricação de baterias, parâmetros importantes para escolher qual o mais adequado dependendo do tipo de aplicação (CANALES; BELUCO; MENDES, 2015).

Figura 23 – Comparação entre diferentes tipos de armazenamento de energia



Fonte: Canales, Beluco e Mendes (2015).

Um estudo comparou o custo de operação por unidade de potência de cada uma das baterias comuns quando submetidas à estratégia do *peak shaving*, com carregamentos e descarregamentos diários (RAHMANN et al., 2017). Os tipos utilizados para levantamento dos custos individuais de operação e manutenção foram as baterias de Íon-Lítio (Li-Ion), Chumbo Ácido (Pb), Zinco-Bromo (ZnBr), Redox Vanádio (VRB) e Sódio Enxofre (NaS). O Quadro 9 mostra o resultado obtido.

Quadro 9 – Comparação dos custos de O&M entre tipos de bateria

Tipo de Bateria	Custo anual de Operação e Manutenção (US$/kW/Ano)
Chumbo Ácido	24,1 – 56,5
Sódio Enxofre	25,7 – 46.7
Zinco-Bromo	38,8 – 55,9
Redox Vanádio	32,2 – 56,4
Íon-Lítio	25,0

Fonte: Rahmann e outros (2017).
Nota: Adaptado pelo autor.

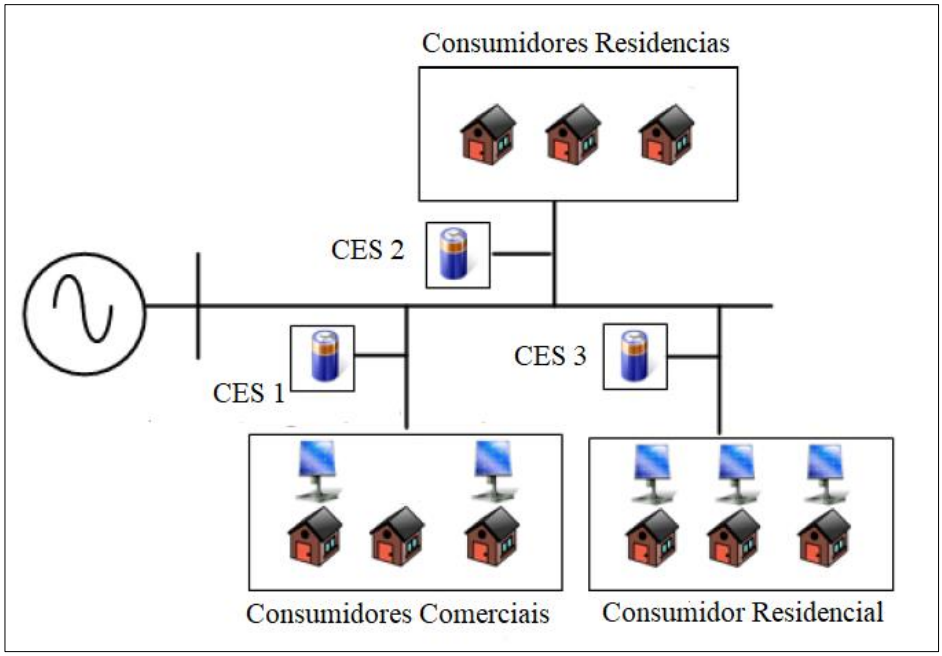
5.1.2 Aplicações em redes de distribuição pela concessionária

Um dos métodos de se usar baterias em redes de distribuição primária é por meio da utilização de CES, e vem sendo o foco de linhas de pesquisa e projetos piloto. As distribuidoras de energia

do mundo todo têm estudado aplicações desse tipo de sistema, em sua maioria voltados para melhor flexibilização, aumento da performance das redes de distribuição e *peak shaving* (PARRA et al., 2017). A própria concessionária de energia fica responsável pela instalação, estratégia de operação e manutenção do sistema, que é de sua propriedade.

A Figura 24 ilustra uma rede de distribuição radial com consumidores que possuem painéis fotovoltaicos e a concessionária instalou CES, onde cada um é responsável por operar de acordo com a demanda da carga a jusante. Dessa forma, é de responsabilidade da distribuidora o dimensionamento e a lógica de operação que melhor se adeque a cada um dos perfis de consumo dos conjuntos. Com esse sistema, o operador da rede consegue ativamente modificar o fluxo de potência sem a necessidade de interferir nos hábitos de consumo das unidades consumidoras (PARRA et al., 2017; HUQ; BARAN; LUKIC, 2012).

Figura 24 – Topologia da rede com CES e consumidores com geração distribuída

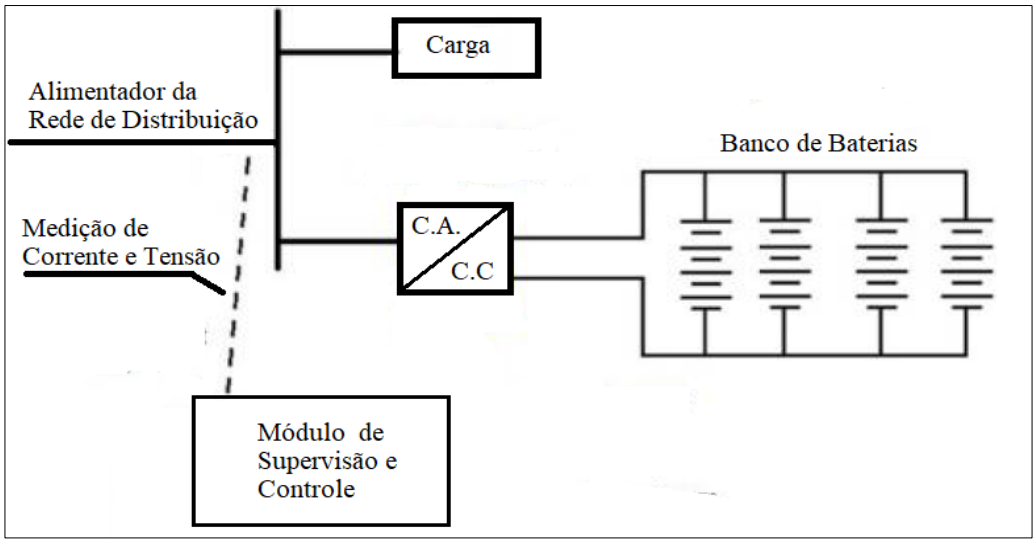


Fonte: Huq, Baran e Lukic (2012).
Nota: Adaptado pelo autor.

A composição de um CES é um SAE, um inversor CC/CA e um controlador. Esse último tem como função realizar o controle da lógica de carga e descarga da bateria, que pode ser feita dependendo do estado atual da rede através de um medidor no ponto de instalação, ou previamente programado para sempre operar em determinados horários (HUQ; BARAN;

LUKIC, 2012; LEADBETTER; SWAN, 2012). A Figura 25 ilustra um esquemático de CES com sistema de controle e um supervisório da rede.

Figura 25 – Esquemático de um CES conectado a uma barra da rede de distribuição primária



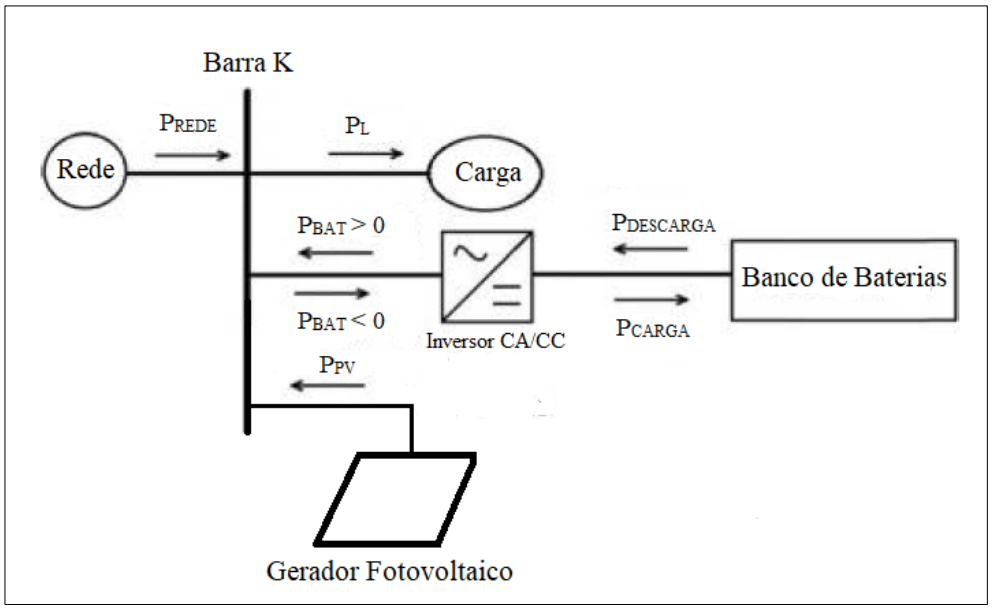
Fonte: Huq, Baran e Lukic (2012).
Nota: Adaptado pelo autor.

São vantagens do uso de CES: a obtenção de um maior fator de carga no perfil de demanda da rede, maior qualidade da energia, redução de perdas, aumento na confiabilidade do sistema e estabilidade da tensão, redução do número de operações de trocas de tap de reguladores de tensão, diminuição da potência máxima requerida de equipamentos e implantação de programas e estratégias que beneficiam tanto o consumidor quanto a concessionária podem ser desenvolvidos (KOIRALA; OOST; WINDT, 2018; TENG et al., 2013; YANG et al., 2014).

5.1.3 Injeção de potência em uma barra com CES

A Figura 26 ilustra o esquemático e as possíveis injeções de potência ativa em uma barra conectada à rede de distribuição que possui um gerador fotovoltaico injetando potência P_{PV}, um CES, e a carga que consome uma potência P_L. A potência do sistema de bateria, $P_{BAT,}$ é bidirecional porque esse carrega, descarrega ou fica em modo de espera (CHUA; LIM; MORRIS, 2016).

Figura 26 – Injeções de potência em uma barra de carga com CES e GFV



Fonte: Chua, Lim e Morris (2016).
Nota: Adaptado pelo autor.

A injeção de potência ativa instantânea na barra K pode ser expressa pela equação (10). A rede de distribuição deverá fornecer potência, P_{Rede}^{K}, de forma que a condição na equação seja satisfeita, podendo ocorrer momentos com fluxo reverso. Em barras em que não há presença de geradores fotovoltaicos, P_{PV} pode ser desconsiderado (WANG; ZARGHAMI; VAZIRI, 2016).

$$P_{Rede}^{K}(t) = -P_{PV}^{K}(t) + P_{Load}^{K} \mp P_{BAT}^{K} \tag{10}$$

Como a geração fotovoltaica e a demanda dos clientes não podem ser diretamente controladas pela concessionária, a instalação de um sistema com baterias torna possível controlar a injeção de potência na barra por meio de cargas e descargas, respeitando as restrições físicas do CES, como potência nominal e capacidade de armazenamento de energia. O modo de operação será de acordo com a finalidade determinada pela concessionária (JOSHI; PINDORIYA, 2015).

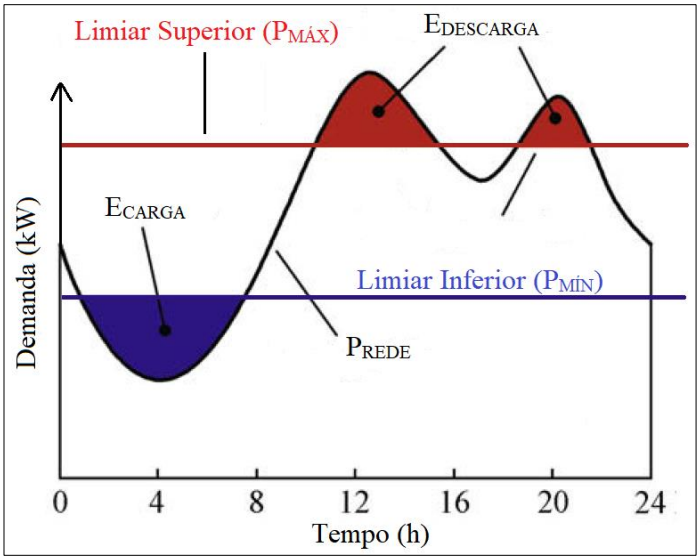
5.2 Estratégias de *Peak Shaving* na Literatura

Uma das finalidades da instalação de CES por parte da concessionária é a aplicação da técnica *peak shaving* (FERREIRA, 2020). Dessa forma, é necessário um correto controle do CES, para que efetivamente atenda esse objetivo sem degradar excessivamente as baterias e que apresente benefícios técnicos ao sistema de distribuição.

Na seção 4 foram descritos os possíveis impactos da inserção de geração distribuída, como aumento no número de operações de troca de tap do LDC devido a sobretensão. Uma das melhores alternativas para se atenuar esse problema é por meio do controle do fluxo de potência ativa, algo que é possível ser feito utilizando os CES operando fazendo *peak shaving* (YANG et al., 2014).

O *peak shaving* depende da determinação de um limiar máximo e um mínimo que P_{REDE} pode assumir em uma barra da rede primária de distribuição, como a ilustrada pela Figura 26. Dessa forma, a bateria terá que carregar nos momentos de baixa demanda e descarregar nos momentos de alta, manipulando assim os valores de P_{REDE} nas diferentes situações possíveis, conforme mostrou a equação (10). A Figura 27 mostra as variáveis relacionadas à estratégia (OUDALOV; CHERKAOUI; BEGUIN, 2007). É importante ressaltar que, determinar um valor mínimo que P_{REDE} pode assumir, torna-se uma associação com a técnica *valley filling*, ou preenchimento de vale.

Figura 27 – Variáveis relacionadas ao *peak shaving*



Fonte: Chen e outros (2009).
Nota: Adaptado pelo autor.

É possível observar, pela Figura 27, que o sucesso do *peak shaving* está diretamente relacionado à correta definição dos limiares de operação da bateria, e esses podem ser escolhidos de acordo com a capacidade de armazenamento de energia e potência nominal do CES estudado. E com base nesses, o ciclo de operação da bateria pode ser predefinido, ou por meio de medição em tempo real do valor trifásico de P_{REDE}. Em ambos casos a carga e a descarga será conforme as

equações (11), (12) e (13) (ARGHANDEH et al., 2014; KALKHAMBKAR; KUMAR; BHAKAR, 2016). As potências trifásicas P_{CARGA} e $P_{DESCARGAS}$ representam os possíveis sentidos de P_{BAT}, conforme foi ilustrado na Figura 26.

$$Se\ P_{REDE}(t) < P_{MÍN};\ P_{CARGA}(t) = P_{MÍN} - P_{REDE}(t) \tag{11}$$

$$Se\ P_{REDE}(t) > P_{MÁX};\ P_{DESCARGA}(t) = P_{MÁX} - P_{REDE}(t) \tag{12}$$

$$Se\ P_{MÍN} \leq P_{REDE}(t) \leq P_{MÁX;}\ P_{BAT}(t) = 0 \tag{13}$$

5.2.1 Despacho prévio

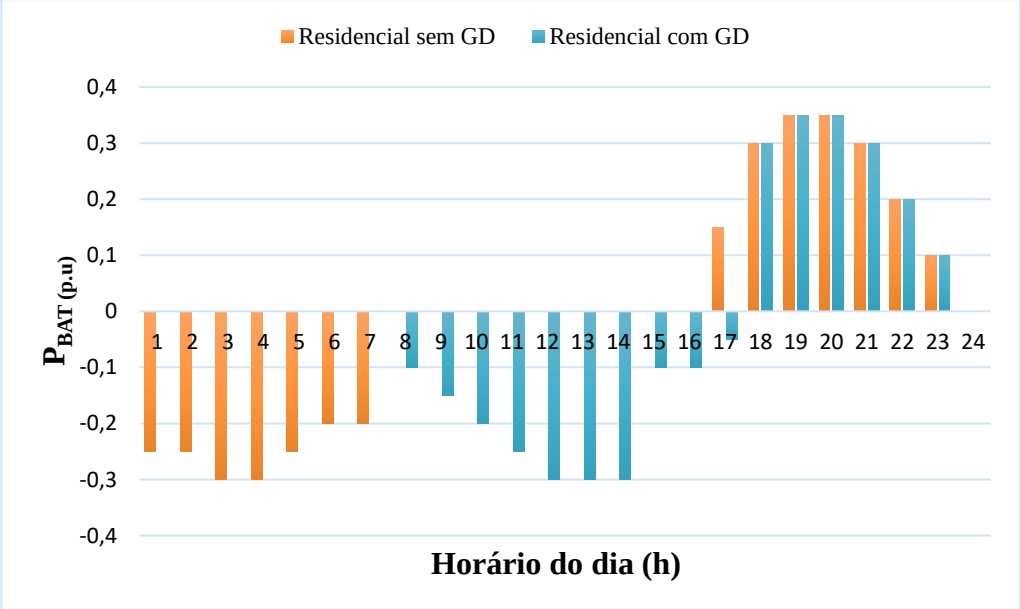
As concessionárias de energia possuem ferramentas de medição e previsão dos padrões de consumo das unidades consumidoras e também a demanda em cada uma das barras da rede primária. Com isso, é possível predefinir os momentos adequados de carga e descarga das baterias para se realizar *peak shaving*, e então o operador pode previamente criar uma lógica para o despacho de potência de um CES sem a necessidade de uma medição contínua e em tempo real integrado ao controle do equipamento. Uma vez determinado esse ciclo, o sistema irá operar sempre da mesma forma, independente da demanda na barra (JOSHI; PINDORIYA, 2015).

Uma vez conhecido o perfil de consumo da barra a qual um CES está conectado, devem ser determinados os valores máximo e mínimo que a demanda pode assumir. E, assim, os momentos de carga e descarga e a potência instantânea da bateria são calculados para os períodos que ocorrerem transgressões desses limites, conforme ilustrado na Figura 27. Os limiares devem ser definidos de forma que a energia utilizada para carga se aproxime da energia de descarga e sempre buscando o menor valor possível de pico que respeite essa condição (WANG; ZARGHAMI; VAZIRI, 2016). De forma a preservar e prolongar a vida útil da bateria, é recomendado evitar carrega-la ou descarrega-la completamente. Para isso, o estado de carga (SoC, do inglês *state of charge*) é limitado para ficar entre 15 e 85% nas aplicações de *peak shaving*. Isso significa considerar que 70% da capacidade do CES está disponível para armazenamento (YANG et al., 2014). A equação (14) mostra esses critérios estabelecidos.

$$|E_{CARGA}| = |E_{DESCARGA}| = 0.7 * Capacidade_{CES} \tag{14}$$

Normalmente, uma bateria seria descarregada e carregada nos momentos de maior e menor demanda dos consumidores. Mas, com a ascensão da geração distribuída, devem ser usados métodos estocásticos para previsão de irradiação solar e, assim, a potência injetada pelos geradores fotovoltaicos. Dessa forma, os CES localizados na rede de distribuição podem não operar corretamente para atenuar os impactos da inserção de GD, sendo necessário que esse despacho prévio tenha que ser reavaliado, permutando o carregamento para os momentos de maior injeção de potência dos GFV (TENG et al., 2013). A Figura 28 ilustra dois despachos típicos de um CES que atende consumidores residenciais com um nulo e um alto FIGD. Os valores negativos e positivos representam as situações de carga e de descarga, respectivamente.

Figura 28 – Despachos típicos diários de bateria



Fonte: Teng e outros (2013).
Nota: Adaptado pelo autor.

Manter um CES operando sob um ciclo de despacho prévio é algo viável porque, como esses atendem um conjunto de consumidores, dispõem de uma alta capacidade de armazenamento e potência nominal, acabam possuindo uma menor sensibilidade à variação do perfil de demanda de uma barra a curto prazo, como pequenas mudanças de comportamento e conexão de cogeração por parte de alguns clientes (PARRA et al., 2017).

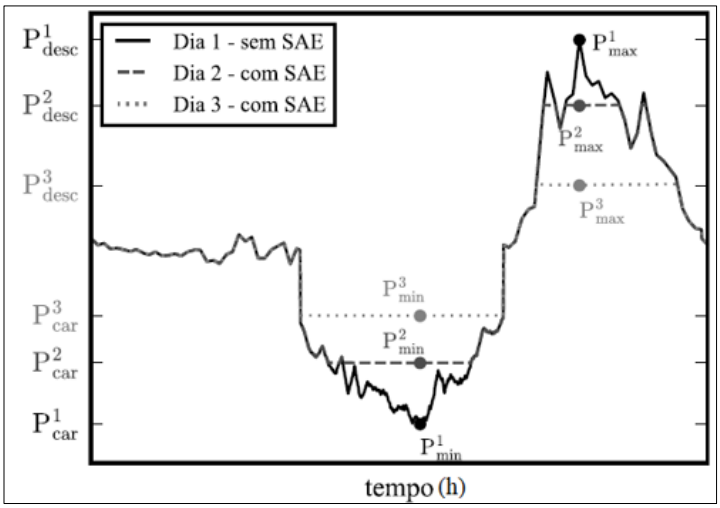
5.2.2 Monitoramento em tempo real

Com o monitoramento em tempo real, a bateria só irá operar caso a demanda medida na barra que se deseja fazer o *peak shaving* transgrida os limites estabelecidos. Dessa forma, o controle irá automaticamente estabelecer o valor de P_{BAT} que faz com que P_{REDE} fique entre os limiares estabelecidos. Para esse tipo de operação pode ser necessária uma constante atualização dos patamares, porque podem ocorrer situações onde a igualdade apresentada na equação (14) não seja respeitada (KARMIRIS; TENGNÉR, 2013).

Os limiares de operação funcionam como o gatilho para a operação do CES. Se, em algum momento, a demanda exceder o valor máximo, a bateria irá descarregar. Por outro lado, carregará, caso aconteça transgressão do valor mínimo. Os grandes desafios dessa operação são a correta seleção e a atualização desses patamares, uma vez que podem haver dias onde a demanda não ultrapassa o valor mínimo, então não ocorreria acúmulo de energia no CES. Dessa forma, não haveria energia suficiente para a descarga nos momentos de pico de consumo (CHUA; LIM; MORRIS, 2016). Uma das maneiras de evitar esse problema é fazer as corretas previsões de carga e da geração dos painéis fotovoltaicos, atreladas a um constante ajuste dos limiares de operação (CUNHA, 2017; LEADBETTER; SWAN, 2012).

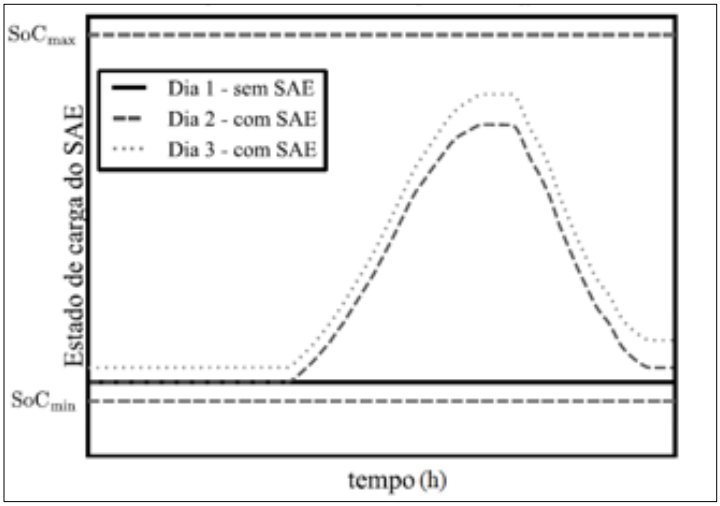
O estudo de Cunha (2017) desenvolve uma metodologia de ajuste para os limiares de operação com base no SoC do CES. Em uma barra onde a demanda trifásica está sujeita a diversas incertezas, torna-se necessária uma mudança diária nos valores de $P_{MÁX}$ e P_{MIN}. A Figura 29 ilustra como os limites são deslocados a cada dia. A Figura 30 mostra como o estado de carga da bateria varia de acordo com os limiares escolhidos.

Figura 29 – Curva P_{REDE} e os diferentes limiares de operação



Fonte: Cunha (2017).
Nota: Adaptado pelo autor.

Figura 30 – Estado de carga do sistema de armazenamento



Fonte: Cunha (2017).
Nota: Adaptado pelo autor.

Importante ressaltar nas Figuras 29 e 30 que o ajuste é feito de modo a utilizar ao máximo a capacidade de armazenamento da bateria, mantendo sempre entre os estados de carga que não reduzem significativamente sua vida útil.

Neste trabalho será realizado o *peak shaving* por meio da configuração prévia do despacho. Esse tipo de modo de operação representa menor custo de implementação para a concessionária, pois não demanda medição constante da potência na barra e nem do SoC do CES, uma vez que a carga e a descarga sempre irão ocorrer por valores preestabelecidos (ARGHANDEH et al.,

2014). Será verificada também a viabilidade técnica de se manter um ciclo de operação fixo para diferentes níveis de inserção de geração distribuída, pois, conforme foi citado na seção 5.2.1, o CES é menos sensível a eventuais mudanças no perfil de demanda por atender um conjunto de clientes, inclusive as advindas como consequência da aquisição de GFV (PARRA et al., 2017).

5.3 Alocação e Dimensionamento de CES na Rede IEEE 34 Barras

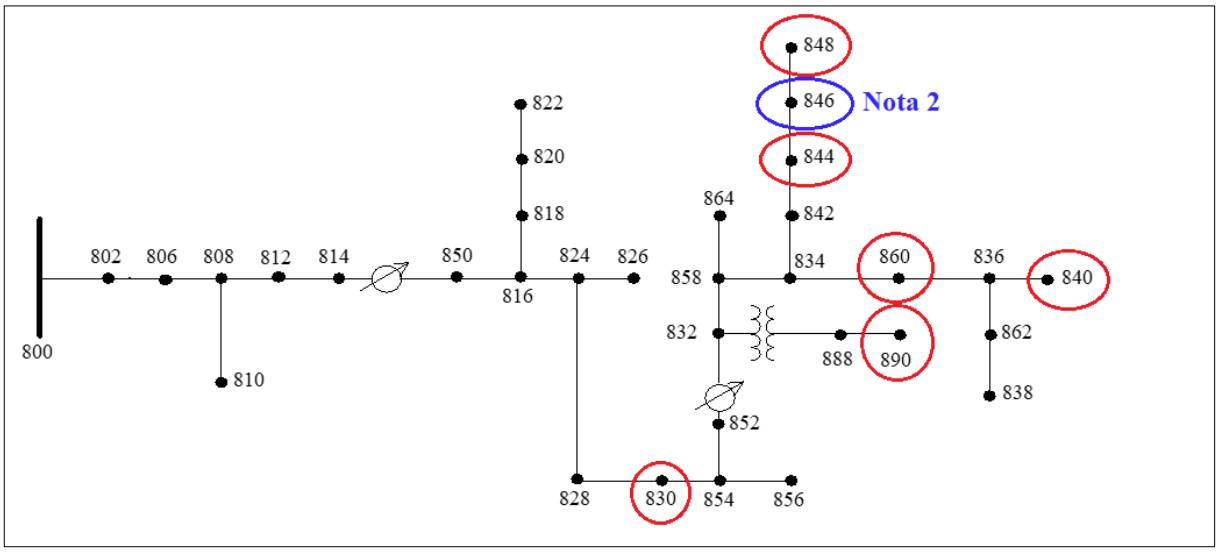
5.3.1 Alocação de CES

A estabilidade de tensão é compreendida como a habilidade da rede de distribuição em manter os valores adequados de tensão em momentos de distúrbio e variação da demanda. Os CES foram conectados nas barras críticas, ou seja, que estão mais sujeitas a causar instabilidade no sistema por possuírem as menores margens de carga (FERREIRA, 2020).

A margem de carga (MC) é definida como a diferença entre a potência recebida, P_R, e o ponto de colapso de tensão, $P_{RMÁX}$, que é o valor máximo que P_R pode atingir sem que cause instabilidade no sistema. Esses valores são calculados utilizando a curva de potência-tensão que é gerada com incrementos sucessivos nas potências ativas e reativas enquanto é feito o monitoramento da tensão e da corrente. Tal procedimento é realizado em cada uma das barras do sistema. Dessa forma, o estudo de Ferreira (2020) determinou as curvas de demanda para representar um dia de alta potência requerida pelas cargas da rede 34 barras e, em seguida, buscou aumentar a MC da barra 844 por meio de CES instalados pela concessionária.

A Figura 31 mostra, circuladas em vermelho, as barras da rede IEEE 34 barras que representam os pontos encontrados por Ferreira (2020) onde serão conectados os CES, pois são os nós que conseguem aumentar a margem da carga da barra 844 (FERREIRA, 2020).

Figura 31 – Nós da rede IEEE 34 barras que receberam a conexão de um CES



Fonte: Ferreira (2020).
Nota: [1] Adaptado pelo autor.
Nota: [2] Representa os dois CES localizados para atender as cargas distribuídas e foram conectados no ponto médio entre as barras 844-846, e entre 846-848.

Vale ressaltar que o estudo descrito anteriormente foi feito em uma rede sem geração distribuída. Dessa forma, será avaliado nesse trabalho o potencial dessa localização dos CES em uma rede onde os consumidores adquiriram GFV.

5.3.2 Dimensionamento dos CES

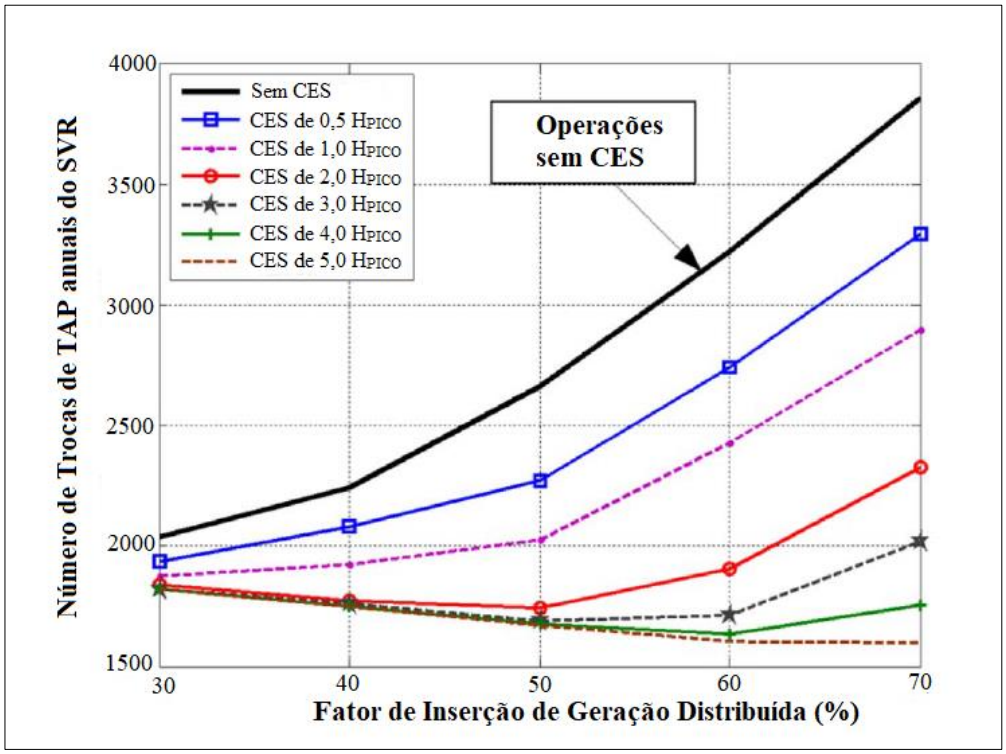
As grandezas elétricas do CES são parâmetros importantes para a realização do *peak shaving*, uma vez que a seleção dos valores máximos e mínimos de demanda está diretamente relacionada com a capacidade de armazenamento da bateria, conforme mostrado na seção 5.2. Dessa forma, é importante para a concessionária buscar um tamanho que ofereça a melhor relação custo benefício. Sistemas menores podem representar um menor gasto, mas podem não ser suficientes para imporem melhoras tangíveis à rede de distribuição. Do mesmo modo, o sobredimensionamento pode trazer despesas incompatíveis com os benefícios (ARGHANDEH et al., 2014).

A definição da capacidade de um CES pode ser feita utilizando de um parâmetro de referência chamado Hora de Pico de Demanda Trifásica (H_{PICO}). Esse termo refere-se a qual duração de tempo uma bateria consegue fornecer uma potência de valor igual a maior demanda trifásica da barra que está conectada. Por exemplo, em uma barra cuja demanda trifásica de pico é 100 kW,

uma bateria de 2 H_{PICO} teria de possuir 200 kWh de capacidade de armazenamento e $P_{NOMINAL}$ = 100 kW (YANG et al., 2014).

A capacidade de armazenamento e a potência nominal do CES, além de determinarem o quanto do pico efetivamente será reduzido, porque são restrições impostas na definição dos limiares de operação, também estão relacionadas com quanto o *peak shaving* irá diminuir as trocas de tap dos reguladores de tensão devido ao controle de potência ativa. A Figura 32 ilustra o número de operações anuais de um SVR localizado entre duas barras de um alimentador da rede primária em relação ao FIGD para diferentes dimensões de CES com baterias de íon-lítio (YANG et al., 2014).

Figura 32 – Operações anuais de um SVR de tensão para diferentes FIGD e tamanhos de CES



Fonte: Yang e outros (2014).
Nota: Adaptado pelo autor.

O estudo de Yang e outros (2014) também concluiu que um CES de tamanho entre 2 a 3 H_{PICO} representa o melhor custo benefício para a concessionária quando levado em conta as economias nos momentos de pico e a diminuição nas operações, que consequentemente reduz o desgaste e a necessidade de manutenção de reguladores de tensão. Neste trabalho, os CES

foram conectados nos pontos definidos na Figura 31 e, em seguida, foram dimensionados com o valor de 2,5 H_{PICO} para os valores de demanda máxima do Cenário Inicial. A potência nominal e a capacidade de armazenamento do CES são calculadas conforme as equações (15) e (16), respectivamente.

$$P_{NOMINAL} = H_{PICO} = P^{i}_{REDE_MÁX} \tag{15}$$

$$Capacidade_{CES} = 2{,}5 * H_{PICO} \tag{16}$$

Dessa forma, para cada uma das barras que possuem a conexão de um CES, foram calculadas a potência nominal e a capacidade de armazenamento em função da potência máxima entregue pela rede de distribuição. O Quadro 10 apresenta os resultados.

Quadro 10 – Barra de conexão e parâmetros dos CES alocados na rede IEEE 34 barras

Barra de Conexão	Capacidade de Armazenamento (kWh)	Potência Nominal 3φ (kW)
830	105	42
840	62,5	25
844	975	390
848	145	58
860	145	58
890	1075	430
844-846	105	42
846-848	52,5	21

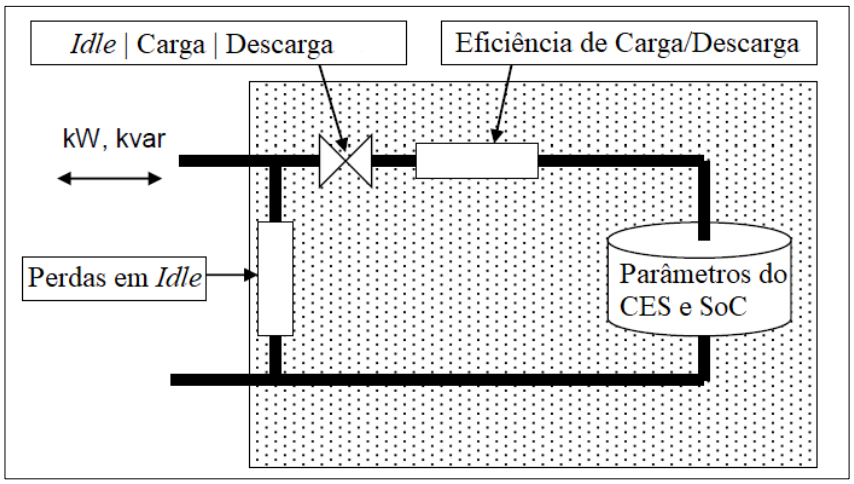
Fonte: Produção do próprio autor.

5.3.3 Implementação dos CES no OpenDSS

De modo a simular a presença de CES na rede de distribuição, foi utilizado o elemento *StorageSystem* do OpenDSS. Esse pode ser alocado e dimensionado conforme os valores obtidos nas seções 5.3.1 e 5.3.2. O modelo é capaz de carregar e descarregar de acordo com sua

potência nominal e capacidade de armazenamento, replicando o funcionamento de baterias convencionais. O seu esquemático está ilustrado na Figura 33 (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2020).

Figura 33 – Esquemático do elemento *StorageSystem*



Fonte: *Electric Power Research Institute* (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

O *StorageSystem* é configurado como uma bateria que fornece ou drena potência constante e trifásica equilibrada através dos atributos *Model* e *Phases*. Para os valores de eficiência de carga e descarga foi adotado 97% e as perdas em *Idle* de 0,02% da capacidade de armazenamento a cada hora, valores típicos de um sistema com baterias de Íons-Lítio e inversor CA/CC (MARTINS et al. 2018; BARBOUR et al., 2018). O elemento é conectado diretamente à barra e deve ser especificado o valor de tensão de linha, que na rede IEEE 34 é 24,9 kV, exceto na barra 890, onde esse valor é 4,16 kV. Conforme explicado na seção 5.2, neste trabalho foi determinado o modo de operação por despacho prévio que no OpenDSS é feito através da definição do atributo *Dispmode*.

5.4 Implementação do *Peak Shaving*

A operação dos CES foi feita por meio da definição de um ciclo fixo de carga e descarga elaborado para executar a estratégia de *peak shaving*. Dessa forma, essa seção tem como objetivo mostrar o algoritmo utilizado para definição dos limiares e inserção da curva de despacho prévio no *software* OpenDSS.

5.4.1 Definição dos limiares de operação

Importante ressaltar que os algoritmos apresentados a seguir não foram implementados no OpenDSS por ser um *software* focado na resolução de diferentes fluxos de potência. É recomendado no manual utilizar programas para auxiliar a obtenção dos parâmetros de entrada que necessitam tratamento prévio por critérios estabelecidos pelo usuário. Como os elementos *Monitors* conectados às barras da rede possibilitam a exportação de P_{REDE} em um arquivo de valores separados por vírgula (CSV, do inglês *comma-separated-values*), a metodologia para definição dos limiares foi executada no *Microsoft Excel* (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2020).

5.4.1.1 Limite superior – $P_{MÁX}$

No *peak shaving*, apesar dos benefícios gerais que pode trazer a rede de distribuição, a ideia principal da técnica é reduzir o pico de demanda, por esse motivo a definição do limite superior é o primeiro passo a ser calculado. Conforme dito na seção 5.2, os limiares estão diretamente relacionados com a capacidade de armazenamento e a potência nominal do CES, consequentemente é necessário que ambos parâmetros sejam restrições para a determinação do menor valor possível para $P_{MÁX}$ (JOSHI; PINDORIYA, 2015).

Como foi citado anteriormente, é fundamental o conhecimento, ou métodos para se obter a curva de carga, aproximada ou exata, das unidades consumidores. Dessa forma, a concessionária tem uma estimativa da curva de potência P_{REDE} que deverá fornecer a cada barra. Essa informação é utilizada pelo algoritmo para determinação do limiar superior (CHUA; LIM; MORRIS, 2016).

No *peak shaving*, a cada instante que houver transgressão do limite superior, a bateria deve descarregar com potência $P_{DESCARGA}$, de valor igual à diferença entre P_{REDE} e $P_{MÁX}$, conforme equação (15) (OUDALOV; CHERKAOUI; BEGUIN, 2007).

$$P_{DESCARGA}(t) = P_{MÁX} - P_{REDE}(t) \tag{15}$$

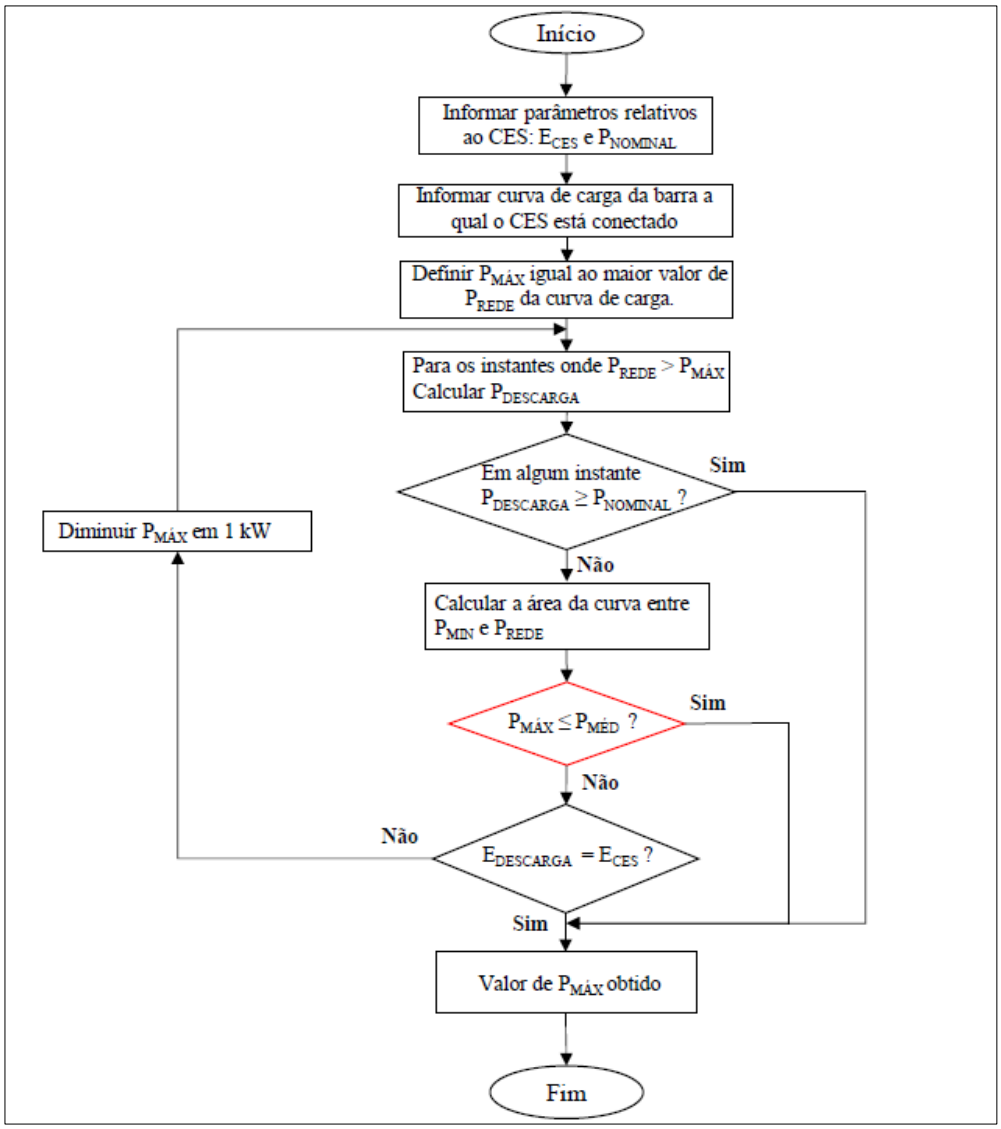
Pelo algoritmo, a área total da curva entre P_{REDE} e $P_{MÁX}$ precisará ser calculada de forma a quantizar a energia total que deve estar disponível e será retirada da bateria e, assim, comparar com 70 % da capacidade de armazenamento do CES em questão. Conforme a seção 5.2.1, para preservar e aumentar a vida útil do sistema, não se deve utilizar o total disponível de uma bateria. Como a simulação trata de intervalos predefinidos, $E_{DESCARGA}$ pode ser calculada através da equação (16) (OUDALOV; CHERKAOUI; BEGUIN, 2007).

$$E_{DESCARGA} = \int P_{DESCARGA}\,(t).\,dt \tag{16}$$

A Figura 34 ilustra o fluxograma do algoritmo utilizado para obtenção do valor de $P_{MÁX,}$ levando em consideração a curva de carga e os parâmetros do CES, a saber, a potência nominal, $P_{NOMINAL}$ e a capacidade de armazenamento, $E_{CES.}$

Importante ressaltar que na variável E_{CES} já está considerado o limite de 70% da capacidade de armazenamento do CES (CHUA; LIM; MORRIS, 2016).

Figura 34 – Fluxograma do algoritmo para determinação de $P_{MÁX}$



Fonte: Chua, Lim e Morris (2016).
Nota: Adaptado pelo autor.

Dessa forma, o algoritmo foi utilizado para calcular os limiares superiores de potência para as barras que dispõem de CES no Cenário Inicial e nos demais cenários simulados que possuam inserção de geração distribuída. Os valores de $P_{MÁX}$ obtidos estão apresentados no Quadro 11.

Quadro 11 – Valores de limiar superior para as barras com CES conectados e todos cenários

Barra de Conexão	Limiar Superior - $P_{MÁX}$ (kW)					
	Cenário Inicial	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
830	33	33	31	30	30	22
840	20	20	15	15	15	10
844	350	330	320	320	290	250
848	47	44	35	35	22	5
860	47	36	36	36	32	26
890	369	353	350	350	338	329
844-846	34	34	34	34	29	29
846-848	15	15	15	15	15	8

Fonte: Produção do próprio autor.

5.4.1.2 Limite inferior - P_{MIN}

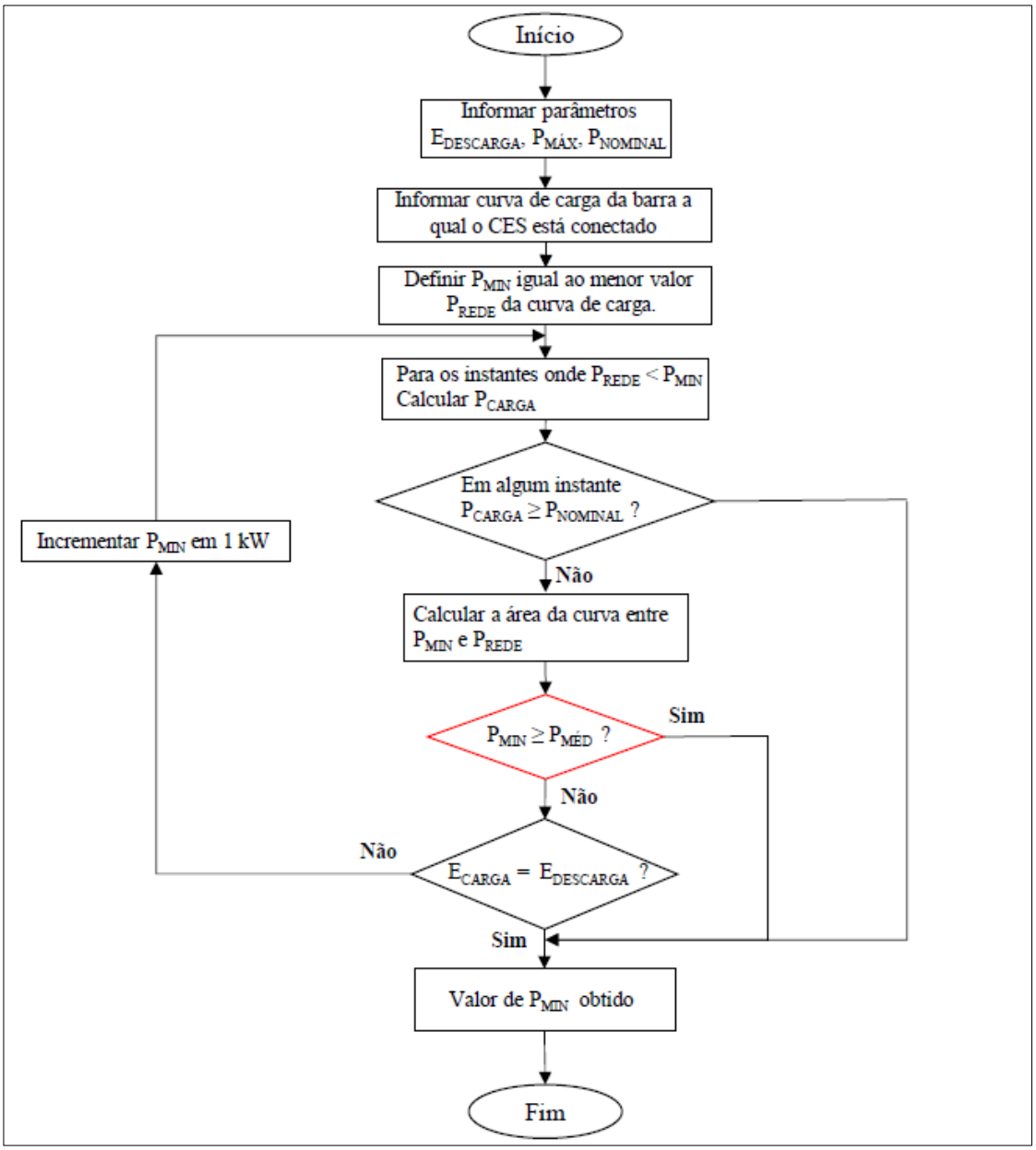
A etapa seguinte à determinação do valor de limite inferior seguindo a restrição de igualdade representada na equação (14), onde $E_{DESCARGA}$ tem que ser igual ao valor de E_{CARGA} e esse último sendo dependente de P_{MIN}. Surge, então, a necessidade de encontrar esse limiar de forma que a energia obtida carregando a bateria se iguale a fornecida a rede por meio de descarga, sem considerar a autodescarga. O valor de P_{CARGA} e a energia E_{CARGA} a ser armazenada podem ser calculados, respectivamente, conforme as equações (17) e (18) (OUDALOV; CHERKAOUI; BEGUIN, 2007).

$$P_{CARGA}(t) = P_{MÍN} - P_{REDE}(t) \tag{17}$$

$$E_{CARGA} = \int P_{CARGA}(t).dt \tag{18}$$

A Figura 35 ilustra o fluxograma do algoritmo utilizado para obtenção do valor de $P_{MIN.}$ Vale notar que se assemelha bastante ao usado para $P_{MÁX}$. A diferença está no fato de o limiar inferior começar no menor valor da demanda e ser incrementando a cada iteração (CHUA; LIM; MORRIS, 2016).

Figura 35 – Fluxograma do algoritmo para determinação de $P_{MÍN}$



Fonte: Chua, Lim e Morris (2016).
Nota: Adaptado pelo autor.

Utilizando o fluxograma da Figura 35, foram obtidos os limiares inferiores da potência fornecida pela rede às barras que possuem CES instalados. Os resultados estão apresentados no Quadro 12.

Quadro 12 – Valores de limiar inferior para as barras com CES conectados e todos cenários

Barra de Conexão	Limiar Inferior - $P_{MÍN}$ (kW)					
	Cenário Inicial	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
830	33	33	31	28	28	19
840	18	18	0	0	0	-10
844	280	265	250	250	215	200
848	36	36	30	30	15	-5
860	36	30	30	30	25	20
890	369	353	350	350	330	314
844-846	26	26	26	26	16	16
846-848	14	14	14	14	14	8

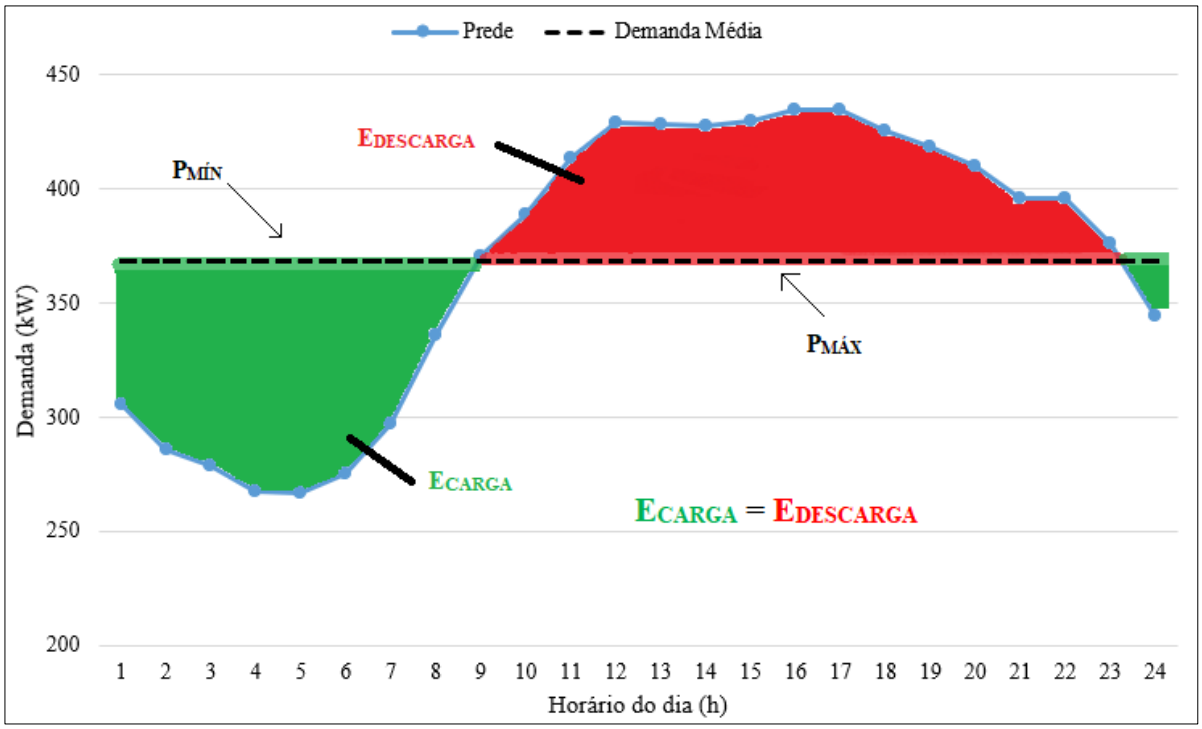
Fonte: Produção do próprio autor.

5.4.1.3 Restrição relacionada ao valor médio da demanda

Conforme pode ser observado nos fluxogramas ilustrados nas Figuras 34 e 35, estão marcadas em vermelho as restrições as quais limitam tanto o valor superior quanto o inferior de ultrapassarem o valor médio da curva de demanda, $P_{MÉD}$. Isso ocorre porque $P_{MÉD}$ é o menor patamar para $P_{MÁX}$ sem que esse seja superado em módulo por $P_{MÍN}$, ou seja, não estaria mais efetivamente ocorrendo redução do pico de demanda (FERREIRA, 2020; KERESTES; REED; SPARACINO, 2012).

A Figura 36 mostra a situação na barra 890 da rede IEEE 34 barras, onde a capacidade de armazenamento do CES permite limiares superior e inferior de valores iguais. Dessa forma, qualquer decremento no valor de $P_{MÁX}$ obrigaria um incremento no valor de $P_{MÍN}$ para as energias se igualarem, então a situação representa o menor valor máximo possível, que é a demanda média (FERREIRA, 2020; CHEN et al., 2009). Consequentemente, essa situação foi tratada no fluxograma para garantir a real redução do pico para o menor valor possível.

Figura 36 – Situação onde $P_{MÁX}$ e $P_{MÍN}$ se igualam à demanda média na barra 890 da rede IEEE 34 barras



Fonte: Produção do próprio autor.

A situação descrita é chamada de *load leveling*, onde o sistema de armazenamento possui capacidade e potência suficientes para levar o fator de carga ao valor unitário (KERESTES; REED; SPARACINO, 2010).

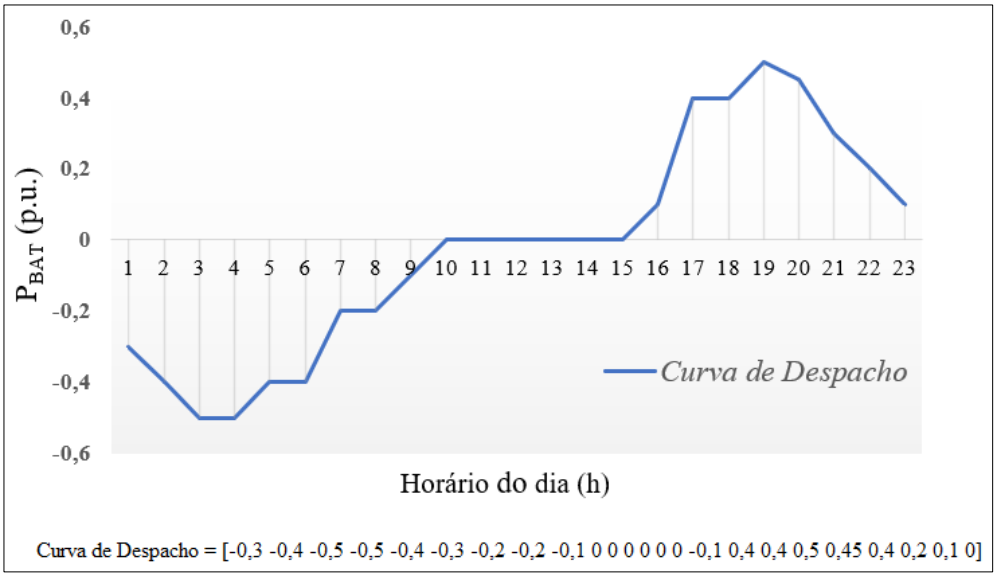
5.4.2 Implementação no OpenDSS

Uma vez definido o método para obtenção dos limiares superior e inferior, o processo é repetido para todas as barras que possuem a conexão de CES. Assim, em cada uma dessas, é possível calcular por meio das equações (15) e (17) os valores de P_{CARGA} e $P_{DESCARGA}$ para cada instante de simulação e, dessa forma, determinar o despacho prévio a ser seguido pelo *StorageSystem*. É importante citar que o OpenDSS utiliza como convenção que as potências que entram e saem do elemento possuem sinal negativo e positivo, respectivamente. Essa informação deve ser considerada na hora de inserir a curva de carga e descarga.

O OpenDSS exige que a curva de despacho de potência seja fornecida em p.u. em relação ao valor nominal de potência do CES e inserida no *software* da mesma forma que os *LoadShapes*, um vetor com 24 posições, onde os valores de P_{BAT} são negativos para impor a carga da bateria,

positivos para a descarga, e 0 com o objetivo de colocar em modo de espera. Um exemplo de despacho prévio para o intervalo de um dia no programa possui formato e vetor ilustrados pela Figura 37. Dessa forma, o *StorageSystem* é configurado para sempre seguir a curva e, caso possua três fases, irá operar com potência trifásica equilibrada.

Figura 37 – Exemplo de curva e vetor para despacho do *StorageSystem*



Fonte: Produção do próprio autor.

5.5 Simulações e Resultados

5.5.1 Despacho prévio configurado para o Cenário Inicial

A primeira sequência de simulações foi feita pela determinação do despacho prévio com base na rede sem nenhuma conexão de geração distribuída, o Cenário Inicial deste trabalho. Foi tratado como objetivo inicial da concessionária utilizar os CES para realizar *peak shaving* visando uma maior flexibilização da rede IEEE 34 barras, diminuição no número de trocas de tap dos reguladores de tensão e diminuição das perdas (PARRA et al., 2017; OUDALOV; CHERKAOUI; BEGUIN, 2007; CHUA; LIM; MORRIS, 2016).

Dessa forma, o despacho prévio foi configurado para o Cenário Inicial e mantido para os demais Cenários 1, 2, 3, 4 e 5, onde a inserção de geração distribuída é crescente. O objetivo dessa abordagem é verificar a viabilidade técnica do *peak shaving* supondo que a concessionária dispensou o custo e os estudos necessários para reconfigurações recorrentes dos CES. Então,

os sistemas de armazenamento foram obtidos pela distribuidora, alocados e dimensionados na rede IEEE 34 barras conforme seção 5.4. Posteriormente, foi determinado um ciclo fixo de 24 horas a ser seguido pelas baterias. A partir desse momento, tal configuração não sofreu mais alterações em seu funcionamento. Os resultados foram obtidos da mesma forma que na seção 4.4, ou seja, por meio dos elementos *Monitors e EnergyMeters*, e estão sumarizados no Quadro 13.

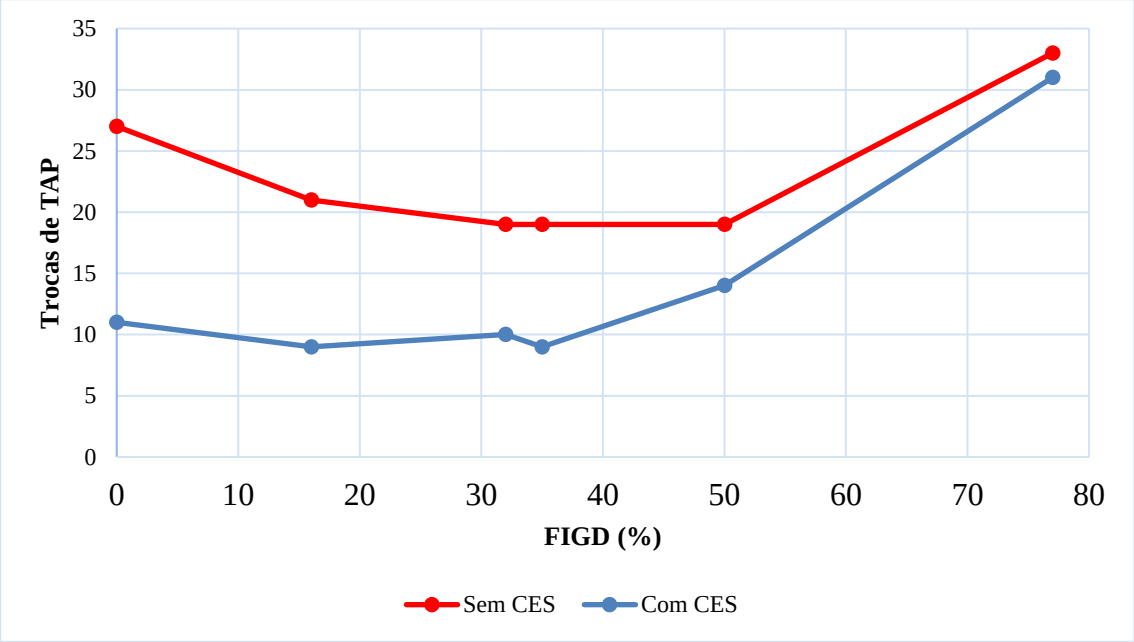
Quadro 13 – Valores de limiar inferior para as barras com CES conectados e todos cenários

Cenário	**DRP_E**	**DRC_E**	**Demanda Máxima 3φ (kW)**	**Perdas Totais de Energia (kWh)**	**Fator de Carga**	**Total de trocas de TAP do Regulador 1**	**Total Trocas de TAP do Regulador 2**
Inicial	0,00%	0,00%	1792	4359	0,924	11	9
Cenário 1	0,00%	0,00%	1703	3841	0,905	9	13
Cenário 2	0,00%	0,00%	1703	3458	0,838	10	9
Cenário 3	0,00%	0,00%	1703	3382	0,818	11	8
Cenário 4	0,00%	0,00%	1705	3120	0,754	14	22
Cenário 5	0,00%	0,00%	1704	2722	0,643	31	19

Fonte: Produção do próprio autor.

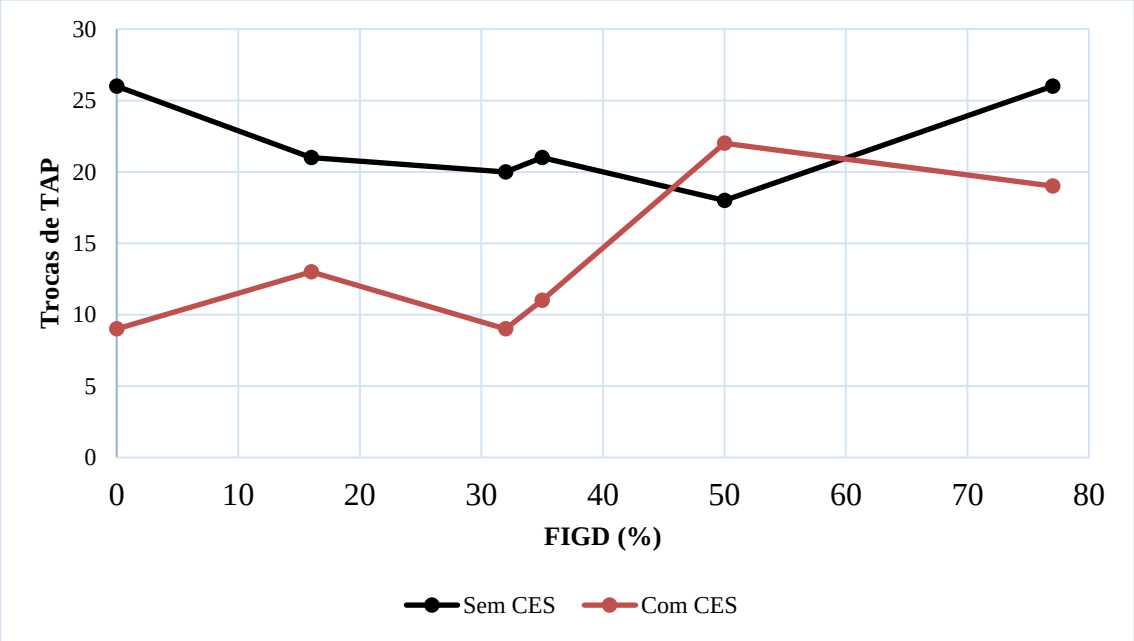
A partir do Quadro 13, pode-se constatar os benefícios provenientes da presença de CES alocados pela concessionária realizando *peak shaving*. Nota-se uma relevante redução no número de operações dos reguladores de tensão, principalmente até o Cenário 3, com FIGD de 35%. As Figuras 38 e 39 mostram gráficos comparando as trocas de tap com e sem os CES para os Reguladores 1 e 2, respectivamente. Pode-se observar que os resultados obtidos para os Cenários 4 e 5 já demonstram uma eventual necessidade de um recondicionamento do despacho prévio, porque a diminuição no estresse dos LDC já não é mais tão relevante.

Figura 38 – Trocas de tap diárias do Regulador 1



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 39 – Trocas de tap diárias do Regulador 2

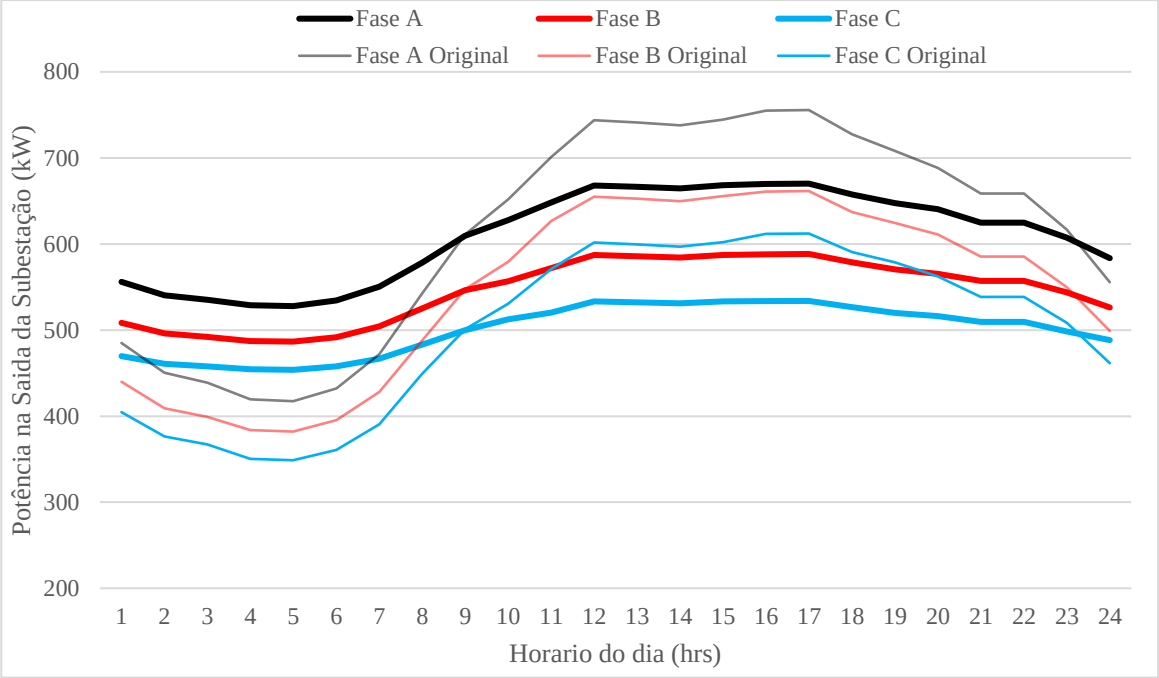


Fonte: Produção do próprio autor.

Além disso, é possível observar a redução da demanda máxima, principal objetivo do *peak shaving*, e como consequência o aumento do fator de carga da rede de distribuição, que também ocorre porque nos momentos de baixa potência acontece a carga da bateria fazendo com que a demanda média tenha um valor maior. A Figura 40 ilustra a mudança de perfil da rede com a

presença de CES realizando *peak shaving* em comparação com o Cenário Inicial de quando não há a presença dessa tecnologia. A curva foi obtida por meio do *Monitor* localizado na saída da subestação.

Figura 40 – Potência na saída da SE no Cenário Inicial antes e depois dos CES realizando *peak shaving*



Fonte: Produção do próprio autor.

Um dos benefícios do *peak shaving* citados na literatura é a diminuição das perdas, que pode ser notada para o Cenário Inicial para o qual foi feita a configuração do despacho e também nos cenários que já haviam sofrido essa redução devido à inserção de geração distribuída.

5.5.2 Despacho Prévio configurado para o cada Cenário

As simulações realizadas nessa seção possuem as curvas de despacho de potência de cada um do CES sendo reavaliadas e configuradas para melhor atender cada um dos cenários de acordo com o objetivo de *peak shaving* e a estratégia de obtenção dos limiares utilizada. Dessa forma, à medida que o FIGD da rede de distribuição foi aumentando, a concessionária atualizou os ciclos de operação dos CES alocados por ela, os quais sofrem alterações consequentes da instalação de geradores fotovoltaicos pelas unidades consumidoras, conforme apresentado na seção 5.3.1. Os resultados estão mostrados no Quadro 14.

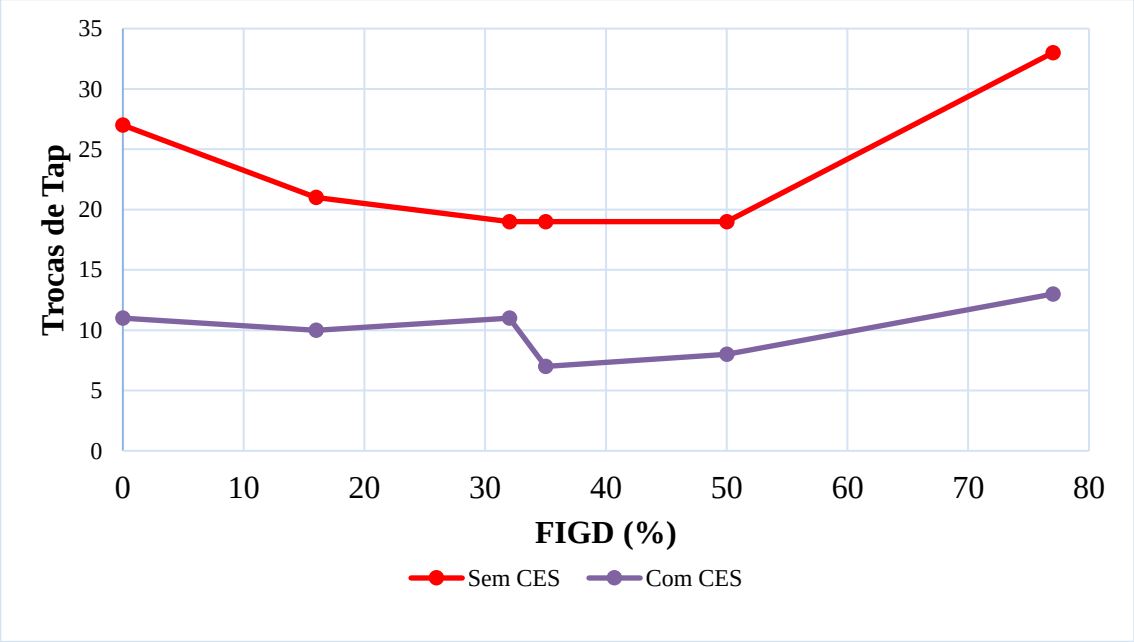
Quadro 14 – Resultados obtidos para *peak shaving* com despacho específico para cada cenário

Cenário	**DRP_E**	**DRC_E**	**Demanda Máxima 3φ (kW)**	**Perdas Totais de Energia (kWh)**	**Fator de Carga**	**Total de trocas de Tap do Regulador 1**	**Total Trocas de Tap do Regulador 2**
Inicial	0,00%	0,00%	1792	4359	0,924	11	9
Cenário 1	0,00%	0,00%	1671	3832	0,915	10	8
Cenário 2	0,00%	0,00%	1588	3415	0,894	11	8
Cenário 3	0,00%	0,00%	1564	3306	0,886	7	9
Cenário 4	0,00%	0,00%	1505	3003	0,863	8	9
Cenário 5	0,00%	0,00%	1503	2479	0,726	13	12

Fonte: Produção do próprio autor.

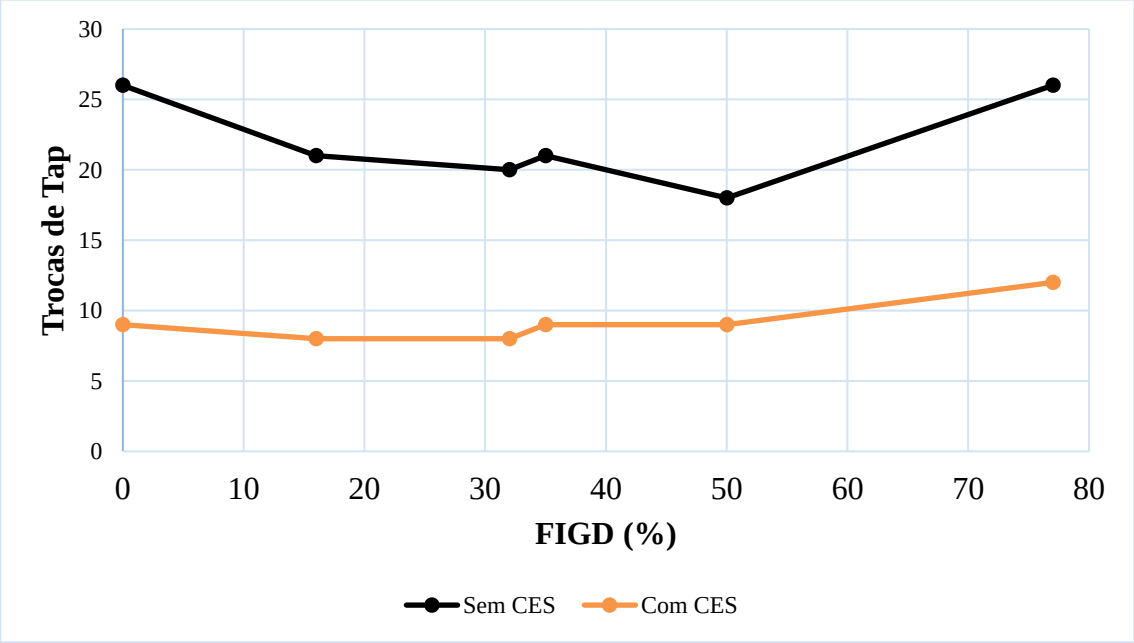
Conforme os resultados do Quadro 14, pode-se observar uma maior mitigação dos impactos da inserção de geração distribuída. A configuração do despacho de potência específica para cada cenário faz com que os CES carreguem nos momentos de geração FV e assim evitam ou reduzem o fluxo reverso nas barras, prevenindo o aparecimento de sobretensões e, consequentemente, reduzindo as operações dos reguladores de tensão até para os cenários com maior FIGD. As Figuras 41 e 42 mostram as trocas diárias de tap dos Reguladores 1 e 2, respectivamente, para as simulações onde as baterias seguem ciclos de operação específicos para cada nível de inserção.

Figura 41 – Trocas diárias de tap do Regulador 1



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 42 – Trocas diárias de tap do Regulador 2

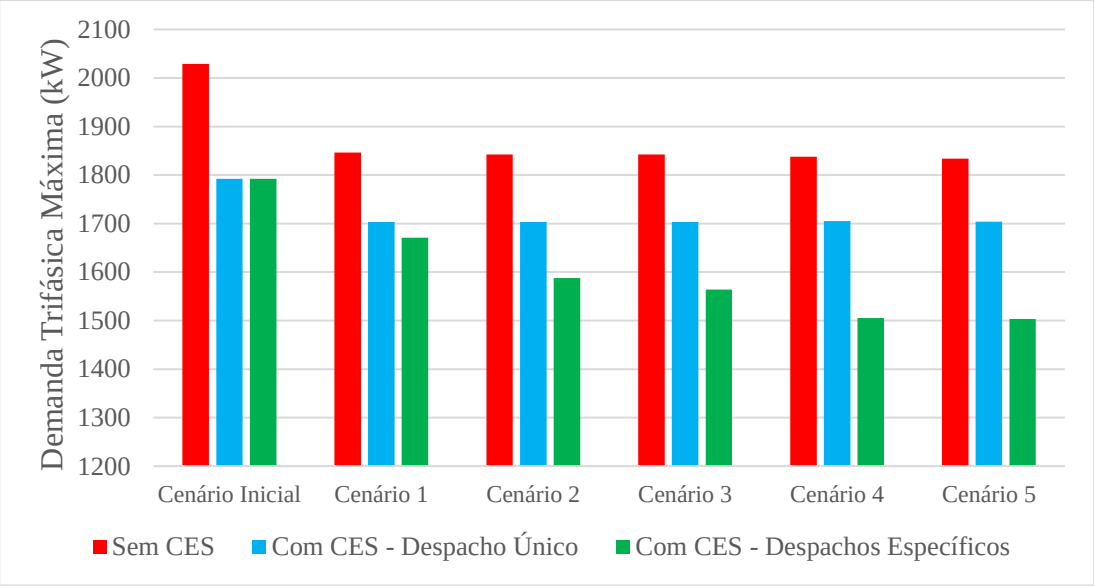


Fonte: Produção do próprio autor.

Também pode ser observado uma maior redução do valor máximo de demanda na saída da subestação para essa situação de despachos específicos em relação a quando a única configuração da bateria foi feita de acordo com o Cenário Inicial. Mostra-se na Figura 13 um gráfico comparativo entre os valores máximos de demanda para cada cenário para a rede sem

CES, e para as simulações com despacho único e despacho específico. É possível notar que, apenas mudando os pontos de operação da bateria, sem a necessidade de realocação ou redimensionamento dos parâmetros, obtém-se uma melhora geral na operação da rede.

Figura 43 – Comparação entre os valores máximos de demanda em cada situação simulada



Fonte: Produção do próprio autor.

Conforme foi descrito na literatura, em trabalhos como Kalkhambkar, Kumar e Bhakar (2016) e Silva (2016), as perdas energéticas também foram reduzidas, devido à presença de sistemas de armazenamento de energia que diminuem o fluxo de corrente pelos cabos da rede de distribuição e, também, pela inserção de geração distribuída.

5.5.3 Apresentação de todas as situações simuladas

De modo a apresentar os resultados de todas as situações simuladas, os Quadros 7, 8, 13 e 14 foram unidos no Quadro 15, a partir do qual é possível observar as mudanças que a atuação dos reguladores de tensão e a inserção de geração distribuída e CES causaram no desempenho da rede de distribuição.

Quadro 15 – Sumarização dos resultados de todas as situações simuladas

Cenário	DRP_E	DRC_E	Demanda Máxima 3φ (kW)	Perdas Totais de Energia (kWh)	Fator de Carga	Total de trocas de Tap do Regulador 1	Total Trocas de Tap do Regulador 2
Resultados sem atuação dos reguladores e sem CES							
Inicial	1,06%	3,19%	1952	4405	0,835	-	-
Cenário 1	0,00%	5,32%	1795	3905	0,858	-	-
Cenário 2	0,00%	5,32%	1791	3641	0,791	-	-
Cenário 3	0,00%	5,32%	1791	3551	0,764	-	-
Cenário 4	0,00%	9,88%	1784	3313	0,716	-	-
Cenário 5	0,00%	16,03%	1791	2834	0,606	-	-
Resultados com atuação dos reguladores e sem CES							
Inicial	0,00%	0,00%	2029	4510	0,819	27	26
Cenário 1	0,00%	0,00%	1846	3917	0,836	21	21
Cenário 2	0,00%	0,00%	1842	3575	0,774	19	20
Cenário 3	0,00%	0,00%	1842	3442	0,753	19	21
Cenário 4	0,00%	0,00%	1838	3285	0,709	19	18
Cenário 5	0,00%	0,00%	1834	2786	0,594	33	26
Resultados com atuação dos reguladores e com CES despachados para o Cenário Inicial							
Inicial	0,00%	0,00%	1792	4359	0,924	11	9
Cenário 1	0,00%	0,00%	1703	3841	0,905	9	13
Cenário 2	0,00%	0,00%	1703	3458	0,838	10	9
Cenário 3	0,00%	0,00%	1703	3382	0,818	11	8
Cenário 4	0,00%	0,00%	1705	3120	0,754	14	22
Cenário 5	0,00%	0,00%	1704	2722	0,643	31	19
Resultados com atuação dos reguladores e com CES despachados para cada cenário							
Inicial	0,00%	0,00%	1792	4359	0,924	11	9
Cenário 1	0,00%	0,00%	1671	3832	0,915	10	8
Cenário 2	0,00%	0,00%	1588	3415	0,894	11	8
Cenário 3	0,00%	0,00%	1564	3306	0,886	7	9
Cenário 4	0,00%	0,00%	1505	3003	0,863	8	9
Cenário 5	0,00%	0,00%	1503	2479	0,726	13	12

Fonte: Produção do próprio autor.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou diferentes simulações no *software* OpenDSS de modo a estudar os impactos técnicos a uma rede de distribuição submetida às novas tecnologias emergentes: a geração distribuída e os sistemas de armazenamento de energia. Esses últimos foram obtidos pela concessionária com o objetivo de se realizar o *peak shaving*.

Na primeira etapa foi feita a implementação da rede de distribuição IEEE 34 barras na linguagem de programação do OpenDSS. Com os resultados obtidos, foi possível constatar a confiabilidade do *software* para simulações de fluxo de potência por meio de uma validação dos resultados conforme o relatório disponibilizado pelo IEEE.

Também foram verificadas, por meio de simulações, as mudanças operacionais na rede advindas da obtenção de painéis fotovoltaicos por parte das unidades consumidoras. A inserção de geração distribuída causou alguns impactos negativos ao sistema de distribuição, como o aumento no número de operações dos reguladores de tensão, em razão da sobretensão causada pela injeção de potência ativa na rede pelos GFV. Além disso, a alimentação das cargas pela energia gerada localmente reduziu a demanda média solicitada à subestação, o que causou a redução do fator de carga. Isto também proporcionou pontos positivos, destacando-se a diminuição nas perdas de energia.

O *peak shaving* foi estudado quando feito por meio de CES adquiridos e alocados pela concessionária. A técnica tem a capacidade de manipular o fluxo de potência ativa, tanto para melhorias operacionais, quanto para mitigação dos impactos causados pela inserção de geração distribuída. Assim, foram apresentados os métodos de despacho prévio e medição em tempo real, sendo que, destes, o primeiro foi simulado para confirmação da viabilidade técnica. Dessa forma, pôde-se constatar como a operação da rede de distribuição foi beneficiada pelo *peak shaving*. Entre os ganhos pode-se citar a redução das perdas, menor operação dos reguladores de tensão e diminuição da demanda máxima.

Para trabalhos futuros, propõe-se uma otimização do dimensionamento e da alocação de baterias para se obter resultados ainda melhores relativos às vantagens do *peak shaving*. Pode-se ainda realizar estudos referentes a um controle do fluxo de potência reativa integrado com o

ciclo de operação dos CES, adicionar à rede diferentes fontes alternativas e também utilizar abordagem semelhante à deste trabalho em outras redes do IEEE.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA LIMPA. **ANEEL aprova 23 propostas no P&D sobre armazenamento de energia.** 2017. Disponível em: https://www.abragel.org.br/aneel-aprova-23-propostas-no-pd-sobre-armazenamento-de-energia/ . Acesso em: 05 jun. 2020.

AGALGAONKAR, Y. P.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap chargers and autonomous regulators. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 1, p. 182-192, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. Brasil ultrapassa 5 mil conexões de micro e minigeração**. Ano base: 2016. Brasília, DF: ANEEL, 2016. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-5-mil-conexoes-de-micro-e-minigeracao/656877?inheritRedirect=false. Acesso em: 05 jun. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração distribuída ultrapassa 20 mil conexões**. Ano base: 2018. Brasília, DF: ANEEL, 2018a. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/geracao-distribuida-ultrapassa-20-mil-conexoes/656877. Acesso em: 06 jun. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica Nº 0056, de 24 de maio de 2017**. Atualização das projeções de consumidores residências e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. Brasília, DF: ANEEL, 2017. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/. Acesso em: 08 jun. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **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 evidências. Brasília, DF: ANEEL, 2012. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf. Acesso em: 12 jun. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF: ANEEL, 2010. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf. Acesso em: 15 jun. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição.** Brasília, DF: ANEEL, jan. 2018b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/modulo-7. Acesso em: 10 jun. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8 – Qualidade da Energia**

Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, ago. 2020 Disponível em: https://www.aneel.gov.br/modulo-8. Acesso em: 18 out. 2020.

ARGHANDEH, R.; WOYAK, J.; ONEN, A.; JUNG, J.; BROADWATER, R. P. Economic optimal operation of Community Energy Storage systems in competitive energy markets. **Applied Energy**, v. 135, p. 71-80, 2014.

AULT, W. G.; FOOTE, C. E. T.; MCDONALD, J. R. Distribution system planning in focus. **IEEE Power Engineering Review**, v. 22, n. 1, p. 60-62, 2002.

BARBOUR, E.; PARRA, D.; AWWARD, Z; GONZÁLEZ; M. C. Community energy storage: A smart choice for the smart grid?. **Applied Energy**, v. 212, p. 489-497, 2018.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental-REGET/UFSM**, Santa Maria, v. 19, n. 2, p. 1230-1249, 2015.

CHEN, H.; CONG T. N., YANG, W.; TAN, C.; LI, Y.; DING, Y. Progress in electrical energy storage: A critical review. **Progress in Natural Science**, v. 19, n. 3, p. 291-312, 2009.

CHUA, K. H.; LIM, Y. S.; MORRIS, S. Energy storage system for peak shaving. **International Journal of Energy Sector Management**, v. 10, p. 3-18, 2016.

CUNHA, V. C. **Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Fotovoltaica e Veículos Elétricos.** 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator.** 2020. Disponível em: https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Distrib/Doc/OpenDSSManual.pdf . Acesso em: 20 abr. 2020.

ENERGY LIVE NEWS. **Global energy storage capacity to exceed 1000 GW by 2040.** 2019. Disponível em : https://www.energylivenews.com/2019/08/01/global-energy-storage-capacity-to-exceed-1000gw-by-2040/. Acesso em: 6 jun. 2020.

FERREIRA, K. **Otimização da Capacidade do Sistema de Acumulação de Energia Aplicados em Peak Shaving e Avaliação do Impacto na tensão das Barras de um Sistema de Distribuição.** 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2020.

FREITAS, P. R. R. **Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica.** 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

GREEN TECH MEDIA. **Global Energy Storage to hit 158 Gigawatt-Hours by 2024, led by**

U.S. and China. 2019. Disponível em: https://www.greentechmedia.com/articles/read/global-energy-storage-to-hit-158-gigawatt-hours-by-2024-with-u-s-and-china. Acesso em: 06 jun. 2020.

GÖNEN, T. **Electric Power Distribution System Engineering.** Boca Raton: CRC Press, 2008. 834 p.

HUQ, K. M. M.; BARAN, M. E.; LUKIC, S. An Energy Management System for a Community Energy Storage System. *In*: IEEE ENERGY CONVERSATION AND EXPOSITION (ECCE), 4., 2012, Raleigh. **Proceedings** […]. Denver: IEEE, 2012. p. 2759-2763.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **1992 Test Feeder Cases**. 2020. Disponível em: https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/. Acesso em: 01 maio 2020.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION. **Electrical Energy Storage**. 2011. Disponível em: https://www.iec.ch/whitepaper/energystorage/. Acesso em: 02 jul. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Modern bioenergy leads the growth of all renewables to 2023, according to latest IEA forest.** 2018. Disponível em: https://www.iea.org/newsroom/news/2018/october/modern-bioenergy-leads-the-growth-of-all-renewables-to-2023-according-to-latest-.html. Acesso em: 05 jun. 2020.

JOSHI, K. A.; PINDORIYA, N. M. Day-ahead dispatch of battery energy storage system for peak load shaving and load leveling in low voltage unbalance distribution networks. *In*: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 13., 2015, Denver. **Proceedings** […]. Denver: IEEE, 2015. p. 1-5.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Blucher, 2005. 328 p.

KALKHAMBKAR, V.; KUMAR, R.; BHAKAR, R. Energy loss minimization through peak shaving using energy storage. **Perspectives in Science**, v. 8, p. 162-165, 2016.

KARMIRIS, G.; TENGNÉR, T. **Peak shaving control method for energy storage.** 2013. Disponível em: https://www.sandia.gov/ess-ssl/EESAT/2013_papers/Peak_Shaving_Control_Method_for_Energy_Storage.pdf. Acesso em: 08 nov. 2020.

KERESTES, R. J.; REED, G. F.; SPARACINO, A. R. Economic analysis of grid level energy storage for the application of load leveling. *In*: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 10., 2012, San Diego. **Proceedings** […]. Piscataway: IEEE, 2012**.** p. 1-9.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. Boca Raton: CRC Press, 2012. 415 p.

KOIRALA, B. P; OOST, E. V.; WINDT, H. V. D. Community energy storage: A responsible

innovation towards a sustainable energy system?. **Applied Energy**, v. 231, p. 570-585, 2018.
KUNDUR, P. **Power system stability and control**. New York: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.

LAMBERTI, F.; CALDERARO, V.; GALDI, V.; PICCOLO, A. Impact analysis of distributed PV and energy storage systems in unbalanced LV networks. *In*: IEEE POWERTECH, 11., 2015, Eindhoven. **Proceedings** […]. Eindhoven: IEEE, 2015, p. 1-6.

LEADBETTER, J.; SWAN, L. Battery storage system for residential electricity peak demand shaving. **Energy and Buildings**, v. 55, p. 685-692, 2012.

MARTINS, R.; HEESE, H. C.; JUNGBAUER, J.; VORBUCHNER, T.; MUSILEK, P. Optimal Component Sizing for Peak Shaving in Battery Energy Storage System for Industrial Applications. **Energies**, v. 11, n. 8, p. 2048, 2018.

MCKINSEY & COMPANY. **Battery Storage: The next disruptive technology in the power sector**. 2017. Disponível em: https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/battery-storage-the-next-disruptive-technology-in-the-power-sector. Acesso em: 06 jun. 2020.

OUDALOV, A.; CHERKAOUI, R.; BEGUIN, A. Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application. *In*: IEEE POWERTECH, 7., 2007, Lausanne. **Proceedings** […]. Lausanne: IEEE, 2007. p. 621-625.

PARRA, D.; GILLOTT, M.; NORMAN, S. A.; WALKER, G. S. Optimum community energy storage for renewable energy and demand load management **Applied Energy**, v. 200, p. 358-369, 2017.

RAHMANN, C.; MAC-CLURE, B.; VITTAL, V.; VALENCIA, F. Break-even points of battery energy storage systems for peak shaving applications. **Energies**, v. 10, n. 7, p. 833-846, 2017.

ROSTAMZADEH, M.; VALIPOUR, K.; SHENAVA, S. J.; KHALILPOUR, M.; RAZMJOOY, N. Optimal location and capacity of multi-distributed generation for loss reduction and voltage profile improvement using imperialist competitive algorithm. **Artificial Intelligence Research**, v. 1, n. 2, p. 56-66, 2012.

SAADAT, H. **Power system analysis.** Boston: McGraw-Hill, 1999. 696 p.

SALIS, R. T.; WANG, Z.; CLARKE, A.; MOYNE, J. Energy Storage Control for Peak Shaving in a Single Building. *In*: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 12., 2014, National Harbor. **Proceedings** […]. National Harbor: IEEE, 2014**.** p. 1-5.

SARGENT, R. G. Verification and validation of simulation models. *In*: WINTER SIMULATION CONFERENCE, 46., 2014, Savanah. **Proceedings** […]. Savanah: IEEE, 2014. p. 118-131.

SILVA, D. E. **Um Estudo sobre os Impactos dos Recursos Energéticos Distribuídos nas Redes Elétricas de Baixa Tensão.** 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –

Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

SHI, Y.; XU, B.; WANG, D.; ZHANG, B. Using battery storage for peak shaving and frequency regulation: Joint optimization for superlinear gains. **IEEE Transactions on Power Systems,** v. 33, n. 3, p. 2882-2894, 2018.

TENG, J.; LUAN, S.; LEE, D.; HUANG; L. Optimal charging/discharging scheduling of battery storage systems for distribution systems interconnected with sizeable PV generation systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1425-1433, 2012.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA. **Aspectos gerais de sistemas de distribuição**. 2020. Disponível em: https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/apostila_sdee_01. Acesso em: 20 ago. 2020.

WANG, B.; ZARGHAMI, M.; VAZIRI, M. Energy Management and Peak-Shaving in Grid-Connected Photovoltaic Systems Integrated with Battery Storage. *In*: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM, 48., 2016, Denver. **Proceedings** […]. Denver: IEEE, 2016. p. 1-5.

WIND POWER**. Energy Storage picks up pace as costs fall.** 2019. Disponível em: https://www.windpowermonthly.com/article/1523664/energy-storage-picks-pace-costs-fall.. Acesso em: 06 jun. 2020.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION. **World wind capacity at 650,8 GW, Corona crisis will slow down markets in 2020, renewables to be core of economic stimulus programmes.** 2020. https://wwindea.org/blog/2020/04/16/world-wind-capacity-at-650-gw/. Acesso em: 07 nov. 2020.

YANG, Y; LI, H.; AICHHORN, A.; ZHENG, J; GREENLEAF, M. S. Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 2, p. 982-991, 2014.

APÊNDICE A – RESULTADOS DA VALIDAÇÃO DA REDE

Neste apêndice são mostrados os valores esperados, obtidos e os erros calculados para o módulo da tensão eficaz e o ângulo, respectivamente, das fases ABC de todas as barras da rede IEEE 34 barras.

Tabela 2 – Erros calculados em todas as barras para os módulos da tensão eficaz

	FASE A			**FASE B**			**FASE C**		
Barra	**Tensão Esperada (p.u.)**	**Tensão Obtida (p.u.)**	**Erro (%)**	**Tensão Esperada (p.u.)**	**Tensão Obtida (p.u.)**	**Erro (%)**	**Tensão Esperada (p.u.)**	**Tensão Obtida (p.u.)**	**Erro (%)**
800	1,0500	1,0500	**0**	1,0500	1,0500	**0**	1,0500	1,0500	**0,000**
802	1,0475	1,0475	**0**	1,0484	1,0484	**0**	1,0484	1,0485	**0,010**
806	1,0457	1,0458	**0,010**	1,0474	1,0474	**0**	1,0474	1,0474	**0,000**
808	1,0136	1,0139	**0,030**	1,0296	1,0298	**0,019**	1,0289	1,0291	**0,019**
810	-	-	**-**	1,0294	1,0297	**0,029**	-	-	**-**
812	0,9763	0,9768	**0,051**	1,0100	1,0105	**0,050**	1,0069	1,0074	**0,050**
814	0,9467	0,9474	**0,074**	0,9945	0,9952	**0,070**	0,9893	0,9901	**0,081**
RG10	1,0177	1,0182	**0,049**	1,0255	1,0261	**0,059**	1,0203	1,0209	**0,059**
850	1,0176	1,0182	**0,059**	1,0255	1,0261	**0,059**	1,0203	1,0209	**0,059**
816	1,0172	1,0178	**0,059**	1,0253	1,0259	**0,059**	1,0200	1,0206	**0,059**
818	1,0163	1,0169	**0,059**	-	-	**-**	-	-	**-**
820	0,9926	0,9932	**0,060**	-	-	**-**	-	-	**-**
822	0,9895	0,9902	**0,071**	-	-	**-**	-		**-**
824	1,0082	1,0088	**0,060**	1,0158	1,0165	**0,069**	1,0116	1,0122	**0,059**
826	-	-	**-**	1,0156	1,0163	**0,069**	-	-	**-**
828	1,0074	1,0081	**0,069**	1,0151	1,0158	**0,069**	1,0109	1,0115	**0,059**
830	0,9894	0,9903	**0,091**	0,9982	0,9991	**0,090**	0,9938	0,9945	**0,070**
854	0,9890	0,9898	**0,081**	0,9978	0,9986	**0,080**	0,9934	0,9941	**0,070**
852	0,9571	0,9593	**0,230**	0,9680	0,9692	**0,124**	0,9637	0,9646	**0,093**
RG11	1,0359	1,0371	**0,116**	1,0345	1,0357	**0,116**	1,0360	1,0368	**0,077**
832	1,0359	1,0371	**0,116**	1,0345	1,0357	**0,116**	1,0360	1,0368	**0,077**
858	1,0336	1,0347	**0,106**	1,0322	1,0334	**0,116**	1,0338	1,0346	**0,077**
834	1,0309	1,0321	**0,116**	1,0295	1,0307	**0,117**	1,0313	1,0321	**0,078**
842	1,0309	1,0320	**0,107**	1,0294	1,0306	**0,117**	1,0313	1,0320	**0,068**
844	1,0307	1,0318	**0,107**	1,0291	1,0303	**0,117**	1,0311	1,0318	**0,068**
846	1,0309	1,0321	**0,116**	1,0291	1,0303	**0,117**	1,0313	1,0318	**0,048**
848	1,0310	1,0321	**0,107**	1,0291	1,0303	**0,117**	1,0314	1,0321	**0,068**
860	1,0305	1,0316	**0,107**	1,0291	1,0302	**0,107**	1,0310	1,0317	**0,068**
836	1,0303	1,0314	**0,107**	1,0287	1,0299	**0,117**	1,0308	1,0316	**0,078**
840	1,0303	1,0314	**0,107**	1,0287	1,0298	**0,107**	1,0308	1,0316	**0,078**
862	1,0303	1,0314	**0,107**	1,0287	1,0299	**0,117**	1,0308	1,0316	**0,078**
838	-	-	**-**	1,0285	1,0297	**0,117**	-	-	**-**
864	1,0336	1,0347	**0,106**	-	-	**-**	-	-	**-**
888	0,9996	1,0007	**0,110**	0,9983	0,99954	**0,124**	1,0000	1,0010	**0,100**
890	0,9167	0,9178	**0,120**	0,9235	0,92476	**0,136**	0,9177	0,9184	**0,076**
856	-	-	**-**	0,9977	0,99856	**0,086**	-	-	**-**

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 3 – Erros calculados em todas as barras para os ângulos da tensão

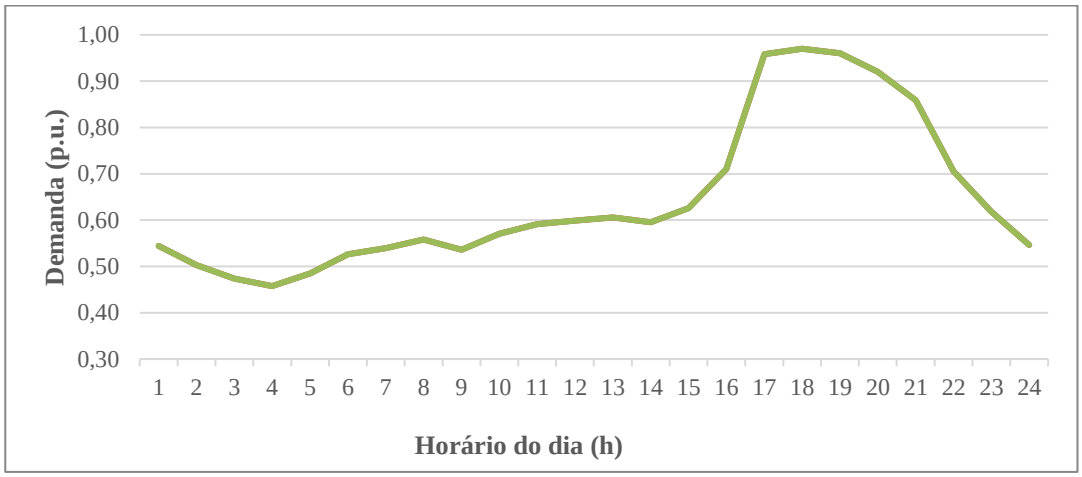
	FASE A			FASE B			FASE C		
Barra	Ângulo Esperado (°)	Ângulo Obtido (°)	Erro (%)	Ângulo Esperado (°)	Ângulo Obtido (°)	Erro (%)	Ângulo Esperado (°)	Ângulo Obtido (°)	Erro (%)
800	0	0	0	-120	-120	0	120,0	120,0	0,000
802	-0,1	-0,1	0	-120,1	-120,1	0,000	119,9	119,9	0,000
806	-0,1	-0,1	0,000	-120,1	-120,1	0,000	119,9	119,9	0,000
808	-0,7	-0,7	0,000	-120,9	-120,9	0,000	119,3	119,3	0,000
810	-		-	-120,9	-120,9	0,000	-		-
812	-1,6	-1,6	0,000	-121,9	-121,9	0,000	118,6	118,6	0,000
814	-2,3	-2,3	0,000	-122,7	-122,7	0,000	118	118	0,000
RG10	-2,3	-2,3	0,000	-122,7	-122,7	0,000	118	118	0,000
850	-2,3	-2,3	0,000	-122,7	-122,7	0,000	118	118	0,000
816	-2,3	-2,3	0,000	-122,7	-122,7	0,000	118	118	0,000
818	-2,3	-2,3	0,000	-	-	-	-	-	-
820	-2,3	-2,3	0,000	-	-	-	-	-	-
822	-2,3	-2,3	0,000	-	-	-	-	-	-
824	-2,4	-2,4	0,000	-122,9	-122,9	0,000	117,8	117,7	0,085
826	-	-	-	-122,9	-122,9	0,000	-	-	-
828	-2,4	-2,4	0,000	-123	-123	0,000	117,7	117,7	0,000
830	-2,6	-2,7	3,846	-123,4	-123,4	0,000	117,2	117,2	0,000
854	-2,6	-2,7	3,846	-123,4	-123,4	0,000	117,2	117,2	0,000
852	-3,1	-3,1	0,000	-124,2	-124,2	0,000	116,3	116,3	0,000
RG11	-3,1	-3,2	3,226	-124,2	-124,2	0,000	116,3	116,3	0,000
832	-3,1	-3,2	3,226	-124,2	-124,2	0,000	116,3	116,3	0,000
858	-3,2	-3,2	0,000	-124,3	-124,3	0,000	116,2	116,2	0,000
834	-3,2	-3,3	3,125	-124,4	-124,4	0,000	116,1	116,1	0,000
842	-3,3	-3,3	0,000	-124,4	-124,4	0,000	116,1	116,0	0,086
844	-3,3	-3,3	0,000	-124,4	-124,4	0,000	116,1	116,0	0,086
846	-3,4	-3,4	0,000	-124,5	-124,5	0,000	116,00	116,0	0,000
848	-3,4	-3,4	0,000	-124,5	-124,5	0,000	116,00	116,0	0,000
860	-3,3	-3,3	0,000	-124,4	-124,4	0,000	116,1	116,0	0,086
836	-3,2	-3,3	3,125	-124,4	-124,4	0,000	116,1	116,0	0,086
840	-3,2	-3,3	3,125	-124,4	-124,4	0,000	116,1	116,0	0,086
862	-3,2	-3,3	3,125	-124,4	-124,4	0,000	116,1	116,0	0,086
838	-	-	-	-124,4	-124,4	0,000	-	-	-
864	-3,2	-3,2	0,000	-	-	-	-	-	-
888	-4,6	-4,7	2,174	-125,7	-125,8	0,080	114,8	114,8	0,000
890	-5,2	-5,2	0,000	-126,8	-126,8	0,000	114,0	113,9	0,088
856	-	-	-	-123,4	-123,4	0,000	-	-	-

Fonte: Produção do próprio autor.

APÊNDICE B – CURVAS TÍPICAS DE CONSUMIDORES

Neste apêndice são mostradas as curvas de cargas diárias típicas e seus respectivos vetores *LoadShape*. As Figuras 44, 45 e 46 mostram os perfis de consumo residencial, comercial e industrial, respectivamente.

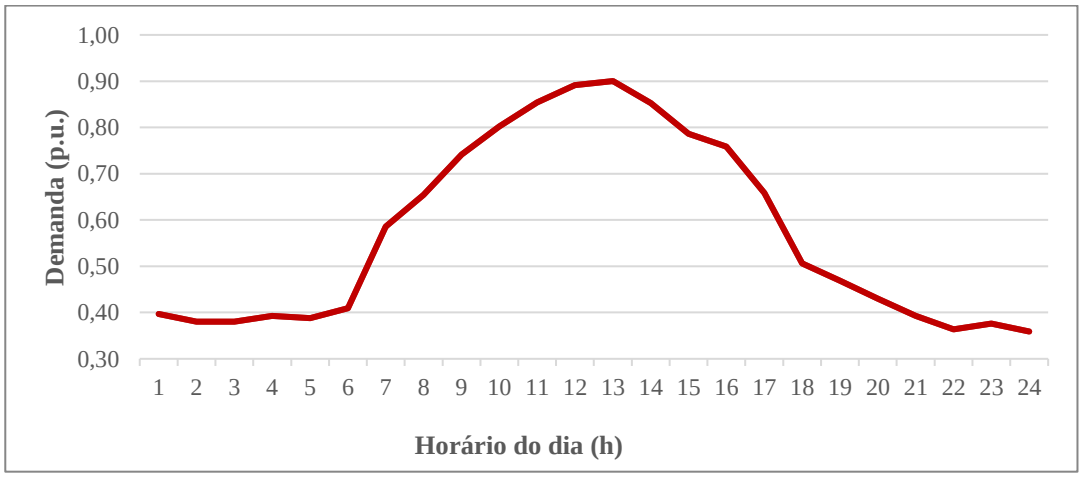
Figura 44 – Curva de carga típica residencial



Fonte: Produção do próprio autor.

Loadshape_Residencial = [0.54 0.50 0.47 0.46 0.48 0.53 0.54 0.56 0.54 0.57 0.59 0.60 0.61 0.60 0.63 0.71 0.96 0.97 0.96 0.92 0.86 0.71 0.62 0.55]

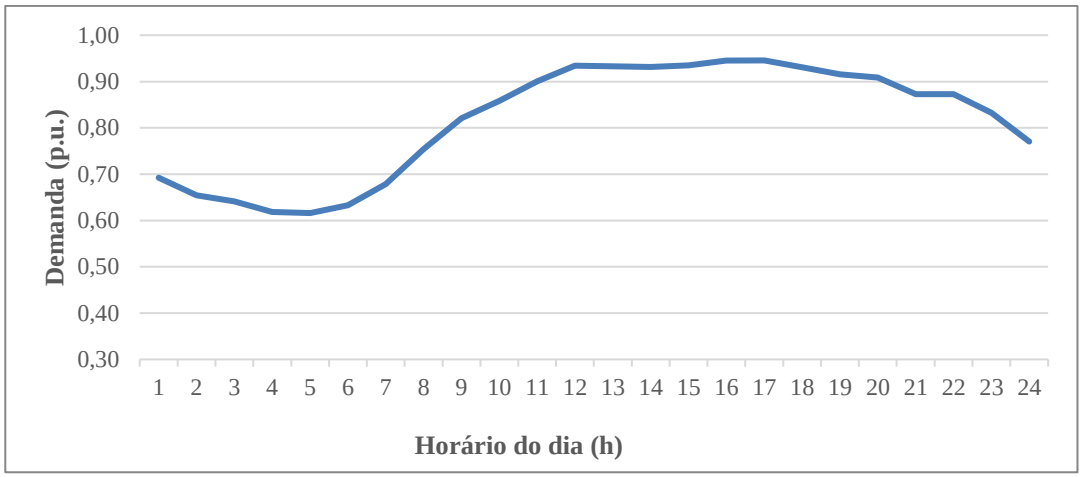
Figura 45 – Curva de carga típica comercial



Fonte: Produção do próprio autor.

Loadshape_Comercial = [0.40 0.38 0.38 0.39 0.39 0.41 0.59 0.65 0.74 0.80 0.85 0.89 0.90 0.85 0.79 0.76 0.66 0.51 0.47 0.43 0.39 0.36 0.38 0.36]

Figura 46 – Curva de carga típica industrial



Fonte: Produção do próprio autor.

Loadshape_Industrial = [0.69 0.65 0.64 0.62 0.62 0.63 0.68 0.75 0.82 0.86 0.90 0.93 0.93 0.93 0.93 0.95 0.95 0.93 0.92 0.91 0.87 0.87 0.83 0.77]