

Kaique Ferreira

**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**

Brasil

Vitória, 2020

Kaique Ferreira

**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**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal do Espírito Santo
Departamento de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-Graduação

Orientador: Prof. Dr. Walbermark Marques dos Santos

Brasil
Vitória, 2020

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

F383o Ferreira, Kaique, 1993-
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 / Kaique Ferreira. - 2020.
71 f. : il.

Orientador: Walbermark Marques dos Santos.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) -
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Peak Shaving. 2. Gerenciamento de energia elétrica. 3. Dimensionamento de acumuladores. 4. Estabilidade de tensão em redes de distribuição. I. dos Santos, Walbermark Marques. II. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. III. Título.

CDU: 621.3

Kaique Ferreira

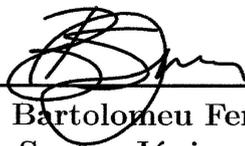
Otimização da Capacidade do Sistema de Acumulação de Energia Aplicados em Peak Shaving e Avaliação do Impacto na Tensão das Barras de um Sistema de Distribuição

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

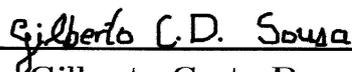
Aprovado em 29 de Maio de 2020.



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



Prof. Dr. Bartolomeu Ferreira dos Santos Júnior
Universidade Federal do Piauí
Examinador externo 01



Prof. Dr. Gilberto Costa Drumond Sousa
Universidade Vila Velha
Examinador externo 02



Prof. Dr. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador interno

Brasil - Vitória, 2020

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha mãe, Rosana Silva Ferreira que nunca deixou de acreditar em mim, me apoiou nas horas mais difíceis e sempre batalhou para que eu tivesse uma boa educação, independente das adversidades. Agradeço também à minha namorada Daiany e sua família, pela paciência, suporte e carinho comigo.

Sou grato ao professor Walbermark Marques dos Santos pela orientação durante este período e por ter sido fundamental para o desenvolvimento deste trabalho, bem como todos os colegas do LEPAC pela amizade e por sempre estarem dispostos a ajudar.

Agradeço a Universidade Federal do Espírito Santo por ter propiciado as condições necessárias para concluir este mestrado em Engenharia Elétrica.

Por fim, agradeço a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro durante a execução deste trabalho.

Resumo

Com o crescimento da demanda de energia elétrica nas últimas décadas, as pesquisas acerca do gerenciamento de energia se tornam de suma importância para garantir a continuidade na entrega deste produto. Uma das técnicas de gerenciamento mais estudadas na literatura é o *Peak Shaving*, que faz uso de sistemas de acumulação de energia para entregar potência à carga em seus horários de pico, retirando assim do sistema elétrico essa parcela de energia. Entretanto, ainda existem lacunas quanto ao projeto otimizado de banco de baterias associado com supercapacitores visando a economia do consumidor, bem como os impactos na rede de distribuição. Isto posto, o presente trabalho propõe métodos de otimização para alocação de sistemas de acumulação de energia em configuração mista (baterias e supercapacitores) aplicados a *Peak Shaving*, bem como avalia os impactos da implementação no sistema elétrico de distribuição IEEE 34 barras. Na análise dos impactos na rede elétrica, utiliza-se o Simulink – Matlab para resolução do fluxo de potência e traça-se a curva P-V do nó mais crítico. Constata-se então, que a implementação do *Peak Shaving* pode auxiliar na estabilidade estática de tensão da rede mesmo em barras que não alteraram o perfil de consumo e, dependendo do perfil analisado, a associação de diferentes tecnologias pode resultar em uma maior economia para o consumidor.

Palavras-chave: *Peak Shaving*. banco de baterias. supercapacitores, estabilidade de tensão.

Abstract

The growth in electricity demand in recent decades increased the energy management technique researches importance to ensure continuity in the energy supply. One of the most studied management techniques in the literature is *Peak Shaving*, which uses energy storage systems to deliver power to the load at peak times, thus removing this portion of energy from the electrical system in those moments. However, there are still gaps regarding the optimized sizing of battery bank combined with supercapacitors aiming the consumer's economy, as well as the impacts on the distribution grid. That being said, the present work proposes a sizing technique for energy storage systems in mixed configuration (batteries and supercapacitors) applied to *Peak Shaving*, as well as the implementation impacts evaluation in the IEEE 34 node test feeder. Simulink - Matlab is used in the grid impact analysis to solve the power flow and generate the critical node P-V curves. It was found that the *Peak Shaving* implementation can increase the voltage grid static stability even in nodes that did not change the consumption profile and, depending on the profile analyzed, the association of different technologies can result in greater financial savings for the consumer.

Keywords: *Peak Shaving*. battery bank, supercapacitor, voltage stability.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Exemplo de <i>Peak Shaving</i> com <i>Valley Filling</i>	17
Figura 2 – (a) Exemplo de curva de demanda; (b) Exemplo de <i>Peak Shaving</i> ; (c) Exemplo de <i>Load Shifting</i>	18
Figura 3 – Resumo das estratégias de gerenciamento: (a) <i>Peak Shaving</i> ; (b) <i>Valley Filling</i> e (c) <i>Load Shifting</i>	19
Figura 4 – (a) – Exemplo de como a concessionária registra a demanda sem <i>Peak Shaving</i> ; (b) – Exemplo de ligação à rede e como a demanda é registrada pela concessionária após realizar <i>Peak Shaving</i>	26
Figura 5 – Exemplo de novo perfil de demanda após <i>Peak Shaving</i>	28
Figura 6 – Possíveis estados do SAE.	29
Figura 7 – Exemplo <i>Peak Shaving</i> + SoC.	31
Figura 8 – <i>Peak Shaving</i> utilizando $thr = 110\text{kW}$	32
Figura 9 – <i>Peak Shaving</i> utilizando $thr = 85\text{kW}$	33
Figura 10 – Método de dimensionamento não otimizado.	34
Figura 11 – <i>Peak Shaving</i> utilizando método de dimensionamento não otimizado.	35
Figura 12 – <i>Peak Shaving</i> utilizando método de dimensionamento proposto.	37
Figura 13 – <i>Peak Shaving</i> utilizando BESS e supercapacitor.	40
Figura 14 – Perfil médio de demanda dos consumidores 1 e 2	41
Figura 15 – Resultados simulação - Seção 2.5 - Consumidor 1	43
Figura 16 – Resultados simulação - Seção 2.5 - Consumidor 2	44
Figura 17 – Rede de distribuição utilizada	48
Figura 18 – Perfis de demanda normalizados	50
Figura 19 – Exemplo consumo diário - carga distribuída entre 858 e 834	50
Figura 20 – Exemplo: Curva P-V típica	52
Figura 21 – Exemplo: Curva P-V alterando FP	52
Figura 22 – Métodos de traçar as curvas P-V - (a) - Método da Fonte: (PARIHAR et al., 2017); (b) - Método da Fonte (ZHANG; JU; HANDSCHIN, 2005) - (c) - Método proposto.	54
Figura 23 – Exemplo: Curvas P-V da rede de distribuição	56
Figura 24 – Exemplo sobredimensionamento acumuladores- (a) - Barra 808-810 ; (b) - Barra 846-848	58
Figura 25 – Perfis de demanda total com e sem <i>Peak Shaving</i>	61
Figura 26 – Perfis de demanda total com e sem <i>Peak Shaving</i>	62
Figura 27 – Curvas P-V e seus aumentos - (a) - 840 : 95,8kW; (b) - 848 : 95,92kW; - (c) - 860-836 : 96,2kW ; (d) - 890 : 168,9kW	63
Figura 28 – Perfis de tensão diário com e sem <i>Peak Shaving</i> - 844	64

Lista de tabelas

Tabela 1 – Exemplo de tarifação de energia elétrica utilizando TOU em Shanghai - China	19
Tabela 2 – Bandeiras tarifárias	20
Tabela 3 – Consumidor grupo B – subclasse residencial	21
Tabela 4 – Resultados da diminuição da máxima demanda registrada	37
Tabela 5 – Características dos SAE.	42
Tabela 6 – Dados de entrada da simulação - Seção 2.5	42
Tabela 7 – Dados de saída da simulação - Seção 2.5	42
Tabela 8 – Entradas para o consumidor brasileiro	45
Tabela 9 – Cargas Localizadas	48
Tabela 10 – Cargas Distribuídas	49
Tabela 11 – Quantidade de acumuladores por kWh diário	57
Tabela 12 – Limites de acumuladores por barra	59
Tabela 13 – Quantidade acumuladores por barra	60
Tabela 14 – Tensão barra 844 - Momento de maior demanda	64

Lista de abreviaturas e siglas

OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
TOU	<i>Time Of Use</i>
RTP	<i>Real Time Pricing</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AGM	<i>Absorbent Glass Mat</i>
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SoC	<i>State of Charge</i>
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
SoH	<i>State of Health</i>
O&M	Operação e manutenção
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IET	Índice de Estabilidade de Tensão

Lista de símbolos

$Conta$	Conta de Energia Elétrica no período de tarifação
E_{taxa}	Taxa cobrada pela concessionária referente à energia consumida
E_{regist}	Energia consumida registrada pela concessionária
D_{taxa}	Taxa cobrada pela concessionária referente à demanda
D_{regist}	Máxima demanda registrada pela concessionária
Dem	Nova demanda
$Dem_{original}$	Demanda original
k	Instante analisado
SAE_{carga}	Energia que será armazenada pelo SAE
$SAE_{descarga}$	Energia que será descarregada pelo SAE
$SAE_{autodescarga}$	Energia perdida pelo processo de auto descarga
thr	<i>Threshold</i>
$SoC_{100\%}$	Energia útil do acumulador
E_{SAE}	Energia total do acumulador
DoD	Profundidade de descarga
$Conta_{s_ps}$	Conta anual de energia elétrica sem utilizar <i>Peak Shaving</i>
$Conta_{c_ps}$	Conta anual de energia elétrica utilizando <i>Peak Shaving</i>
$E_{regist_s_ps}$	Energia original registrada pela concessionária durante o período de tarifação
$E_{regist_c_ps}$	Energia registrada pela concessionária durante o período de tarifação com o consumidor utilizando <i>Peak Shaving</i>
$D_{regist_s_ps}$	Demanda máxima original registrada pela concessionária durante o período de tarifação
$D_{regist_c_ps}$	Demanda máxima registrada pela concessionária durante o período de tarifação com o consumidor utilizando <i>Peak Shaving</i>

m	Mês analisado
$anos_{proj}$	Vida útil do projeto em anos
R_{fin}	Retorno financeiro ao final do projeto
$investimento$	Custo de aquisição dos SAE
P_R	Potência fornecida ao consumidor
P_{RMAX}	Máxima potência que pode ser fornecida ao consumidor
$Total_{comb}$	Quantidade total de distribuições possíveis
n	Número de consumidores existentes na rede
s	Quantidade total de acumuladores presentes na rede de distribuição

Sumário

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Gerenciamento de energia	14
1.1.1	<i>Peak Shaving</i>	14
1.1.2	<i>Load Shifting</i>	15
1.1.3	<i>Valley Filling</i>	16
1.2	<i>Peak Shaving, Load Shifting e Valley Filling</i>	17
1.3	Tarifação	19
1.3.1	Tarifação no Brasil	20
1.4	Justificativa e Motivação do trabalho	22
1.5	Objetivo e contribuições do trabalho	22
1.5.1	Contribuições do trabalho	23
1.6	Comentários do capítulo	24
2	<i>PEAK SHAVING - CONSUMIDOR</i>	25
2.1	<i>O Peak Shaving adotado neste trabalho</i>	25
2.2	Tarifação adotada	27
2.3	Simulação	27
2.3.1	Funcionamento da simulação	28
2.3.2	Threshold	31
2.4	Dimensionamento	37
2.4.1	Algoritmo Genético	39
2.4.2	Associação dos SAE	39
2.5	Resultados simulação - Consumidor	41
2.6	Resultados simulação - Brasil	45
2.7	Comentários do capítulo	46
3	IMPACTOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	47
3.1	Rede de Distribuição utilizada	47
3.2	Estabilidade de tensão	51
3.2.1	Curva P-V	51
3.2.1.1	Estimativa da curva P-V	53
3.3	<i>Peak Shaving</i> - rede de distribuição	55
3.3.1	Distribuição de acumuladores	55
3.3.1.1	Restrições e resultados da distribuição de acumuladores	56
3.4	Resultados - Rede de distribuição	61
3.4.1	Curvas P-V e Margens de carga	61

3.4.2	Perfis de tensão	64
3.5	Comentários do capítulo	65
4	CONCLUSÃO	66
	REFERÊNCIAS	68

1 Fornecimento de energia elétrica

A demanda de energia elétrica varia de acordo com a necessidade dos consumidores e a rede elétrica deve estar pronta para suportar a máxima potência exigida pelos usuários a qualquer momento do dia. O perfil de consumo diário é alterado a cada instante, possuindo um pico relacionado ao momento de maior requerimento de energia elétrica. Neste instante aumenta a probabilidade de ocorrerem colapsos temporários no fornecimento de energia elétrica, instabilidade da tensão, flutuação da frequência e aumento do custo de fornecimento, impactando negativamente a rede elétrica (UDDIN et al., 2018). Além disso, as perdas nos cabos elevam-se com o aumento da corrente, diminuindo a eficiência da transmissão/distribuição da energia elétrica. Uma solução para este problema é o reforço (recondutoramento) da rede elétrica, processo que geralmente exige um considerável investimento monetário por parte das concessionárias. Por isso no Brasil, dependendo do perfil de consumo da unidade consumidora, algumas são incentivadas financeiramente a enquadrar-se em modalidades tarifárias que estimulam a limitação da demanda nos horários de pico, reduzindo assim a conta de energia elétrica do consumidor e o risco de ocorrerem problemas na rede por excesso de potência demandada (CHUA; LIM; CHEW, 2017). Quanto às unidades consumidoras, se faz necessário o gerenciamento da energia elétrica com o intuito de otimizar o consumo, mantendo a demanda dentro de um nível estabelecido minimizando assim seus gastos com eletricidade.

Dentro do contexto de gerenciamento de energia por parte da unidade consumidora, conhecido também como gerenciamento pelo lado da demanda, há diversas técnicas abordadas na literatura, destacando-se a *Peak Shaving*, *Valley Filling* e *Load Shifting*, abordadas nas seções posteriores.

1.1 Gerenciamento de energia

1.1.1 *Peak Shaving*

A técnica de *Peak Shaving* tem como objetivo reduzir a demanda exigida pelo consumidor durante o horário de pico, diminuindo assim, as perdas associadas à potência requerida durante este período e postergando investimentos desnecessários por parte da concessionária para o recondutoramento da rede a fim de evitar as perdas supracitadas devido a estes horários (UDDIN et al., 2018)(WANG; WANG, 2013)(CHUA; LIM; MORRIS, 2016).

Peak Shaving (do inglês *Peak*, “pico”, e *Shaving*, “cortar”) é a técnica que visa diminuir os picos momentâneos de demanda visto pela rede elétrica, podendo ou não

ser associado a sistemas acumuladores de energia (CHUA; LIM; CHEW, 2017)(OUDALOV; CHERKAOUI; BEGUIN, 2007). Em (WANG; WANG, 2013) (OUDALOV; CHERKAOUI; BEGUIN, 2007)(DABBAGH et al., 2017)(MADHURANGA; PREMARATNE, 2017)(MARTINS et al., 2018)(YANG et al., 2013) (PAN et al., 2016) é utilizada acumulação de energia, conseguindo-se assim o deslocamento do pico de consumo para momentos de baixa demanda. Entretanto, Kein Huat Chua, Yun Seng Lim e Jee Xiong Chew propõem a utilização de geradores a diesel de consumidores industriais e comerciais que os possuam para o caso de interrupção do fornecimento de energia. Com isso, pôde-se avaliar o potencial do uso destes geradores para diminuir a parcela da conta de energia elétrica referente à máxima demanda registrada fazendo uso do *Peak Shaving* (CHUA; LIM; CHEW, 2017).

Em (YANG et al., 2013) é proposto o dimensionamento de banco de baterias para realização de *Peak Shaving* em ambientes com alta penetração de geração fotovoltaica. A estratégia consiste em carregar as baterias quando houver sobretensão causada pela geração fotovoltaica e descarregar este excedente em horários de pico de demanda ou quando for detectada subtensão na rede. Desta forma, além de realizar o *Peak Shaving*, também é feita a regulação de tensão, diminuindo o estresse nos comutadores (*OLTC*, do inglês *On Load Tap Changer*) e reguladores de tensão, reduzindo seus custos anuais de manutenção.

Tendo em vista a eletrificação da indústria automobilística que vem ocorrendo nos últimos anos, em (MAHMUD et al., 2016) é proposta a implementação de *Peak Shaving* utilizando painéis fotovoltaicos, baterias e carros elétricos com a capacidade V2G (do inglês *Vehicle to Grid*, "veículo para rede"), que podem realizar transferências de energia bidirecionais. O estudo é realizado em uma rede de distribuição na qual são definidos previamente os clientes que possuam veículos elétricos, baterias e painéis PV. Vários testes são realizados com diferentes capacidades de armazenamento de energia. Constatou-se que para os valores utilizados houve uma redução do pico de consumo registrado pela concessionária de 10% à 37%, além de haver uma diminuição da variação de tensão ao longo do dia na barra estudada, aumentando a qualidade de energia elétrica.

1.1.2 *Load Shifting*

O horário de ponta é aquele em que a concessionária cobra uma taxa maior pelo kWh. *Peak Shaving* é associado com a redução do consumo durante o horário de pico de demanda, e não necessariamente com o horário de ponta, pois quem determina o horário de ponta é a concessionária, enquanto o horário de pico depende do perfil de demanda do consumidor.

Quando o foco é relacionado ao custo por kWh de determinado horário, seja por horário de ponta, TOU (do inglês *Time Of Use*, "Tempo de uso") ou RTP (do inglês

Real Time Pricing, “Preço em tempo real”), e considerando a definição de *Peak Shaving* apresentada na Seção 1.1.1, o termo utilizado neste trabalho é o “*Load Shifting*” (do inglês *Load*, “carga” e *Shifting*, “deslocamento”), uma vez que o objetivo passa a ser o deslocamento da demanda de certo horário para outro de menor custo.

Um exemplo de *Load Shifting* é o trabalho de Song Lv et al, que propõe a realização do *Load Shifting* em hotéis, hospitais e prédios comerciais através do uso de armazenadores de energia via ar comprimido. O trabalho foi realizado considerando a tarifação de energia cobrada em Shanghai - China, onde existem três horários com cobranças diferentes durante o dia, o horário de ponta, o fora de ponta e o horário de ponta médio. Para isso, a energia elétrica é armazenada via compressores de ar em horários fora de ponta, onde o kWh é mais barato, e utilizada durante o horário de ponta. O autor também utilizou as variações de temperatura que ocorrem durante processo de compressão e descompressão do ar para economizar energia elétrica. A economia financeira anual no caso estudado neste trabalho foi em média de 53,9% (LV et al., 2017).

Em (SHIRAZI; JADID, 2017), o *Load Shifting* é realizado em paralelo com fontes renováveis em domicílios com a finalidade de diminuir os custos da energia elétrica e térmica. Para atingir tal objetivo, é proposta uma central de controle que recebe várias informações, dentre elas: os níveis de geração das fontes renováveis; estado de carga das baterias; estado do sistema de armazenamento térmico; índice de desconforto do cliente e preço da energia elétrica. A partir destas informações, a central de controle estabelece a necessidade de compra, venda, consumo e armazenamento a fim de diminuir os custos de energia. Com isso, várias simulações foram realizadas para avaliar a capacidade do sistema de atuar em diferentes cenários. Por fim, concluiu-se que a metodologia proposta é financeiramente viável e oferece uma opção de gerenciamento de energia para consumidores residenciais.

1.1.3 *Valley Filling*

Durante as variações de consumo ao longo do dia, assim como existem horários de pico, existem os “vales de consumo”, que representam as menores demandas registradas pela concessionária. Assim, o *Valley Filling* (do inglês, *Valley*, “vale”, e *Filling*, “preenchimento”) é uma estratégia de gerenciamento de energia que visa “preencher” a demanda durante estes períodos. É o oposto do *Peak Shaving*, e costuma ser associada com outras técnicas de gerenciamento de energia para obtenção de maiores retornos financeiros, uma vez que o preenchimento do vale não altera o custo referente à máxima demanda registrada.

Um exemplo da combinação entre *Valley Filling* com outras técnicas é feito por Zhenpo Wang e Shuo Wang, onde foi associado *Peak Shaving* e *Valley Filling* utilizando baterias de veículos elétricos para manter o nível de demanda de uma rede de distribuição mais estável. A proposta deste trabalho é que os veículos elétricos sigam um cronograma de

carga e descarga durante o dia e permaneçam dentro de um limite de erro pré-estabelecido, realizando o *Peak Shaving* e o *Valley Filling*. É apresentado na Figura 1 o exemplo de um dia útil de como a estratégia de gerenciamento de energia funciona para o trabalho de Zhenpo Wang e Shuo Wang (WANG; WANG, 2013).

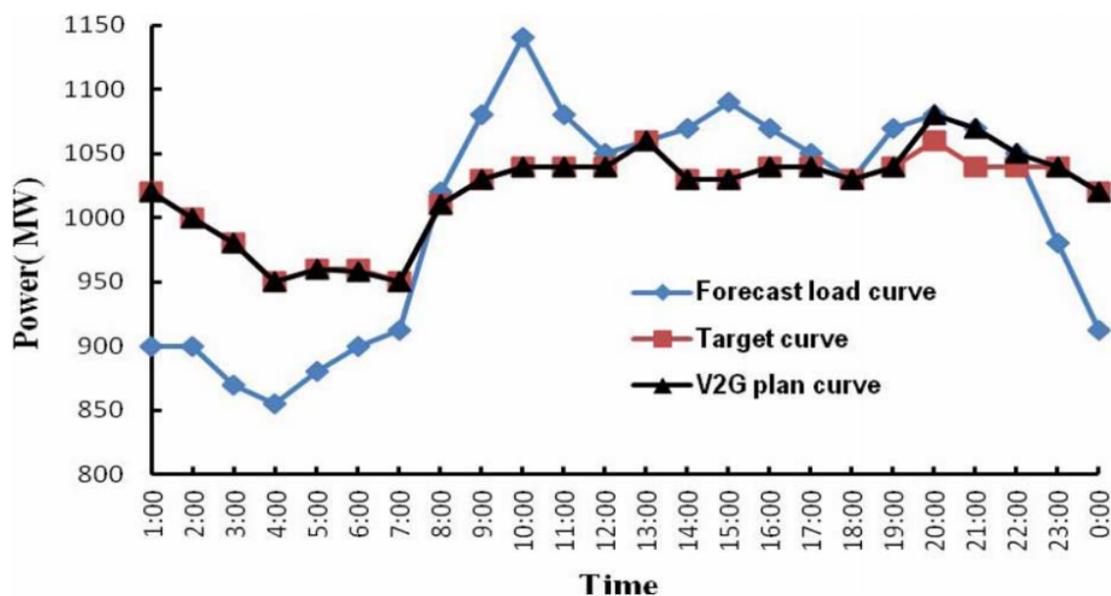


Figura 1 – Exemplo de *Peak Shaving* com *Valley Filling*
 Fonte: (WANG; WANG, 2013)

Em (HUANG et al., 2020), são utilizados supercapacitores para realizar *Peak Shaving*, *Valley Filling* e gerenciamento de qualidade de energia em ferrovias eletrificadas. Tipicamente, neste tipo de sistema só existem dois modos de operação: tração e frenagem regenerativa, que ocorrem várias vezes ao longo do dia e produzem variações abruptas na demanda de energia da rede elétrica. Para suavizar estas variações, supercapacitores são descarregados em momentos de pico e carregados quando há baixa demanda, de acordo com valores pré-estabelecidos. Após realizar as técnicas de gerenciamento de energia supracitadas, foi constatado que houve uma diminuição da flutuação pico-vale de 20,3% e atenuação total de picos de 122,7MWh, contribuindo para a estabilidade da tensão da rede elétrica.

1.2 *Peak Shaving*, *Load Shifting* e *Valley Filling*

Como pôde ser observado pelos exemplos acima, o *Peak Shaving* é comumente associado com outras técnicas de gerenciamento de energia com o intuito de melhorar a qualidade de energia, diminuir perdas e obter uma maior economia financeira. Por conta da semelhança prática entre as técnicas de gerenciamento de energia *Peak Shaving* e *Load Shifting*, elas são comumente confundidas. É mostrado na Figura 2 como duas técnicas de

gerenciamento de energia diferentes podem realizar a mesma operação cumprindo funções diferentes.

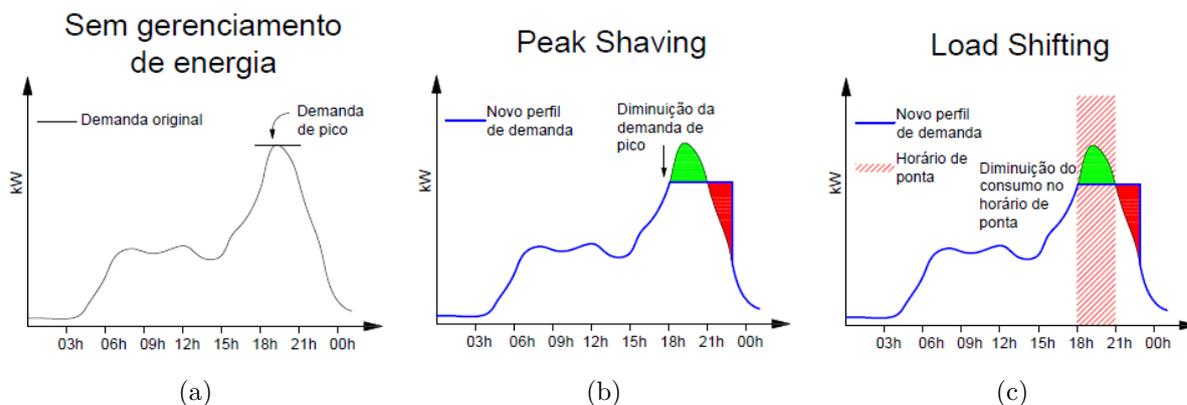


Figura 2 – (a) Exemplo de curva de demanda; (b) Exemplo de *Peak Shaving*; (c) Exemplo de *Load Shifting*

Fonte: Próprio autor.

No exemplo da Figura 2 – (a), é apresentado um perfil de demanda ao longo de um dia útil de um consumidor hipotético, tendo seu maior valor registrado por volta das 18:30h. Na Figura 2 – (b), é apresentado um novo perfil de demanda, que representa como este poderia ter sido registrado pela concessionária caso o *Peak Shaving* tivesse sido aplicado. É evidente que houve uma diminuição do máximo valor registrado, assim, diminui-se a parcela da conta de energia elétrica referente à demanda. Na Figura 2 – (c) é apresentada uma situação na qual a concessionária cobra preços mais altos de acordo com o horário do dia, período este chamado de “horário de ponta”, que neste exemplo foi considerado entre as 18h e 21h. Pode-se observar que o novo perfil de demanda neste exemplo é o mesmo tanto na utilização do *Peak Shaving* quanto do *Load Shifting*, porém, o objetivo de cada técnica é diferente.

A Figura 3 visa elucidar a diferença entre as seguintes técnicas de gerenciamento de energia: *Peak Shaving*, *Valley Filling* e *Load Shifting*.

Foi mostrado nesta seção que o gerenciamento de energia elétrica pode ser realizado de diversas maneiras. As técnicas alteram o perfil de demanda visto pela concessionária com o objetivo de diminuir o valor da conta de energia elétrica, logo a forma de tarifação vigente exerce um papel fundamental na hora da escolha da técnica de gerenciamento mais adequada para o caso estudado. A Seção 1.3 apresenta alguns exemplos de métodos de tarifação ao redor do mundo.

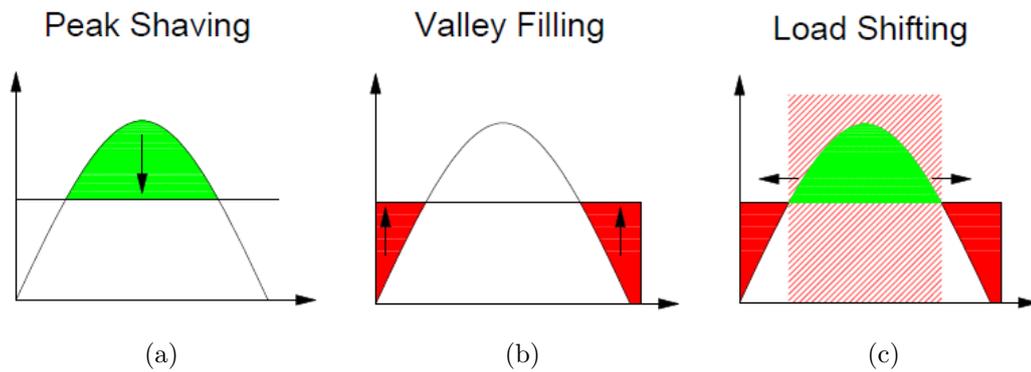


Figura 3 – Resumo das estratégias de gerenciamento: (a) *Peak Shaving*; (b) *Valley Filling* e (c) *Load Shifting*.

Fonte: Próprio autor.

1.3 Tarifação

Em se tratando de tarifação de energia elétrica, existem várias modalidades ao redor do mundo, e a forma como as concessionárias cobram pelo fornecimento desta pode variar de acordo com as características do local de instalação, tensão de fornecimento, nível de energia requerida pelo consumidor, classe e opção tarifária escolhida (UDDIN et al., 2018)(MARTINS et al., 2018)(ANEEL, 2010).

Algumas concessionárias cobram preços diferentes pela energia elétrica de acordo com o horário do dia e época do ano, seguindo um cronograma predefinido. Este tipo de cobrança é comumente denominado de TOU (HOGAN, 2014). A Tabela 1 representa como é feita a cobrança da energia elétrica em Shanghai – China, que segue este modelo tarifário (LV et al., 2017).

Tabela 1 – Exemplo de tarifação de energia elétrica utilizando TOU em Shanghai - China

	Horário	Preço yuan/kWh	
		Fora do Verão	Verão
Horário de ponta	08:00 - 11:00	1,2983	1,3797
	17:00 - 22:00		
Ponta média	05:00 - 08:00	0,8522	0,8672
	11:00 - 17:00		
Fora de ponta	22:00 - 05:00	0,5248	0,5337

Fonte: (LV et al., 2017).

Existem ocasiões nas quais é aplicado o RTP, no qual o custo pela energia elétrica é atualizado pelo menos uma vez a cada hora. Neste caso, a concessionária consegue transmitir em questões monetárias, a situação de demanda atual da rede (SHIRAZI; JADID, 2017).

Usualmente, o intervalo usado para a integralização da demanda é de 15 minutos (DABBAGH et al., 2017)(OUDALOV; CHERKAOUI; BEGUIN, 2007)(MARTINS et al., 2018)(PAN et al., 2016)(GERARDS; HURINK, 2016). Porém, isso não é uma regra aplicável a todos os casos. Um exemplo da utilização de outro intervalo é o trabalho de Elham Shirazi e Shahram Jadid, onde foram utilizados intervalos de 30 minutos (SHIRAZI; JADID, 2017). Vale ressaltar que nem mesmo o período de cobrança é fixo, podendo variar de acordo com o país, com o consumidor e com a concessionária em questão. Um exemplo é o trabalho desenvolvido por Rodrigo Martins et al, onde um dos objetivos foi avaliar qual o melhor período de cobrança (anual ou mensal) de cada usuário baseado em seu perfil de demanda anual (MARTINS et al., 2018).

1.3.1 Tarifação no Brasil

O Brasil, segundo o Sistema de Informações de Geração da ANEEL (Agência nacional de Energia Elétrica) (SIGA. . . ,) tem a energia hidroelétrica como base de sua matriz energética, totalizando cerca de 63% de toda sua produção . Segundo (RIBEIRO; CRUZ, 2018), o Brasil foi acometido por uma crise energética, provocada principalmente pelos baixos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Esta crise fez com que usinas termoelétricas fossem acionadas, causando um aumento na tarifa de energia elétrica e dando origem às bandeiras tarifárias.

As bandeiras tarifárias foram implementadas no Brasil em 2015 para indicar se as condições são favoráveis à geração de energia elétrica ou não. Com base nestas condições, a bandeira tarifária é escolhida entre as quatro existentes: Bandeira Verde, Amarela, Vermelha Patamar 1 e Vermelha Patamar 2. Cada uma correspondendo à um acréscimo do preço em reais por quilowatt-hora. A Tabela 2 foi criada a partir de informações presentes em (ANEEL, 2019a) e demonstra como estes valores são cobrados. Vale ressaltar que a bandeira tarifária vigente é analisada mensalmente, e não segue um planejamento predeterminado de acordo com a estação do ano, como o TOU (ANEEL, 2019a).

Tabela 2 – Bandeiras tarifárias

Bandeira:	Condição de geração:	Acréscimo (R\$/kWh)
Verde	Favorável a geração de energia	0,00000
Amarela	Menos favorável	0,01343
Vermelha – Patamar 1	Mais custosas	0,04169
Vermelha – Patamar 2	Ainda mais custosas	0,06243

Fonte: (ANEEL, 2019a).

O sistema tarifário vigente no Brasil é descrito pela Resolução Normativa nº 414/2010. Segundo esta resolução, existem dois grupos de consumidores cuja diferença

se dá pelo nível de tensão de alimentação, além de existirem subgrupos e subclasses com diferentes opções de modalidades tarifárias.

Caso o consumidor tenha o fornecimento igual ou superior a 2,3kV, este é classificado como Grupo A, caso contrário é classificado com Grupo B.

Os consumidores pertencentes ao grupo B são divididos em quatro subgrupos: B1 – Residencial, B2 – Rural, B3 – Demais classes e B4 – Iluminação pública. Vale ressaltar que cada subgrupo possui subclasses. Um exemplo é o subgrupo B1, que possui seis subclasses: I – Residencial, II-VI – Baixa renda.

A modalidade de tarifação do Grupo B é a convencional monômnia, onde apenas o consumo em potência ativa é faturado, independentemente do horário do dia. Porém, existe mais uma opção dentro deste grupo, chamada de modalidade tarifária horária branca, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de acordo com as horas de utilização ao longo do dia. Apenas os Subgrupos B2, B3 e B1 – Subclasse Residencial têm a opção de adotar esta modalidade tarifária.

A tarifa branca possui três períodos: Ponta (das 18h às 21h), intermediários (das 17h às 18h e das 21h às 22h) e fora de ponta (das 22h às 17h do dia seguinte).

Na Tabela 3 mostra-se um exemplo do preço vigente a partir de outubro de 2019 para o Grupo B, subgrupo B1 e subclasse residencial, segundo dados da EDP São Paulo (ANEEL, 2019c).

Tabela 3 – Consumidor grupo B – subclasse residencial

Grupo B	Condição de geração:	Preço (R\$/kWh)			
		Bandeira Verde	Bandeira Amarela	Bandeira Vermelha 1	Bandeira Vermelha 2
Convencional Monômnia		0,52573	0,53916	0,56742	0,58816
Modalidade Tarifária Branca	Fora de Ponta	0,43157	0,44500	0,47326	0,49400
	Intermediário	0,58521	0,59864	0,62690	0,64764
	Ponta	0,90939	0,92282	0,95108	0,97182

Fonte: (ANEEL, 2019c).

Os consumidores pertencentes ao grupo A são divididos em subgrupos de acordo com a tensão de alimentação. Existem três modalidades de tarifação existentes no grupo A, que são (ANEEL, 2010):

-Modalidade convencional binômnia: Tarifa de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia. Vale ressaltar que esta modalidade tarifária não é mais utilizada no Brasil, porém ainda é aplicada em vários países.

-Modalidade tarifária horária verde: Tarifas diferenciadas de consumo de acordo com as horas de utilização do dia, além de uma única tarifa de demanda de potência.

-Modalidade tarifária horária azul: Tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia.

No sistema brasileiro, a demanda paga pelo consumidor é a contratada anteriormente ao período de tarifação, ou seja, o consumidor contrata a demanda e independentemente de tê-la utilizado ao seu máximo potencial, será cobrada pela concessionária. Caso a demanda medida exceda em mais de 5% o valor contratado, deve ser adicionada ao faturamento regular a cobrança pela ultrapassagem, que equivale ao dobro da diferença entre a demanda registrada e a contratada multiplicado pela tarifa de demanda (ANEEL, 2010).

1.4 Justificativa e Motivação do trabalho

Atualmente, o fornecimento de energia elétrica passa por diversos desafios. A demanda por energia elétrica mundial tem crescido consideravelmente; as fontes renováveis estão cada vez mais presentes nas redes de distribuição e tendências mostram que nos próximos anos os carros elétricos estarão cada vez mais presentes no nosso dia a dia (MACDONALD, 2016)(EIA, 2019). Cada um desses pontos representa mudanças no perfil de demanda dos consumidores e podem acarretar em vários problemas no fornecimento da energia elétrica, inclusive agravando os já citados anteriormente neste trabalho. Com isso, técnicas de gerenciamento de energia, como o *Peak Shaving*, têm ganhado notoriedade, uma vez que aumentam o potencial de utilização da infraestrutura da rede e auxiliam no controle das variações de demanda, atenuando os problemas já citados (UDDIN et al., 2018)(WANG; WANG, 2013)(YANG et al., 2013)(PAN et al., 2016).

Apesar do *Peak Shaving* ser uma técnica de gerenciamento de energia amplamente estudada nos últimos anos, alguns assuntos correlacionados ao tema ainda exigem maior escrutínio, cita-se como exemplos: dimensionamento, determinação dos pontos de operação dos acumuladores, escolha da tecnologia de acumulação, impactos na estabilidade da rede, alteração do perfil de tensão diário, dentre outros. Logo, o estudo sobre *Peak Shaving* se faz necessário em virtude das mudanças do setor energético mundial e o seu potencial benefício tanto para a rede quanto para os consumidores.

1.5 Objetivo e contribuições do trabalho

Com base na justificativa exposta, este trabalho tem como objetivo geral e específicos:

- Objetivo geral:

Determinar de maneira otimizada a capacidade do sistema acumulador de energia a ser utilizado para *Peak Shaving* em um consumidor com modelo tarifário binômio.

- Objetivos específicos:
 - Avaliar quais modelos tarifários melhor se enquadram para a técnica de *Peak Shaving*;
 - Comparar a aplicação do *Peak Shaving* entre consumidores com diferentes perfis de demanda;
 - Determinar a capacidade ótima do sistema acumulador de energia considerando o histórico anual de consumo;
 - Apreciar o impacto do *Peak Shaving* na estabilidade de tensão estática, nas barras de um sistema de distribuição de energia elétrica

1.5.1 Contribuições do trabalho

- Proposta de uma metodologia de busca do ponto de operação do banco de acumuladores em um sistema de *Peak Shaving*, considerando informações como preço, capacidade útil de carga, taxa de carga, taxa de descarga e auto-descarga;
- Proposta de uma metodologia de busca baseada em algoritmos genéticos para encontrar a melhor combinação de banco de baterias e supercapacitores em um sistema de *Peak Shaving*;
- Uso de diferentes tipos de tecnologias de acumuladores para trazer maiores retornos financeiros em certos casos.
- Avaliação, embora qualitativa, do impacto na estabilidade de tensão nas barras de um sistema de distribuição com *Peak Shaving*;

1.6 Comentários do capítulo

Três métodos de gerenciamento de energia comumente utilizados na literatura foram estudados neste capítulo, o *Peak Shaving*, *Load Shifting* e *Valley Filling*, expondo exemplos e diferenças entre estes.

Um breve estudo acerca de métodos de tarifação utilizados dentro e fora do Brasil é realizado a fim de demonstrar que existe uma gama de possibilidades de cobrança que podem afetar diretamente na escolha da técnica de gerenciamento de energia.

Foi justificada a necessidade do trabalho em virtude das mudanças no setor elétrico que enfrentamos atualmente, destacando-se os objetivos gerais e específicos estipulados.

O próximo capítulo fará um estudo a respeito do dimensionamento de acumuladores em unidades consumidoras para a realização do *Peak Shaving*. Demonstrando as etapas de execução da simulação e comparando os resultados de dois consumidores hipotéticos, primeiramente com tarifação estrangeira e em seguida, nacional.

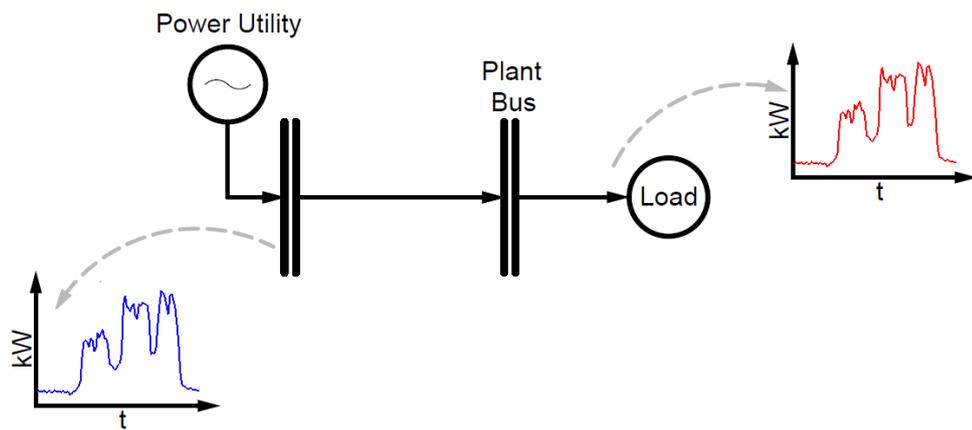
2 Aplicação do *Peak Shaving* em uma Unidade Consumidora

2.1 O *Peak Shaving* adotado neste trabalho

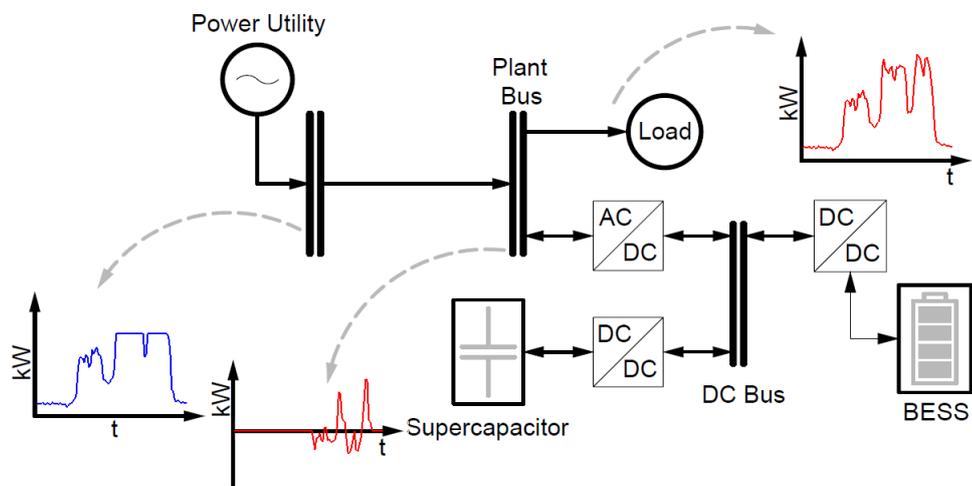
Como já mencionado anteriormente, o *Peak Shaving* pode ser realizado de diversas formas e até mesmo sem acumuladores. Todavia, no presente trabalho serão utilizados acumuladores, especificamente banco de baterias e supercapacitores com o intuito de diminuir a máxima demanda registrada pela concessionária sem que haja alteração na demanda do consumidor.

É demonstrado na Figura 4 como serão consideradas as conexões e como o *Peak Shaving* será realizado. Na Figura 4 – (a) mostra-se como a concessionária registra a demanda ao longo de um dia útil de um consumidor hipotético. Pode-se observar que a demanda registrada pela concessionária é a mesma requerida pelo consumidor sem aplicar nenhuma técnica de gerenciamento de energia.

A Figura 4 – (b) contém uma demonstração de como será realizado o *Peak Shaving* do presente trabalho utilizando conversores eletrônicos. O banco de baterias e os supercapacitores são conectados a um barramento CC através de conversores CC/CC bidirecionais, e a partir do barramento, um conversor CC/CA bidirecional é conectado à rede, fazendo com que a energia possa fluir tanto da rede para os acumuladores quanto dos acumuladores para a rede. Assim, pode-se suprir parte da demanda requisitada pelo usuário durante certos períodos do dia, com o intuito de alterar a demanda registrada pela concessionária sem alterar o perfil de demanda do consumidor, como mostrado na Figura 4 – (b). Com isso, diminui-se a demanda máxima registrada pela concessionária e consequentemente, a parcela referente à demanda da conta de energia elétrica.



(a)



(b)

Figura 4 – (a) – Exemplo de como a concessionária registra a demanda sem *Peak Shaving*; (b) – Exemplo de ligação à rede e como a demanda é registrada pela concessionária após realizar *Peak Shaving*.

Fonte: Próprio autor.

2.2 Tarifação adotada

Como já explanado na Seção 1.1, cada técnica de gerenciamento de energia possui sua vantagem e aplicação dependente de vários fatores, sendo um deles o modelo de tarifação cobrado pela concessionária. Se o modelo de tarifação for o convencional binômio, a técnica que mais se adéqua é a *Peak Shaving*, uma vez que não existe diferença na cobrança da energia de acordo com o horário do dia e é cobrada a taxa referente à demanda. Assim, justifica-se a modalidade tarifária escolhida para o trabalho. Neste tipo de tarifa, existem dois componentes na conta de energia elétrica em questão: a parcela referente ao consumo de energia elétrica (\$/kWh) e a referente à demanda máxima registrada no período (\$/kW). O valor da demanda é integralizado a cada 15 minutos e a maior demanda registrada no período de um mês é a parcela referente à demanda. A Equação 2.1 demonstra como é realizada a cobrança:

$$Conta = E_{taxa} * E_{regist} + D_{taxa} * D_{regist} \quad (2.1)$$

Onde E_{taxa} representa a taxa referente à energia consumida que a concessionária cobra; E_{regist} à energia consumida registrada pela concessionária; D_{taxa} representa a taxa de demanda e D_{regist} a máxima demanda registrada pela concessionária no período de faturamento. Vale ressaltar que neste caso, a demanda contratada será considerada a máxima demanda registrada, assumindo que o consumidor conhece sua curva de demanda mensal.

2.3 Simulação

O presente trabalho simula as condições de carga e descarga dos acumuladores ilustrados na Figura 4 e avalia como isso afeta a demanda registrada pela concessionária, com o intuito de diminuir a máxima demanda registrada e conseqüentemente, reduzir a conta de energia elétrica.

A simulação foi desenvolvida por meio de scripts no Matlab. Os exemplos desta seção serão realizados em apenas um dia útil para melhor ilustrar como a simulação funciona.

A partir do histórico de carga e descarga dos acumuladores, juntamente com o histórico de demanda original, a simulação gera um novo perfil de demanda. Assim, o “novo” perfil corresponde ao que a concessionária poderia ter registrado caso o *Peak Shaving* tivesse sido aplicado neste período.

Um exemplo contendo os perfis de saída da simulação é apresentado na Figura 5. Para este caso, foram utilizados dois módulos de baterias Fullriver AGM de 39,86kWh e $thr = 90,8247$ kW. Assim, o programa apresenta como saída um novo perfil de demanda.

Um dos perfis é chamado “Demanda Original”, que representa os dados coletados pela concessionária neste período, enquanto o “Nova Demanda” representa como a concessionária poderia ter registrado a demanda caso tivesse sido realizado o *Peak Shaving*.

Pode-se observar no perfil “Demanda Original”, que por volta das 14:45h o consumidor em questão apresentou 108,4kW de demanda, que representa a máxima demanda registrada no período apresentado. Enquanto o “Nova Demanda” apresentou um valor máximo de 90,82kW, ou seja, caso tivesse sido aplicado o *Peak Shaving* para este consumidor neste período, a demanda máxima registrada pela concessionária seria 16,22% menor.

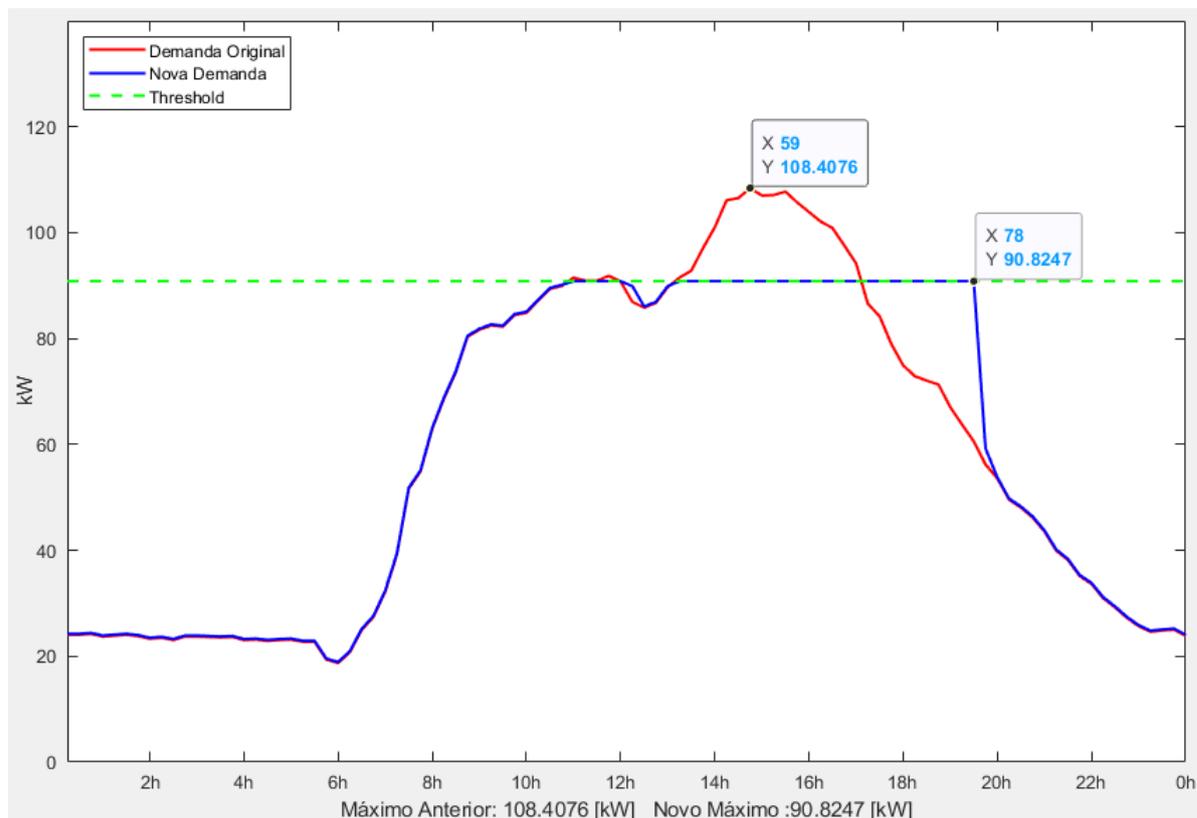


Figura 5 – Exemplo de novo perfil de demanda após *Peak Shaving*.

Fonte: Próprio autor.

Os dados de entrada para a realização desta simulação são: o perfil de demanda do consumidor, considerando a demanda integralizada a cada 15 minutos; *Threshold*; A capacidade dos SAEs (Sistemas de Armazenamento de Energia) em kWh; Taxas de carga, descarga e autodescarga referente aos SAEs.

2.3.1 Funcionamento da simulação

Inicialmente, é assumido que os SAEs estão completamente carregados. O programa altera o SoC (do inglês *State of Charge*, “estado de carga”) dos SAEs de acordo com a necessidade de carga, descarga ou estado ocioso (*idle*), sempre respeitando as taxas de carga, descarga, autodescarga do acumulador em questão.

A fim de estabelecer essa necessidade, é feita uma relação entre o consumo atual e um limite preestabelecido, chamado de demanda de *Threshold* (*thr*), cujo objetivo é servir como guia para a nova máxima demanda registrada pela concessionária. É feita uma varredura que analisa a demanda de cada ponto em relação ao *thr*. Caso a demanda esteja acima do *thr* e o SAE tenha energia disponível para uso, o SAE descarregará na rede a energia sobressalente ao *thr*, sempre respeitando o DoD (do inglês *Depth of Discharge*, “profundidade de descarga”) e as taxas de descarga do respectivo SAE. Uma vez que a demanda original esteja abaixo do *thr*, podem ocorrer dois estados: carga e *idle*. Carga é quando o SAE não está completamente carregado, sendo necessário realizar a carga do acumulador para ser utilizada posteriormente. O SAE se encontra em estado “*idle*” quando está completamente carregado e a demanda se encontrar abaixo do *Threshold*, não havendo a necessidade de ser carregado ou descarregado.

Os possíveis estados do SAE são chamados de: carga, descarga e *idle*. Na Figura 6 exemplifica-se quando o SAE entra em cada um destes estado.

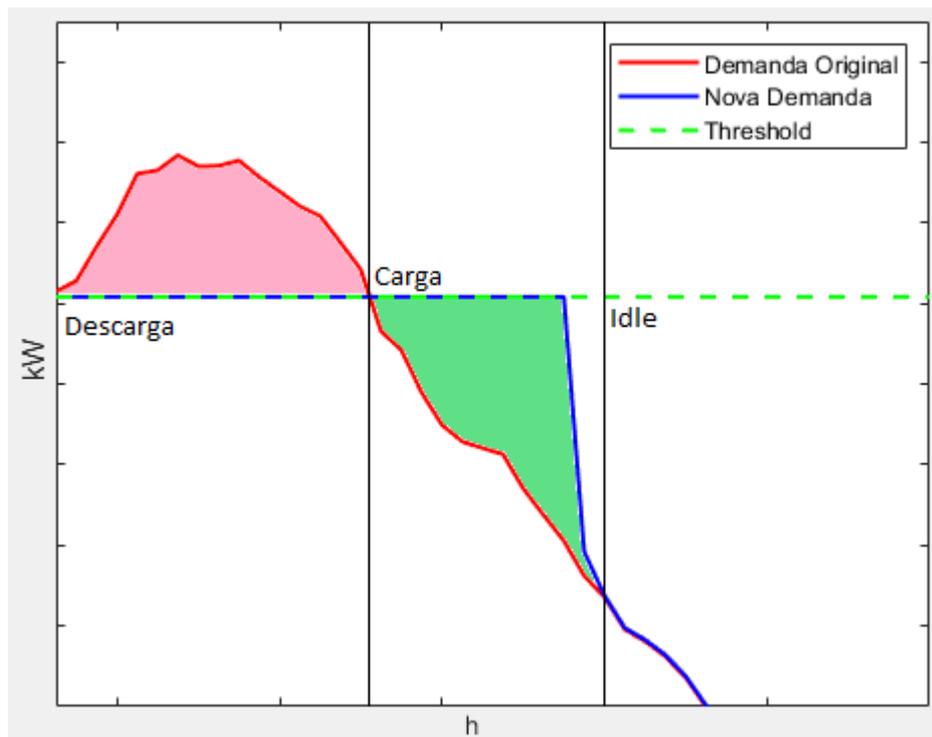


Figura 6 – Possíveis estados do SAE.

Fonte: Próprio autor.

Quando o SAE necessita ser carregado, a nova demanda registrada pela concessionária é dada pela Equação 2.2.

$$Dem[k] = Dem_{original}[k] + SAE_{carga}[k] + SAE_{autodescarga}[k] \quad (2.2)$$

Onde Dem representa a nova demanda; $Dem_{original}$, a demanda original; k repre-

senta o instante que está sendo analisado; SAE_{carga} representa o quanto de energia será carregado no instante k ; $SAE_{autodescarga}$, a energia perdida pelo processo de auto descarga no instante k ;

O quanto o SAE será carregado depende do nível de demanda no instante k . Durante o período de carga, a nova demanda não pode ultrapassar o valor do thr , uma vez que este serve como base para ser a nova máxima demanda registrada, caso contrário, a demanda poderia ultrapassar a demanda máxima e aumentar assim, o valor da conta de energia elétrica. A Equação 2.3 retrata como é calculada a carga do SAE no instante k . Vale ressaltar que o valor de SAE_{carga} é limitado à taxa de carga estabelecida no começo do programa, caso o valor calculado ultrapasse esta taxa, SAE_{carga} assumirá seu valor máximo.

$$SAE_{carga}[k] = thr - Dem_{original}[k] - SAE_{autodescarga}[k] \quad (2.3)$$

A Equação 2.4 descreve como é calculada a nova demanda quando for necessário que o SAE se descarregue na rede.

$$Dem[k] = Dem_{original}[k] - SAE_{descarga}[k] \quad (2.4)$$

$SAE_{descarga}$ representa o quanto do SAE será fornecido para a rede no instante k . O valor do $SAE_{descarga}$ é limitado à máxima taxa de descarga e esta variável tem o objetivo de fazer com que $Dem[k]$ se aproxime de thr , e não que fique abaixo dele. A Equação 2.5 demonstra como é calculado o $SAE_{descarga}[k]$.

$$SAE_{descarga}[k] = Dem_{original}[k] - thr \quad (2.5)$$

Caso não seja necessário carregar ou descarregar o SAE, a nova demanda é composta pela demanda requerida pelo consumidor e para suprir a autodescarga a fim de manter o estado de carga do SAE. Vale ressaltar que no presente trabalho não são consideradas as perdas relacionadas aos conversores, SoH (do inglês *State of Health*, “estado de saúde”), O&M (operação e manutenção) dos SAEs e a temperatura de operação. A Equação 2.6 demonstra como é calculada a nova demanda durante este período.

$$Dem[k] = Dem_{original}[k] + SAE_{autodescarga}[k] \quad (2.6)$$

É demonstrado nas Equações 2.2 a 2.6 como calcular o novo perfil de demanda. Como mencionado, estas equações são limitadas às características internas do respectivo SAE. Porém, além destas limitações, a energia total acumulada pelos SAEs é limitada à sua capacidade total de armazenamento [kWh]. Com isso, o algoritmo realiza o cálculo

do SoC de cada SAE a cada iteração, gerando, além do novo perfil de demanda, os perfis de SoC relacionados com cada SAE. São apresentados na Figura 7 os perfis presentes na Figura 5 e o SoC associado ao acumulador utilizado. Vale ressaltar que neste exemplo foi utilizado apenas uma tecnologia de armazenamento de energia.

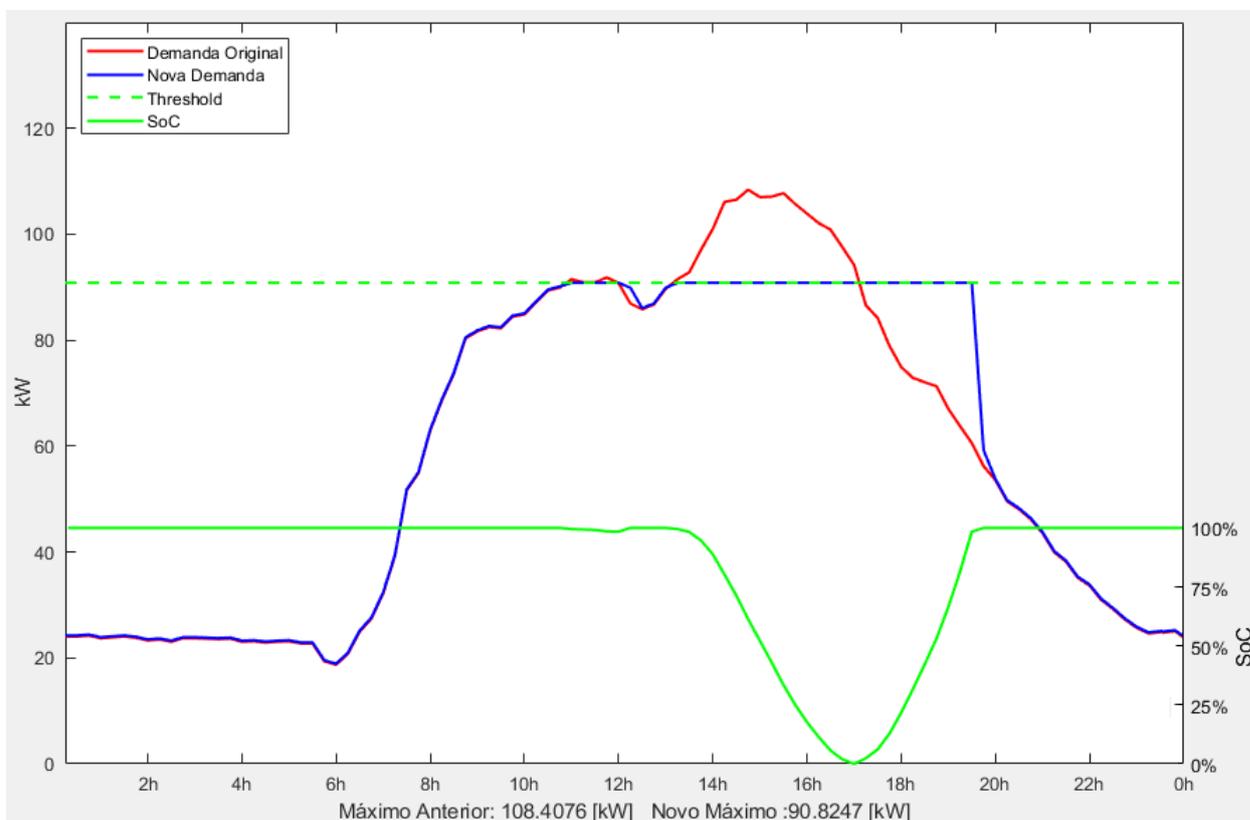


Figura 7 – Exemplo *Peak Shaving* + SoC.

Fonte: Próprio autor.

2.3.2 Threshold

É demonstrado na Seção 2.3.1 a forte dependência da estratégia desenvolvida neste trabalho em relação ao valor da demanda de *Threshold*. Esta é a variável que serve de referência para a nova demanda máxima, sendo fundamental para calcular o quanto os SAEs irão carregar e descarregar no instante k , como descrito nas Equações 2.3 e 2.5. No exemplo apresentado na Seção 2.3.1, o *thr* é um dado de entrada. A presente seção visa elucidar como este valor influencia diretamente no quanto a demanda máxima será compensada, como outros autores calculam este valor e sugerir uma metodologia de determinação do valor de *Threshold* associado com a menor demanda registrada. Para esclarecer mais a importância do *thr* e como este influencia diretamente na diminuição da máxima demanda registrada, na sequência são apresentados quatro exemplos.

É mostrado na Figura 8 o resultado do dimensionamento do SAE para um perfil de demanda diferente do caso anterior. O SAE utilizado neste exemplo é o mesmo do exemplo

da Figura 7. A diferença é que agora o *thr* é um dado de entrada para o programa. No exemplo da Figura 8, foi utilizado o valor arbitrário de $thr = 110\text{kW}$.

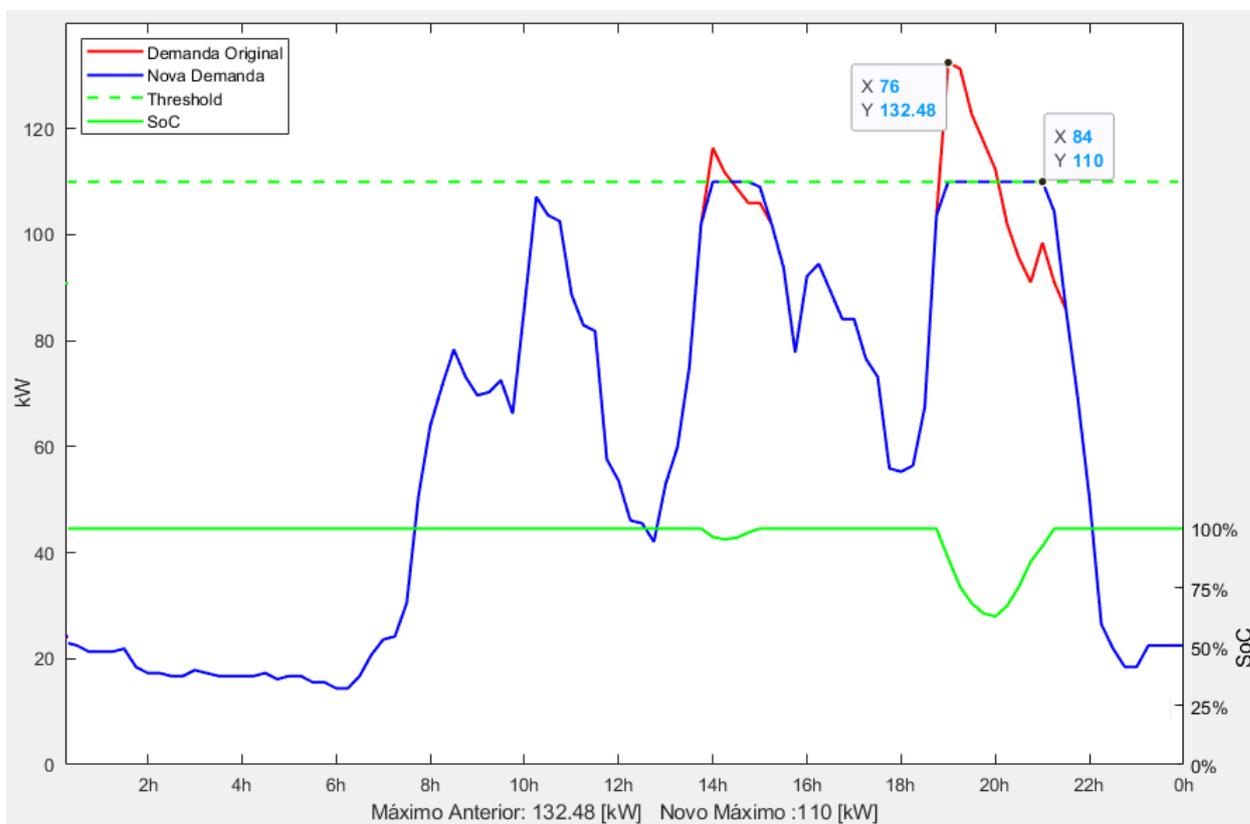


Figura 8 – *Peak Shaving* utilizando $thr = 110\text{kW}$.

Fonte: Próprio autor.

O perfil de demanda original apresentava um valor máximo de 132,48kW, enquanto o máximo valor de demanda presente no “Nova Demanda” é de 110kW, uma diminuição de 16,97%. É uma diminuição considerável, mas este não necessariamente representa o melhor *thr* para este caso.

A fim de demonstrar como o dimensionamento incorreto do *thr* pode acarretar em altos valores de demanda, foram utilizados os mesmos dados de entrada do exemplo da Figura 8, porém, desta vez, o *thr* assumido é de 85kW. Os resultados da simulação nestas condições são apresentados na Figura 9.

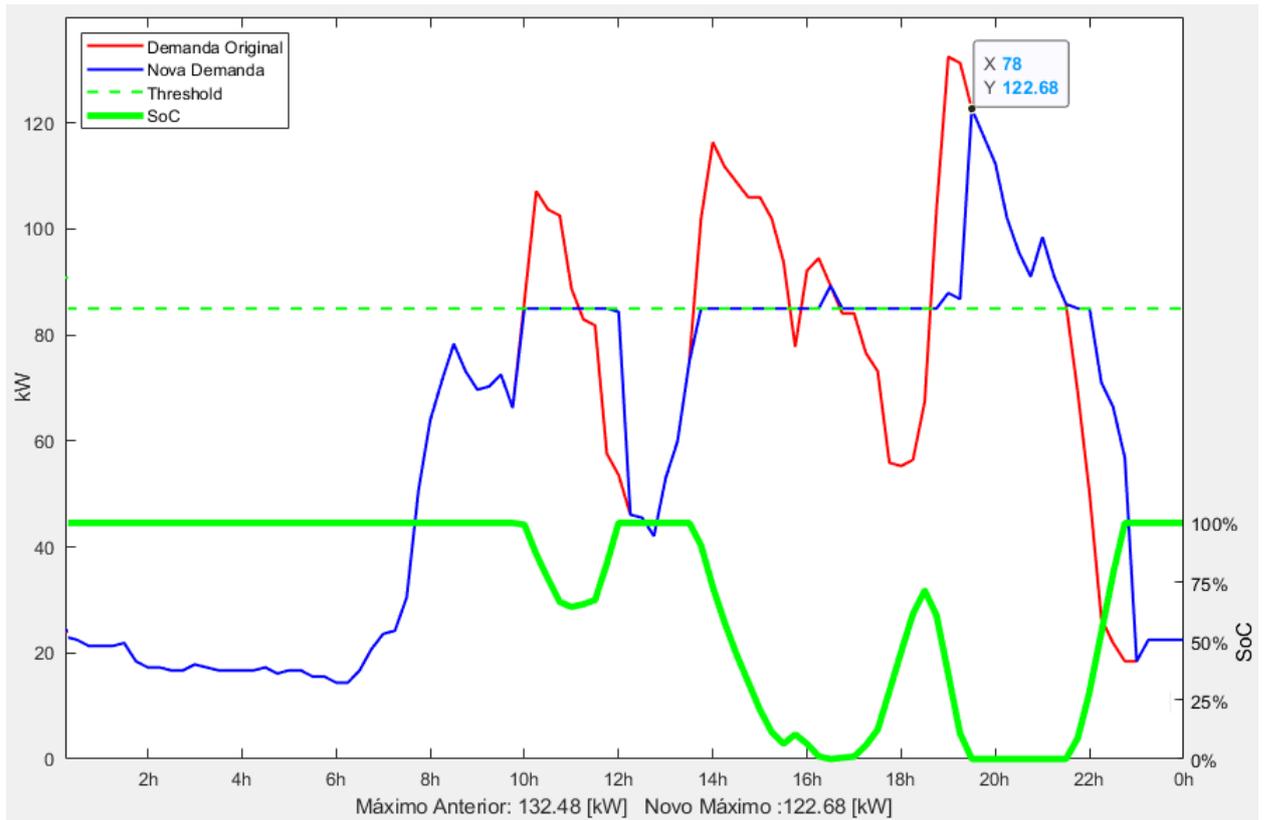


Figura 9 – *Peak Shaving* utilizando $thr = 85\text{kW}$.

Fonte: Próprio autor.

A nova demanda apresenta um valor máximo de 122,68kW, o que representa uma diminuição de apenas 7,40%. O resultado não foi tão satisfatório pois como enfatizado na Figura 9, o SoC do SAE atingiu o zero em momentos em que a demanda se encontrava acima do valor do thr , e como o SAE não possuía energia para descarregar na rede, a demanda permaneceu a mesma durante estes períodos. Vale ressaltar que o SoC apenas considera a energia disponível do SAE, como demonstra a Equação 2.7 (CHUA; LIM; MORRIS, 2016).

$$SoC_{100\%} = E_{SAE} * DoD \quad (2.7)$$

Certos estudos afirmam que o dimensionamento do armazenador pode ser realizado através da energia total acima do ponto de operação (CHUA; LIM; MORRIS, 2016) (KALKHAMBKAR; KUMAR; BHAKAR, 2016), a partir dessa informação, pode-se concluir que o ponto de operação (thr) pode ser encontrado através da energia total disponível pelo acumulador estudado. É demonstrado na Figura 10 como o SAE pode ser dimensionado com base no thr , segundo o estudo de Kein Huat Chua, Yun Seng Lim e Stella Morris, onde a área destacada em cinza representa a energia necessária no SAE.

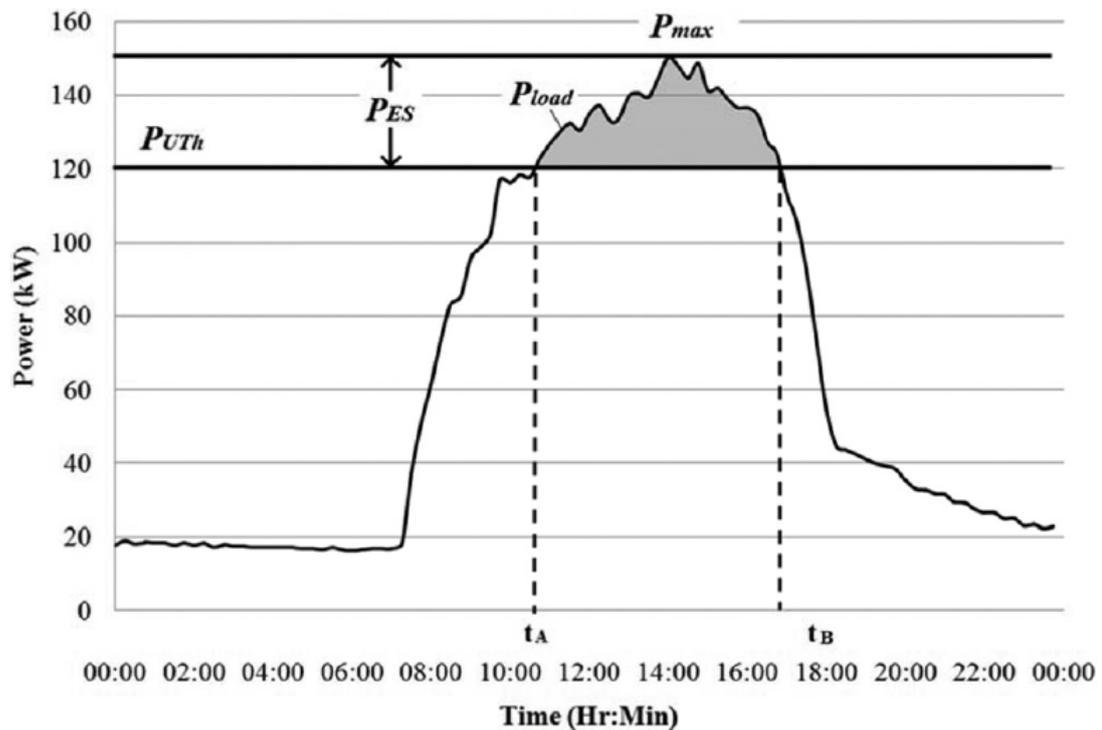


Figura 10 – Método de dimensionamento não otimizado.

Fonte: (CHUA; LIM; MORRIS, 2016)

Na Figura 10, P_{UTk} representa o *Threshold*; P_{ES} a potência que o SAE deve fornecer a cada momento; P_{load} o perfil de demanda original e P_{max} , a máxima demanda registrada.

Os resultados usando a metodologia segundo (CHUA; LIM; MORRIS, 2016) e (KALKHAMBKAR; KUMAR; BHAKAR, 2016) são apresentados na Figura 11. Foi utilizado o valor em kWh do SAE para calcular o valor para o *thr*, que foi 100,59kW. O SAE é o mesmo usado em todos os exemplos das seções anteriores.

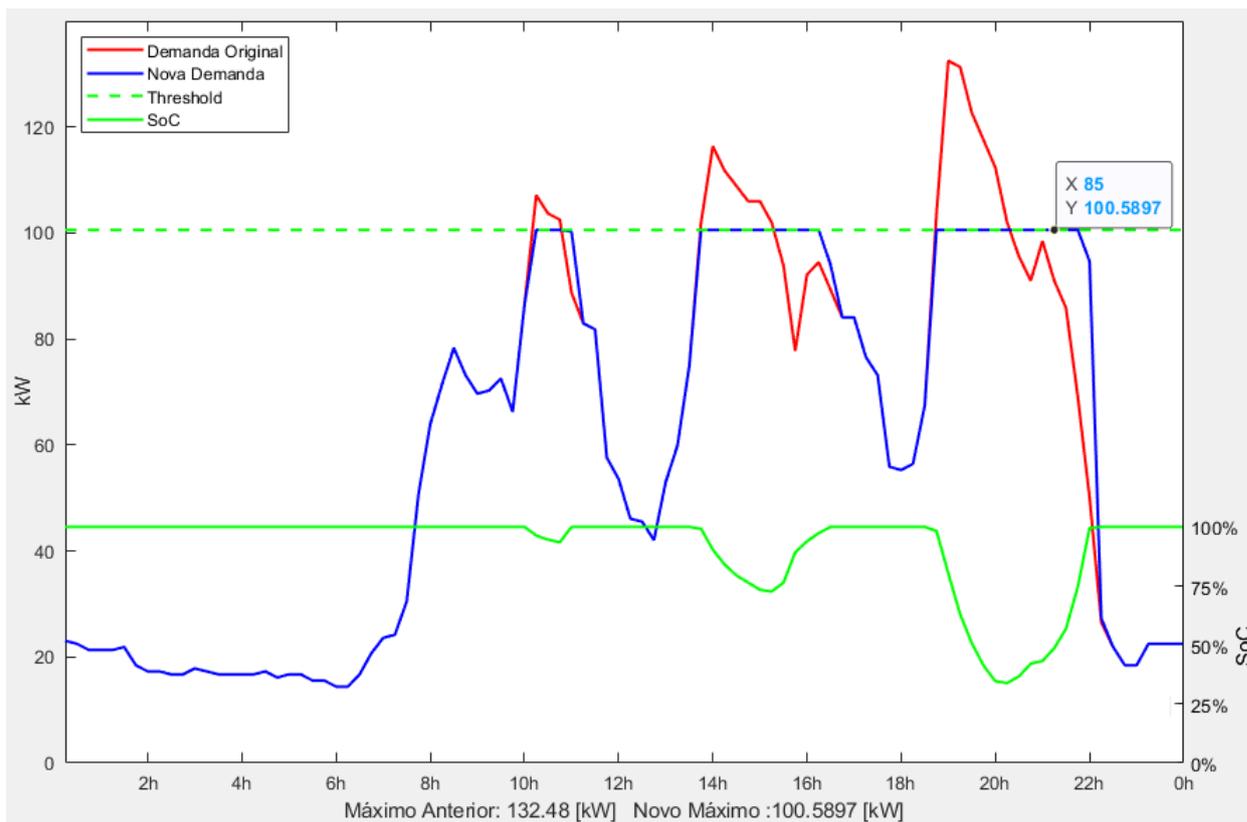


Figura 11 – *Peak Shaving* utilizando método de dimensionamento não otimizado.
Fonte: Próprio autor.

Pode-se observar que a máxima demanda registrada após aplicar esta metodologia foi de 100,59kW, resultando em uma diminuição de 24,07% da demanda máxima original. Porém, como demonstrado na Figura 11, o SoC apenas atinge cerca de 66% da sua capacidade disponível total, fazendo com que o SAE não esteja sendo utilizado ao seu máximo potencial. A metodologia exposta na Figura 11 não considera certos fatores que podem fazer diferença na hora da determinação do *thr*. Quando se analisa apenas a energia total acima do *thr*, o perfil de demanda não influencia no resultado. Os períodos entre os picos podem servir para carregar os SAEs, fazendo com que tenha mais energia disponível nos horários de ponta e conseqüentemente, abaixando a demanda.

Outro aspecto que merece destaque nesta abordagem se dá pelo fato de não serem consideradas as taxas de descarga do acumulador em questão. Caso a diferença entre o *thr* e o pico de demanda seja maior que a máxima taxa de descarga do acumulador, a nova demanda máxima será superior ao *thr*. Assim, é proposto um algoritmo para determinar o *thr* ótimo a partir dos dados de entrada. Este algoritmo fará uma varredura descendente entre a máxima demanda original e o consumo médio, até convergir no menor valor de *thr* associado com o menor valor de demanda máxima. O código a seguir é utilizado para encontrar o *thr* na metodologia proposta neste trabalho.

$$Step = (max(Consumo_{Original}) - consumo_{medio}) / 100;$$

```

thr = max(ConsumoOriginal);
Melhorthr = thr;
Precisao = 5;
For i = 1 : 1 : Precisao
    exit = 1;
    While exit != 0
        thr = thr-Step;
        [Novo_Consumo] = Funcao_novo_consumo(thr);
        If max(Novo_Consumo) <= max(Funcao_novo_consumo(Melhorthr))
            Melhorthr = thr;
        Else
            exit = 0;
        End
    End
    Thr = Melhorthr;
    Step = Step/10;
End

```

Aplicando esta metodologia de busca para encontrar o valor do *thr*, obteve-se *thr* = 92,89kW. Realizando a simulação com este *thr*, a nova demanda máxima registrada teve uma diminuição de 29,89% em relação a original. Os resultados desta simulação são apresentados na Figura 12.

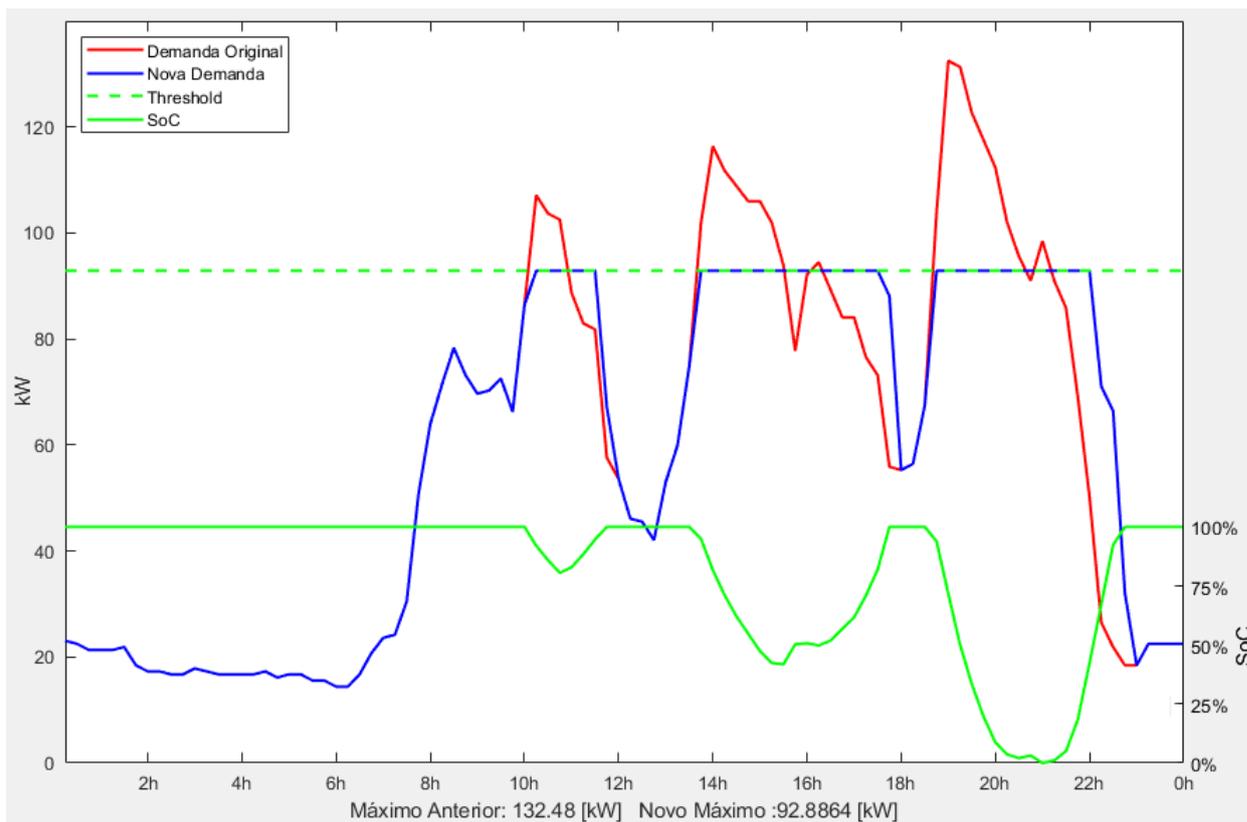


Figura 12 – *Peak Shaving* utilizando método de dimensionamento proposto.

Fonte: Próprio autor.

Pode-se observar que o SoC do SAE atinge 100% de descarga apenas em momentos que a demanda original se encontra abaixo do *thr*, não afetando assim, a nova máxima demanda registrada, como no exemplo da Figura 7. Assim, o SAE é utilizado ao seu máximo potencial, fazendo com que esta metodologia de determinação de *thr* apresente uma diminuição de demanda maior para este cliente em relação à metodologia utilizada em (CHUA; LIM; MORRIS, 2016) (KALKHAMBKAR; KUMAR; BHAKAR, 2016). Os resultados da diminuição de cada exemplo são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Resultados da diminuição da máxima demanda registrada

	Valor thr [kW]	Diminuição [%]
Valor arbitrário 01	110	16,97
Valor arbitrário 02	85	7,40
Valor dimensionado	100,59	24,07
Metodologia proposta	92,89	29,89

Fonte: Próprio autor.

2.4 Dimensionamento

Uma das etapas fundamentais quando se estuda a implementação do *Peak Shaving* via acumuladores é o dimensionamento e escolha da tecnologia de armazenamento que

será utilizada. Caso não dimensionado corretamente, a economia total do projeto durante a sua vida útil é consideravelmente afetada, uma vez que o dimensionamento do SAE visa buscar um equilíbrio entre o investimento realizado e a economia financeira que o projeto propiciará (UDDIN et al., 2018).

O dimensionamento fará uso da simulação e determinação de *Threshold* conforme apresentados nas Seções 2.3.1 e 2.3.2 a fim de garantir a melhor operação para cada conjunto de SAE.

O programa apresentado nesta seção possui variáveis de entradas a mais, referentes ao investimento e retorno financeiro para a realização do projeto. Logo, é necessário adicionar: Perfil de consumo durante um ano, a fim de considerar as variações sazonais; o custo de cada módulo de SAE; Vida útil do projeto; Custo da taxa de energia cobrado pela concessionária (kWh); Custo da taxa de demanda (kW) e investimento máximo.

O critério de escolha da combinação de banco de baterias e supercapacitores é baseada no maior retorno financeiro durante a vida útil do projeto. Assim, o programa simula o *thr* ótimo para cada mês e as taxas de carga e descarga do SAE a cada instante do dia, como apresentado na Seção 2.3.1. No final da simulação, pode-se comparar o custo da energia elétrica com e sem *Peak Shaving* a fim de obter o retorno financeiro associado com o SAE de entrada. As Equações 2.8 a 2.10 demonstram como é calculado o retorno financeiro.

$$Conta_{s_ps} = \sum_{m=1}^{12} (E_{taxa} * E_{regist_s_ps}[m] + D_{taxa} * D_{regist_s_ps}[m]) * anos_{proj} \quad (2.8)$$

$$Conta_{c_ps} = \sum_{m=1}^{12} (E_{taxa} * E_{regist_c_ps}[m] + D_{taxa} * D_{regist_c_ps}[m]) * anos_{proj} \quad (2.9)$$

$$R_{fin} = Conta_{s_ps} - (Conta_{c_ps} + investimento) \quad (2.10)$$

Onde $Conta_{s_ps}$ representa a conta de energia elétrica anual original, ou seja, sem aplicar o *Peak Shaving*; $Conta_{c_ps}$ a conta de energia elétrica anual aplicando o *Peak Shaving*; $E_{regist_s_ps}$ representa a energia registrada a cada mês sem *Peak Shaving*; $D_{regist_s_ps}$ representa a demanda registrada a cada mês sem *Peak Shaving*; $E_{regist_c_ps}$ a energia registrada a cada mês com *Peak Shaving*; $D_{regist_c_ps}$ a demanda registrada a cada mês com *Peak Shaving*; m representa o mês atual; $anos_{proj}$ a quantidade em anos de vida útil do projeto; $investimento$ é o custo de aquisição dos SAEs e R_{fin} representa o retorno financeiro ao final da vida útil do projeto.

Vale ressaltar que é assumido um perfil de carga do consumidor sem alteração significativa ao longo dos anos, por isso é feita a análise apenas para um ano e assim,

replicada para os próximos anos de vida útil do projeto (MARTINS et al., 2018) (LV et al., 2017) (YANG et al., 2013).

O SAE é dividido por módulos que possuem valores fixos de kWh e suas respectivas características internas. A quantidade de módulos até este ponto é um dado de entrada para o programa. Ao alterar a quantidade de módulos adquirida, os seguintes dados são afetados: os valores de *thr*; novos perfis de demanda e principalmente, a economia final.

2.4.1 Algoritmo Genético

O objetivo do programa nesta seção é encontrar a quantidade de módulos de cada SAE que esteja associada com o maior retorno financeiro.

Dependendo das características de entrada, a quantidade de possíveis combinações de módulos se torna muito elevada, fazendo com que a varredura de todas as possíveis aquisições de SAE não seja uma opção viável. Para contornar este problema, é utilizado algoritmo genético que altera a quantidade de módulos de SAEs adquiridos com o objetivo de encontrar a combinação associada ao maior retorno financeiro, sem ter a necessidade de simular todas as possíveis combinações (KRAMER, 2017).

Uma das restrições do algoritmo genético é o investimento máximo, representando o valor limite de investimento que pode ser gasto na aquisição dos SAEs, sendo o maior valor que a variável *investimento* da Equação 2.10 pode assumir.

O algoritmo genético tem como entrada: o investimento limite; Vetor que possui dois valores discretos: quantidade de módulos de banco de baterias e supercapacitores, chamado de V_{B+S} ; o limite superior e inferior do vetor V_{B+S} ; número de gerações e a população inicial. O algoritmo escolhe a combinação dos SAEs e realiza os cálculos para determinar a economia final associada à esta combinação, fazendo com que os SAEs operem em seus pontos ótimos a cada iteração, como descrito na Seção 2.3.2. As combinações que possuem o maior retorno financeiro são selecionadas para dar origem às próximas gerações, o V_{B+S} associado com o maior retorno financeiro ao final das gerações é selecionado como a saída do algoritmo genético.

2.4.2 Associação dos SAE

Até a presente seção, foi utilizado apenas um tipo de armazenador para fazer o dimensionamento, porém, o objetivo do programa é combinar diferentes tecnologias e dimensionar o quanto de cada tecnologia que deve ser implementado para obter o maior retorno financeiro durante a vida útil do projeto.

O trabalho em questão utilizará banco de baterias e supercapacitores como as duas tecnologias de SAE a serem avaliadas. Essas duas tecnologias foram escolhidas devido às suas diferenças nas taxas de carga, taxa de descarga e vida útil. Estas diferenças fazem com

que cada tecnologia seja mais adequada a determinado perfil de demanda em questão. Vale ressaltar que o programa descrito neste trabalho pode utilizar outros tipos de acumuladores, apenas alterando as características de entrada de cada SAE, não sendo necessário utilizar especificamente essas duas tecnologias.

Utilizar duas tecnologias de armazenadores diferentes faz com que o programa forneça dois SoC e dois *thr* após sua execução, associados a cada SAE. O programa é executado para um tipo de tecnologia e fornece os dados da mesma forma que apresentado nas seções anteriores. A segunda tecnologia de armazenador tem como entrada a demanda de saída da primeira execução, com o objetivo de diminuir a demanda. A fim de ilustrar como isso é realizado, são apresentados na Figura 13 os perfis de demanda diários durante os dois estágios da simulação.

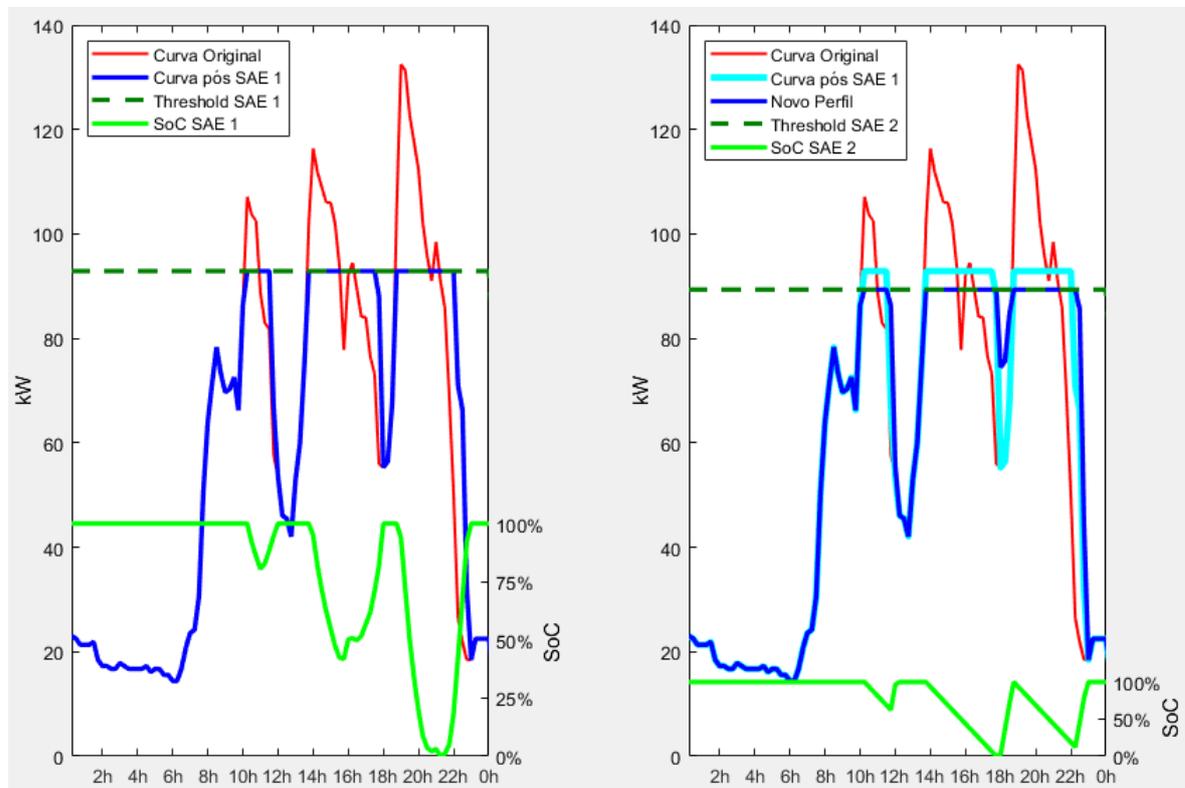


Figura 13 – *Peak Shaving* utilizando BESS e supercapacitor.

Fonte: Próprio autor.

É demonstrado no exemplo da Figura 13 como dois acumuladores de tecnologias diferentes podem ser utilizados a fim de diminuir a demanda registrada pela concessionária. A escolha da quantidade de cada tecnologia que será implementada é realizada através do algoritmo genético, como descrito na Seção 2.4.1.

Até esta seção, foram apresentados exemplos utilizando apenas um dia útil de dados históricos para melhor exemplificação dos passos do programa, fazendo com que não fosse possível realizar as operações mostradas na Seção 2.4. Com isso, a seguinte

seção realizará a simulação com dados históricos anuais de dois consumidores a fim de demonstrar como o programa responde à diferentes perfis de demanda.

2.5 Resultados simulação - Consumidor

A presente seção fornece os resultados da simulação de dois consumidores hipotéticos, seguindo os parâmetros previamente estabelecidos em 2.3.1, 2.3.2 e 2.4. Vale ressaltar que o perfil de demanda de entrada desta simulação é o histórico de consumo anual. Para fins ilustrativos, é apresentado na Figura 14 o perfil médio de demanda diária dos consumidores em questão.

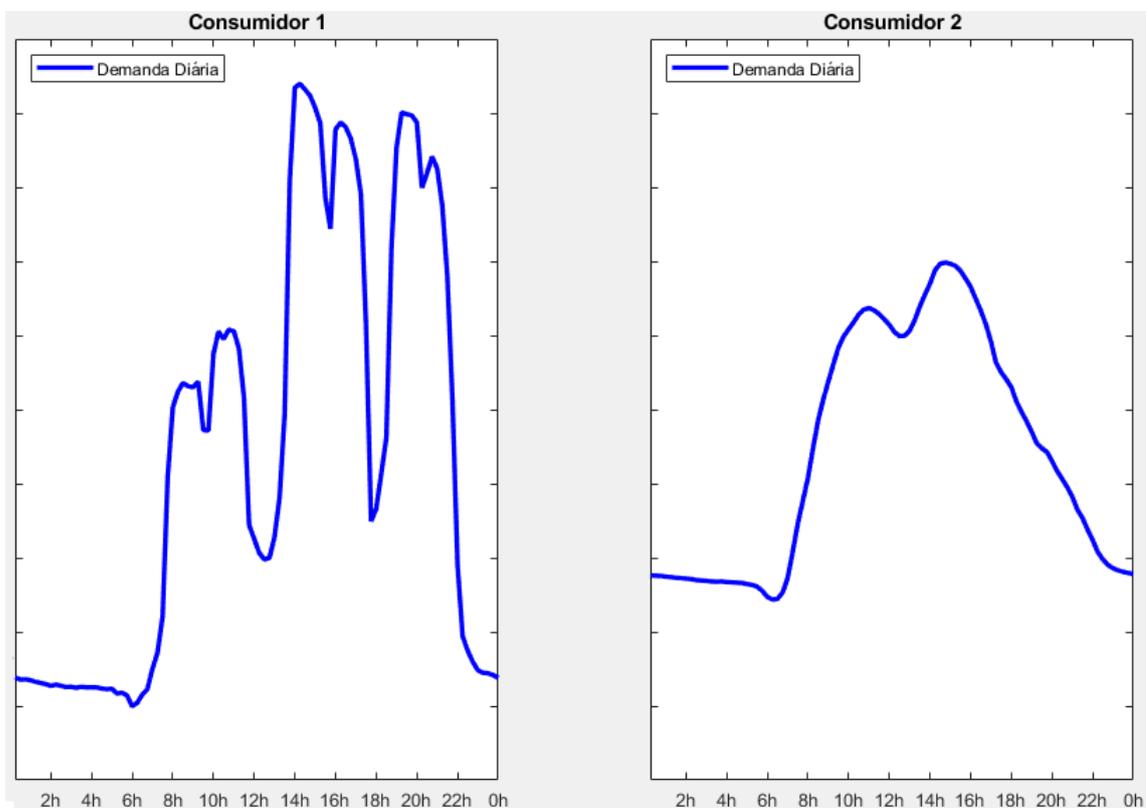


Figura 14 – Perfil médio de demanda dos consumidores 1 e 2

Fonte: Próprio autor.

Os perfis de demanda dos consumidores são referentes ao mesmo ano e possuem consumos totais iguais, a única diferença sendo o perfil de demanda (distribuição da demanda ao longo do dia).

As características dos armazenadores utilizados na simulação que será estudada na presente seção são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Características dos SAE.

	Banco de Bateria Fullriver AGM 830Ah 48V 39.860kWh	Sirius Energy Super Capacitor Module 3.55kWh, 48V
Preço [\$]	8.480,00	4.950,00
Voltagem [V]	48	48
Capacidade [kWh]	39,86	3,55
DoD [%]	40	100
Taxa Descarga [kWh/15min]	2,952	1,200
Taxa Carga [kWh/15min]	1,632	1,200
Taxa Autodescarga [% a.m.]	1-3	30
Vida útil [Anos]	7	14

Fonte: Próprio autor.

Os dados de entrada da simulação presentes nesta seção são apresentados na Tabela 6. Os valores referentes à tarifação foram retirados de (DABBAGH et al., 2017).

Tabela 6 – Dados de entrada da simulação - Seção 2.5

Vida Útil Projeto [Anos]	14
Investimento Limite [\$]	50.000,00
Preço Energia [\$/kWh]	00,05
Preço Demanda [\$/kW]	20,00
Número de Gerações do AG	10
Período Tarifação [dias]	30

Fonte: Próprio autor.

O programa altera os valores do *thr* de cada SAE mensalmente, uma vez que o período de tarifação considerado é de 30 dias.

Os dados de saída do programa após ser executado para cada consumidor são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Dados de saída da simulação - Seção 2.5

	Consumidor 1	Consumidor 2
Banco de Baterias Fullriver AGM 830Ah 48V 39.860kWh [Quantidade]	02	02
Sirius Energy Super Capacitor Module 3.55kWh, 48V [Quantidade]	03	00
Investimento [\$]	48.770,00	33.920,00
Payback [anos]	6,13	9,24
Economia Final [\$]	62.674,00	17.492,00

Fonte: Próprio autor.

Como pode ser observado na Tabela 7, o programa obteve diferentes combinações de SAE para cada consumidor, sendo que ambos apresentam o mesmo consumo anual.

Isso demonstra que o dimensionamento de banco de baterias e supercapacitores proposto no presente trabalho está diretamente ligado com o perfil de demanda em questão.

São apresentadas na Figura 15 duas imagens contendo os resultados do programa para o consumidor 1. Ambas contêm o perfil de demanda anual original. A imagem à esquerda apresenta os resultados do programa utilizando o primeiro SAE, que neste caso foram dois bancos de baterias Fullriver AGM 39,860kWh. A segunda imagem apresenta os resultados para o uso do banco de baterias associado com três Sirius Energy Super Capacitor Module 3,55kWh. Em ambas as imagens são apresentados os novos perfis de consumo registrado pela concessionária e seus respectivos *thr*.

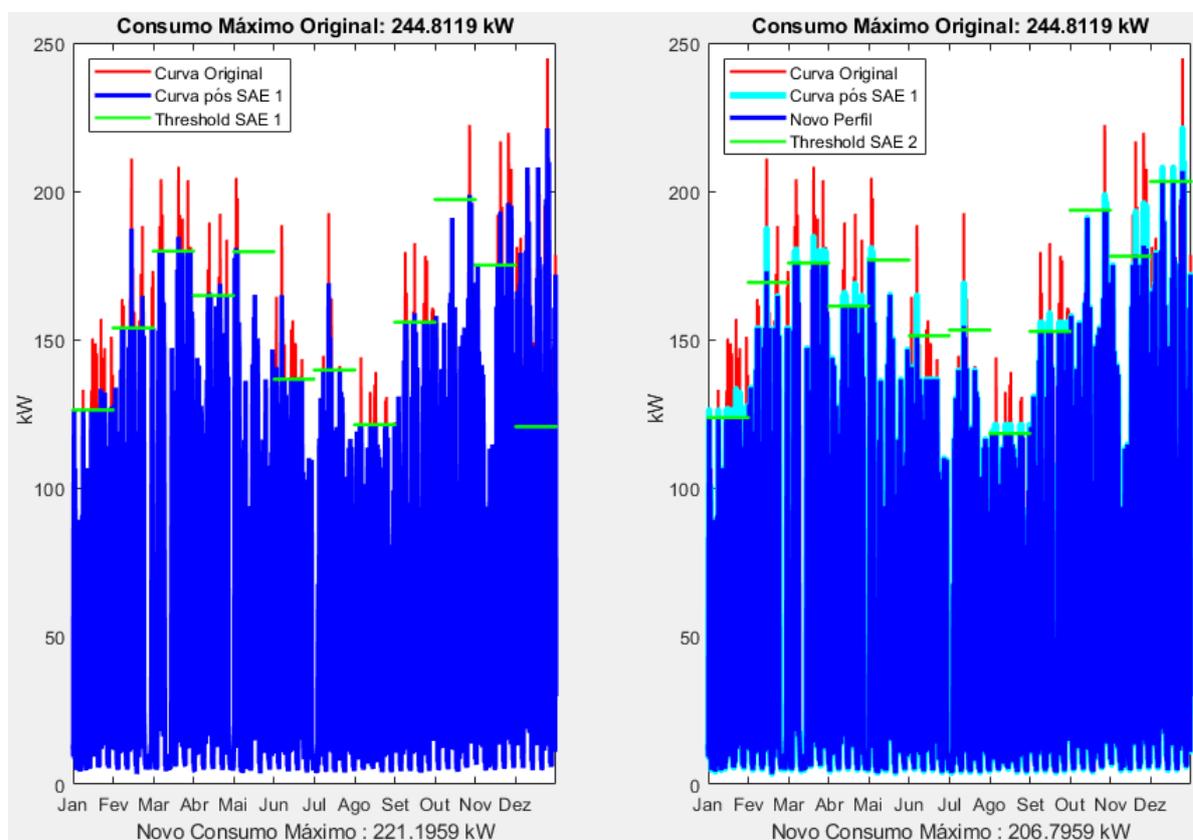


Figura 15 – Resultados simulação - Seção 2.5 - Consumidor 1

Fonte: Próprio autor.

A Figura 16 apresenta os resultados para o consumidor 2. No caso do consumidor 2, o maior retorno financeiro encontrado pelo programa é obtido implementando apenas dois bancos de baterias Fullriver AGM 39,860kWh, sem utilizar os módulos Sirius Energy Super Capacitor 3,55kWh. A Figura 16 apresenta o novo perfil de demanda registrado pela concessionária no ano analisado bem como os *thr* de cada mês que o programa encontrou.

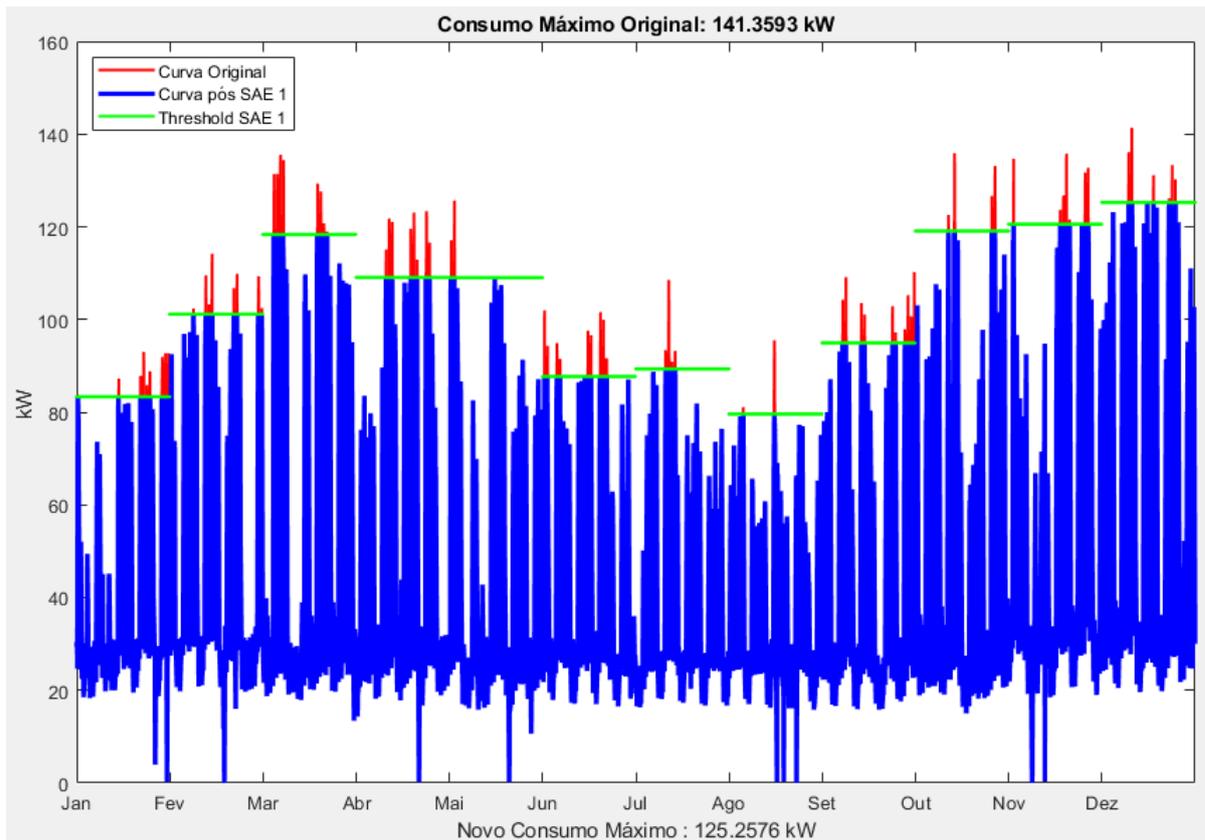


Figura 16 – Resultados simulação - Seção 2.5 - Consumidor 2
Fonte: Próprio autor.

Com base nas Figuras 15 e 16, pode-se constatar que houve uma diminuição na demanda mensal dos dois consumidores em questão. Porém, as quantidades de armazenadores e tecnologias são diferentes para cada caso, mesmo apresentando o mesmo consumo de energia total ao longo do ano analisado. Uma das prováveis explicações para esta diferença se dá pelo fato do consumidor 1 ter maiores picos de demanda ao longo do dia. Uma vez que o supercapacitor possui as taxas de carga e descarga superiores às do banco de baterias estudado em relação à sua energia total, as variações abruptas de consumo são compensadas com mais prontidão pelos supercapacitores.

Vários trabalhos presentes na literatura utilizam diferentes tecnologias de acumulação em seus estudos de implementação e dimensionamento, porém costumam ser utilizados apenas um tipo de tecnologia por análise (MARTINS et al., 2018) (CHUA; LIM; MORRIS, 2016) (OUDALOV; CHERKAOUI; BEGUIN, 2007) (YANG et al., 2013) (SHIRAZI; JADID, 2017) (HUANG et al., 2020) (UDDIN et al., 2018). Os resultados da simulação da presente seção mostram que, dependendo da situação, a combinação de diferentes tipos de tecnologia de armazenamento pode resultar em ganhos financeiros superiores.

Vale ressaltar que estes resultados são específicos para o cenário estudado. A mudança de apenas uma variável pode comprometer todos os resultados da simulação.

2.6 Resultados simulação - Brasil

Como já visto na Seção 1.3.1, existem três modalidades tarifárias pertencentes ao grupo A, sendo a convencional binômica considerada no desenvolvimento do presente trabalho, como abordado na Seção 2.2. Porém, desde 2016 a tarifa convencional binômica deixou de ser utilizada no Brasil, fazendo com que as concessionárias parassem de fornecer esta opção tarifária (MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO, 2015). Portanto, caso os consumidores presentes na Seção 2.5 estivessem localizados no Brasil após este período, não poderiam se enquadrar nesta modalidade tarifária.

A presente seção estuda como seria a aplicação do *Peak Shaving* caso os consumidores da Seção 2.5 estivessem localizados no Brasil e com os valores de tarifação vigentes. A modalidade tarifária escolhida foi a horária verde devido à sua semelhança com a convencional binômica.

Os dados de entrada para a presente simulação são os mesmos encontrados nas Tabelas 5 e 6, com a única diferença sendo as partes referentes à tarifação, que se encontram na Tabela 8, assim como a cotação atual do dólar (ANEEL, 2019b).

Tabela 8 – Entradas para o consumidor brasileiro

	Ponta	Fora de ponta
Preço Demanda [R\$/kW]		25,09
Preço Energia [R\$/kWh]	1,4025	0,3212
Dólar [R\$]		5,44

Fonte: (ANEEL, 2019b).

A partir destes novos valores, a simulação foi realizada novamente, constatando-se que para os valores utilizados, não há vantagem econômica na aquisição de acumuladores para a realização do *Peak Shaving* no Brasil.

Vale ressaltar que estes resultados são um reflexo apenas da situação dos valores de entrada utilizados no programa. A diminuição do dólar, decaimento do preço dos acumuladores e alteração dos custos de tarifação influenciam diretamente no benefício econômico de aplicar tal técnica de gerenciamento de energia. Uma das opções é estudar outras tecnologias de acumulação, outros modelos tarifários e associar o *Peak Shaving* com mais técnicas de gerenciamento de energia para potencializar os ganhos.

2.7 Comentários do capítulo

Neste capítulo, foi apresentada a metodologia de gerenciamento de energia utilizada, bem como o método de tarifação adotado, elucidando como o *Peak Shaving* pode auxiliar o consumidor a diminuir a conta de energia elétrica.

A forma como a simulação opera foi exposta, detalhando suas etapas de funcionamento com o auxílio de ilustrações. Uma metodologia de busca do valor de *Threshold* é proposta, demonstrando a sua necessidade e eficácia através de comparações com métodos alternativos.

Em seguida, foi demonstrado como a simulação criada é utilizada para realizar o dimensionamento simultâneo de acumuladores com diferentes tipos de tecnologias. Obtendo-se por fim, o algoritmo de dimensionamento para consumidores.

Posto isso, o método de dimensionamento foi executado para dois consumidores hipotéticos de mesmo consumo anual e com valores de tarifação estrangeiros. Os dados de entrada do programa foram os mesmos para os dois casos a fim de isolar apenas a variação de demanda diária. Após a execução, as quantidades de acumuladores resultantes foram distintos para cada consumidor, concluindo-se que dependendo do caso, a combinação de diferentes tipos de tecnologias pode vir a resultar em maiores retornos financeiros.

Por fim, foram utilizados valores de tarifação vigentes no Brasil para a realização do dimensionamento com os consumidores sobreditos. Os resultados mostraram que a aquisição dos acumuladores estudados não era economicamente viável para os valores atuais, porém, destaca-se que a alteração da cotação do dólar, diminuição do preço dos SAEs e mudanças na tarifação podem fazer com que este cenário seja diferente no futuro.

O próximo capítulo abordará as consequências da implementação do *Peak Shaving* com a metodologia proposta no presente trabalho em uma rede de distribuição, destacando-se a mudança no perfil de tensão e estabilidade da rede.

3 Impactos na rede de distribuição

Foi abordado no capítulo anterior o dimensionamento, escolha de tecnologia e determinação do ponto de operação dos acumuladores com o intuito de diminuir o valor da conta de energia elétrica, sendo todo o estudo feito para beneficiar exclusivamente o consumidor. Porém, tais mudanças nos perfis de consumo podem afetar a rede elétrica devido à mudança do fluxo de potência. Em trabalhos presentes na literatura, como por exemplo (JIAN; ZHENG; SHAO, 2017) (WANG; WANG, 2013) (UDDIN et al., 2018) (LV et al., 2017) (HOSSAIN et al., 2016) (TELARETTI; DUSONCHET, 2016) afirma-se que o *Peak Shaving*, assim como os acumuladores, podem ser utilizados para aumentar a estabilidade de tensão da rede e realizar serviços ancilares. Entretanto, não mostram resultados reais ou de simulação computacional para corroborar tal afirmação.

Sendo assim, neste capítulo será apresentado um estudo computacional acerca dos impactos da implementação do *Peak Shaving* em uma rede de distribuição de energia elétrica, através de uma avaliação qualitativa da margem de estabilidade estática das curvas P-V de cada barra do sistema.

3.1 Rede de Distribuição utilizada

O sistema de distribuição escolhido foi o IEEE 34 barras, mostrado na Figura 17, por ser um sistema real localizado no estado do Arizona - EUA (IEEE, 1992), e ser comumente utilizado em análises de sistemas de distribuição por vários trabalhos (BHELA; KEKATOS; VEERAMACHANENI, 2017) (KHAN et al., 2017) (ARAUJO; PRADA, 2013). O IEEE 34 barras possui cargas monofásicas, trifásicas equilibradas e desequilibradas. A única modificação para a realização dos testes foi a remoção dos reguladores de tensão e transformadores (OCHOA; PADILHA-FELTRIN; HARRISON, 2006) para que fosse analisada isoladamente a capacidade do *Peak Shaving* de aumentar a estabilidade da rede, assim como diminuir a variação de tensão ao longo do dia.

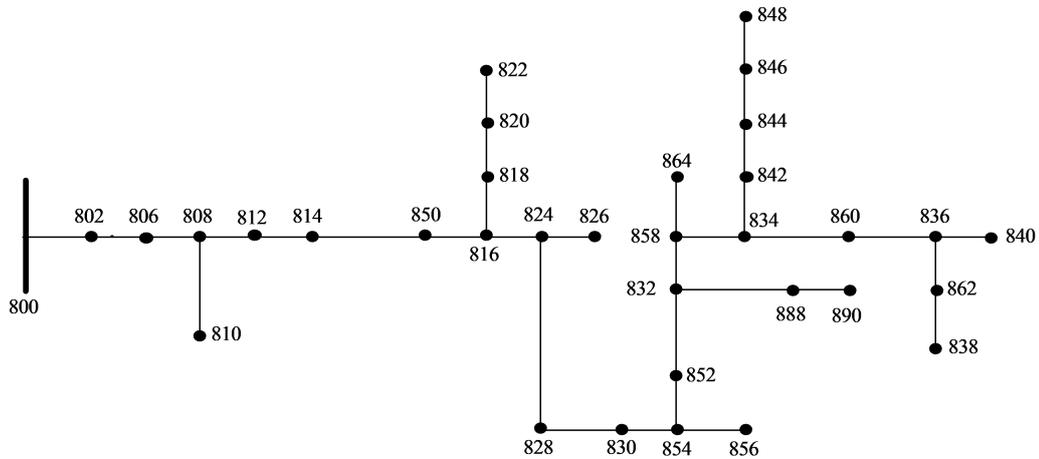


Figura 17 – Rede de distribuição utilizada
 Fonte: Adaptado de (IEEE, 1992).

Existem dois tipos de cargas presentes neste sistema de distribuição: as localizadas e as distribuídas entre as barras. Na Tabela 9 apresentam-se os valores das demandas das cargas localizadas enquanto a Tabela 10 os das distribuídas, ambas retiradas da rede teste IEEE 34 barras (IEEE, 1992).

Tabela 9 – Cargas Localizadas

Barra	Ph-1		Ph-2		Ph-3	
	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
860	20	16	20	16	20	16
840	9	7	9	7	9	7
844	135	105	135	105	135	105
848	20	16	20	16	20	16
890	150	75	150	75	150	75
830	10	5	10	5	25	10

Fonte: (IEEE, 1992).

Tabela 10 – Cargas Distribuídas

Entre Barras		Ph-1		Ph-2		Ph-3	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802	806	0	0	30	15	25	14
808	810	0	0	16	8	0	0
818	820	34	17	0	0	0	0
820	822	135	70	0	0	0	0
816	824	0	0	5	2	0	0
824	826	0	0	40	20	0	0
824	828	0	0	0	0	4	2
828	830	7	3	0	0	0	0
854	856	0	0	4	2	0	0
832	858	7	3	2	1	6	3
858	864	2	1	0	0	0	0
858	834	4	2	15	8	13	7
834	860	16	8	20	10	110	55
860	836	30	15	10	6	42	22
836	840	18	9	22	11	0	0
862	838	0	0	28	14	0	0
842	844	9	5	0	0	0	0
844	846	0	0	25	12	20	11
846	848	0	0	23	11	0	0

Fonte: (IEEE, 1992).

As cargas do modelo teste IEEE 34 barras apresentam valores constantes de potência, não havendo os dados da alteração de consumo ao longo do dia. Como o *Peak Shaving* é uma técnica que visa diminuir os picos de demanda, os dados dessa variação diária são essenciais para a implementação deste. Diante disso, foi assumido que os níveis de demanda de cada consumidor são alterados ao longo do dia. Os valores mostrados nas Tabelas 9 e 10 representam o pico de demanda que as cargas assumem. As variações diárias foram retiradas de três bancos de dados extraídos de consumidores reais. Estes valores foram normalizados, integralizados a cada 15 minutos e separados por dia. Para que as cargas possuíssem perfis de demanda distintos, foram escolhidos dias aleatórios da base de dados para serem associados a cada uma destas. Os dias sorteados são apresentados na Figura 18.

Para exemplificar como a demanda varia ao longo do dia, é apresentado na Figura 19 a carga distribuída entre os nós 858 e 834. Os perfis de kW e kVAr possuem variação proporcional para não alterar o fator de potência na barra.

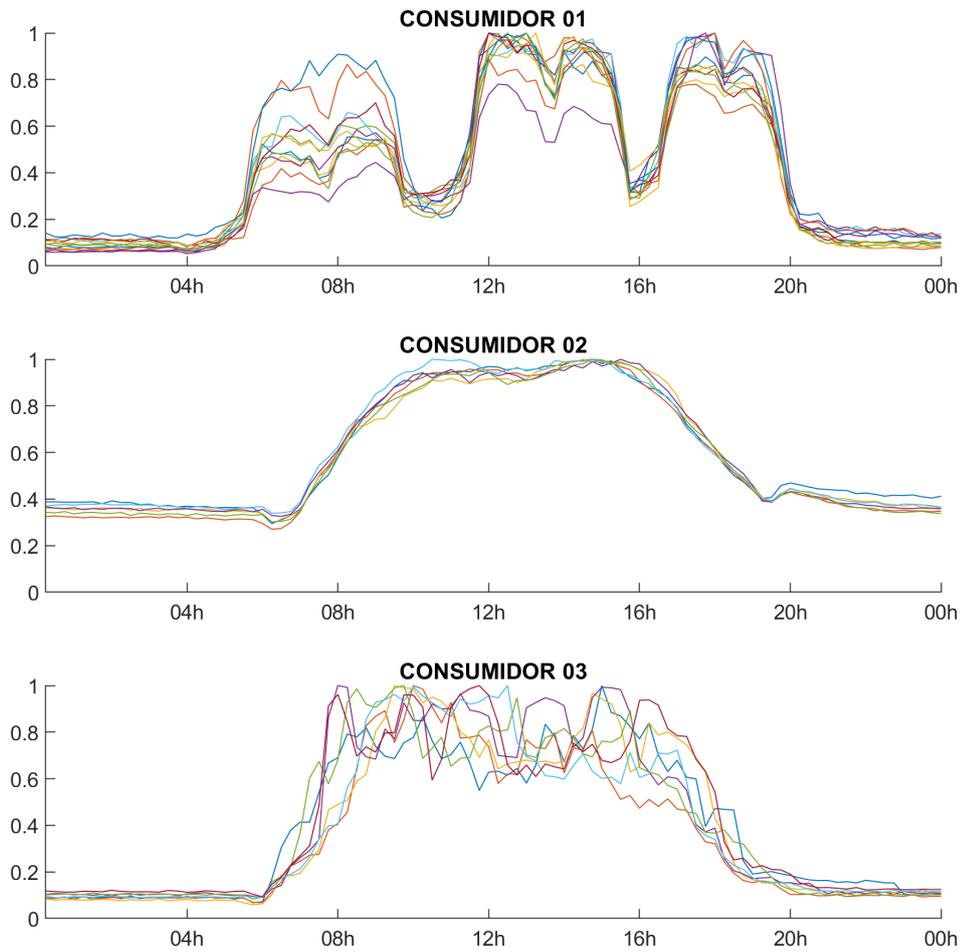


Figura 18 – Perfis de demanda normalizados
Fonte: Próprio autor.

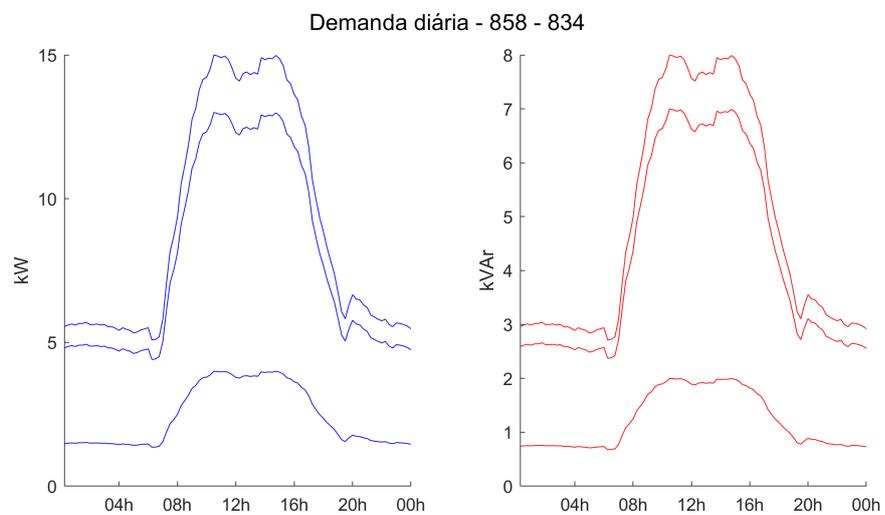


Figura 19 – Exemplo consumo diário - carga distribuída entre 858 e 834
Fonte: Próprio autor.

3.2 Estabilidade de tensão

A estabilidade de tensão pode ser definida como a habilidade da rede de manter níveis aceitáveis de tensão em todas as barras em condições operacionais seguras após ser sujeita a um distúrbio, aumento de demanda ou mudanças nas condições do sistema, sem causar progressiva e incontrolável queda de tensão (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994). O ponto de convergência entre um sistema estável e instável é chamado de ponto de colapso de tensão (SUGANYADEVIA; BABULALB, 2009), onde a potência transferida à carga analisada é máxima. O aumento significativo na demanda da rede faz com que ela opere cada vez mais próxima deste ponto, podendo causar colapsos de tensão e blecautes (SUGANYADEVIA; BABULALB, 2009) (SEWDIEN et al., 2018) (SINGHAL; AJJARAPU, 2017). Vale ressaltar que a instabilidade de tensão é um fenômeno local, porém, suas consequências podem afetar a rede como um todo (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994),

A estimativa da estabilidade de tensão pode ser realizada utilizando índices de estabilidade de tensão (IET). Existem vários IET, como por exemplo: *Índice de Estabilidade de Linha*, *Índice de Estabilidade de Tensão Rápida* e *Índice de Proximidade do Colapso de Tensão* (SUGANYADEVIA; BABULALB, 2009). Todos os índices supracitados têm o objetivo de estabelecer alguma métrica entre o ponto da carga atual e o colapso de tensão, demonstrando o quanto o ponto de colapso é importante para a análise da estabilidade da rede.

É abordado na Seção 3.2.1 o método utilizado para calcular o ponto de colapso de tensão, bem como o índice utilizado neste trabalho para designar a estabilidade da rede.

3.2.1 Curva P-V

A curva Potência-tensão, mais comumente denominada de curva P-V, relaciona o valor da tensão e a potência consumida na barra de interesse (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994). Pode servir para auxiliar na análise da estabilidade de tensão da rede, sendo amplamente utilizada tanto na indústria quanto em estudos científicos para tal finalidade (SEWDIEN et al., 2018) (PARIHAR et al., 2017). O ponto de colapso de tensão, a partir do qual o sistema se torna instável, é evidenciado em tal curva. Para fins ilustrativos, é demonstrado na Figura 20 um exemplo de uma curva P-V típica.

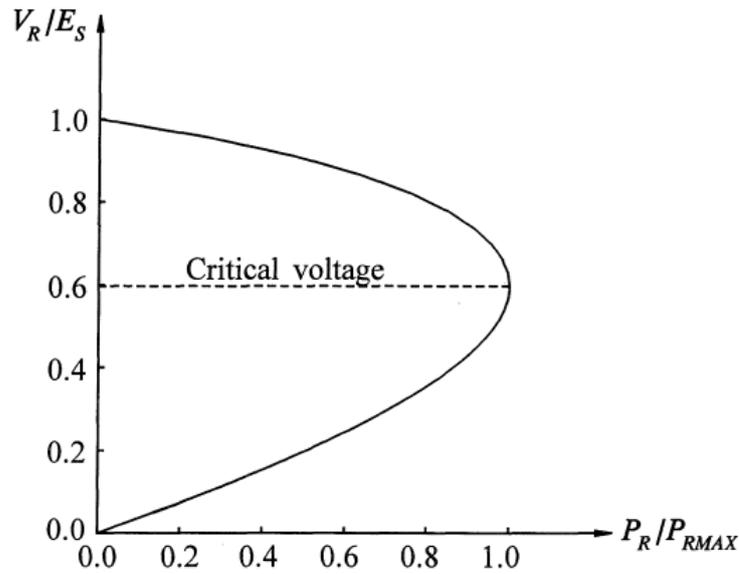


Figura 20 – Exemplo: Curva P-V típica
 Fonte: (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994)

O ponto de colapso é atingido quando a potência fornecida (P_R) alcança o valor de P_{RMAX} . A diferença entre os valores de P_R e P_{RMAX} é denominada *margem de carga* (SINDER; ASSIS; TARANTO, 2019).

A curva P-V é afetada por alterações na rede como perturbações, variação de carga ao longo da linha e do fator de potência. Estas mudanças fazem com que o formato da curva seja alterado e por conseguinte a estabilidade do sistema e o valor da margem de carga. É apresentado na Figura 21 as curvas P-V para vários fatores de potência diferentes, a fim de demonstrar como o formato da curva é influenciado pela mudança desta grandeza.

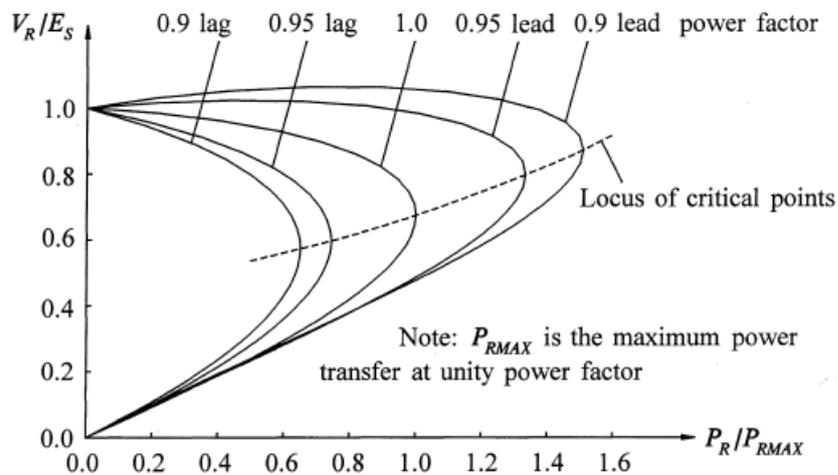


Figura 21 – Exemplo: Curva P-V alterando FP
 Fonte: (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994)

Existem vários fatores que fazem com que a rede chegue ao ponto de colapso de tensão, sendo um deles o aumento da demanda na rede (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994)

(MODARRESI; GHOLIPOUR; KHODABAKHSHIAN, 2016). Assim, o *Peak Shaving* se torna uma opção viável para auxiliar a contornar este problema, uma vez que o objetivo deste é reduzir o nível de demanda em horários de pico.

Neste trabalho, o índice utilizado para calcular a estabilidade da rede é a margem de carga, presente em algumas referências na literatura (ARAUJO; PRADA, 2013) (MODARRESI; GHOLIPOUR; KHODABAKHSHIAN, 2016) (SINDER; ASSIS; TARANTO, 2019). Como já visto, a estimativa do ponto de colapso de tensão é fundamental para calcular este índice. A forma como este ponto é estimado com o auxílio da curva P-V é abordada na Seção 3.2.1.1.

3.2.1.1 Estimativa da curva P-V

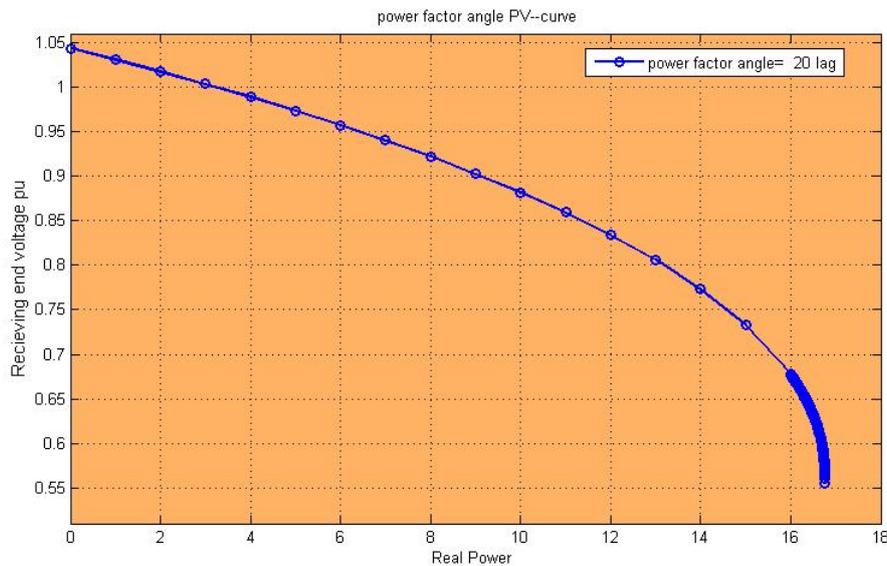
A fim de traçar a curva P-V e deste modo, encontrar o ponto de colapso de tensão, utilizou-se o software MATLAB - Simulink, onde é resolvido o fluxo de potência da rede.

Incrementos sucessivos são realizados na potência ativa e reativa do nó analisado, enquanto as tensões e correntes são monitoradas, e a partir dos valores registrados, a curva P-V pode ser gerada (SINDER; ASSIS; TARANTO, 2019) (PARIHAR et al., 2017), lembrando que este incremento possui o mesmo valor para a potência ativa e reativa, a fim de manter o fator de potência da carga (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994)(PARIHAR et al., 2017). Caso o valor do incremento de potência (ou "passo") seja fixo, podem surgir certos problemas de convergência. Um exemplo é o passo ser muito grande, fazendo com que a resposta pule o ponto de colapso de tensão e dê um resultado diferente do real, tanto para a tensão quanto para a margem de carga. Em contrapartida, se o incremento for suficientemente pequeno para aumentar a precisão da curva P-V, aumenta-se significativamente o tempo computacional para obter a solução (PARIHAR et al., 2017).

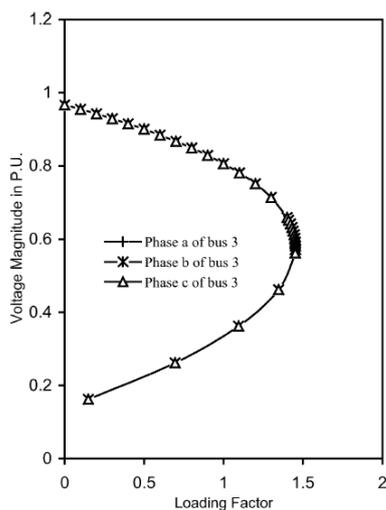
Uma das formas para diminuir o tempo computacional e aumentar a precisão em torno do ponto de colapso de tensão é fazer com que estes incrementos sejam variáveis. Em (PARIHAR et al., 2017), este valor é diminuído caso a resposta ultrapasse um limite preestabelecido de proximidade com o ponto de convergência. Para estabelecer esta proximidade, é utilizada a determinante da Jacobiana do fluxo de potência, uma vez que a magnitude deste valor decresce à zero no ponto de colapso de tensão (PARIHAR et al., 2017) (MODARRESI; GHOLIPOUR; KHODABAKHSHIAN, 2016) (SOUZA et al., 2011). Em (ZHANG; JU; HANDSCHIN, 2005), existem três etapas para calcular o passo: a primeira consiste em aumentar este valor progressivamente até que a jacobiana seja menor que zero. A partir disso, os passos são corrigidos a cada iteração, diminuindo de acordo com a proximidade com o ponto de convergência, até atingir a tolerância aceitável; e por fim, um passo largo é utilizado para calcular os pontos instáveis da curva P-V.

O atual trabalho combinou as duas técnicas supracitadas para criar uma terceira

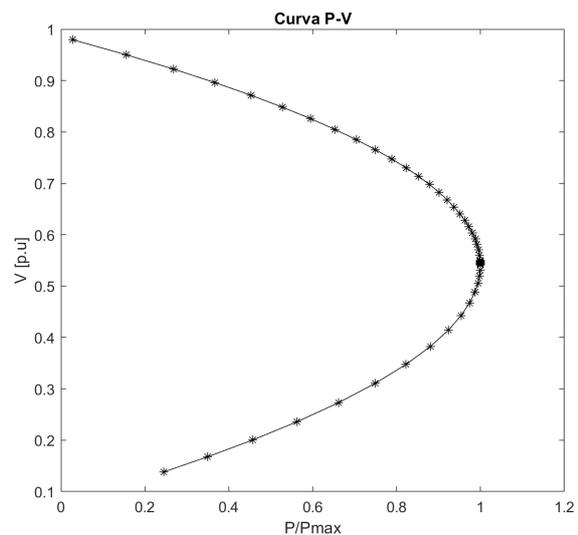
forma de calcular o ponto de colapso de tensão. Existem duas etapas neste processo: A primeira etapa é semelhante ao método realizado em (PARIHAR et al., 2017), com a diferença que ao invés de diminuir o passo apenas uma vez, uma série de diminuições são realizadas, fazendo com que a precisão aumente em torno do ponto de colapso sem aumentar significativamente o esforço computacional. Para estabelecer os pontos onde a tensão é instável foram realizados incrementos em passos largos, como realizado em (ZHANG; JU; HANDSCHIN, 2005). Os resultados de cada método são demonstrados na Figura 22.



(a)



(b)



(c)

Figura 22 – Métodos de traçar as curvas P-V - (a) - Método da Fonte (PARIHAR et al., 2017); (b) - Método da Fonte (ZHANG; JU; HANDSCHIN, 2005) - (c) - Método proposto.

3.3 *Peak Shaving* - rede de distribuição

A realização do *Peak Shaving* com a metodologia proposta no capítulo 2 é dependente de várias características do consumidor, dentre elas destacam-se o perfil de demanda diário, tendência de consumo sazonal, investimento limite e aspectos dos acumuladores estudados. Estas características são fundamentais para que o programa encontre a quantidade de acumuladores a ser adquirida e retorne o novo perfil de demanda do consumidor analisado.

A fim de não elevar o número de suposições feitas a cada consumidor, foi assumido um número total de acumuladores a serem distribuídos aos consumidores da rede para a realização do *Peak Shaving*. Vale ressaltar que neste capítulo, apenas uma tecnologia de acumulação é considerada, com o intuito de minimizar a complexidade do problema.

A distribuição é feita com auxílio de algoritmo genético para encontrar a quantidade de acumuladores a serem destinados a cada consumidor. O detalhamento de como foi feito o processo de distribuição se encontra na Seção 3.3.1.

3.3.1 Distribuição de acumuladores

Um dos objetivos do atual capítulo é analisar o aumento da margem de carga do nó mais crítico com a presença de *Peak Shaving* ao longo da rede de distribuição. O quanto cada perfil de demanda será alterado depende da quantidade de acumuladores utilizados pelo consumidor.

De acordo como os acumuladores são alocados na rede, altera-se o fluxo de potência de forma distinta. Portanto, é de suma importância fazer com que essa disposição esteja alinhada com o objetivo do capítulo sobredito, uma vez que existe uma única solução, entre todas as possíveis, que retorna a maior margem de carga do nó analisado.

A quantidade de distribuições possíveis é relativa à quantidade total de acumuladores disponíveis, bem como o número de consumidores. Para determinar a quantidade de distribuições possíveis, basta realizar o cálculo do conjunto de combinações fracas, como demonstra a Equação 3.1 (PAGE, 2013).

$$Total_{comb} = \sum_{n=1}^s \binom{n+s-1}{n-1} = \frac{(n+s-1)!}{(n-1)! \cdot s!} \quad (3.1)$$

Onde $Total_{comb}$ representa a quantidade total de distribuições possíveis; n , o número de cargas existentes na rede e s , o número total de acumuladores disponíveis.

Dependendo da quantidade total de acumuladores disponíveis para a rede analisada, $Total_{comb}$ se torna muito elevado, fazendo com que a varredura de todas as distribuições possíveis se torne impraticável. Portanto, é proposta a utilização de algoritmo genético

para encontrar a solução de forma otimizada, evitando ter que analisar todas as possíveis distribuições.

O caso estudado é mostrado na Seção 3.3.1.1, onde são apresentados os dados utilizados, as restrições impostas ao algoritmo genético para diminuir o tempo de convergência, o motivo destas restrições e o resultado.

3.3.1.1 Restrições e resultados da distribuição de acumuladores

Tendo como objetivo aumentar a margem de carga do nó mais crítico, primeiramente, deve-se analisar cada nó presente na rede a fim de estabelecer qual possui a menor distância do ponto de instabilidade. Para realizar essa avaliação, foram geradas as curvas P-V de cada consumidor, constatando-se que a menor margem de carga se encontra no nó 844. São apresentadas algumas curvas P-V e suas respectivas margens de carga na Figura 23.

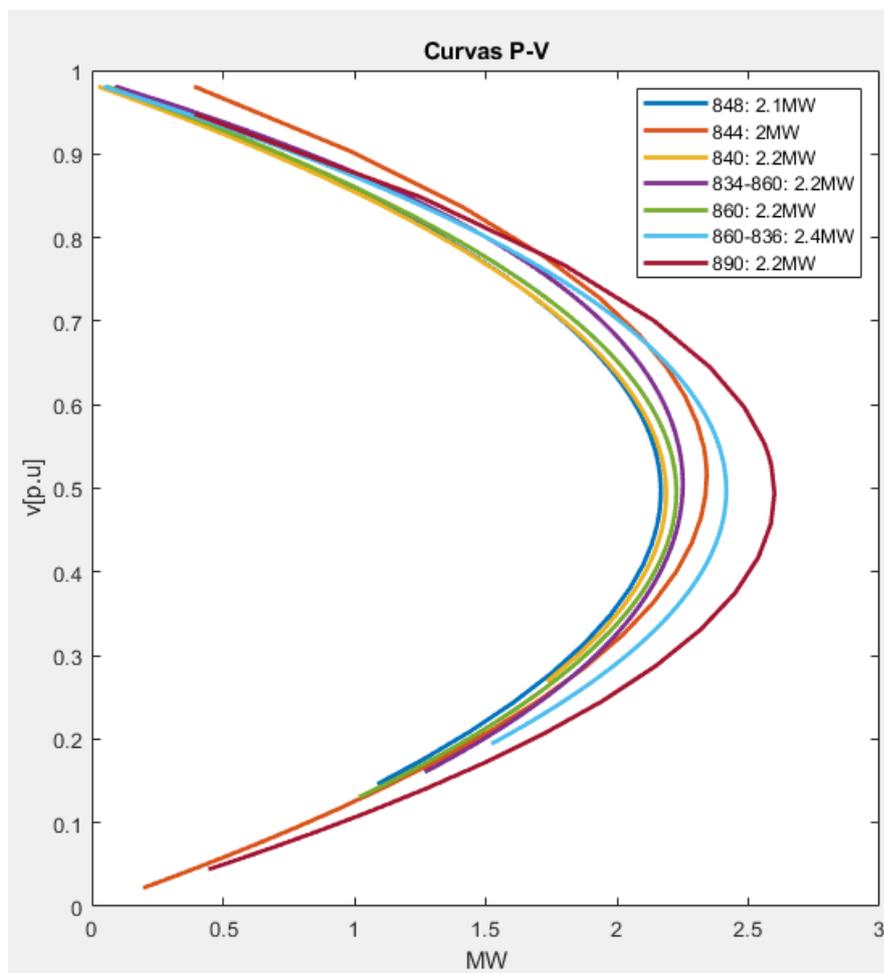


Figura 23 – Exemplo: Curvas P-V da rede de distribuição
Fonte: Próprio autor.

A tecnologia de acumulação utilizada é o banco de baterias Fullriver AGM 39,860kWh. Como a análise atual avalia a utilização das baterias disponíveis pela concessionária, o limite de investimento individual por consumidor foi desconsiderado.

Para estabelecer a quantidade total de acumuladores disponíveis, a simulação presente na Seção 2.5 foi refeita sem o limite de investimento. Assim, foi utilizada a mesma proporção entre consumo de energia total diário e quantidade de baterias. Os resultados são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Quantidade de acumuladores por kWh diário

	kWh diário	Quantidade de baterias
Consumidor 01 Capítulo 02	1060	5
Rede de distribuição	17858	85

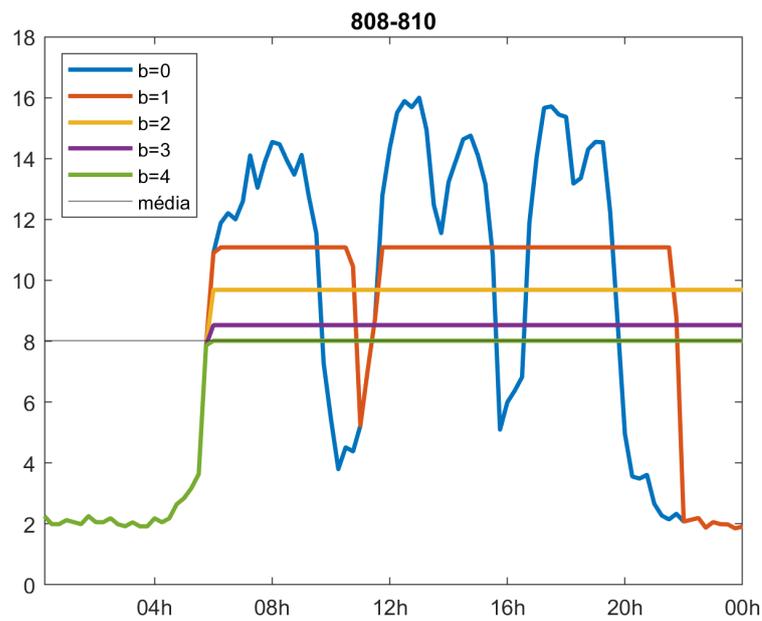
Fonte: Próprio autor.

Existem vinte e cinco pontos com cargas locais e distribuídas na rede IEEE 34 do presente trabalho, apresentados nas Tabelas 9 e 10. A partir do número de consumidores e quantidade de baterias disponíveis, pode-se calcular o número de possíveis distribuições de baterias utilizando a Equação 3.1.

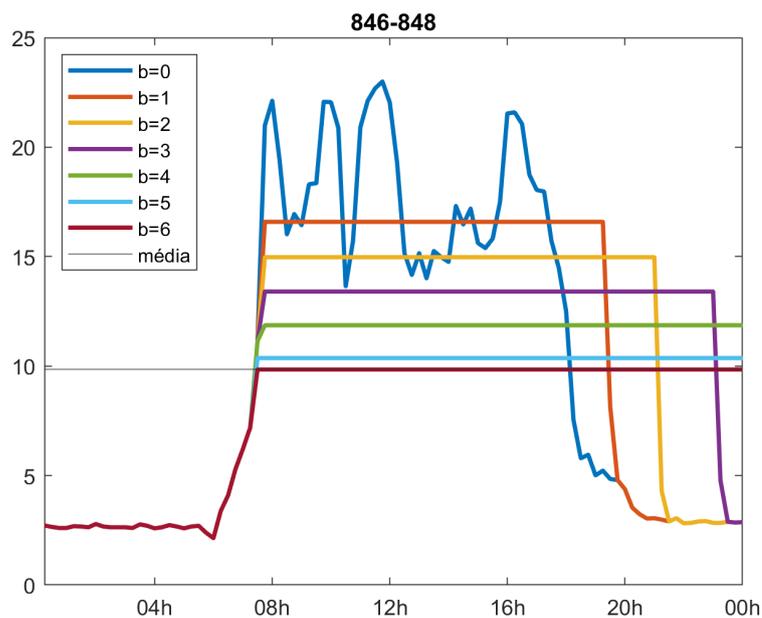
$$Total_{comb} = \frac{(25 + 85 - 1)!}{(25 - 1)! \cdot 85!} = \mathbf{8,2607e+23}$$

Dada a quantidade de combinações possíveis, algumas restrições foram feitas ao algoritmo genético para diminuir o tempo de convergência e reduzir o espaço de busca. Uma das restrições está ligada à máxima quantidade de baterias que cada consumidor pode adquirir sem que haja sobredimensionamento.

A alteração do perfil de consumo nas cargas distribuídas entre as barras 808 e 810 e entre 846 e 848 são apresentadas na Figura 24, onde cada cor representa o novo perfil de consumo para quantidades diferentes de acumuladores.



(a)



(b)

Figura 24 – Exemplo sobredimensionamento acumuladores- (a) - Barra 808-810 ; (b) - Barra 846-848

Fonte: Próprio autor.

Como pode ser observado na Figura 24-(a), a partir de 4 baterias, o máximo valor registrado é a média de demanda, o que caracteriza uma distribuição uniforme. Ou seja, a partir desta quantidade, a adição de novas baterias não altera o perfil de consumo deste cliente. O mesmo acontece no exemplo da Figura 24-(b), porém, com 6 acumuladores. Isso demonstra que cada consumidor possui um número diferente de acumuladores a serem

alocados sem que haja o sobredimensionamento. Portanto, não há necessidade de avaliar a implementação de quantidades maiores do que estes limites, diminuindo assim, $Total_{comb}$. Os valores destes limites são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Limites de acumuladores por barra

Barra	Limite	
860	11	
840	6	
844	69	
848	12	
890	81	
830	8	
802	806	10
808	810	4
818	820	6
820	822	24
816	824	1
824	826	7
824	828	1
828	830	1
854	856	1
832	858	3
858	864	1
858	834	6
834	860	29
860	836	16
836	840	9
862	838	7
842	844	2
844	846	10
846	848	6

Fonte: Próprio autor.

Com o auxílio destes dados, o algoritmo genético foi executado com a finalidade de encontrar a distribuição de baterias que retornasse a maior margem de carga do nó 844.

Vale ressaltar que o algoritmo genético não garante o mínimo global. Para contornar tal problema e aproximar o resultado deste ponto, foram utilizadas as estratégias de reiniciar múltiplas vezes e alterar a população inicial por valores aleatórios com a finalidade de modificar as condições iniciais, sempre respeitando as restrições presentes na Tabela 12 (KRAMER, 2017).

Após a execução do programa, os seguintes valores foram obtidos:

Tabela 13 – Quantidade acumuladores por barra

Barra		Quantidade
860		6
840		2
844		40
848		5
890		25
830		2
802	806	0
808	810	0
818	820	0
820	822	0
816	824	0
824	826	0
824	828	0
828	830	0
854	856	0
832	858	0
858	864	0
858	834	0
834	860	0
860	836	0
836	840	0
862	838	0
842	844	0
844	846	4
846	848	1

Fonte: Próprio autor.

Serão abordadas na seguinte seção as alterações causadas nos índices de estabilidade, curva P-V e perfil de tensão em várias barras após a distribuição das baterias conforme a Tabela 13.

3.4 Resultados - Rede de distribuição

Após os acumuladores serem alocados às suas respectivas barras, o perfil diário de consumo total da rede é alterado, uma vez que as demandas são alteradas nos pontos onde há acumuladores realizando *Peak Shaving*. A fim de ilustrar o quanto é alterado, é apresentado na Figura 25 o perfil de consumo total original e após ser realizado o gerenciamento de energia.

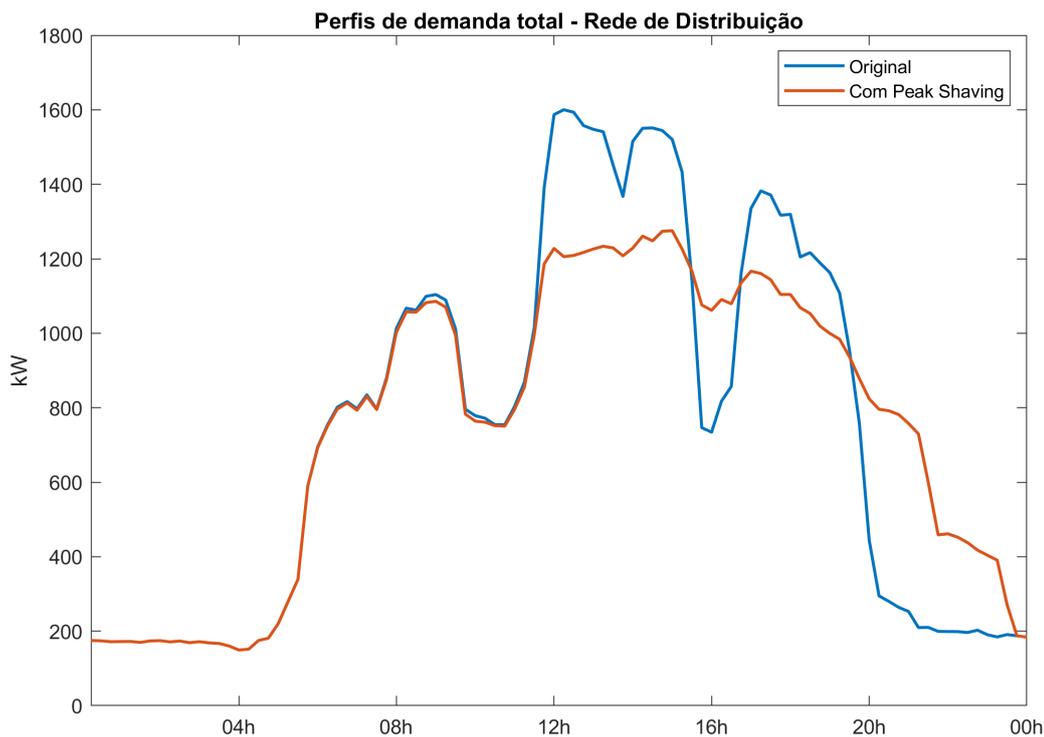


Figura 25 – Perfis de demanda total com e sem *Peak Shaving*
Fonte: Próprio autor.

Pode ser observado que a demanda nesta rede de distribuição varia de acordo com o horário do dia. Portanto, vale ressaltar que as curvas P-V avaliadas na Seção 3.4.1 foram criadas no momento de maior demanda diária, que nesta rede se encontra próximo de 12:30.

3.4.1 Curvas P-V e Margens de carga

As curvas P-V da barra 844 são apresentadas na Figura 26 com e sem a presença de *Peak Shaving* ao longo da rede de distribuição, para que se possa avaliar o quanto foi acrescido em sua margem de carga. Para auxiliar na visualização, os pontos P_R e P_{RMAX} de cada curva P-V são destacados em vermelho.

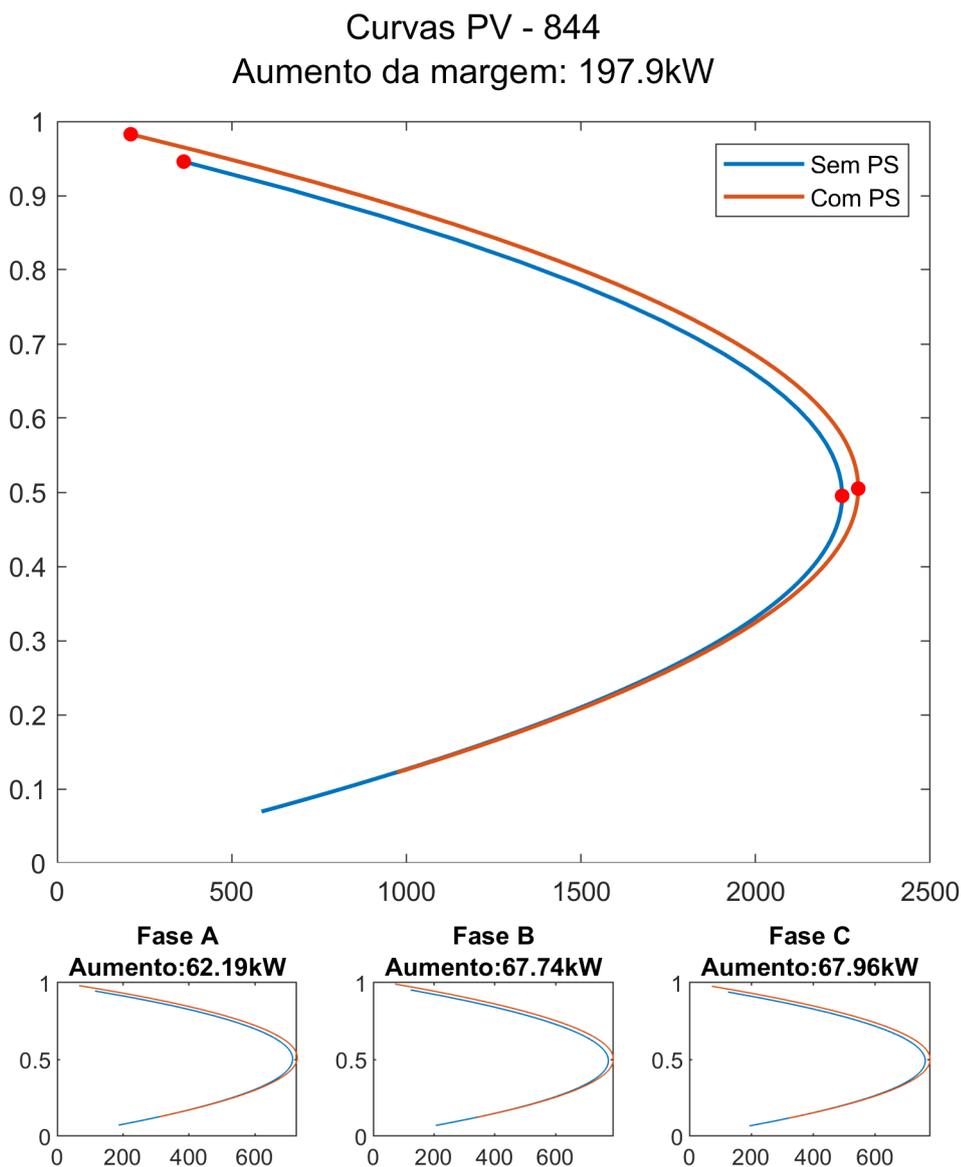


Figura 26 – Perfis de demanda total com e sem *Peak Shaving*
Fonte: Próprio autor.

Pode-se observar que houve uma ampliação na margem de carga de cada fase após as baterias serem distribuídas ao longo da rede, aumentando assim, o índice de estabilidade utilizado no presente trabalho e tornando a rede mais estável no ponto e horário avaliado. Vale ressaltar que os resultados foram obtidos sem alterar o fator de potência da carga quando aplicado o *Peak Shaving*, uma vez que isso alteraria a visualização da real contribuição do *Peak Shaving* na estabilidade estática de tensão.

Os índices de estabilidade de outras barras também são modificados. A fim de demonstrar isso, são apresentadas as curvas P-V e aumento da margem de carga de mais 4 barras na Figura 27.

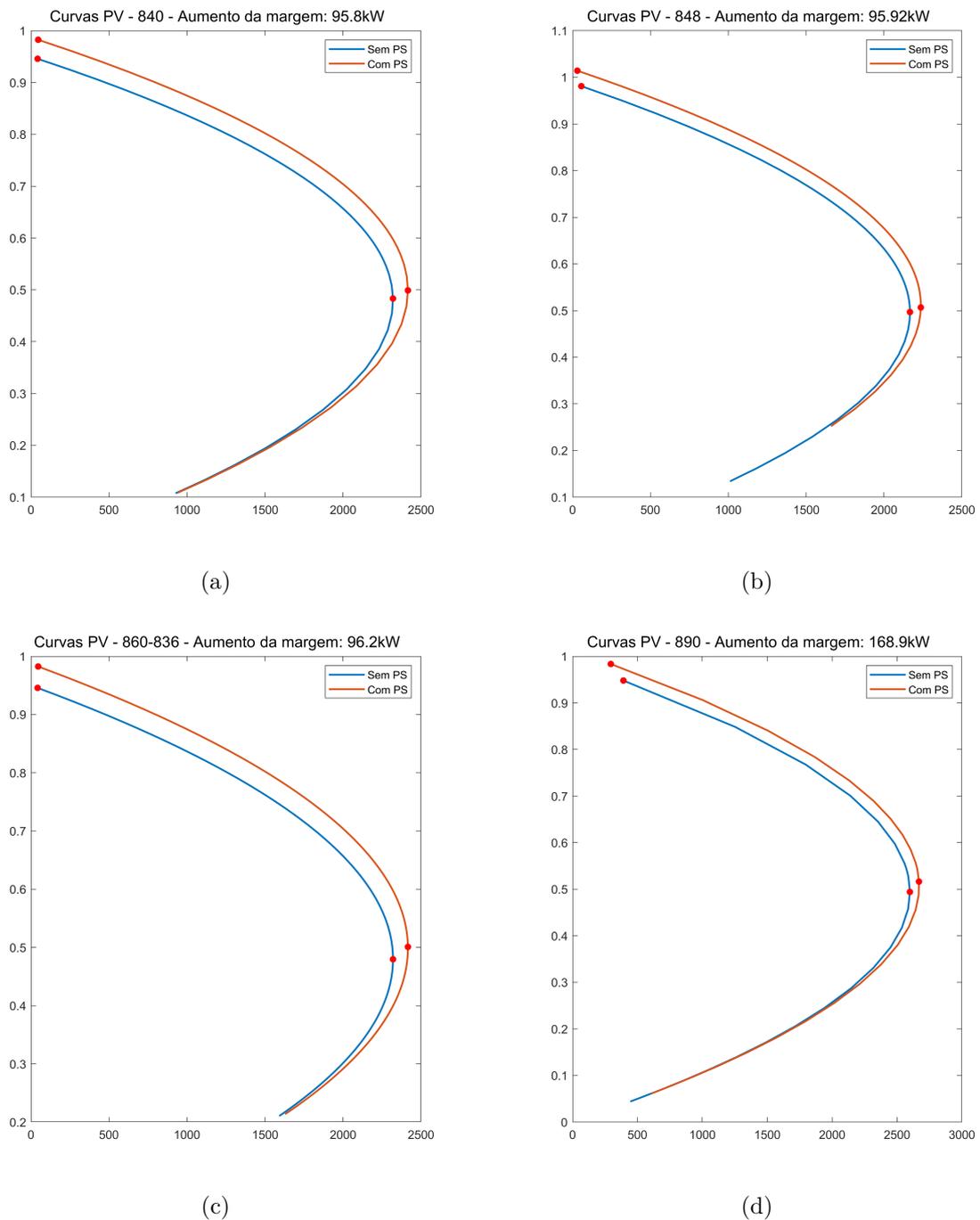


Figura 27 – Curvas P-V e seus aumentos - (a) - 840 : 95,8kW; (b) - 848 : 95,92kW; - (c) - 860-836 : 96,2kW; (d) - 890 : 168,9kW

Fonte: Próprio autor.

Destaca-se a Figura 27 - (c), onde são apresentadas as curvas P-V da carga distribuída entre as barras 860 e 836, uma vez que segundo a Tabela 13, não houve alocação de acumuladores para este consumidor e mesmo assim, houve um aumento em sua margem de carga. Isso demonstra como a utilização de *Peak Shaving* pode beneficiar não somente o cliente que o utiliza, mas também os demais consumidores da rede de distribuição.

3.4.2 Perfis de tensão

A alteração do perfil de demanda também altera as tensões nas barras ao longo do dia, uma vez que a queda de tensão tem uma relação direta com o nível de demanda para o mesmo fator de potência. Os perfis de tensão diários de cada fase da barra 844 são apresentados na Figura 28.

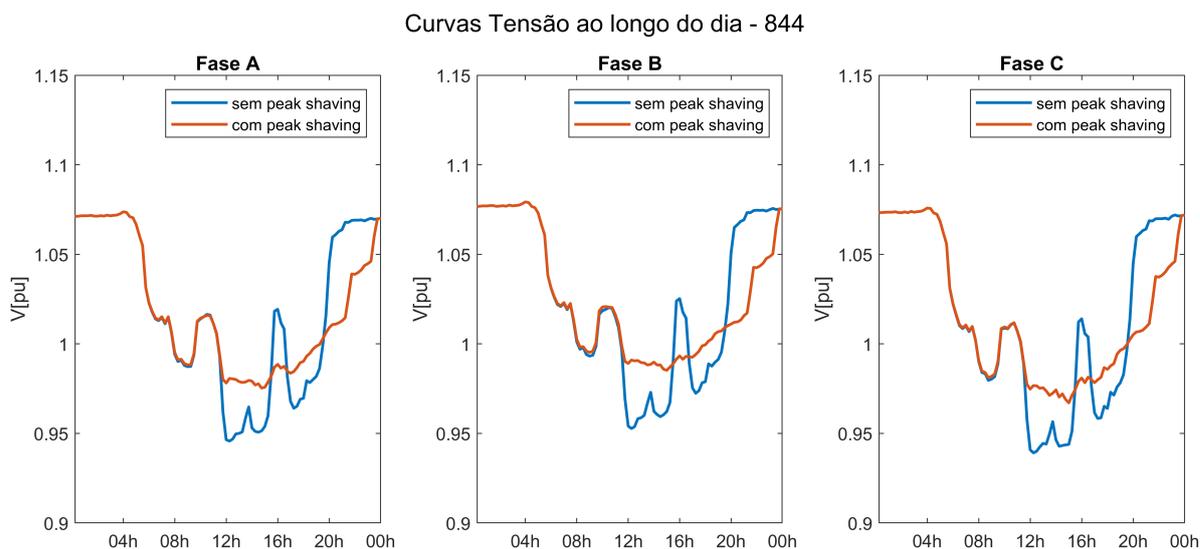


Figura 28 – Perfis de tensão diário com e sem *Peak Shaving* - 844
Fonte: Próprio autor.

Pode-se observar que houve uma diminuição na variação de tensão diária. A Tabela 14 apresenta os níveis de tensão registrados no momento de maior demanda para evidenciar a diminuição da queda de tensão.

Tabela 14 – Tensão barra 844 - Momento de maior demanda

Barra 844		
	V[p.u.] - Sem <i>Peak Shaving</i>	V[p.u.] - Com <i>Peak Shaving</i>
Fase A	0,95	0,98
Fase B	0,95	0,99
Fase C	0,94	0,98

Fonte: Próprio autor.

Porém, vale ressaltar que o *Peak Shaving* aplicado no presente trabalho distribui a demanda ao longo do dia através de acumuladores. Assim, os picos de demanda são atenuados, porém existem horários onde a demanda se torna superior à original, situação já prevista no capítulo 2. Portanto, há de se esperar que durante estes períodos a queda de tensão da barra analisada possa ser superior à original. Um exemplo desta situação pode ser encontrado na Figura 28, aproximadamente às 16:00h.

3.5 Comentários do capítulo

Este capítulo apresenta um estudo acerca dos impactos na estabilidade de tensão em uma rede de distribuição com diversos consumidores realizando *Peak Shaving*.

Foi apresentada a rede de distribuição utilizada como base do desenvolvimento deste capítulo, bem como a forma que os perfis de demanda foram assumidos para cada consumidor.

Uma breve explicação do conceito de estabilidade de tensão foi feita e é apresentado em seguida como a curva P-V pode ser utilizada para calcular o índice de estabilidade considerado no atual trabalho. Logo, são expostas duas formas de estimar a curva P-V presentes na literatura, criando-se uma terceira através de uma hibridização destas.

Para a realização do *Peak Shaving* ao longo da rede de distribuição, uma quantidade total de baterias foi dividida entre os consumidores com a finalidade de aumentar a margem de carga do nó mais crítico. Detalhes de como esta divisão é realizada foram apresentados.

A partir da repartição dos acumuladores, as margens de carga foram comparadas antes e depois da presença do gerenciamento de energia na rede de distribuição. Com isso, observou-se que houve aumentos na margem em diversos locais, incluindo onde não possuíam acumuladores, demonstrando a eficácia do *Peak Shaving* em beneficiar não somente os consumidores que a utilizam pela diminuição da demanda, mas a rede como um todo.

Por fim, são apresentados os perfis de tensão diários do nó mais crítico, mostrando que além do aumento da margem de carga, o gerenciamento de energia pode diminuir a variação de tensão ao longo do dia.

4 Conclusão

Os resultados obtidos no trabalho, tanto para o consumidor individual quanto do ponto de vista do alimentador, mostra que o *Peak Shaving* pode ser uma alternativa benéfica na resolução ou minimização de alguns problemas enfrentados por ambos. Para uma unidade consumidora, a inserção de acumuladores de energia em sua planta a fim de amenizar o consumo visto pela rede nos horários de maior demanda, resulta em um considerável ganho econômico. Entretanto, a determinação da capacidade energética do sistema acumulador a ser utilizado definirá a relação custo x benefício.

Mostrou-se neste trabalho que o dimensionamento otimizado do sistema acumulador de energia deve levar em consideração a tecnologia deste, o perfil de demanda da unidade consumidora e o método de tarifação vigente. Foi usada uma ferramenta bastante conhecida e confiável para problemas de otimização, o algoritmo genético. Nesta primeira etapa da pesquisa, foram feitas algumas simplificações e a metodologia proposta pode e deve ser melhorada. A inserção de informações como: estado de saúde do acumulador, temperatura de operação, eficiência dos conversores e custos de manutenção certamente possibilitarão uma melhoria da "eficiência" na busca do valor ótimo de capacidade energética do sistema de acumulação.

Quanto aos resultados da aplicação de *Peak Shaving* em uma rede de distribuição, no caso deste trabalho o sistema IEEE 34 barras, constatou-se um aumento nas margens de carga em diversas barras durante o momento de maior demanda diária, o que é traduzido em uma melhora da estabilidade estática de tensão. Para analisar este cenário, foi decidido manter o fator de potência constante em todas as barras.

Entretanto os conversores eletrônicos de potência, favorecem o controle tanto da potência ativa quanto da potência reativa injetada/drenada no ponto de conexão aonde estes estão ligados. Destarte, a alteração do fator de potência dentro da metodologia apresentada, indubitavelmente acarretará em cenários interessantes para serem investigados. Assim, sugere-se como propostas de trabalhos futuros:

- Avaliar a combinação de diferentes tecnologias de acumulação, como baterias de fluxo, lítio e sal fundido;
- Estudo acerca da combinação de técnicas de gerenciamento de energia frente à diferentes modalidades tarifárias;
- Utilizar variáveis para melhorar a precisão da simulação dos acumuladores, como SoH, temperatura de operação e custos de O&M;

- Estudo de *Peak Shaving* utilizando previsão de demanda, retirando a necessidade do conhecimento do perfil de carga;
- Analisar a eficácia do uso de outras ferramentas de otimização para o dimensionamento e distribuição de acumuladores;
- Estudo de topologias de conversores para serem utilizados em *Peak Shaving*;
- Estudo sobre a alteração da margem de carga em outras redes de distribuição, como IEEE 13 e 123 barras;
- Considerar o modelo ZIP para as cargas do sistemas de distribuição;
- Propor a solução do problema para o qual os consumidores determinam os locais de alocação dos acumuladores com a aplicação do *Peak Shaving*.

Referências

- ANEEL. *Resolução Normativa nº 414/2010 - Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica*. 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 12 fev. 2020. Citado 3 vezes nas páginas 19, 21 e 22.
- ANEEL. *Bandeiras Tarifárias*. 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 12 fev. 2020. Citado na página 20.
- ANEEL. *Tarifas EDP São Paulo - Grupo A*. 2019. Disponível em: <[https://www.edp.com.br/distribuicao-es/saiba-mais/informativos/tarifas-aplicadas-a-clientes-atendidos-em-alta-e-media-tensao-\(grupo-a\)](https://www.edp.com.br/distribuicao-es/saiba-mais/informativos/tarifas-aplicadas-a-clientes-atendidos-em-alta-e-media-tensao-(grupo-a))>. Acesso em: 12 fev. 2020. Citado na página 45.
- ANEEL. *Tarifas EDP São Paulo - Grupo B*. 2019. Disponível em: <<https://www.edp.com.br/distribuicao-sp/saiba-mais/informativos/tabela-de-fornecimento-baixa-tensao>>. Acesso em: 12 fev. 2020. Citado na página 21.
- ARAUJO, F.; PRADA, R. Distributed generation: Voltage stability analysis. In: *IEEE. 2013 IEEE Grenoble Conference*. [S.l.], 2013. p. 1–4. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 53.
- BHELA, S.; KEKATOS, V.; VEERAMACHANENI, S. Enhancing observability in distribution grids using smart meter data. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 6, p. 5953–5961, 2017. Citado na página 47.
- CHUA, K. H.; LIM, Y. S.; CHEW, J. X. Economic assessment of standby diesel generator for peak reduction in commercial and industrial buildings: A case study in malaysia. *Journal of Electronic Science and Technology*, v. 15, n. 4, p. 400–406, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 15.
- CHUA, K. H.; LIM, Y. S.; MORRIS, S. Energy storage system for peak shaving. *International Journal of Energy Sector Management*, Emerald Group Publishing Limited, 2016. Citado 5 vezes nas páginas 14, 33, 34, 37 e 44.
- DABBAGH, M. et al. Shaving data center power demand peaks through energy storage and workload shifting control. *IEEE Transactions on Cloud Computing*, IEEE, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 15, 20 e 42.
- EIA, U. Annual energy outlook 2019: with projections to 2050. United States Energy Information Administration, 2019. Citado na página 22.
- GERARDS, M. E.; HURINK, J. L. Robust peak-shaving for a neighborhood with electric vehicles. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 9, n. 8, p. 594, 2016. Citado na página 20.
- HOGAN, W. W. Time-of-use rates and real-time prices. *John F. Kennedy School of Government, Harvard University*, 2014. Citado na página 19.
- HOSSAIN, E. et al. Design a novel controller for stability analysis of microgrid by managing controllable load using load shaving and load shifting techniques; and optimizing

cost analysis for energy storage system. *International Journal of Renewable Energy Research*, v. 6, n. 3, p. 772–786, 2016. Citado na página 47.

HUANG, X. et al. Power management in co-phase traction power supply system with super capacitor energy storage for electrified railways. *Railway Engineering Science*, Springer, p. 1–12, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 44.

IEEE. *IEEE 34 Node Test Feeder*. 1992. Disponível em: <<https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 12 fev. 2020. Citado 3 vezes nas páginas 47, 48 e 49.

JIAN, L.; ZHENG, Y.; SHAO, Z. High efficient valley-filling strategy for centralized coordinated charging of large-scale electric vehicles. *Applied Energy*, Elsevier, v. 186, p. 46–55, 2017. Citado na página 47.

KALKHAMBKAR, V.; KUMAR, R.; BHAKAR, R. Energy loss minimization through peak shaving using energy storage. *Perspectives in Science*, Elsevier, v. 8, p. 162–165, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 33, 34 e 37.

KHAN, M. T. A. et al. Dynamic modeling and feasibility analysis of a solid-state transformer-based power distribution system. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 54, n. 1, p. 551–562, 2017. Citado na página 47.

KRAMER, O. *Genetic algorithm essentials*. [S.l.]: Springer, 2017. v. 679. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 59.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. *Power system stability and control*. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7. Citado 3 vezes nas páginas 51, 52 e 53.

LV, S. et al. Modelling and analysis of a novel compressed air energy storage system for trigeneration based on electrical energy peak load shifting. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 135, p. 394–401, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 16, 19, 39 e 47.

MACDONALD, J. Electric vehicles to be 35% of global new car sales by 2040. *Bloomberg New Energy Finance*, v. 25, p. 4, 2016. Citado na página 22.

MADHURANGA, A.; PREMARATNE, I. Energy storage battery bank system to reduce peak demand for domestic consumers. In: IEEE. *2017 International Conference on Computer, Communications and Electronics (Comptelix)*. [S.l.], 2017. p. 648–653. Citado na página 15.

MAHMUD, K. et al. Improved peak shaving in grid-connected domestic power systems combining photovoltaic generation, battery storage, and v2g-capable electric vehicle. In: IEEE. *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*. [S.l.], 2016. p. 1–4. Citado na página 15.

MARTINS, R. et al. Optimal component sizing for peak shaving in battery energy storage system for industrial applications. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 8, p. 2048, 2018. Citado 5 vezes nas páginas 15, 19, 20, 39 e 44.

- SOUZA, A. Z. D. et al. Using pv and qv curves with the meaning of static contingency screening and planning. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 81, n. 7, p. 1491–1498, 2011. Citado na página 53.
- SUGANYADEVIA, M.; BABULALB, C. Estimating of loadability margin of a power system by comparing voltage stability indices. In: IEEE. *2009 International Conference on Control, Automation, Communication and Energy Conservation*. [S.l.], 2009. p. 1–4. Citado na página 51.
- TELARETTI, E.; DUSONCHET, L. Battery storage systems for peak load shaving applications: Part 1: Operating strategy and modification of the power diagram. In: IEEE. *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*. [S.l.], 2016. p. 1–6. Citado na página 47.
- UDDIN, M. et al. A review on peak load shaving strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 82, p. 3323–3332, 2018. Citado 6 vezes nas páginas 14, 19, 22, 38, 44 e 47.
- WANG, Z.; WANG, S. Grid power peak shaving and valley filling using vehicle-to-grid systems. *IEEE Transactions on power delivery*, IEEE, v. 28, n. 3, p. 1822–1829, 2013. Citado 5 vezes nas páginas 14, 15, 17, 22 e 47.
- YANG, Y. et al. Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 5, n. 2, p. 982–991, 2013. Citado 4 vezes nas páginas 15, 22, 39 e 44.
- ZHANG, X.-P.; JU, P.; HANDSCHIN, E. Continuation three-phase power flow: A tool for voltage stability analysis of unbalanced three-phase power systems. *IEEE transactions on power systems*, IEEE, v. 20, n. 3, p. 1320–1329, 2005. Citado 3 vezes nas páginas 7, 53 e 54.