

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIAS**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE**  
**ELETRICIDADE**

---

---

**Estudo de Estratégias e Análise Econômica de Sistemas**  
*Peak Shaving*

---

---

**MYRENA RAQUELLY MESQUITA FERREIRA**

**São Luís – MA**  
**Outubro/2019**

**MYRENA RAQUELLY MESQUITA FERREIRA**

**Estudo de Estratégias e Análise Econômica de Sistemas**  
***Peak Shaving***

Dissertação de Mestrado submetida à coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Eletricidade.

Prof. Dr. Luiz Antonio de Sousa Ribeiro  
Orientador

Prof. Dr. José Gomes de Matos  
Coorientador

**São Luís – MA**  
**Outubro/2019**

Mesquita Ferreira, Myrlena Raquelly.

Estudo de Estratégias e Análises Econômicas de Sistemas Peak Shaving / Myrlena Raquelly Mesquita Ferreira. - 2019.  
90 p.

Coorientador(a): José Gomes de Matos.

Orientador(a): Luiz Antonio de Sousa Ribeiro.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2019.

1. Demanda. 2. Energia Fotovoltaica. 3. Gerador a Diesel. 4. Modulação de Carga. 5. Peak Shaving.

**MYRENA RAQUELLY MESQUITA FERREIRA**

**Estudo de Estratégias e Análise Econômica de Sistemas**  
***Peak Shaving***

Aprovada em 25 de outubro de 2019

Prof. Luiz Antonio de Souza Ribeiro, Dr., UFMA  
(Orientador)

Prof. José Gomes de Matos, Dr., UFMA  
(Coorientador)

Prof. Bartolomeu Ferreira dos Santos Júnior, Dr., UFPI  
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr., UFMA  
(Membro da Banca Examinadora)

*Aos meus avós Flor de Liz e Mesquita.*

# Agradecimentos

---

Antes de tudo, dou graças Àquele que acalma as tempestades da minha vida e me permite repousar em verdes pastos, dou graças a Deus. Àquele que através de suas Escrituras, de suas palavras, de meus irmãos ou da sua igreja me deu forças para nunca desistir da caminhada, para enfrentar qualquer batalha com a ousadia e a determinação que só possui quem sabe que O tem a seu lado. Sem o seu forte amparo eu não teria dado início à caminhada ou, ainda que iniciasse, não prosseguiria.

Agradeço a todo apoio dado por minha família, que foi compreensiva com minha ausência física ou mental durante esses anos de estudo. Àqueles que me deram o conforto material e emocional para continuar a estudar: meus pais Ligia Raquel e Alcides Ferreira. Também serei eternamente grata à minha avó Flor de Liz que se orgulha em dizer que nasci para estudar e viabiliza (de todas as formas) para que minha única dedicação seja aos estudos. Agradeço ao meu avô Adilton Mesquita que revela seu orgulho no olhar e comemora cada vitória como se fosse sua. Sou grata às minhas duas irmãs Roseana e Zaira que sempre batem à minha porta e me trazem de volta à realidade com suas alegrias. A elas também eu peço perdão, porque sei que fui ausente quando precisaram de mim.

Agradeço de todo coração ao meu padrinho Pe. Flávio Colins por não me permitir desistir quando as dores físicas e emocionais me faziam querer parar. Ele me ensinou a descansar na tempestade e a enxergar a paz em meio ao caos. Me fez olhar a estrada percorrida, as batalhas vencidas e como eu era forte e capacitada para prosseguir.

Agradeço também ao meu amado Daniel que foi compreensivo com minha ausência, foi companheiro durante meus estudos e me incentivou a prosseguir. Nele encontrei a segurança, o conforto e a companhia alegre que me sustentou ao longo do percurso.

Agradeço aos meus mestres Prof. Dr. Luiz Antonio e Prof. Dr. José Gomes que me fizeram crescer como estudante e como pessoa ao longo dos últimos 9 anos. Levarei deles não só ensinamentos profissionais, mas, sobretudo, pessoais. Professor Luiz Antonio ensinou-me que aonde colocamos o nosso nome devemos fazer da melhor forma possível, pois ali está nossa reputação. Além disso, me explicou na prática como deve ser um trabalho ético e um profissional responsável. Esses ensinamentos eu apliquei na vida e a ele sempre serei grata. Professor José Gomes me mostrou como um grande (e brilhante) profissional pode e deve ser tão humilde e solidário a ponto de transmitir tantos ensinamentos e

proporcionar avanços grandiosos a tantos aprendizes. Agradeço a eles sobretudo pela doação e paciência que permitiram concluir este e outros trabalhos.

Agradeço a todos os amigos que direta ou indiretamente contribuíram para que eu chegasse até aqui. Àqueles que não podiam contribuir diretamente com o trabalho, mas que torceram e rezaram para que o fizesse da melhor forma possível: Larissa, Andressa, Nayolle, Suellen, Liana, Pe. André, Jeane Carol, Gláucia, Kátia, grupo Força Jovem Católica, coordenação do Setor de Juventude da Paróquia Nossa Senhora de Nazaré. E àqueles que mais diretamente contribuíram na rotina acadêmica: Shigeaki, Hércules, Arthur, Lucas, Marcos, Amiron, Danielle, César, João e tantos outros do Instituto de Energia Elétrica com quem convivi diariamente.

Agradeço também ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), à Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) e a Universidade Federal do Maranhão (UFMA) pelo suporte financeiro e colaboração estrutural ou intelectual na pesquisa.

*“Eu disse essas coisas para  
que em mim vocês tenham paz.  
Neste mundo vocês terão aflições;  
contudo, tenham ânimo! Eu venci  
o mundo”. (Jo 16,33)*

# Resumo

---

Resumo da Dissertação apresentada ao PPGEE/UFMA como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

## **Estudo de Estratégias e Análise Econômica de Sistemas *Peak Shaving***

Myrlena Raquelly Mesquita Ferreira

Orientador: Prof. DSc. Luiz Antonio de Souza Ribeiro

Coorientador: Prof. Dr. José Gomes de Matos

Este trabalho propõe a compilação dos estudos de diferentes estratégias de Sistemas *Peak Shaving*. Esses sistemas têm como objetivo a compensação de parte da demanda do consumidor, de modo suprimir o pico de sua curva de carga. Tendo em vista, que este tipo de sistema visa evitar que o consumidor ultrapasse sua Demanda Contratada; sofra prejuízos econômicos; necessite desconectar suas cargas de modo a economizar energia elétrica e com isso atrapalhe seus processos produtivos. Na realidade, um Sistema *Peak Shaving* pode gerar receitas para o consumidor, quando o mesmo se desconecta da rede da concessionária, suprimindo sua demanda através de outra fonte de energia elétrica. Além de beneficiar o sistema de distribuição ao evitar sobrecargas na rede. Para elaborar este trabalho são analisadas as estratégias de Sistemas *Peak Shaving* com Gerador a Diesel, Sistemas *Peak Shaving* com Modulação de Carga e Sistemas *Peak Shaving* com Energia Renovável, sendo esta última estratégia feita por meio da geração fotovoltaica de energia elétrica. Então, a análise de cada uma dessas estratégias é feita com base em dois cenários: Cenário I – compensação do consumo de energia elétrica do consumidor que está acima da linha de Demanda Contratada – e o Cenário II – compensação do consumo de energia elétrica do consumidor em horário de ponta. O consumidor utilizado no estudo de caso que deu base ao trabalho é a Universidade Federal do Maranhão cuja curva de carga – com ultrapassagem da Demanda Contratada em todos os dias úteis – demonstra um desafio na compensação das cargas. E a análise econômica realizada das estratégias em cada cenário é feita através dos métodos do *Payback* Simples, *Payback* Descontado e Valor Presente Líquido. Dessa maneira, o trabalho objetiva constatar que métodos se apresentam mais viáveis e vantajosos economicamente para o consumidor.

**Palavras-Chave:** *Peak Shaving*, Gerador a Diesel, Arbitragem de Energia, Modulação de Carga, Energia Renovável, Energia Fotovoltaica.

# Abstract

---

Abstract of the Master Thesis presented to the PPGEE / UFMA as part of the requirements for obtaining the degree of Master of Science (M. Sc.)

## **Study of Strategies and Economic Analysis of Peak Shaving Systems**

Myrlena Raquelly Mesquita Ferreira

Orientador: Prof. DSc. Luiz Antonio de Souza Ribeiro

Coorientador: Prof. Dr. José Gomes de Matos

This work proposes the compilation of studies of different strategies of Peak Shaving Systems. These systems aim to offset part of consumer demand so as to suppress the peak of their load curve. Given that this type of system aims to prevent consumers from exceeding their Contracted Demand, suffer economic losses, need to disconnect their loads in order to save electricity and thus disrupt their production processes. In fact, a Peak Shaving System can generate revenue for the consumer when it is disconnected from the utility network, supplying their demand through another source of electricity. It also benefits the distribution system by avoiding network overloads. To elaborate this work, we analyze the strategies of Peak Shaving Systems with Diesel Generator, Peak Shaving Systems with Load Modulation and Peak Shaving Systems with Renewable Energy, being the latter strategy made by photovoltaic power generation. So, the analysis of each of these strategies is based on two scenarios: Scenario I - offsetting the electricity consumption of the consumer who is above the contracted demand line - and Scenario II - compensation electricity consumption consumer at rush hour. The consumer used in the case study based on the work is the Federal University of Maranhão, whose load curve - exceeding the Contracted Demand on all working days - demonstrates a challenge in load compensation. And the economic analysis performed of the strategies in each scenario is done through the methods of Simple Payback, Discounted Payback and Net Present Value. Thus, the paper aims to find out which methods are most viable and economically advantageous for the consumer.

**Keywords:** *Peak Shaving*, Diesel Generator, Energy Arbitrage, Renewable Energy, Photovoltaic Energy.

# Lista de Figuras

---

Figura 2.1 – Geração de Energia Elétrica por Fonte no Brasil em 2017.	17
Figura 2.2 – Custos das Bandeiras Tarifárias.	21
Figura 2.3 – Sistema de compensação de energia elétrica.	24
Figura 2.4 – Estratégias de GLD: :a) Corte de Pico, b) Preenchimento de Vale, c) Deslocamento de Carga, d) Conservação Estratégica de Energia, e) Forma Flexível de Carga e f) Crescimento Estratégico de Carga.	27
Figura 2.5 – Exemplo de atuação de um SPS.	28
Figura 2.6 – Atuação de um sistema em <i>Standby</i> .	30
Figura 2.7 – Atuação de um sistema em regime <i>Prime</i> .	31
Figura 2.8 – Atuação de um sistema em Energia de Carga Básica.	32
Figura 2.9 – Ilustração do método de SPS com Modulação de Carga.	34
Figura 2.10 – Principais tipos de dispositivos de armazenamento de energia elétrica.	35
Figura 3.1 – Curva de carga do dia de maior pico de demanda em 2017.	37
Figura 3.2 – Histórico de registro mensal da demanda do consumidor UFMA – 2017.	39
Figura 3.3 – Ilustração de um SPS com Modulação de Carga.	54
Figura 3.4 – Fluxograma para projeto do banco de baterias.	55
Figura 3.5 – Curva de carga do consumidor com indicações da localização das variáveis.	56
Figura 3.6 – Ilustração de um SPS com Sistema Fotovoltaico.	63
Figura 3.7 – Economia gerada com a implantação do SPS com GD no Cenário I.	74
Figura 3.8 – Payback da implantação do SPS com GENSET no Cenário II.	74
Figura 3.9 – Payback da implantação do SPS com BB no Cenário I.	75
Figura 3.10 – Payback da implantação do SPS com BB no Cenário II.	75
Figura 3.11 – Payback da implantação do SPS com Energia Fotovoltaica no Cenário I.	76
Figura 3.12 – Payback da implantação do SPS com Energia Fotovoltaica no Cenário II.	76

## Lista de Tabelas

---

Tabela 2.1 – Tarifas CEMAR para o consumidor de alta tensão vigente em 2018.....	19
Tabela 2.2 – Tarifa do consumidor de baixa tensão vigente em 2018.....	22
Tabela 2.3 – Resumo das classificações dos geradores a diesel, refrigerados a água. ....	33
Tabela 3.1 – Detalhes técnicos sobre o consumidor.....	38
Tabela 3.2 – Tarifas para consumidor A4 – Verde – em 2017.....	40
Tabela 3.3 – Medidas de consumo e demanda. ....	44
Tabela 3.4 – Custos de consumo e demanda de ultrapassagem.....	45
Tabela 3.5 – Custo do consumo em horário de ponta .....	49
Tabela 3.6 – <i>Payback</i> simples – SPS com GENSET – Cenário II. ....	50
Tabela 3.7 – Opções de investimento. ....	52
Tabela 3.8 – <i>Payback</i> descontado – SPS com GENSET – Cenário II.....	53
Tabela 3.9 – <i>Payback</i> simples – SPS com BB – Cenário I.....	59
Tabela 3.10 – <i>Payback</i> descontado – SPS com BB – Cenário I.....	60
Tabela 3.11 – <i>Payback</i> simples – SPS com BB – Cenário II. ....	62
Tabela 3.12 – <i>Payback</i> simples – SPS com Energia Fotovoltaica – Cenário I.....	68
Tabela 3.13 – <i>Payback</i> simples – SPS com Energia Fotovoltaica – Cenário II. ....	71
Tabela 3.14 – <i>Payback</i> Descontado – SPS com Energia Fotovoltaica – Cenário II.....	72
Tabela 3.15 – Resumo dos resultados encontrados com as estratégias de <i>Peak Shaving</i> estudadas.....	73

# Listas de Siglas e Abreviaturas

---

SPS	Sistema <i>Peak Shaving</i>
GENSET	Gerador Diesel
MC	Modulação de Carga
ER	Energia Renovável
BB	Banco de Baterias
UFMA	Universidade Federal do Maranhão

# Lista de Símbolos

---

$P$	Nível de carga do gerador;
$T$	Período de funcionamento do gerador;
$T_s$	Período de inatividade do gerador;
$kW_1$	É a potência nominal do gerador para o Cenário I;
$D_{pico}$	É a maior demanda de pico registrada ao longo do ano;
$D_{contratada}$	É a demanda contratada por este consumidor;
$\bar{D}_{excedente}$	É a demanda média excedente;
$h_{ultrapassagem}$	É o tempo que demora a ultrapassagem em horas;
$C_{diesel}$	É o custo do diesel por kWh;
$V_{diesel}$	É o total de diesel consumido em L/kWh;
$P_{diesel}$	É o preço do atual diesel, em R\$/L;
$C_{depreciação}$	É o custo da depreciação do GENSET por kWh;
$G_{inicial_I}$	São os custos iniciais investidos na aquisição e implantação do gerador a diesel no Cenário I;
$V_{útil}$	É o tempo de vida útil do gerador;
$P_{wI}$	É a potência máxima que deverá ser fornecida pelo gerador no Cenário I;
$C_{gerador}$	Custo do gerador a diesel;
$C_{materiais}$	Custos com os materiais para instalação do gerador a diesel;
$C_{instalação}$	Custos com a instalação do gerador a diesel;
$C_{manutenção_I}$	É o custo da manutenção do GENSET por kWh no Cenário I;
$C_{man_{prev}}$	É o custo da manutenção preventiva;
$h_{trab_I}$	São as horas trabalhadas anualmente pelo gerador no Cenário I;
$C_{kWh_{diesel_I}}$	O custo total do kWh fornecido pelo GENSET no Cenário I;
$C_{total_{new}}$	É o novo valor pago mensalmente pelo consumidor após a implantação do SPS;
$C_{total_{cemar}}$	É o valor total pago pelo consumidor mensalmente para a concessionária no ano analisado;
$E_{pico_{cemar}}$	É o custo do consumo de pico calculado através da tarifa da concessionária;

$E_{pico\ gerador}$	É o custo do consumo de pico calculado através da tarifa do GENSET;
$D_{ult_{kWativa}}$	É custo da demanda de ultrapassagem calculado através da tarifa de demanda ativa;
$D_{ult_{kWult}}$	É custo da demanda de ultrapassagem calculado através da tarifa de demanda de ultrapassagem;
$E_{anual_I}$	É lucro ou prejuízo gerado com implantação do sistema Cenário I;
$kW_2$	É a potência nominal do gerador para o Cenário II;
$D_{pico\ ponta}$	É a maior demanda registrada ao longo do ano em horário de ponta;
$\bar{D}_{ponta}$	É a demanda média em horário de ponta;
$C_{ponta}$	É o consumo de energia elétrica registrado em horário de ponta no dia de maior demanda;
$h_{ponta}$	É o período do horário de ponta em horas;
$C_{depreciação_{II}}$	É o custo da depreciação do GENSET por kWh no Cenário II;
$G_{inicial_{II}}$	São gastos iniciais da instalação do SPS com GENSET no Cenário II;
$P_{wII}$	É a potência máxima que deverá ser fornecida pelo gerador no Cenário II;
$C_{manutenção_{II}}$	É o custo da manutenção do GENSET por kWh no Cenário II;
$h_{trab_{II}}$	São as horas trabalhadas anualmente pelo gerador no Cenário II;
$C_{kWh_{diesel_{II}}}$	O custo total do kWh fornecido pelo GENSET no Cenário II;
$E_{anual_{II}}$	É lucro ou prejuízo gerado com implantação do sistema no Cenário II;
$C_{kWh_{cemar}}$	É o gasto com a energia em horário de ponta com o custo do kWh da concessionária;
$C_{kWh_{GENSET}}$	É o gasto com a energia em horário de ponta com o custo do kWh do GENSET;
$VP$	É o Valor Presente que foi descontado do Fluxo de Caixa;
$FC_t$	É o Fluxo de Caixa gerado pela economia do consumidor na data “t”;

$TMA$	É a Taxa Mínima de Atratividade;
$VPL$	É o Valor Presente Líquido;
$I_{inicial}$	É o investimento inicial feito com o sistema;
$Ah_{1FP}$	É a capacidade do banco de bateria determinada por (3.18) para o Cenário I;
$E_{LFP}$	Corresponde à energia que precisa ser liberada pelo BB no Cenário I para suprir as cargas do consumidor;
$V_B$	É tensão nominal do BB;
$DOD$	É profundidade de Descarga – do inglês “ <i>Depth of Discharge</i> ”;
$Ah_{2FP}$	É a capacidade do banco de baterias determinada para o Cenário I por (3.19);
$P_{o_{maxFP}}$	É a máxima potência fornecida pelo BB no Cenário I;
$\eta_c$	É o rendimento do sistema de conversão;
$V_{B_{min}}$	É tensão mínima sobre o BB;
$C_k$	É taxa de descarga da bateria;
$E_{LP}$	Corresponde à energia que precisa ser liberada pelo BB no Cenário II para suprir as cargas do consumidor;
$Ah_{1P}$	É a capacidade do banco de bateria determinada por (3.18) para o Cenário II;
$P_{o_{maxP}}$	É a máxima potência fornecida pelo BB no Cenário II;
$Ah_{2P}$	É a capacidade do banco de baterias determinada para o Cenário II por (3.19);
$E_{MCII}$	É economia gerada com implantação do SPS com Modulação de Carga no Cenário II;
$C_{kWh_{ponta}} (m)$	É gasto com a energia em horário de ponta calculado com a custo do kWh do horário de ponta;
$C_{kWh_{foradeponta}} (m)$	É gasto com a energia em horário de ponta calculado com a custo do kWh do horário fora de ponta;
$P_{FV}$	É a potência do gerador fotovoltaico;

$C_{pico}$	É consumo acima da linha de demanda contratada do dia de maior pico em 2017;
$HSP$	São as Horas de Sol Pleno da região onde o consumidor está localizado;
$TD$	É a Taxa de Desempenho do sistema fotovoltaico;
$N_{P_{FV}}$	Quantidade de módulos fotovoltaicos;
$Custo_{uni}$	É o custo do kWh gerado por um módulo fotovoltaico;
$Inv_i$	É o investimento anual feito no sistema;
$CO\&M_i$	São os custos de operação e manutenção despendidos no ano $i$ ;
$\eta$	É o fator de decaimento anual da eficiência da placa;
$E_{prod_i}$	É a energia produzida em média no ano $i$ calculada através;
$Inc_{sol}$	É a incidência solar na região na qual o consumidor está localizado;
$\eta_{P_{FV}}$	É o rendimento do módulo fotovoltaico;
$A_{P_{FV}}$	É a área do módulo fotovoltaico;
$j$	É a Taxa de Desconto que aqui é representada pela TMA;
$E_{FV II}$	É a economia gerada pela implantação do sistema no Cenário II;
$C_{kWh_c}$	É preço do kWh da concessionária em horário de ponta;
$C_{kWh_{FV}}$	É preço do kWh gerado pelo sistema SPS com energia fotovoltaica.

# Sumário

---

---

<b>CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
1.1. MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA DO TEMA .....	14
1.2. OBJETIVOS.....	15
1.2.1. Objetivos específicos .....	15
1.3. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO .....	16
<b>CAPÍTULO 2. ESTADO DA ARTE.....</b>	<b>17</b>
2.1. CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO .....	17
2.1.1. Sistema tarifário brasileiro.....	18
2.2. SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA BRASILEIRO .....	22
2.3. GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA .....	25
2.4. PEAK SHAVING.....	28
2.4.1. Gerador a Diesel .....	29
2.4.2. Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica .....	33
<b>CAPÍTULO 3. ESTRATÉGIAS DE <i>PEAK SHAVING</i> APLICADAS À UFMA .....</b>	<b>37</b>
3.1. ANÁLISE DO CONSUMIDOR .....	38
3.2. <i>PEAK SHAVING</i> UTILIZANDO O MÉTODO DO GERADOR DIESEL.....	40
3.2.1. Análises para o Cenário I.....	40
3.2.2. Análises para o Cenário II .....	46
3.3. <i>PEAK SHAVING</i> UTILIZANDO O MÉTODO DE MODULAÇÃO DE CARGA .....	54
3.3.1. Análises para o Cenário I.....	56
3.3.2. Análises para o Cenário II .....	60
3.4. <i>PEAK SHAVING</i> UTILIZANDO O MÉTODO DE ENERGIA RENOVÁVEL.....	62
3.4.1. Análises para o Cenário I.....	63
3.4.1. Análises para o Cenário II .....	69
3.5. CONCLUSÕES DO CAPÍTULO.....	73
<b>CAPÍTULO 4. CONCLUSÕES GERAIS .....</b>	<b>77</b>
4.1. PROPOSTAS DE CONTINUAÇÃO DO TRABALHO.....	78
4.2. LISTA DE ARTIGOS TÉCNICOS PRODUZIDOS SOBRE O TEMA .....	79

# Capítulo 1. Introdução

---

De acordo com a regulamentação brasileira para o setor elétrico [1], os consumidores de energia são classificados em dois grupos, considerando a tensão na qual lhes é fornecida energia pela concessionária: consumidores do Grupo A e consumidores do Grupo B. Os consumidores do Grupo A são aqueles cuja tensão de fornecimento é igual ou maior que 2,3 kV, enquanto que os consumidores do Grupo B são aqueles alimentados com tensão menor que 2,3 kV. Dos consumidores do Grupo B apenas o consumo é faturado (tarifação monômnia) em sua conta de energia de energia elétrica. Já os consumidores do Grupo A, cuja tarifação é binômnia, é faturado tanto o consumo quanto a demanda de energia elétrica.

Para os consumidores do Grupo A, a demanda cobrada será a Demanda Contratada pelo consumidor junto à concessionária de energia. Contudo, caso ocorra uma ultrapassagem superior a 5% ou 10% desta demanda – dependendo do subgrupo no qual o consumidor se enquadra<sup>1</sup> –, ele deverá pagar pela maior demanda medida [2]. Somado a isso, a diferença entre a demanda medida e a contratada também entra na conta de energia elétrica com a tarifa correspondente a aproximadamente duas vezes a tarifa cobrada pela Demanda Contratada.

Ainda para o Grupo A, a tarifação também é horo-sazonal. Ou seja, varia conforme o período do dia e a época do ano. Se a época do ano compreender de maio a novembro, então é cobrada a tarifa que corresponde ao período seco, enquanto de dezembro a abril é cobrada a tarifa correspondente ao período úmido. Já ao longo do dia, a tarifa é cobrada pelo horário de ponta ou pelo horário fora de ponta. O horário de ponta compreende um período de três horas consecutivas, definido pela concessionária, de acordo com as características de seu sistema elétrico. Em geral, o horário de ponta se enquadra no período de maior consumo. Enquanto o período fora de ponta diz respeito às demais horas que não estão inclusas no horário de ponta. Ressalta-se que o horário de ponta e o período seco são caracterizados pelo valor mais elevado no preço da energia elétrica se comparado ao horário fora de ponta e ao período úmido [1].

Além dos prejuízos econômicos sofridos pelo consumidor através do excesso de consumo de energia elétrica em períodos cuja tarifa é mais elevada ou através da ultrapassagem da demanda contratada, observa-se também a sobrecarga que isso pode acometer aos sistemas de

---

<sup>1</sup> O grupo A se divide nos subgrupos A1 (nível tensão igual ou superior a 230 kV), A2 (nível de tensão de 88 a 138 kV), A3 (nível de tensão de 69 kV), A3a (nível de tensão de 30 a 44 kV), A4 (nível de tensão de 2,3 a 25 kV) e AS (para sistema subterrâneo). Para os subgrupos A1, A2 e A3 a tolerância em relação à ultrapassagem da demanda de contrato é de 5%. Para os demais é de 10%.

transmissão e distribuição. Estas sobrecargas podem danificar os sistemas ou até mesmo gerar um desgaste prematuro de componentes do sistema, afetando sua qualidade de fornecimento. Além de que podem ocasionar uma interrupção de fornecimento de energia elétrica para os consumidores, o que é danoso para suas instalações e cargas.

A fim de evitar os inconvenientes supracitados, muitos consumidores optam por sistemas tipo “*Peak Shaving*”. Esses tipos de sistemas são responsáveis pela modulação da curva de demanda (curva de carga) do consumidor. Ou seja, ele deve suprir a demanda de energia do consumidor através de outra fonte de energia elétrica que não seja a concessionária e, assim, modular a curva de demanda do consumidor do ponto de vista do sistema de distribuição.

Logo, para o desenvolvimento deste tipo de sistema é necessária uma fonte de energia elétrica que substitua o fornecimento da concessionária. E, pelo que foi observado na literatura, pode-se verificar a existência de pelo menos três métodos comumente utilizados para desenvolver um Sistema *Peak Shaving* (SPS), diferenciando-se de acordo com a fonte que fornecerá energia elétrica ao consumidor, sendo eles os SPS com Gerador Diesel (GENSET); os que utilizam Modulação de Carga (MC) e os que usam Energia Renovável (ER).

No caso do gerador a diesel, o mesmo deve operar em paralelo com a concessionária ou mesmo em separado desta, suprindo as cargas do consumidor quando requisitado. Já a modulação de carga consiste na atenuação da curva de demanda, deslocando o consumo de energia de um horário para outro. Nesse caso, em um horário de baixo consumo e baixa tarifação, o consumidor deve armazenar, por exemplo em um Banco de Baterias (BB), a quantidade de energia suficiente para suprir o somatório de cargas que lhe convir pelo tempo que for necessário no horário de alta tarifação. Enquanto no método de energias renováveis a fonte de energia responsável pela modulação da curva de demanda é um sistema de geração a partir de energia renovável. Dentre as fontes renováveis mais utilizadas estão a energia fotovoltaica e a energia eólica. E dentre essas, a energia fotovoltaica é a mais empregada nesse tipo de sistema [3, 4, 5, 6, 7, 8].

O método de *Peak Shaving* com ER é atraente dado o apelo ambiental embutido, por ter sua energia proveniente de uma fonte renovável. Contudo, é exatamente por conta de suas fontes de energia que ele traz inconvenientes. Observa-se que um sistema fotovoltaico tem o potencial de geração dependente da luz solar, enquanto a energia eólica tem o seu potencial dependente do regime do vento. A dependência que esses sistemas têm de elementos naturais

os tornam imprevisíveis, dada a sazonalidade destas fontes e a incapacidade do homem de prever 100% do seu comportamento. À vista disso, o sistema *Peak Shaving* com ER é imprevisível quanto a sua disponibilidade de geração.

Contudo, há a necessidade de previsibilidade em um SPS, pois a sua função é ter energia disponível dada a necessidade do consumidor. Assim sendo, observa-se a inevitabilidade de um sistema de armazenamento de energia elétrica para que haja permuta de energia entre as horas de disponibilidade e de necessidade [9, 10]. E, dentre os tantos sistemas de armazenamento que se pode encontrar na literatura, o mais comumente utilizado em aplicação com SPS são aqueles a base de baterias [3, 6, 7, 8, 11]. Vale enfatizar, que sistemas de armazenamento também são necessários em SPS MC, já mencionado anteriormente.

### **1.1. Motivação e justificativa do tema**

Um procedimento comumente utilizado para evitar a ultrapassagem da Demanda Contratada é o gerenciamento de energia feito a partir do controle de demanda. Nesse tipo de sistema o sistema de gerenciamento desliga parcialmente as cargas do consumidor quando observa que sua instalação exigirá da companhia elétrica uma demanda acima da prevista pelo consumidor ou até mesmo ultrapassando a demanda contratada. Através do *Peak Shaving* esse tipo de gerenciamento é possível sem, eventualmente, a necessidade do desligamento das cargas do consumidor.

Outro ponto a ser levado em consideração é o aumento do valor cobrado ao consumidor pela energia elétrica por conta do acréscimo das bandeiras tarifárias às contas ocasionado pelo uso das usinas termoeletricas [12]. O motivo apontado para isso é que, de acordo com o Banco de Informação de Geração da ANEEL, cerca de 61% da energia elétrica no Brasil é gerada por centrais hidrelétricas espalhadas pelo país. Contudo, o baixo nível de água dos reservatórios dessas usinas foi um dos motivos que levou à crise energética que se tornou evidente nos anos 2000. O outro porquê apontado é a crescente demanda por energia elétrica. Em janeiro de 2019, por exemplo, o consumo nacional alcançou 41.142 GWh, superando em 3,8% o consumo desse mesmo mês em 2018 [13]. O que conduz à necessidade de complemento da produção através do uso das termoeletricas.

Além de evitar o desligamento das cargas do consumidor e contribuir para uma possível economia por suprir suas cargas através de uma fonte diferente da concessionária, outros benefícios que podem ser apontados na aplicação dos sistemas *Peak Shaving* estão relacionados

ao sistema de distribuição. Pois, como ele pode evitar a ultrapassagem da demanda contratada, consequentemente também pode evitar uma sobrecarga no sistema elétrico; tornar o fluxo de carga mais previsível e constante; permitir um controle em malha fechada do sistema de energia elétrica e adiar uma possível expansão do sistema de distribuição.

Portanto, uma pesquisa em relação aos sistemas *Peak Shaving* é relevante em virtude dos possíveis benefícios que tais sistemas trarão para os consumidores e para a rede. Isso posto, ao longo deste trabalho busca-se pesquisar e analisar estratégias de *Peak Shaving*, além das análises econômicas de cada estratégia.

## **1.2. Objetivos**

Compilação dos estudos de diferentes estratégias de Sistemas *Peak Shaving*– Gerador a Diesel, Modulação de Carga e Energias Renováveis – e a análise econômica de cada método aplicadas a um consumidor de grande porte.

### **1.2.1. Objetivos específicos**

- Levantamento bibliográfico de métodos de *Peak Shaving* aplicáveis para consumidores de energia elétrica;
- Estudo de caso de um consumidor de grande porte – Universidade Federal do Maranhão (UFMA);
- Dimensionamento de um SPS com Gerador Diesel para esse consumidor com base em dois cenários e análise econômica de sua implementação;
- Dimensionamento de um SPS com Modulação de Carga para esse consumidor com base em dois cenários e análise econômica de sua implementação;
- Dimensionamento de um SPS com Energia Fotovoltaica para esse consumidor com base em dois cenários e análise econômica de sua implementação;
- Conclusões sobre o método de SPS com melhor viabilidade para esse consumidor.

### **1.3. Organização do texto**

No capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica dos temas que compreendem o *Peak Shaving*, explanando cada método e suas particularidades. São abordados assuntos como: diferentes aplicações do *Peak Shaving*; implicações econômicas dos sistemas conectados à rede; geradores diesel; sistemas de armazenamento de energia etc.

No capítulo 3 é apresentado um estudo de caso a respeito do consumo da Universidade Federal do Maranhão – consumidor utilizado no estudo;

No capítulo 4 são realizadas as análises de viabilidade técnicas e econômicas dos métodos de Gerador Diesel, Arbitragem de Energia e Energias Renováveis, aplicando-os ao consumidor do estudo de caso;

Finalmente, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões obtidas através do trabalho e apresentadas sugestões de trabalhos futuros.

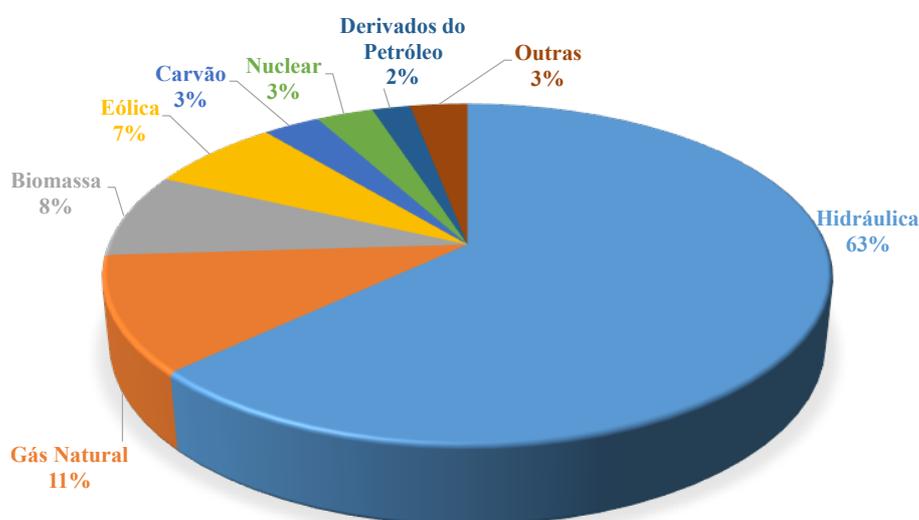
## Capítulo 2. Estado da Arte

### 2.1. Cenário Energético Brasileiro

No cenário atual, o Brasil se encontra entre os dez países que mais consomem energia elétrica no mundo [14]. Seu consumo em 2017 – ano que serviu como base para estudo<sup>2</sup> – foi de 467 TWh. Desse total, 50% está concentrado na região sudeste do país, representando a maior porção. E os setores que se destacam no consumo são o industrial e o residencial, com 36% e 29% respectivamente [14]. Nessa perspectiva, apesar da energia oriunda de combustíveis fósseis superar as demais no contexto mundial, no Brasil são as hidrelétricas que se sobressaem representando 63,1% do total da matriz energética brasileira. O porquê disso é que, além delas representarem uma energia renovável, o panorama fluvial brasileiro é composto por rios extensos, caudalosos e que correm sobre planaltos em direção a depressões.

Para melhor visualizar o quadro de usinas no Brasil, observa-se na Figura 2.1 o gráfico no qual está ilustrado a porcentagem cabível a cada tipo de geração.

Figura 2.1 – Geração de Energia Elétrica por Fonte no Brasil em 2017.



Fonte: Autoria própria com base em [14].

<sup>2</sup> Os relatórios da Empresa de Pesquisa Energética para 2018 ainda não tinham sido divulgados até a data de redação deste documento. Assim como o estudo de caso que aqui será posteriormente apresentado foi realizado ao longo do ano de 2018. Logo, tive como base o ano de 2017.

### **2.1.1. Sistema tarifário brasileiro**

No atual sistema tarifário brasileiro os consumidores estão divididos em dois grupos, de acordo com a tensão na qual a distribuidora lhes fornece energia elétrica: Grupo A (alta tensão) e Grupo B (baixa tensão). As unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV se encaixam no Grupo A, enquanto as unidades que estão com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV pertencem ao Grupo B.

Um consumidor do Grupo A possui tarifação binômica, portanto, possui seu consumo e sua demanda faturados. Esse grupo é subdividido de acordo com seu subgrupo de tensão (A1, A2, A3, A3a, A4 e AS) e de acordo com seu subgrupo tarifário (Tarifa Convencional Binômica, Tarifa Horo-Sazonal Verde ou Tarifa Horo-Sazonal Azul). O subgrupo de tensão A1 é atendido em tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; o A2 está entre 88 kV e 138 kV; o A3 está em 69 kV; o A3a está entre 30 kV e 44 kV; o A4 está entre 2,3 kV e 25 kV; e o AS é atendido em uma tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição [1].

Quanto ao subgrupo tarifário, a Tarifa Convencional Binômica caracteriza-se por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia, a Tarifa Horo-Sazonal Azul adota tarifas distintas para consumo e demanda em horário de ponta e fora de ponta, enquanto a Tarifa Horo-Sazonal Verde adota tarifa única de demanda para os todos horários e tarifas distintas para consumo [1]. Para se enquadrar no subgrupo tarifário azul o consumidor deve ser atendido com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV. No entanto, se é atendido com tensão inferior a 69 kV e possui demanda contratada igual ou superior a 300 kW, fica a critério do consumidor decidir entre o subgrupo tarifário verde ou azul. Já se ele é atendido com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW, o consumidor pode optar entre a modalidade Tarifária Convencional Binômica, ou horária azul ou verde [1].

A conta de energia elétrica de consumidores de alta tensão, dependendo do seu subgrupo de tensão e do seu subgrupo tarifário, apresentará o seu consumo de energia ativa (kWh) em posto tarifário de ponta e fora de ponta; a sua energia reativa aferida e excedentes (kVAr); a sua demanda faturável em posto tarifário de ponta e fora de ponta; os tributos cobrados; eventuais juros decorrentes de atrasos de pagamento dos meses anteriores; e as bandeiras tarifárias [15].

Os valores vigentes em 2018 de tarifas da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR – para esse grupo de consumidores podem ser vistos na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Tarifas CEMAR para o consumidor de alta tensão vigente em 2018.

<b>Tarifa Horo-Sazonal Azul</b>						
SUBGRUPO	DEMANDA		ENERGIA		ULT. DEMANDA	
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
A1 (230 kV ou mais)	5,12	5,14	0,45224	0,28774	10,24	10,28
A3 (69 kV)	24,04	7,76	0,46259	0,29809	48,08	15,52
A3a (30 kV a 44 kV)	68,16	22,83	0,48413	0,31963	136,32	45,66
A4 (2,3 kV a 25 kV)	68,16	22,83	0,48813	0,31963	136,32	45,66
<b>Tarifa Horo-Sazonal Verde</b>						
SUBGRUPO	DEMANDA	ENERGIA		ULT. DEMANDA		
		Ponta	Fora Ponta			
A3a (30 kV a 44 kV)	22,83	2,12916	0,31963	45,66		
A4 (2,3 kV a 25 kV)	22,83	2,12916	0,31963	45,66		

Fonte: Autoria própria com base em [15].

Os itens que são encontrados nas contas de energia elétrica dos consumidores de alta tensão listados no parágrafo anterior estão explicados nos tópicos a seguir.

▪ **Consumo de Energia Ativa, Consumo de Energia Reativa e Excedentes**

É a quantidade de potência elétrica (kW) consumida em um período de tempo (h), cuja unidade de medida é o kWh [2, 1] O consumo de um único equipamento é obtido pelo produto de sua potência pelo intervalo de tempo no qual ele é utilizado. Já quando se trata de uma instalação elétrica residencial, comercial ou industrial o consumo é o somatório dos consumos individuais de cada equipamento. Verifica-se este consumo como sendo a integral da curva de demanda do consumidor.

O Consumo de Energia Reativa se refere à quantidade de energia reativa “consumida” ao longo do período faturável. O Excedente de Energia Reativa é o custo extra cobrado quando o Fator de Potência do consumidor é inferior 0,92.

▪ **Demanda, Demanda Medida, Demanda Faturável, Demanda Contratada e Demanda de Ultrapassagem**

A Demanda (kW ou kVAr) é a média das potências elétricas ativas ou reativas solicitadas ao sistema elétrico pela porção de cargas instaladas na unidade consumidora que estão em

operação em um momento específico [2]. A Demanda Medida (kW) de um consumidor é maior demanda média identificada durante o período de faturamento, medida em intervalos de medição (ou de amostragem) de 15 minutos. A Demanda Contratada (kW) é aquela que o consumidor contrata junto à concessionária de energia e que a concessionária se responsabiliza de obrigatória e continuamente fornecer durante o período de vigência. Ela deve ser integralmente paga pelo consumidor, independentemente dele tê-la utilizado completamente ou não. A Demanda de Ultrapassagem (kW) é a parcela de demanda que ultrapassa a Demanda Contratada, sendo essa parcela paga com tarifa até duas vezes maior que a tarifa de demanda, como pode ser observado na Tabela 2.1. Para ser considerada ultrapassagem a demanda medida deve superar a demanda contratada em 5% para os subgrupos A1, A2 e A3; e em 10% para os demais subgrupos [1]. Já a Demanda Faturável (kW) é o valor da demanda de potência ativa com aplicação da respectiva tarifa, considerada para fins de faturamento e identificada de acordo com critérios estabelecidos.

#### ▪ **Tributos**

Com base nos valores das tarifas de energia elétrica, as distribuidoras incluem os tributos. Os tributos federais são o PIS (Programas de Integração Social) e o COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social). O tributo estadual é o ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços). Por fim, o CIP (Contribuição para Custeio de Iluminação Pública) [2], que é uma taxa municipal. Os tributos federais e o tributo estadual são calculados com base em uma alíquota de variação mensal sobre o total faturado de demanda e consumo.

#### ▪ **Bandeiras tarifárias**

Contrariando o potencial de geração apresentado no início deste capítulo, o cenário energético brasileiro mostrou-se em crise nos últimos anos. E aponta-se como principal causa o baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas e o crescimento da demanda de energia elétrica acarretado pelas inovações tecnológicas atrelado à ascensão econômica de parte da sociedade. Por isso, de modo a continuar suprindo a demanda solicitada ao sistema elétrico, houve a necessidade de acionamento das usinas termoelétricas. Contudo, esta ação levou à necessidade de incremento tarifário proporcional à geração deste tipo de usina e para isso foram criadas as Bandeiras Tarifárias [12].

As Bandeiras Tarifárias –Figura 2.2– representam um valor acrescido à conta de energia elétrica e variam conforme as condições de geração de energia [16]. Elas podem ser verdes, amarelas ou vermelhas. Sendo a verde a que representa as melhores condições de fornecimento, seguida pela amarela, pela vermelha no patamar I e por último a vermelha no patamar II. A bandeira vermelha no patamar II, então, é a que representa as piores condições de fornecimento, ou seja, os reservatórios das hidrelétricas apresentam nível crítico de volume de água.

Figura 2.2 – Custos das Bandeiras Tarifárias.



Fonte: Autoria própria com base em [16].

Os consumidores do Grupo B se dividem em 3 grupos de acordo com seu perfil de consumo: Residencial Baixa Renda; Residencial Normal e Demais Classes [15]. Os consumidores que se enquadram em Residencial Baixa Renda têm como opção de modalidade tarifária apenas a Tarifa Convencional. Já os consumidores das duas últimas categorias com consumo acima de 250 kWh por mês podem optar entre a Tarifa Convencional e a Tarifa Branca [15].

A Tarifa Convencional para este grupo é monômnia – possui apenas o consumo faturado – e apresenta apenas uma opção de tarifa para todas as horas do dia. A Tarifa Branca também é monômnia, contudo, possui valores diferentes para Horário de Ponta, Horário Intermediário e Horário Fora Ponta [15]. Para optar pela Tarifa Branca o consumidor deve observar seu perfil de consumo, pois ela é benéfica apenas para aqueles consumidores cuja maior concentração de

consumo localiza-se em período fora do horário de ponta [16]. A Tabela 2.2 mostra os valores das tarifas para um consumidor de baixa tensão.

Tabela 2.2 – Tarifa do consumidor de baixa tensão vigente em 2018.

Classe	Tarifa convencional (R\$/kWh)	Tarifa Branca (R\$/kWh)		
		Horário Ponta	Horário Intermediário	Horário Fora Ponta
<b>Residencial Baixa Renda</b>				
Consumo até 30 kWh	0,22253	Não se aplica		
Consumo de 31 a 100 kWh	0,38148			
Consumo de 101 a 220 kWh	0,57222			
Consumo acima de 220 kWh	0,63580			
<b>Residencial Normal</b>				
Residencial	0,65602	1,40270	0,88357	0,52894
<b>Demais Classes</b>				
Comercial	0,65602	1,43177	0,88357	0,52894
Cooperativa de Eletrificação Rural	0,45922	0,98189	0,61850	0,53476
Iluminação Pública B4a	0,36081	Não se aplica		
Iluminação Pública B4b	0,39361			
Industrial	0,65602	1,433177	0,90101	0,53476
Serviço Público de Irrigação	0,65361	0,84189	0,53014	0,31737
Poder Público	0,65602	1,43177	0,90101	0,53476
Próprio	0,65602	1,43177	0,90101	0,53476
Rural	0,45922	0,98189	0,61850	0,37026

Fonte: Autoria própria com base em [15].

## 2.2. Sistema de geração distribuída brasileiro

No que tange o planejamento energético brasileiro, de modo a suprir a contento a crescente demanda por energia elétrica, uma das estratégias encontradas foi a descentralização das grandes centrais geradoras, através da micro e mini geração e do incentivo trazido pela ANEEL, por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Ou seja, a construção de usinas em escalas menores de produção de energia, próximas às unidades consumidoras, interligadas pelo sistema de distribuição ou não, oriunda de combustíveis fósseis ou de fontes renováveis [17]. A esse tipo de produção energética nomeia-se Geração Distribuída (GD). Esse modo de geração está em plena expansão no cenário brasileiro. Como se pode observar em [14],

houve um aumento de 245% no ano de 2017 em relação ao de 2016 da GD no Brasil. Em especial a geração eólica, que contou com a construção de 111 centrais eolielétricas, seguida pela geração fotovoltaica e termelétrica [13].

Pode-se dividir a GD em duas categorias: micro e minigeração. A microgeração caracteriza-se por ter um potencial de geração menor ou igual a 75 kW, enquanto a minigeração refere-se às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e inferior ou igual a 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas) [18, 19, 20]. Esse tipo de geração tem como opções de operação: conectada à rede elétrica (*on-grid* ou *grid-tie*) ou de maneira autônoma (isolada ou *off-grid*). Pode-se mencionar como exemplo de GD: Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), Co-geradores, Geradores para compensação de Horário de Ponta, Geradores de Emergência, Energia Fotovoltaica, Energia Eólica. [13].

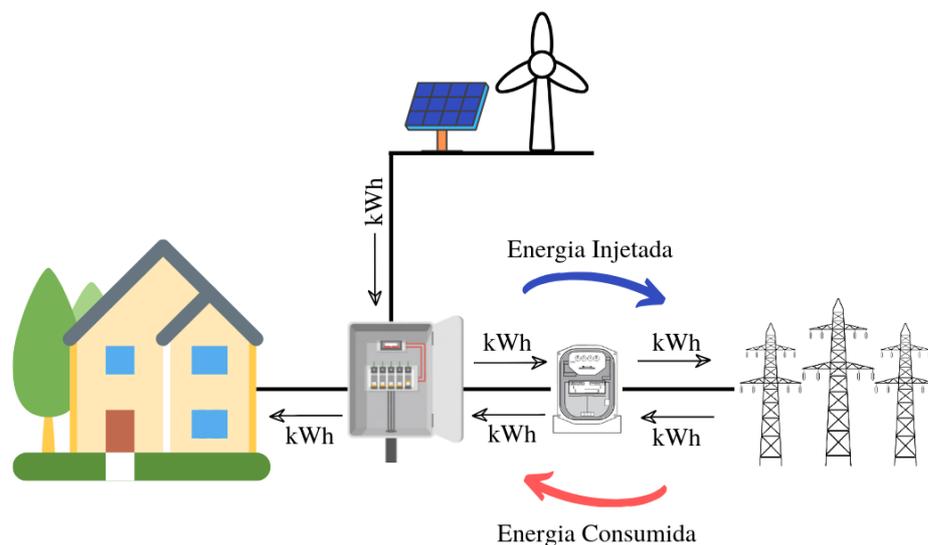
O sistema de geração distribuída, além da descentralização energética, contribui para o suprimento da demanda e proporciona a postergação de investimentos em expansão dos sistemas de distribuição e transmissão; ocasiona um baixo impacto ambiental quando realizado a partir de fontes renováveis de energia; proporciona um alívio na rede de distribuição em períodos de pico de consumo e a diversificação da matriz energética [17]. Entretanto, as desvantagens desse tipo de sistema são o aumento da complexidade de operação da rede; a necessidade de mudança nos procedimentos de operação, controle e proteção da rede; possível complexidade na cobrança pelo uso do sistema elétrico [17].

Para a GD conectada à rede elétrica – vide Figura 2.3 – é necessário que haja um sistema de cobrança da energia elétrica junto à concessionária. O sistema em vigor é o de Compensação de Energia. Através desse sistema, o consumidor gera a energia ativa que necessita para suprir suas cargas e o excedente ele injeta na rede de distribuição, gerando crédito de energia ativa quando a energia consumida for inferior à injetada. O consumidor, então, terá 60 meses para consumir os créditos gerados.

Figura 2.3 – Sistema de compensação de energia elétrica.

## SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

### SISTEMA BIDIRECIONAL



Fonte: Autoria própria com base em [17].

O consumo pode ser feito em outras unidades previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão e pode ser visto como Autoconsumo Remoto, Geração Compartilhada ou empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (Condomínio). O Autoconsumo Remoto é caracterizado pelo consumo em diferentes unidades consumidoras ligadas à mesma pessoa jurídica ou física dentro da mesma área de concessão ou permissão, cuja geração está em local distinto das unidades consumidoras [17, 19, 20]. A Geração Compartilhada caracteriza-se pela reunião de consumidores dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, cuja geração está em local distinto das unidades consumidoras [17, 19, 20]. O consumo em Condomínios caracteriza-se pelo consumo por unidades consumidoras independentes localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas [17, 19, 20].

Embora toda demanda do consumidor possa ser compensada por mini ou microgeração, ele deverá pagar para a concessionária de energia o custo de sua Demanda Contratada – Grupo A – ou, no caso do Grupo B, o Custo de Disponibilidade da energia – equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Os custos são decorrentes da

disponibilidade de oferta de energia da concessionária se porventura o consumidor não gerar energia suficiente para suprir sua demanda.

Um fator importante que deve ser levado em consideração no sistema de compensação de energia é que o consumidor deve consumir o crédito de energia no mesmo posto tarifário que injetou na rede de distribuição, portanto, se ele injetou em posto tarifário fora de ponta, só poderá consumir em posto tarifário fora de ponta [19]. Para utilizar em posto tarifário de ponta, o consumidor deve submeter o consumo a um Fator de Ajuste que consiste na componente TE (Tarifa de Energia) da tarifa de ponta pela fora de ponta, no caso do excedente ser originado no posto tarifário ponta; ou da tarifa fora de ponta pela tarifa de ponta, quando o excedente for injetado na rede em posto fora ponta.

### **2.3. Gerenciamento pelo Lado da Demanda**

Outro conceito importante de ser estudado é o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) que pode ser interpretado como sendo uma estratégia da concessionária de energia elétrica para intervir na demanda do consumidor de modo a modificar o perfil e a magnitude de sua curva de carga. Verifica-se como estratégia bem-sucedida aquela que encontrar um equilíbrio entre benefícios para o consumidor e para a concessionária [21]. Dessa maneira, direta ou indiretamente a concessionária passa a controlar a demanda de energia elétrica do consumidor, deixando-se um controle somente do lado da oferta e passando a ser também do lado da demanda.

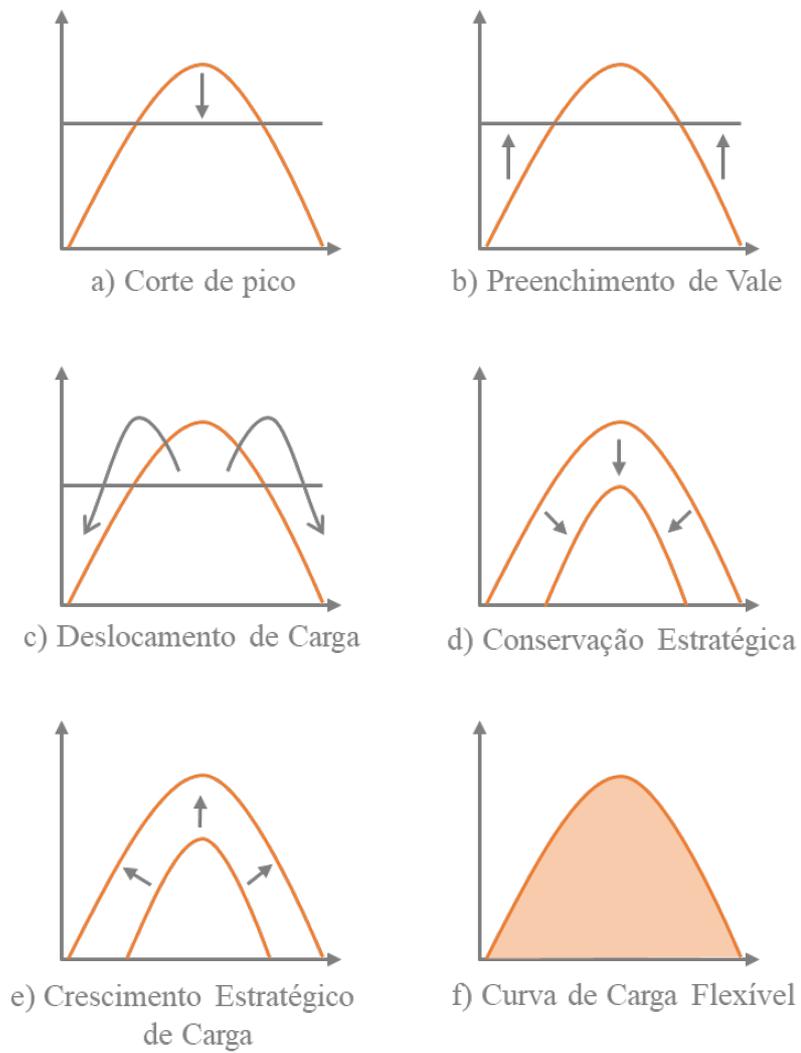
Esta modalidade de gerenciamento pode ser benéfica tanto para o consumidor quanto para a concessionária de energia elétrica. Para a concessionária, observa-se o benefício da mudança do perfil de carga, o que pode ampliar a produtividade e promover um melhor uso dos recursos. Enquanto para o consumidor, o gerenciamento pode levar a um melhor controle dos gastos de energia e redução do seu uso [22].

Nesse contexto, pode-se distinguir seis grandes categorias de GLD: Corte de Pico (*Peak Shaving*), Preenchimento de Vale (*Valley Filling*), Deslocamento de Carga (*Load Shifting*), Conservação Estratégica de Energia (*Strategic Conservation*), Forma Flexível de Carga (*Flexible Load Shape*) e Crescimento Estratégico de Carga (*Strategic Load Growth*) [21]. O corte de pico consiste em estratégias adotadas cujo objetivo é reduzir o pico de demanda do consumidor. Uma estratégia de Corte de Pico que pode ser mencionada é o desligamento de

determinadas cargas durante o horário de pico de consumo; outra estratégia é buscar uma fonte auxiliar que substitua a concessionária e supra a necessidade do consumidor. Outra estratégia é o Preenchimento de Vale que consiste no acionamento de cargas fora do horário de pico de modo a diminuir o custo médio investido em energia elétrica pelos consumidores. O Deslocamento de Carga juntamente com o Corte de Pico e Preenchimento de Vale consiste em mais uma forma clássica de fazer GLD. Essa terceira estratégia consiste em deslocar a carga do período de pico do consumidor para o período fora de pico. Ou seja, ao deixar de acionar algumas cargas no período com mais carga conectadas para acionar em um período com menos cargas.

Outra estratégia de GLD que se pode mencionar é Conservação Estratégica. Essa estratégia consiste em uma mudança na curva de carga que ocorre pelo incentivo à troca de equipamentos elétricos antigos por mais novos e mais eficientes. A concessionária de energia, então, acelera a troca desses equipamentos de modo que seja benéfico para ambas as partes. A estratégia de Crescimento Estratégico de Carga equivale a um crescimento global da venda de energia elétrica estimulado pela concessionária. Um exemplo dessa estratégia é a substituição de óleo combustível por eletricidade em caldeiras industriais [22]. A última estratégia mencionada é Curva de Carga Flexível cujo conceito pode ser relacionado à confiabilidade. Essa estratégia consiste em, através de um estudo de oferta e demanda, flexibilidade no controle de equipamentos de consumidores através de contratos e tarifas específicos.

Figura 2.4 – Estratégias de GLD: :a) Corte de Pico, b) Preenchimento de Vale, c) Deslocamento de Carga, d) Conservação Estratégica de Energia, e) Forma Flexível de Carga e f) Crescimento Estratégico de Carga.



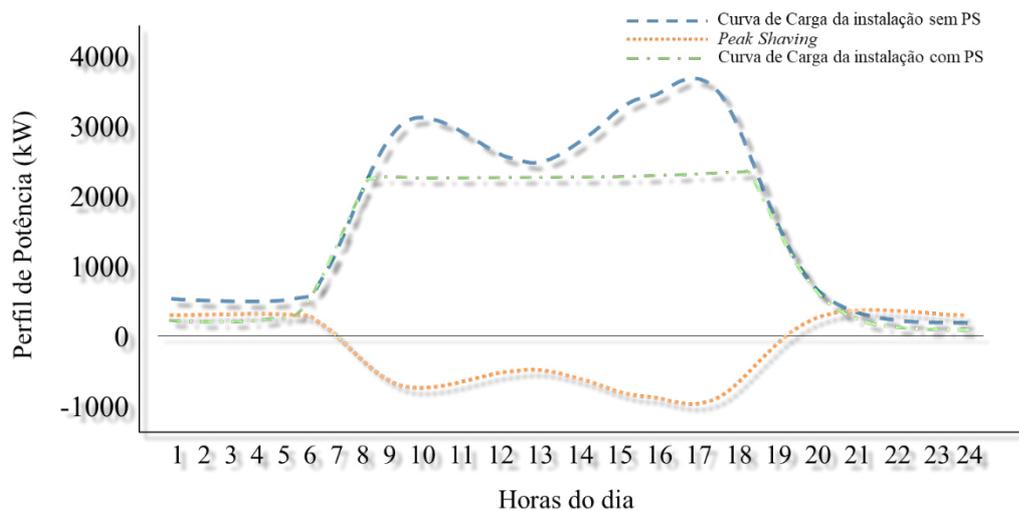
Fonte: Autoria própria com base em [22].

## 2.4. Peak Shaving

Como mencionado na seção precedente, sistemas *Peak Shaving* (ou *Peak Lopping*) se enquadram como uma estratégia de GLD e, dentro da ótica da Geração Distribuída mencionada na seção 2.2, constata-se que um SPS se adequa ao conceito constituindo-se como uma aplicação da GD, uma vez que necessita de uma fonte auxiliar de energia elétrica local que não seja a concessionária.

Esse tipo de sistema tem como objetivo suavizar a curva de demanda do consumidor, cortando o seu pico do ponto de vista da concessionária de energia elétrica, ao lhe fornecer energia proveniente de outra fonte. Dessa forma, o consumidor se abstém da necessidade de desligar as cargas a fim de evitar uma possível ultrapassagem da demanda contratada ou a compra de energia em horário de alta tarifação, evitando prejuízos econômicos. A Figura 2.5 ilustra a atuação desse tipo de sistema.

Figura 2.5 – Exemplo de atuação de um SPS.



Fonte: Autoria própria.

Além dos benefícios trazidos para o consumidor, os SPS diminuem a necessidade de implantação de grandes centrais geradoras, evitando os impactos socioambientais que elas acarretam. Além de que mitigam a necessidade de expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, ou seja, eles apresentam benefícios semelhantes aos da geração distribuída.

Ademais, um SPS pode ser implementado com todas as possíveis modalidades de geração de energia elétrica dentro do contexto da geração distribuída. Desde PCHs até geração com gás natural [21]. Contudo, como dito no capítulo introdutório deste trabalho, na literatura é possível isolar os três principais métodos utilizados para implementar este tipo de sistema: Gerador a Diesel, Modulação de Carga (ou Arbitragem de Energia) e Energia Renovável.

#### **2.4.1. Gerador a Diesel**

A tecnologia de Sistema *Peak Shaving* mais antiga e, portanto, mais madura, implementada pelos consumidores é a do Gerador a Diesel. Seu funcionamento é baseado na conversão de energia mecânica em energia elétrica através de um motor a combustão acoplado a um gerador elétrico, geralmente um alternador síncrono. O motor a combustão fornece força motriz ao gerador, o qual converte a energia mecânica da rotação do motor em energia elétrica. Para esse fim, há a queima de um combustível escolhido conforme o tipo de motor a combustão em uso. Neste caso específico, o combustível usado o óleo diesel.

##### **a) Regimes de Operação do Gerador – Classificação de Trabalho**

A finalidade para a qual o gerador está destinado implica diretamente no seu dimensionamento. É necessário, portanto, determinar em qual “classificação de trabalho” o sistema em questão atuará. As aplicações podem ser divididas em três principais “classificações de trabalho”: *Standby*, *Prime* e Contínua. Essas classificações indicarão as condições de cargas máximas permitidas para o gerador a diesel.

##### **▪ Classificação *Standby***

Nessa classificação o gerador atuará como uma “reserva” para fonte principal de energia elétrica em caso falha no fornecimento, trabalhando por curtos períodos. Pode-se subdividir essa classificação em Sistemas de Emergência, Sistemas Exigidos por Lei e Sistemas Opcionais.

Os Sistemas de Emergência (e Exigidos por Lei) envolvem instalações como centros de saúde (hospitais, clínicas, enfermarias), grandes edificações e locais onde há grande tráfego de pessoas (teatros, cinemas, centro de convenções, quadras esportivas, hotéis) [22, 23]. Em Sistemas Exigidos por Lei o gerador deve atender cargas como iluminação das saídas, ventilação, sistemas de detecção de incêndio, sistemas de comunicação para os serviços de

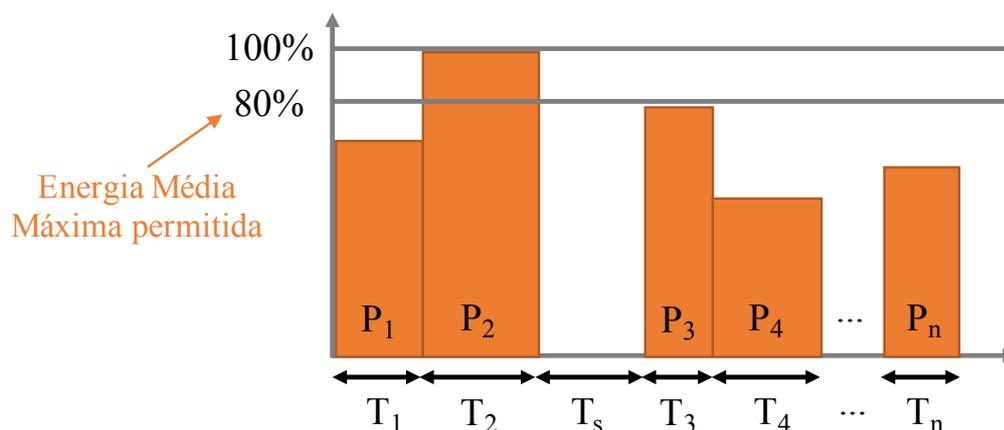
segurança pública, além de instalações industriais onde a falta de energia comprometa a segurança à vida, oferecendo risco de acidentes, integridade física ou risco de morte [22, 23]. Ou seja, locais onde a falta de energia seja um obstáculo para pedido de ajuda, para resgate ou combate a incêndios. Fica a cargo das autoridades locais, munidas das normas técnicas e da legislação, determinar quais sistemas e quais cargas devem ser atendidas nessa classificação.

Os Sistemas Opcionais são aqueles onde o consumidor observa que a interrupção do fornecimento de energia lhe causará grandes transtornos, interrupção de processos industriais críticos ou ocasionar prejuízos nos equipamentos.

Para se adequar a esta classificação o consumidor deve estar conectado a uma fonte usual e confiável de energia (a concessionária, por exemplo) e possuir cargas variáveis cujo potência média seja no máximo 80% da capacidade máxima do gerador projetado para a classificação *Standby*, por um período de consumo de 200 horas/ano, ou de 25 horas/ano para uma demanda média de 100% da capacidade máxima [22, 23], conforme ilustrado na Figura 2.6. A potência média pode ser determinada por (2.1) na qual P é o nível de carga do gerador e T é o período de funcionamento; o período  $T_s$  (veja a Figura 2.6) é o período de inatividade e não deve ser levado em conta. Essa classificação não admite qualquer porcentagem de sobrecarga constante e nem operação em paralelo com a fonte principal de energia. Se enquadram na classificação *Prime* as instalações cujo tempo anual de uso supere 200 horas com carga variável ou 25 horas com o consumo de 100% da máxima capacidade permitida.

$$P_{media} = \frac{(P_1 \times T_1) + (P_2 \times T_2) + (P_3 \times T_3) + (P_4 \times T_4) + \dots + (P_n \times T_n)}{T_1 + T_2 + T_3 + T_4 + \dots + T_n} \quad (2.1)$$

Figura 2.6 – Atuação de um sistema em *Standby*.



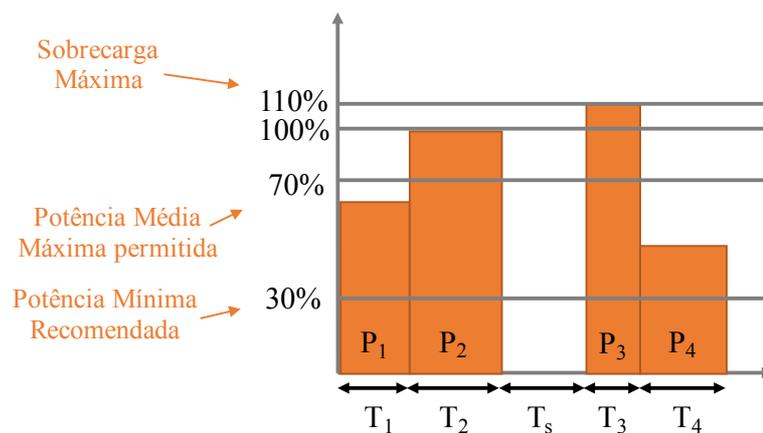
Fonte: Autoria própria com base em [22].

#### ▪ Classificação *Prime*

A classificação *Prime* subdivide-se em outras três categorias: Energia *Prime*, Corte de Pico de Demanda (*Peak Shaving*) e Redução de Custos [22, 23]. Os Sistemas de Energia *Prime* são aqueles que utilizam geração local de energia em áreas onde o serviço da concessionária não esteja disponível. Os Sistemas de Corte de Pico utilizam a geração local de energia para suprir os picos de consumo, nivelando o consumo da eletricidade proveniente da rede pública. E, por fim, nos Sistemas de Redução de Custos geralmente o consumidor contrata uma quantidade específica de demanda e supre o que exceder a isso com geração local. Normalmente os consumidores optam pelo suprimento do Horário de Ponta com uma fonte auxiliar, por conta do custo da tarifa nesse horário.

Nessa classificação, as aplicações com “carga variável” permitem que o gerador opere por um número ilimitado de horas por ano e o fator de carga médio não deve exceder 70% da máxima capacidade do gerador na classificação *Prime*. Já as operações com “carga constante”, em paralelo com a fonte usual de energia elétrica, tal como o *Peak Shaving*, estão sujeitas à limitação de 750 horas de trabalho por ano. Uma sobrecarga de 10% é admissível, por um período máximo de 1 hora a cada 12 horas de funcionamento, contudo, não deve exceder 25 horas anuais [22, 23].

Figura 2.7 – Atuação de um sistema em regime *Prime*.

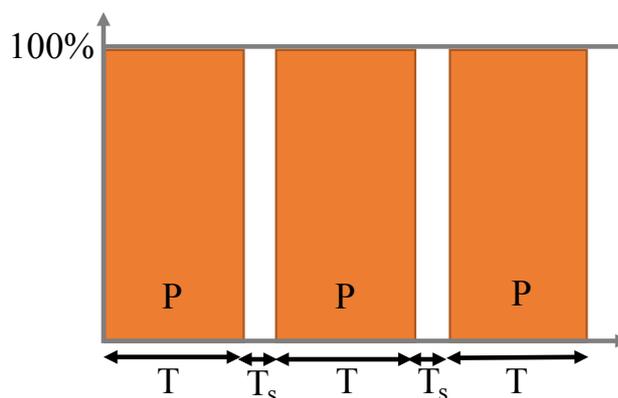


Fonte: Autoria própria com base em [22].

### ▪ Classificação Contínua

Dentro da Classificação Contínua encontra-se a categoria de Sistemas de Carga Básica que se caracteriza pelo consumo constante de potência (kW) da geração local de energia elétrica por longos períodos. Na classificação Energia de Carga Básica o gerador pode atuar em fornecimento contínuo de energia, trabalhando em 100% de sua capacidade para a classificação contínua, por um número ilimitado de horas – ilustrado na Figura 2.8. A norma [23] não especifica qualquer capacidade de sobrecarga. Nesse tipo de classificação os geradores são conectados em paralelo com a fonte principal de energia. Deve ser enfatizado que a capacidade nominal do gerador em regime contínuo é menor do que a capacidade dele em regime *Prime*, que por sua vez é menor do que a capacidade na classificação Standby. Em termos aproximados, as potências nominais de um gerador são 80% e 90% da capacidade do mesmo em Standby, respectivamente para as classificações em regime contínuo e prime.

Figura 2.8 – Atuação de um sistema em Energia de Carga Básica.



Fonte: Autoria própria adaptado de [22].

Na Tabela 2.3 está um resumo dos regimes de trabalho de grupo geradores a Diesel.

Tabela 2.3 – Resumo das classificações dos geradores a diesel, refrigerados a água.

		Classificação do Grupo Gerador		
		<i>Standby</i>	<i>Prime</i>	Contínua
Tipo de Sistema	Emergência	Energia <i>Prime</i>	Carga Básica	
	<i>Standby</i> Exigido Por Lei	Corte de Pico		
	<i>Standby</i> Opcional	Redução de Custos		

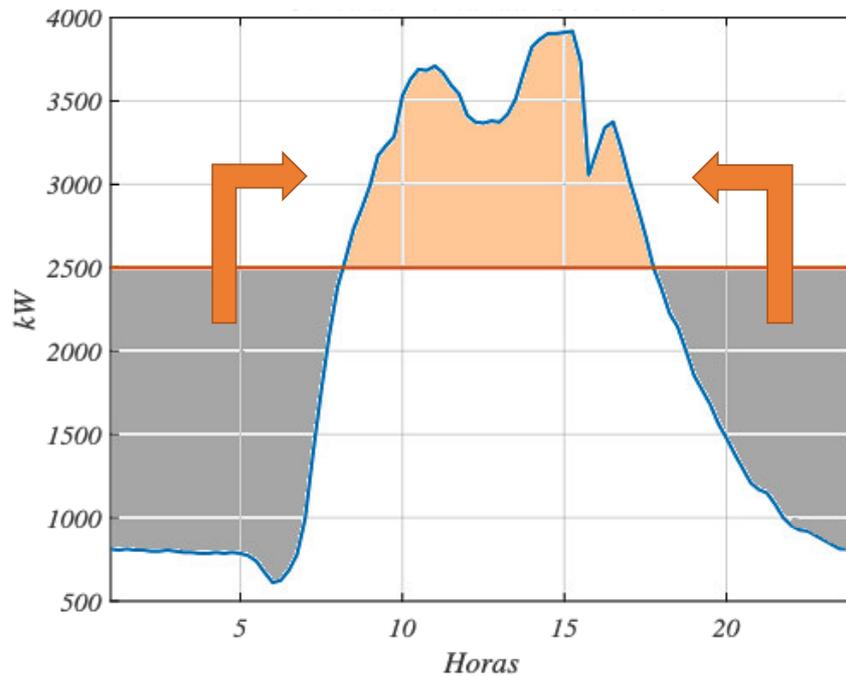
Fonte: Autoria própria adaptado de [22].

#### 2.4.2. Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica

Além da estratégia de SPS com Gerador a Diesel, as outras duas estratégias mencionadas no capítulo introdutório deste trabalho são os SPS com Modulação de Carga e os SPS com Energias Renováveis. Os SPS com Modulação de Carga consistem em estratégias que utilizam sistemas de armazenamento de energia elétrica para armazenar energia em horário de baixo consumo e baixa tarifação para ser utilizada em um período de elevado consumo e/ou elevada tarifação. No sistema tarifário brasileiro em vigor o período ideal de armazenamento é fora do horário de ponta, pois é o período de menor tarifação no dia. Com isso, o consumidor redistribui o seu consumo de energia suavizando a curva de demanda e evitando prejuízos econômicos ou ao setor de distribuição.

Na Figura 2.9 mostra-se a ilustração do método de SPS com Modulação de Carga. A área de cor cinza da curva que está representada na figura é a energia que está disponível para armazenamento e a área de cor laranja da mesma curva é a energia que deve ser suprida pelo SPS. As setas de cor laranja demonstram o possível deslocamento do consumo de energia.

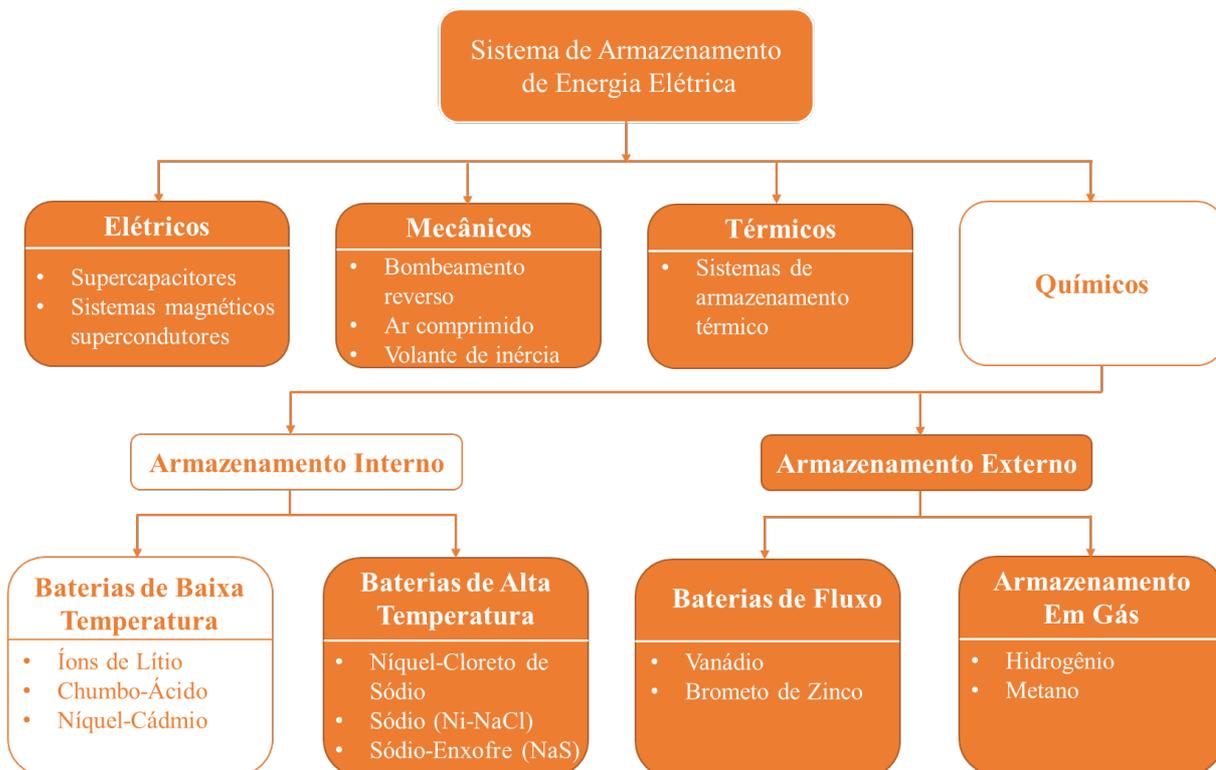
Figura 2.9 – Ilustração do método de SPS com Modulação de Carga.



Fonte: Autoria própria.

Como mencionado, para a execução desse método é necessário um sistema de armazenamento de energia. O termo “armazenamento de energia” é um termo abrangente que se refere ao armazenamento de energia em diversas formas – térmico, químico, elétrico, etc. Dentre os sistemas de armazenamento podem-se citar supercapacitores, sistemas magnéticos supercondutores, ar comprimido, baterias eletroquímicas, etc. Na Figura 2.10 está representado um resumo dos principais tipos de dispositivos de armazenamento de energia elétrica. Na figura pode-se ver destacado com a cor branca os dispositivos de armazenamento mais utilizados na literatura: baterias eletroquímicas de baixa temperatura [5, 4, 11].

Figura 2.10 – Principais tipos de dispositivos de armazenamento de energia elétrica.



Fonte: Autoria própria adaptado de [24].

De acordo com a Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia – ABAQUE – as aplicações de sistemas de armazenamento são divididas em quatro grandes grupos: Deslocamento da Energia no Tempo; Capacidade Adicional de Fornecimento; Integração de Fontes Renováveis e Serviços Ancilares [24].

Em meio aos grupos mencionados no parágrafo anterior pode-se observar o uso de sistemas de armazenamento em unidades industriais e residenciais que se dividem nas seguintes aplicações: Redução de Ponta de Carga; Arbitragem de Energia; Deslocamento de Consumo; Confiabilidade; Suprimento a Picos de Demanda de Potência e Aplicações em Sistema com Energia Renovável [24]. A Redução de Ponta de Carga consiste em armazenar a energia em momentos de maior disponibilidade para utilizar durante o pico de demanda; a Arbitragem de Energia consiste em armazenar energia em períodos de baixa tarifação para utilizar em períodos cuja tarifação é mais elevada; o Deslocamento de Consumo, usado em sistema isolados, consiste em armazenar energia em período de maior produção para utilizar em períodos de maior demanda; o sistemas de Confiabilidade são aqueles que armazenam energia para uso em

momentos de indisponibilidade; o Suprimento a Pico de Demanda de Potência equivale aos sistemas responsáveis por suprir picos de potência de curta duração como, por exemplo, em instalações industriais com cargas de grande inércia; já as Aplicações em Sistema com Energia Renovável são as aplicações dos sistemas de armazenamento associação à sistemas de geração de energia elétrica com fontes renováveis [24].

Nessa última aplicação dos sistemas de armazenamento de energia elétrica pode-se observar benefícios tais como: armazenamento do excesso de produção durante o período de baixa demanda para utilização em períodos cuja tarifação é mais elevada – *Time Shifting*; armazenamento da produção que seria desperdiçado devido a restrições de transmissão – Minimização do *Curtailement*; redução da flutuação devido à intermitência das fontes renováveis – *Output Smoothing*; e minimização dos efeitos provocados pelas incertezas das previsões de produção por parte de geração renovável devido à imprecisão da previsão meteorológica [24]

O método de Modulação de Carga abordado neste trabalho é uma combinação dos métodos de Redução de Ponta de Carga e Arbitragem de Energia, pois ele é responsável tanto pelo deslocamento de disponibilidade e demanda, quanto pelo deslocamento entre períodos de baixa e alta tarifação. Além disso, como mencionado, fontes renováveis de energia elétrica possuem seu fornecimento condicionados pela natureza de suas fontes primárias. Ou seja, a energia fotovoltaica, por exemplo, possui seu fornecimento condicionado pelo regime do sol. Por isso, os sistemas de Suavização de Oscilações de Potência devem garantir que o consumidor tenha um fornecimento de energia elétrica constante. Os métodos adotados serão melhores explicados no Capítulo 4 deste trabalho.

## Capítulo 3. Estratégias de *Peak Shaving* aplicadas à UFMA

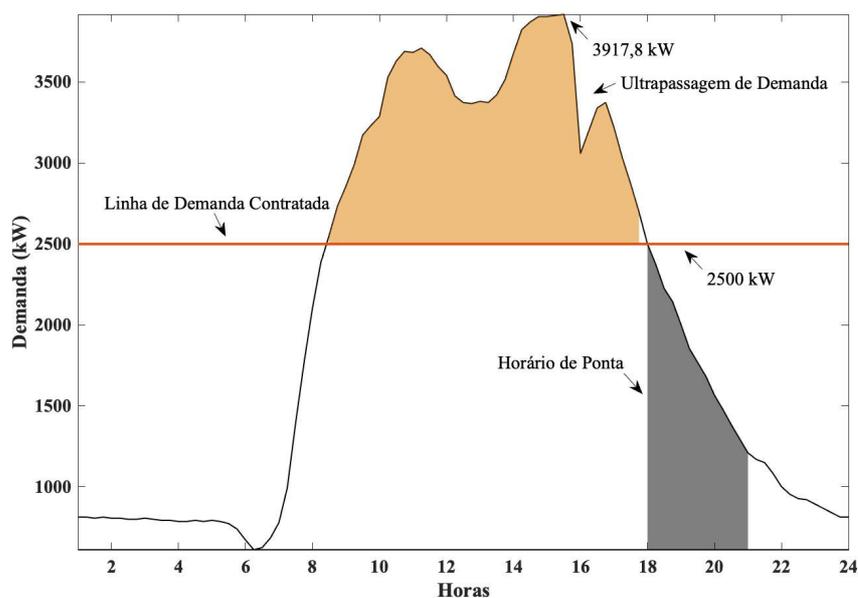
---

Neste capítulo apresenta-se a análise do comportamento de consumo e demanda de um consumidor de alta tensão, ou seja, um consumidor pertencente ao Grupo A, cuja demanda e consumo são faturados. O consumidor deste estudo de caso é a Universidade Federal do Maranhão – UFMA. Além da análise desse consumidor, são apresentados os métodos de *Peak Shaving* aplicados ao estudo de caso descrito nos parágrafos precedentes, assim como as análises econômicas de cada método em cada cenário. O primeiro método é o de um SPS com Gerador a Diesel; o segundo é o de um SPS com Modulação de Carga e o terceiro é o de um SPS com Energia Fotovoltaica. Tanto no Cenário I quanto no Cenário II as três estratégias de SPS foram dimensionadas e em seguida analisadas economicamente através dos métodos: *Payback* Simples e *Payback* Descontado ou Valor Presente Líquido.

A abordagem utilizada nessa análise é baseada em Cenários. Ou seja, o comportamento do consumo e da demanda do consumidor foram analisados através de dois cenários: Cenário I – compensação de todo consumo acima da linha de demanda contratada – e o Cenário II – compensação de todo consumo do Horário de Ponta.

Na Figura 3.1, que mostra a curva de carga do dia de maior pico de demanda no ano de 2017, está ilustrada a localização dos dois cenários: o Cenário I está destacado pela área de cor laranja e o Cenário II está identificado pela área de cor cinza. A linha de cor laranja representa a linha de Demanda Contratada, que no caso deste consumidor é de 2500 kW. Observa-se, portanto, que a compensação da energia no Cenário I evita que este consumidor pague pela demanda de ultrapassagem.

Figura 3.1 – Curva de carga do dia de maior pico de demanda em 2017.



Fonte: Autoria própria com base na Companhia Energética do Maranhão (CEMAR)..

### 3.1. Análise do consumidor

O período de análise para esse consumidor compreende todos os meses do ano de 2017. Para esse fim, os recursos utilizados foram as contas de energia elétrica e a memória de massa do seu medidor do ano 2017. Alguns detalhes acerca desse consumidor são apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Detalhes técnicos sobre o consumidor.

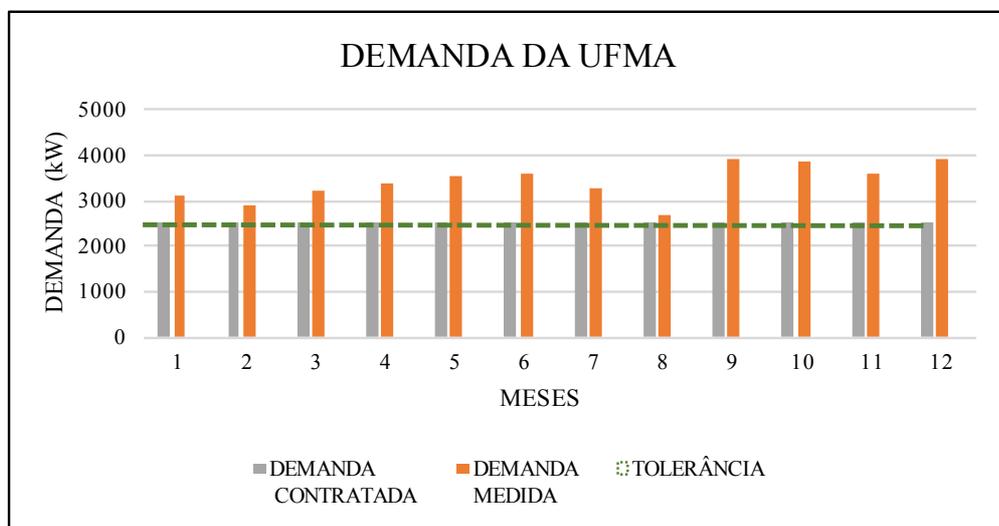
<b>Consumidor – UFMA</b>	
Grupo de tensão	A4 ( 2,3 kV – 25 kV)
Número de Fases	Trifásico
Tensão contratada	13,8 kV
Demanda contratada	2500 kW
Tarifação horo-sazonal	Verde

Fonte: Autoria própria com base na CEMAR.

Na Figura 3.2 mostra-se a demanda medida do consumidor ao longo de todos os meses do ano 2017 e, sabendo-se que a demanda contratada deste consumidor é de 2500 kW como mencionado na introdução deste capítulo (veja Tabela 3.1), constata-se que em todos os meses daquele ano o consumidor a ultrapassou a demanda contratada. Contudo, essa é uma situação crítica, pois não há como o consumidor solicitar, junto a concessionária, uma alteração no valor

da demanda contratada, uma vez que o mesmo é suprido em uma tensão de fornecimento de 13,8 kV e está no limite de demanda contratada para esse nível de tensão que, segundo a legislação pertinente para consumidores desse tipo, é exatamente 2500 kW. A solução para que o consumidor pudesse alterar o valor da sua demanda contratada seria o mesmo passar a ser atendido com tensão de fornecimento igual a 69 kV. Para tanto, ele precisaria arcar com os custos das adaptações necessárias na rede de distribuição da companhia [1] e construir por conta própria uma subestação de 69 kV. Por motivos que fogem ao escopo deste trabalho, essa medida não foi adotada pelo consumidor. Por conseguinte, ela não será considerada nesta análise.

Figura 3.2 – Histórico de registro mensal da demanda do consumidor UFMA – 2017.



Fonte: Autoria própria com base em [15].

Para a análise realizada no Cenário I, observa-se, através da Figura 3.2, que o consumidor ultrapassou sua demanda contratada por um período que compreende das 8 às 18 horas, ou seja, durante 10 horas, e que o seu pico de demanda foi de 3918 kW, ultrapassando a demanda contratada em 1418 kW. Portanto, ao se projetar um SPS para esse cenário, leva-se em conta que esse consumidor precisará de uma fonte de energia diferente da concessionária que seja capaz de fornecer, em algum instante do cenário, a diferença entre o pico de demanda e a demanda contratada, ou seja, 1418 kW. Além disso, essa fonte deverá suprir a energia que for consumida com demanda superior a 2500 kW, ou seja, a área compreendida acima da linha de demanda contratada. Já no Cenário II, que compreende o horário de ponta, a fonte externa deverá substituir integralmente a concessionária. Logo, para o caso específico da Figura 3.1,

observa-se que a fonte deverá ter capacidade para suprir uma demanda de pico de 2500 kW e, como se trata do período de ponta, o suprimento de toda a energia para as cargas será necessário durante um período de três horas.

As tarifas de consumo, demanda e ultrapassagem de demanda apresentadas na Tabela 3.2 foram obtidas das contas de energia elétrica do consumidor no ano de 2017. Ressalta-se que para esta análise não foi levado em consideração o consumo de energia reativa excedente na ponta ou fora de ponta; os juros; a contribuição de iluminação pública; as bandeiras tarifárias e os tributos.

Tabela 3.2 – Tarifas para consumidor A4 – Verde – em 2017.

Mês	Consumo		Demanda	Ultrapassagem de Demanda
	Fora de Ponta	Ponta		
Janeiro	0,344931	2,310799	24,965027	49,930058
Fevereiro	0,32506	2,177680	23,526858	49,930058
Março	0,322224	2,158675	23,321538	47,053736
Abril	0,275707	2,115514	23,364151	46,643086
Mai	0,310328	2,154357	23,417767	46,83555
Junho	0,328132	2,237351	24,245645	48,491283
Julho	0,336499	2,294406	24,863936	49,727858
Agosto	0,338751	2,309758	25,030298	50,060638
Setembro	0,340441	2,569482	28,394238	56,788483
Outubro	0,335893	2,550809	28,219192	56,438373
Novembro	0,346111	2,628403	29,077614	58,155208
Dezembro	0,338215	2,568443	28,41427	56,828549

Fonte: Autoria própria com base em [15].

Nas seções que seguem são, então, apresentados os métodos de *Peak Shaving* aplicados ao estudo de caso descrito nos parágrafos precedentes, assim como as análises econômicas dos métodos em cada cenário.

### 3.2. *Peak Shaving* utilizando o método do Gerador Diesel

Esta seção tem como objetivo comparar os custos despendidos pelo consumidor com seu consumo de energia elétrica tarifado pela concessionária de energia com aquele que passará a ter após a implantação do Sistema *Peak Shaving* utilizando o método do Gerador a Diesel.

#### 3.2.1. Análises para o Cenário I

O Cenário I refere-se ao suprimento de todo consumo de energia elétrica acima da linha de demanda contratada, inclusive o corte de qualquer valor de demanda acima do valor contratado. A seguir, apresenta-se o dimensionamento do gerador para este cenário, contemplando o custo do kWh gerado pelo GENSET e análise econômico-financeira para implantação do sistema.

▪ **Projeto do GENSET para o Cenário I**

Para o Cenário I, o valor da potência nominal em kW do gerador, na classificação *prime*, é dimensionado através de (3.1).

$$kW_1 = \max \left[ (D_{pico} - D_{contratada}) e \frac{\bar{D}_{excedente}}{0,7} \right] = 1418 \text{ kW} \quad (3.1)$$

Na qual,

- ✓  $kW_1$  → é a potência nominal do gerador, na classificação *Prime*, para o Cenário I;
- ✓  $D_{pico}$  → é a maior demanda de pico registrada ao longo do ano: 3918 kW;
- ✓  $D_{contratada}$  → é a demanda contratada por este consumidor: 2500 kW;
- ✓  $\bar{D}_{excedente}$  → é a demanda média excedente da curva de carga acima da demandada contratada, conforme ilustrado na Figura 3.1. Seu cálculo é feito conforme (3.2), na qual  $C_{excedente}$  é o consumo de energia elétrica acima da linha de Demanda Contratada e  $h_{ultrapassagem}$  é o tempo que demora a ultrapassagem em horas.

$$\bar{D}_{excedente} = \frac{C_{excedente}}{h_{ultrapassagem}} = \frac{8559,8 \text{ kWh}}{10h} = 855,98 \text{ kW} \quad (3.2)$$

A potência nominal do gerador em kVA, na classificação *Prime*, é calculada dividindo-se o valor de  $kW_1$  pelo fator de potência médio da carga do consumidor durante o período em que a demanda excede a demanda contratada (Cenário I), ou dividindo-se  $kW_1$  por 0,80 (fator de potência nominal do gerador), adotando-se o maior valor em kVA encontrado. Para o caso em estudo, a potência dimensionada para o gerador foi de 1772,5 kVA.

Para fornecer essa potência, através de [25], obteve-se o orçamento de um GENSET em um custo de R\$ 3.739.000,00.

### ▪ Cálculo do kWh fornecido pelo GENSET para o Cenário I

O custo do kWh fornecido pelo Gerador é dado por três parcelas: 1ª) o custo do diesel por kWh; 2ª) o custo da depreciação do gerador por kWh e 3ª) o custo da manutenção por kWh. Para encontrar cada uma dessas parcelas são necessários os seguintes cálculos:

#### 1ª) O custo do diesel por kWh

Para o cálculo do custo do diesel por kWh foi utilizado (3.3).

$$C_{diesel} = V_{diesel} \times P_{diesel} = 0,3 \times 3,49 = 1,047 \text{ R\$/kWh} \quad (3.3)$$

Na qual,

- ✓  $C_{diesel}$  → é o custo do diesel por kWh [26];
- ✓  $V_{diesel}$  → é o total de diesel consumido em L/kWh. Para este trabalho utilizou-se 0,3 L/kWh, que é uma aproximação normalmente utilizada em estudos desse tipo [27] para determinar quantos litros de diesel são consumidos pelo gerador para que o mesmo produza 1 kWh de energia quando opera em sua potência nominal;
- ✓  $P_{diesel}$  → é o preço do atual diesel, em R\$/L.

#### 2ª) O custo da depreciação do gerador por kWh

Para o cálculo do custo da depreciação do gerador por kWh foi utilizado (3.4).

$$C_{depreciação_I} = \frac{G_{inicial_I}}{P_{w_I}} = \frac{4.598.970}{1418} = 0,2162 \text{ R\$/kWh} \quad (3.4)$$

Na qual,

- ✓  $C_{depreciação}$  → é o custo da depreciação do GENSET por kWh [26];
- ✓  $G_{inicial_I}$  → são os custos iniciais investidos na aquisição e implantação do gerador a diesel. Esta variável contempla o valor do gerador, o custo de instalação e custo dos materiais necessários para a instalação. Os custos do gerador e dos materiais de instalação foram obtidos com base em [25] e o custo de instalação foi orçado com base em um custo médio de instalação observado na literatura [28, 29, 30],

sendo este um custo de 23% sobre o valor investido no gerador. O cálculo de  $G_{inicial}$  pode ser visto em (3.5).

- ✓  $V_{\acute{u}til}$  → é o tempo de vida útil do gerador. Neste trabalho foi adotado 15000h, que é um tempo comumente encontrado na literatura [29, 31]. Seu cálculo é feito a partir de uma estimativa na qual o motor a diesel de um caminhão que anda a uma velocidade média de 60 km/h é capaz de fazê-lo deslocar-se até 1.000.000 km, totalizando uma vida útil de 16667 h que foi aproximada para 15000h.
- ✓  $P_{wI}$  → é a potência máxima que deverá ser fornecida pelo gerador. Neste cenário é a diferença entre o dia de maior pico de demanda registrado e a demanda contratada:  $P_{wI} = 1418 \text{ kW}$ .

$$G_{inicialI} = C_{gerador} + C_{materiais} + C_{instalação} = \text{R\$ } 4.598.970,00 \quad (3.5)$$

### 3ª) O custo da manutenção por kWh

O custo da manutenção preventiva do gerador por kWh foi encontrado através de (3.6).

$$C_{manutençãoI} = \frac{C_{man_{prev}}}{\frac{h_{trabI}}{P_{wI}}} = \frac{4440}{\frac{2400}{1418}} = 0,0013 \text{ R\$/kWh} \quad (3.6)$$

Na qual,

- ✓  $C_{manutençãoI}$  → é o custo da manutenção do GENSET por kWh [26];
- ✓  $C_{man_{prev}}$  → é o custo da manutenção preventiva. Neste trabalho foi utilizado 4440,00 R\$/ano [32];
- ✓  $h_{trabI}$  → são as horas trabalhadas anualmente pelo gerador. Neste trabalho foram utilizadas 10 horas diárias, pois é o tempo médio de ultrapassagem de Demanda Contratada desse consumidor, observado através de simulações das curvas de demanda por meio do software MatLab. Portanto, são 10 horas por dia, 5 dias por semana, 4 semanas por mês e 12 meses por ano, totalizando 2400 horas/ano.

Com isso, o custo total do kWh ( $C_{kWh_{dieselI}}$ ) fornecido pelo GENSET pôde ser determinado através de (3.7).

$$C_{kWh_{diesel_l}} = C_{diesel} + C_{depreciação} + C_{manutenção} = 1,2645R\$/kWh \quad (3.7)$$

▪ **Análise de viabilidade econômico-financeira do Cenário I**

Essa análise foi feita através da simulação do comportamento econômico da instalação do consumidor após a implementação do SPS. Para esse fim, foram obtidos através do software MatLab os consumos mensais de pico por meio da integração da área acima da linha de demanda contratada. Os dados computados foram extraídos da memória de massa do medidor do consumidor. Além do consumo de pico, foi incluída nessa análise a demanda ativa e de ultrapassagem de demanda extraídas das contas de energia elétrica do consumidor. Os valores obtidos estão listados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Medidas de consumo e demanda.

Mês	Consumo de pico (kWh)	Demanda Ativa (kW)	Demanda de Ultrapassagem(kW)
Janeiro	71.883	3.104,64	604,64
Fevereiro	33.639	2.916,48	416,48
Março	79.494	3.212,16	712,16
Abril	130.746	3.353,28	853,28
Maiο	186.792	3.534,72	1.034,72
Junho	169.401	3.581,76	1.081,76
Julho	123.336	3.259,2	759,2
Agosto	7.347	2.688	188
Setembro	256.794	3.917,76	1.417,76
Outubro	246.373	3.908,24	1.408,24
Novembro	184.773	3.608,64	1.108,64
Dezembro	232.933	3.897,6	1.397,6

Fonte: Autoria própria com base em [15].

Para compreender a análise feita, é válido ressaltar que todo pico de demanda deste consumidor ocorreu em horário fora de ponta. Portanto, a comparação da instalação com e sem GENSET foi feita com base na tarifa de consumo fora de ponta que pode ser vista na Tabela 3.2. Então, mês a mês, foi subtraído do custo total pago pelo consumidor o valor do consumo de pico calculado com a tarifa da concessionária e somado o novo custo de consumo calculado com a tarifa do GENSET, vista em (3.7). Além disso, como o consumidor terá todo seu pico de consumo suprido pelo gerador, a ultrapassagem de demanda também foi removida do custo

total a pagar pelo consumidor. Para isso, a ultrapassagem é removida tanto com a tarifa de demanda ativa quanto com a tarifa de demanda de ultrapassagem, pois é assim que ela é cobrada pela companhia de energia elétrica. Para melhor ilustrar o cálculo supracitado vê-se em (3.8) o novo total a pagar dado por  $C_{total_{new}}$ .

$$C_{total_{new}} = \sum_{m=1}^{12} \left[ C_{total_{cemar}}(m) - E_{pico_{cemar}}(m) + E_{pico_{gerador}}(m) - D_{ult_{kWativa}}(m) - D_{ult_{kWult}}(m) \right] \quad (3.8)$$

Na qual,

- ✓  $C_{total_{new}}$  → é o novo valor pago mensalmente pelo consumidor após a implantação do SPS com GENSET;
- ✓  $C_{total_{cemar}}$  → é o valor total pago pelo consumidor mensalmente para a concessionária no ano analisado;
- ✓  $E_{pico_{cemar}}$  → é o custo do consumo de pico calculado através da tarifa da concessionária;
- ✓  $E_{pico_{gerador}}$  → é o custo do consumo de pico calculado através da tarifa do GENSET;
- ✓  $D_{ult_{kWativa}}$  → é custo da demanda de ultrapassagem calculado através da tarifa de demanda ativa;
- ✓  $D_{ult_{kWult}}$  → é custo da demanda de ultrapassagem calculado através da tarifa de demanda de ultrapassagem.

Os valores obtidos por (3.8) podem ser vistos na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Custos de consumo e demanda de ultrapassagem.

Mês	$C_{total_{cemar}}$ (R\$)	$E_{pico_{cemar}}$ (R\$)	$E_{pico_{gerador}}$ (R\$)	$D_{ult_{kWativa}}$ (R\$)	$D_{ult_{kWult}}$ (R\$)	$C_{total_{new}}$ (R\$)
1	604.359,2	24.794,68	90.896,05	15.094,85	30.189,71	625.176,01
2	467.878,28	10.934,69	42.536,52	9.798,47	20.794,87	468.886,77
3	480.799,76	25.614,87	100.520,16	16.608,67	33.509,79	505.586,59
4	585.945,67	36.047,59	165.328,32	19.936,16	39.799,61	655.490,62
5	640.047,08	57.966,79	236.198,48	24.230,83	48.461,68	745.586,26
6	672.294,56	55.585,89	214.207,56	26.227,97	52.455,93	752.232,34
7	647.302,54	41.502,44	155.958,37	18.876,7	37.753,39	705.128,38
8	627.761,88	2.488,80	9.290,28	4.705,7	9.411,39	620.446,26
9	790.181,88	87.423,21	324.716,01	40.256,21	80.512,44	906.706,03
10	895.569,88	82.754,97	311.538,66	41.714,74	83.429,46	999.209,37
11	848.950,00	63.951,97	233.645,46	32.236,61	64.473,19	921.933,69
12	806.995,65	78.781,43	294.543,78	3.9711,78	79.423,58	903.622,63

Fonte: Autoria própria com base em [15].

O lucro ou prejuízo obtido através da implantação do sistema pode ser observado na análise do montante despendido pelo consumidor antes e depois da implantação do sistema. Para esse fim, através de (3.9), obteve-se como resultado –R\$ 741.918,59 cujo valor negativo evidencia o prejuízo trazido para o consumidor pela implantação do sistema no Cenário I. Demonstrando, portanto, a inviabilidade de implantação do SPS com GENSET para suprir esse quantitativo de consumo diante de uma baixa tarifação da concessionária de energia.

$$E_{anual_I} = \sum_{m=1}^{12} C_{total_{cemar}}(m) - \sum_{m=1}^{12} C_{total_{new}}(m) \quad (3.9)$$

Na qual,

✓  $E_{anual_I} \rightarrow$  é lucro ou prejuízo gerado com implantação do sistema Cenário I.

### 3.2.2. Análises para o Cenário II

O Cenário II, como já mencionado, refere-se ao fornecimento de energia para as cargas do consumidor durante o horário de ponta. A seguir, apresenta-se o dimensionamento do gerador para este cenário contemplando o custo do kWh gerado pelo GENSET e análise econômico-financeira para implantação do sistema.

#### ▪ Projeto do GENSET para o Cenário II

O gerador para o Cenário II foi projetado (3.10) de modo a fornecer a maior demanda registrada em HDP.

$$kW_2 = \max \left[ D_{pico_{ponta}} e \frac{\bar{D}_{ponta}}{0,7} \right] = 2972 \text{ kW} \quad (3.10)$$

Na qual,

- ✓  $kW_2$  → é a potência nominal do gerador para o Cenário II;
- ✓  $D_{pico_{ponta}}$  → é a maior demanda registrada ao longo do ano em horário de ponta: 2500 kW;
- ✓  $\bar{D}_{ponta}$  → é a demanda média em horário de ponta que é calculada conforme (3.11). Na qual,  $C_{ponta}$  é o consumo de energia elétrica registrado em horário de ponta no dia de maior demanda e  $h_{ponta}$  é o período do horário de ponta em horas.

$$\bar{D}_{ponta} = \frac{C_{ponta}}{h_{ponta}} = \frac{6241,2 \text{ kWh}}{3 \text{ h}} = 2080,4 \text{ kW} \quad (3.11)$$

Tal como no Cenário I, a potência nominal do gerador em kVA, na classificação Prime, é calculada dividindo-se o valor de  $kW_2$  pelo fator de potência médio da carga do consumidor durante o período de ponta (Cenário II), ou dividindo-se  $kW_2$  por 0,80 (fator de potência nominal do gerador), adotando-se o maior valor em kVA encontrado. Para o caso em estudo, a potência dimensionada para o gerador foi de 3715 kVA.

Para fornecer essa potência, através de [25], obteve-se o orçamento de um GENSET em um custo de R\$ 6.692.000,00.

#### ▪ Cálculo do kWh fornecido pelo GD para o Cenário II

O kWh fornecido pelo GENSET no Cenário II foi calculado de modo análogo ao Cenário I, portanto, foi determinado o custo do diesel por kWh, o custo da depreciação do gerador por kWh e o custo de sua manutenção por kWh para este cenário.

##### 1ª) O custo do diesel por kWh

O custo do diesel para este cenário é o mesmo calculado no cenário anterior e mostrado em (3.3) com o valor de 1,047 R\$/kWh.

### 2ª) O custo da depreciação do gerador por kWh

O custo da depreciação do GENSET para o Cenário II pode ser visto em (3.12).

$$C_{depreciação_{II}} = \frac{C_{inicial_{II}}}{\frac{V_{útil}}{P_{wII}}} = \frac{8.231.160,00}{\frac{15000}{2972}} = 0,1846 \text{ R\$/kWh} \quad (3.12)$$

Na qual,

- ✓  $C_{depreciação_{II}}$  → é o custo da depreciação do GENSET por kWh no Cenário II [26];
- ✓  $G_{inicial_{II}}$  → são gastos iniciais da instalação do SPS com GENSET (R\$ 6.692.000,00) no Cenário II calculado de modo análogo ao Cenário I através de (3.5):  $G_{inicial_{II}} = \text{R\$ } 8.231.160,00$ ;
- ✓  $P_{wII}$  → é a potência máxima que deverá ser fornecida pelo gerador no Cenário II. Neste cenário é a divisão da demanda média por 70%, obrigando-o a trabalhar conforme exige em regime *prime*: 2972 kW.

### 3ª) O custo da manutenção por kWh

Para o cálculo do custo da manutenção preventiva do gerador por kWh foi utilizada a equação (3.13).

$$C_{manutenção_{II}} = \frac{\frac{C_{man_{prev}}}{h_{trab_{II}}}}{P_{wII}} = \frac{\frac{4440}{720}}{2972} = 0,00207 \text{ R\$/kWh} \quad (3.13)$$

Na qual,

- ✓  $C_{manutenção_{II}}$  → é o custo da manutenção do GENSET por kWh no Cenário II [26];
- ✓  $h_{trab_{II}}$  → são as horas trabalhadas anualmente pelo gerador. Neste cenário, são 3 horas diárias trabalhadas no horário de ponta. Portanto, são 3 horas por dia, 5 dias por semana, 4 semanas por mês e 12 meses por ano: 720 h.

Com isso, o custo total do kWh ( $C_{kWh_{diesel_{II}}}$ ) fornecido pelo GENSET no Cenário II pode ser determinado através de (3.14).

$$C_{kWh_{diesel_{II}}} = C_{diesel} + C_{depreciação} + C_{manutenção} = 1,2337 \text{ R\$/kWh} \quad (3.14)$$

▪ **Análise de viabilidade econômico-financeira do Cenário II**

A análise de viabilidade econômica do Cenário II se deu de maneira análoga ao Cenário I. Contudo, conforme dito anteriormente, a ultrapassagem da demanda contratada acontece sempre em horário fora de ponta, portanto, a compensação do horário de ponta não altera a demanda cobrada. O custo do consumo calculado com preço do kWh da concessionária e do gerador determinado em (3.14) pode ser visto na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Custo do consumo em horário de ponta .

Mês	R\$/kWh – CEMAR	R\$/kWh – GENSET
Janeiro	181.136,84	96.706,04
Fevereiro	140.197,44	79.424,37
Março	122.614,44	70.074,16
Abril	178.268,3	103.960,19
Maio	188.204,62	107.776,03
Junho	205.956,95	113.565,79
Julho	198.280,74	106.615,12
Agosto	188.051,64	100.442,92
Setembro	269.364,78	130.277,49
Outubro	227.858,56	109.402,05
Novembro	234.258,23	109.953,51
Dezembro	226.230,27	108.664,29
<b>Custo Total</b>	<b>2.360.422,81</b>	<b>1.123.560,84</b>

Fonte: Autoria própria com base em [15].

Para esse cenário, o prejuízo ou lucro obtido com a implantação do SPS pode ser encontrado através de (3.15). O resultado obtido foi, portanto, de R\$ 1.236.861,97 cujo valor positivo evidencia o lucro obtido com a implantação do sistema. Demonstrando, portanto, que é viável implementar o SPS com GENSET para compensar a energia do horário de ponta deste consumidor.

$$E_{anual_{II}} = \sum_{m=1}^{12} C_{kWh_{cemar}}(m) - \sum_{m=1}^{12} C_{kWh_{GENSET}}(m) \quad (3.15)$$

Na qual,

✓  $E_{anual_{II}}$  → é lucro ou prejuízo gerado com implantação do sistema no Cenário II;

- ✓  $C_{kWh_{cemar}}$  → é o gasto com a energia em horário de ponta com kWh da concessionária;
- ✓  $C_{kWh_{GENSET}}$  → é o gasto com a energia em horário de ponta com o custo do kWh do GENSET.

Visto que o sistema se apresentou viável neste cenário, foram realizadas outras análises de modo a verificar se o sistema é também vantajoso para o consumidor. As análises feitas foram *Payback* Simples e *Payback* Descontado (Valor Presente Líquido – VPL). Para realizar essas análises foi considerado um período de 20 anos, ou seja, aproximadamente o tempo de vida útil do gerador– 15000h de vida útil divididas por 720 h anuais de trabalho. Com o período analisado foi possível gerar o Fluxo de Caixa (FC) necessário para o desenvolvimento desses métodos. O FC consiste na diferença na economia gerada com a implantação do GENSET em horário de ponta. Através desses métodos será possível obter o tempo de retorno do investimento feito no projeto.

- ***Payback* Simples**

O método *Payback* Simples – Tabela 3.6 – consiste em verificar quando o Valor Acumulado pelo consumidor se torna positivo diante do Fluxo de Caixa que ele obtém após a implantação do projeto e, assim, verifica-se em quanto tempo o projeto passa a apresentar um retorno lucrativo para o consumidor.

Para gerar o FC, o Ano 0 – ano de instalação do sistema – corresponde ao investimento feito no projeto e entra como um valor negativo. O Ano 1 e os subsequentes contém a economia gerada para o consumidor com a implantação do sistema calculada conforme (3.15). O valor da economia adotado em todos os anos foi o mesmo do Ano 1, desprezando mudanças no preço do diesel, na tarifa de energia elétrica e no custo da manutenção do GENSET [29, 31, 33]. O Valor Acumulado presente na terceira coluna da Tabela 3.6 é obtido com a soma do valor investido ao FC de caixa gerado ano a ano.

Nesse projeto de SPS com GENSET em horário de ponta o consumidor – UFMA – teve um retorno positivo do seu investimento pelo método do *Payback* Simples no oitavo ano de implantação do mesmo, que é 14 anos antes do fim da vida útil estimada para o gerador.

Tabela 3.6 – *Payback* simples – SPS com GENSET – Cenário II.

Ano	Fluxo de Caixa	Valor Acumulado
0	-R\$ 8.231.160,00	- R\$ 8.231.160,00
1	R\$ 1.123.560,84	- R\$ 7.107.599,16
2	R\$ 1.123.560,84	- R\$ 5.984.038,32
3	R\$ 1.123.560,84	- R\$ 4.860.477,48
4	R\$ 1.123.560,84	- R\$ 3.736.916,64
5	R\$ 1.123.560,84	- R\$ 2.613.355,8
6	R\$ 1.123.560,84	- R\$ 1.489.794,96
7	R\$ 1.123.560,84	- R\$ 366.234,12
8	R\$ 1.123.560,84	R\$ 757.326,72
9	R\$ 1.123.560,84	R\$ 1.880.887,56
10	R\$ 1.123.560,84	R\$ 3.004.448,40
11	R\$ 1.123.560,84	R\$ 4.128.009,24
12	R\$ 1.123.560,84	R\$ 5.251.570,08
13	R\$ 1.123.560,84	R\$ 6.375.130,92
14	R\$ 1.123.560,84	R\$ 7.498.691,76
15	R\$ 1.123.560,84	R\$ 8.622.252,60
16	R\$ 1.123.560,84	R\$ 9.745.813,44
17	R\$ 1.123.560,84	R\$ 10.869.374,28
18	R\$ 1.123.560,84	R\$ 11.992.935,12
19	R\$ 1.123.560,84	R\$ 13.116.495,96
20	R\$ 1.123.560,84	R\$ 14.240.056,80

Fonte: Autoria própria.

- **Payback Descontado**

O método do *Payback* Descontado é semelhante ao anterior, contudo, ele faz o desconto da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) no FC o que resulta no Valor Presente. A Taxa de Atratividade, por sua vez, é taxa que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar com aquele investimento ou máximo que ele se propõe a pagar por um financiamento. Nesse contexto, ela deve conter o Custo de Oportunidade que consiste nas oportunidades que ele deixará de aproveitar, tendo em vista que aplicou o dinheiro neste sistema. Para se determina a TMA faz-se a média de diversos ativos e soma-se à inflação. Dessa maneira, o consumidor pode visualizar o que ele deixou de ganhar em média mais o que ele perdeu com a inflação.

Na Tabela 3.7 mostra-se a TMA de aproximadamente de 10% portanto, foi essa a porcentagem utilizada no *Payback* Descontado. E a fórmula utilizada para a aplicação desse desconto pode ser vista em (3.16).

Tabela 3.7 – Opções de investimento.

Investimentos	Média anual de lucro
Selic	6,40%
Poupança	4,55%
CDI	6,40%
Ibovespa	7,48%
<b>Média</b>	<b>6,23%</b>
Inflação	4,58%
<b>TMA</b>	<b>Média + Inflação = 10,81%</b>

Fonte: Autoria própria.

$$VP = \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} \quad (3.16)$$

Na qual,

- ✓  $VP \rightarrow$  é o Valor Presente que foi descontado do Fluxo de Caixa;
- ✓  $FC_t \rightarrow$  é o Fluxo de Caixa gerado pela economia do consumidor na data “t” – neste trabalho calculado em anos;
- ✓  $TMA \rightarrow$  é a Taxa Mínima de Atratividade: 0,1.

Na Tabela 3.8 estão os valores encontrados através do método *Payback* Descontado. Observa-se na mesma tabela que o retorno positivo do investimento acontece 14 anos após sua implantação. O *payback* acontece ainda 6 anos antes do fim da vida útil do projeto.

Tabela 3.8 – *Payback* descontado – SPS com GENSET – Cenário II.

Ano	Fluxo de Caixa	Valor Presente	Valor Acumulado
0	-R\$ 8.231.160,00	- R\$ 8.231.160,00	- R\$ 8.231.160,00
1	R\$ 1.123.560,84	R\$ 1.021.418,95	- R\$ 7.209.741,06
2	R\$ 1.123.560,84	R\$ 928.562,68	- R\$ 6.281.178,38
3	R\$ 1.123.560,84	R\$ 844.147,89	- R\$ 5.437.030,49
4	R\$ 1.123.560,84	R\$ 767.407,17	- R\$ 4.669.623,32
5	R\$ 1.123.560,84	R\$ 697.642,88	- R\$ 3.971.980,43
6	R\$ 1.123.560,84	R\$ 634.220,80	- R\$ 3.337.759,63
7	R\$ 1.123.560,84	R\$ 576.564,37	- R\$ 2.761.195,26
8	R\$ 1.123.560,84	R\$ 524.149,42	- R\$ 2.237.045,84
9	R\$ 1.123.560,84	R\$ 476.499,48	- R\$ 1.760.546,36
10	R\$ 1.123.560,84	R\$ 433.181,34	- R\$ 1.327.365,02
11	R\$ 1.123.560,84	R\$ 39.3801,22	- R\$ 933.563,80
12	R\$ 1.123.560,84	R\$ 358.001,11	- R\$ 575.562,69
13	R\$ 1.123.560,84	R\$ 325.455,55	- R\$ 250.107,14
14	R\$ 1.123.560,84	R\$ 295.868,69	R\$ 45.761,55
15	R\$ 1.123.560,84	R\$ 268.971,53	R\$ 314.733,08
16	R\$ 1.123.560,84	R\$ 244.519,57	R\$ 559.252,65
17	R\$ 1.123.560,84	R\$ 222.290,52	R\$ 781.543,18
18	R\$ 1.123.560,84	R\$ 202.082,29	R\$ 983.625,47
19	R\$ 1.123.560,84	R\$ 183.711,18	R\$ 1.167.336,65
20	R\$ 1.123.560,84	R\$ 167.010,16	R\$ 1.334.346,80

Fonte: Autoria própria.

O método do Valor Acumulado ou Valor Presente Líquido (VPL) pode também ser calculado por (3.17).

$$VPL = -I_{inicial} + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} \quad (3.17)$$

Na qual,

- ✓  $VPL$  → é o Valor Presente Líquido;
- ✓  $I_{inicial}$  → é o investimento inicial feito com o sistema.

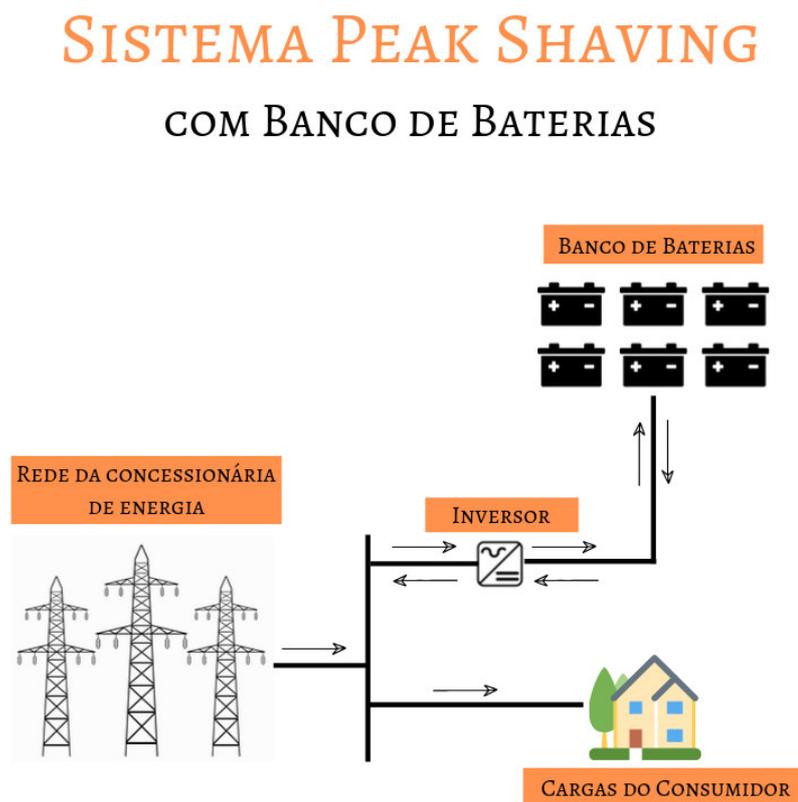
Logo, para  $t$  igual a 20 (anos), o VPL foi igual a R\$ 1.334.346,80.

Contudo, observa-se que não há uma exatidão nos métodos apresentados. A variação anual da economia pode gerar o retorno financeiro positivo antes ou depois do previsto. Mas as estimativas apresentadas norteiam positivamente o projeto em questão.

### 3.3. *Peak Shaving* utilizando o método de Modulação de Carga

Outro método utilizado para analisar o consumo de energia elétrica desse consumidor – UFMA – é o de um SPS com Modulação de Carga o qual consiste no deslocamento de energia do horário de menor demanda e menor tarifação para o horário de maior demanda e maior tarifação. Para esse fim é necessário o projeto de um Banco de Baterias tanto para o Cenário I – pico completo – quanto para o Cenário II – horário de ponta. O diagrama de blocos do sistema proposto pode ser visualizado na Figura 3.3. Nas análises a bateria adotada foi do tipo Chumbo-Ácido.

Figura 3.3 – Ilustração de um SPS com Modulação de Carga.



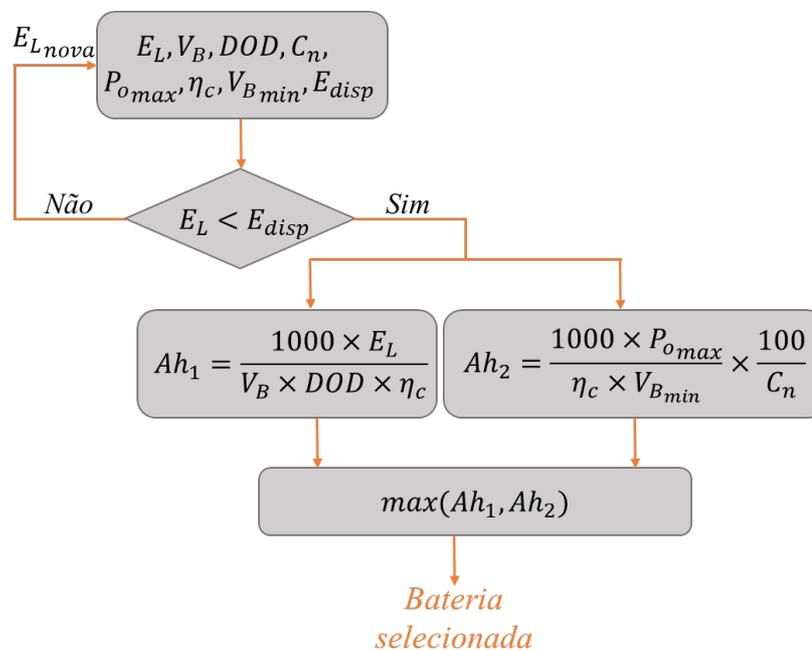
Fonte: Autoria própria.

Na Figura 3.4 está representado o fluxograma utilizado para desenvolver o projeto dos Bancos de Baterias por meio do software MatLab. A primeira etapa do fluxograma corresponde a aquisição das variáveis:  $E_L$  (Energia que precisa ser Liberada pelo BB);  $V_B$  (Tensão nominal do BB);  $DOD$  (Profundidade de Descarga – do inglês “*Depth of Discharge*”);  $C_n$  (Taxa de Descarga da bateria);  $P_{o_{max}}$  (Máxima Potência de Saída);  $\eta_c$  (Rendimento do Conversor);  $V_{B_{min}}$  (Tensão Mínima do BB) e  $E_{disp}$  (Energia Disponível para Armazenamento).

Em seguida, verifica-se se a energia liberada pelo BB é menor do que a energia disponível para armazenamento fora de ponta e fora de pico. Se a energia disponível for maior, então, consumidor tem energia suficiente para suprir a demanda do consumidor. Senão, uma Energia Liberada inferior é testada.

Posteriormente é calculado  $Ah_1$  e  $Ah_2$ .  $Ah_1$  consiste no BB com capacidade de armazenamento de toda energia necessária para suprir o horário determinado no projeto – de pico ou de ponta. Enquanto  $Ah_2$  consiste na capacidade de armazenamento suficiente para suportar a máxima corrente que será exigida do BB. Por fim, é determinado o maior banco projetado entre  $Ah_1$  e  $Ah_2$  e este é o BB escolhido para a análise do SPS com MC.

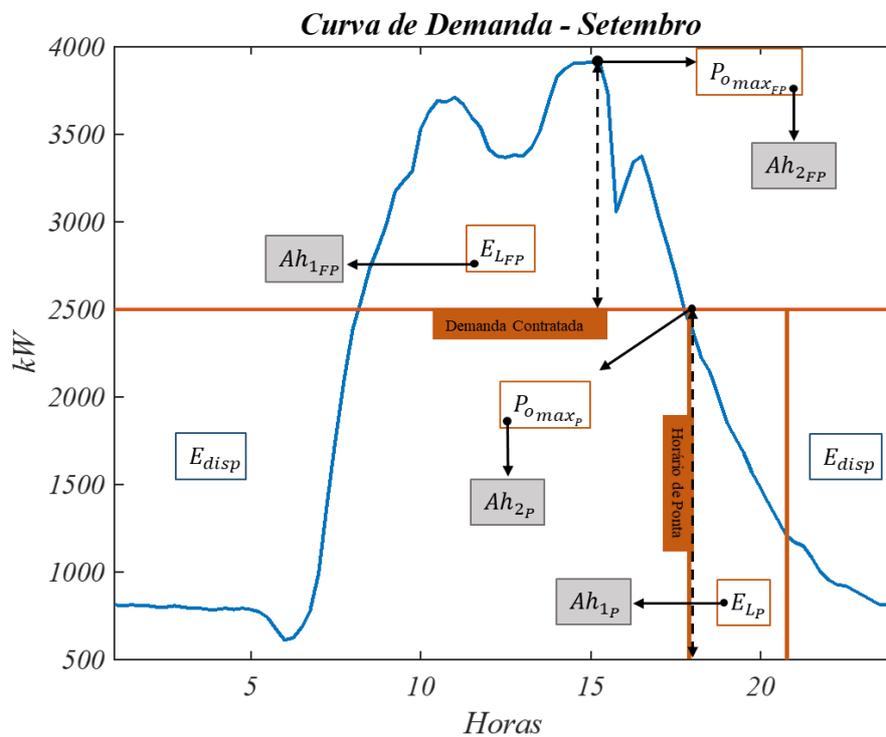
Figura 3.4 – Fluxograma para projeto do banco de baterias.



Fonte: Autoria própria.

Para melhor visualização do método utilizado observa-se a curva de carga do consumidor na Figura 3.5, onde está ilustrada a área com energia está disponível para armazenamento e área que deve ser compensada pelo sistema através da energia armazenada. Para o Cenário I têm-se que  $E_{L_{FP}}$  é utilizada para o cálculo de  $Ah_{1_{FP}}$  e  $P_{o_{max_{FP}}}$  é utilizada para o cálculo de  $Ah_{2_{FP}}$ . E para o Cenário II têm-se que  $E_{L_F}$  é utilizada para o cálculo de  $Ah_{1_P}$  e  $P_{o_{max_P}}$  é utilizada para o cálculo de  $Ah_{2_P}$ .

Figura 3.5 – Curva de carga do consumidor com indicações da localização das variáveis.



Fonte: Autoria própria.

Nas seções seguintes têm-se o BB determinado para cada cenário conforme as suas necessidades de compensação do consumo de energia elétrica do consumidor, assim como a análise de viabilidade econômico-financeira de ambos.

### 3.3.1. Análises para o Cenário I

A seguir, apresenta-se o dimensionamento do BB com capacidade de armazenamento de energia suficiente para compensar toda energia requerida no Cenário I e a análise econômico-financeira para implantação do sistema.

▪ **Projeto do Banco de Baterias para o Cenário I**

Para o Cenário I têm-se por (3.18) o BB determinado para armazenar toda energia necessária para suprir o pico da curva de carga do consumidor acima da linha de demanda contratada. E por (3.19) têm-se o BB determinado para suportar a corrente durante o pico de consumo.

$$Ah_{1_{FP}} = \frac{1000 \times E_{L_{FP}}}{V_B \times DOD \times \eta_c} \cong 75\,086\,Ah \quad (3.18)$$

Na qual,

- ✓  $Ah_{1_{FP}} \rightarrow$  é a capacidade do banco de bateria determinada por (3.18) para o Cenário I;
- ✓  $E_{L_{FP}} \rightarrow$  corresponde à energia liberada pelo BB para suprir as cargas do consumidor no Cenário I:  $E_{L_{FP}} = 8559,8\,kWh$ ;
- ✓  $V_B \rightarrow$  corresponde à tensão do BB:  $V_B = 240\,V$ ;
- ✓  $\eta_c \rightarrow$  é o rendimento do sistema de conversão:  $\eta_c = 95\%$  (valor típico);
- ✓  $DOD \rightarrow$  é profundidade de descarga do BB:  $DOD = 0,5$ .

$$Ah_{2_{FP}} = \frac{1000 \times P_{o_{max_{FP}}}}{\eta_c \times V_{B_{min}}} \times \frac{100}{C_k} \cong 63\,463\,Ah \quad (3.19)$$

Na qual,

- ✓  $Ah_{2_{FP}} \rightarrow$  é a capacidade do banco de baterias determinada para o Cenário I por (3.19);
- ✓  $P_{o_{max_{FP}}} \rightarrow$  é a máxima potência fornecida pelo BB no Cenário I:  $P_{o_{max_{FP}}} = 1418\,kW$ ;
- ✓  $V_{B_{min}} \rightarrow$  é tensão mínima sobre o BB:  $V_{B_{min}} = 1,96\,V_{min}/elemento \times 120\,elementos = 235,2\,V$ ;
- ✓  $C_k \rightarrow$  é taxa de descarga da bateria. O índice  $k$  representa o número de horas para descarregar completamente a bateria, quando a descarga é feita com uma corrente constante e igual ao Ah nominal da bateria dividido por  $k$ . Por exemplo,  $C_k = C_{10}$ , significa que a bateria será totalmente descarregada em 10 horas, se uma

corrente numericamente igual a 10% da sua capacidade nominal, em Ah, for drenada da mesma:  $C_k = C_{10} = 10$ .

Para esse cenário a bateria determinada foi de 75086 Ah e, para uma tensão do BB de 240 V, têm-se 18020,64 kWh. Portanto, para um custo aproximado de 940,31 R\$/kWh determinado através da proposta comercial da empresa [34], têm-se que para este cenário o BB custará R\$ 16.944.988,00.

#### ▪ **Projeto e custo do inversor**

Para esse SPS com Modulação de Carga é necessária a presença de inversor bidirecional que condicione a tensão da rede para o banco de baterias e para as cargas do consumidor. E o inversor foi dimensionado para a potência de pico de 1418 kW. O custo médio dos inversores bidirecionais no mercado [35] é de 2.266,00 R\$/kW, dando um custo total de R\$ 3.213.188,00 para este equipamento. É importante ressaltar que os equipamentos orçados são inversores híbridos com tripla função: inversor, controlador de carga e carregador CA.

#### ▪ **Análise de viabilidade econômico-financeira do Cenário I**

No método anterior – SPS com GENSET – foi necessário calcular o custo do kWh gerado a partir do gerador a diesel, contudo, para este método a energia utilizada na compensação da energia elétrica requerida pelo consumidor em cada cenário é armazenada da própria rede. Portanto, o custo do kWh utilizado nessa abordagem é o custo das tarifas da concessionária de energia elétrica em horário fora de ponta que podem ser encontradas na Tabela 3.2. O que implica dizer que o consumo pago sem o SPS permanecerá, pois o consumidor deverá pagar pela mesma quantidade de energia elétrica, porém a demanda de ultrapassagem deve ser retirada, o que gerará a economia. A análise de viabilidade econômico-financeira deve então constatar se a economia gerada é suficiente para compensar a implementação do projeto para este consumidor, neste cenário.

A economia gerada pelo SPS com Modulação de Carga no Cenário I no ano de 2017 foi de R\$ 862.270,06. Pelos parágrafos anteriores pôde-se observar um custo total de implementação deste projeto de R\$ 20.158.176,00. E, tal como no SPS com GENSET, para este sistema foi adotado 23% de custo de instalação sobre o custo total do sistema, totalizando um custo de R\$ 24.794.556,48.

Observa-se que nas análises realizadas foram desconsiderados os custos de operação e manutenção e possíveis mudanças tarifárias que podem ocorrer, mantendo a economia gerada no primeiro ano em todos os anos. Outro ponto a ser levado em conta é que as baterias apresentam um tempo de vida útil de aproximadamente 8 anos [34], então foi esse o tempo adotado nas análises a seguir.

▪ **Payback Simples**

Observa-se pela análise de *Payback* Simples (Tabela 3.9) que um SPS com Modulação de Carga para o Cenário I é inviável tendo em vista que até o fim da vida útil estimada para o sistema não há um retorno econômico positivo.

Tabela 3.9 – *Payback* simples – SPS com BB – Cenário I.

Ano	Fluxo de Caixa	Valor Acumulado
0	- R\$ 24.867.837,47	- R\$ 24.867.837,47
1	R\$ 862.270,06	- R\$ 23.932.286,42
2	R\$ 862.270,06	- R\$ 23.070.016,36
3	R\$ 862.270,06	- R\$ 22.207.746,30
4	R\$ 862.270,06	- R\$ 21.345.476,24
5	R\$ 862.270,06	- R\$ 20.483.206,18
6	R\$ 862.270,06	- R\$ 19.620.936,12
7	R\$ 862.270,06	- R\$ 18.758.666,06
8	R\$ 862.270,06	- R\$ 17.896.396,00

Fonte: Autoria própria.

▪ **Payback Descontado**

Para a análise de *Payback* Descontado foi levada em conta a TMA mostrada na Tabela 3.7 e o Valor Presente foi calculado através de (3.16). Dada a inviabilidade econômica demonstrada através do método do *Payback* Simples apresentado na Tabela 3.9 é esperado que o *Payback* Descontado apresente também um retorno negativo para o investimento. Portanto, conforme mostrado na Tabela 3.10, o investimento de fato não apresenta um retorno positivo antes do fim da vida útil do sistema. Com isso, para  $t$  igual a 8 (anos), o VPL foi igual a R\$ - 17.896.396,00.

Tabela 3.10 – *Payback* descontado – SPS com BB – Cenário I.

Ano	Fluxo de Caixa	Valor Presente	Valor Acumulado
0	-R\$ 24.794.556,48	-R\$ 24.794.556,48	- R\$ 24.794.556,48
1	R\$ 862.270,06	R\$ 783.881,87	- R\$ 24.010.674,61
2	R\$ 862.270,06	R\$ 712.619,88	- R\$ 23.298.054,72
3	R\$ 862.270,06	R\$ 647.836,26	- R\$ 22.650.218,46
4	R\$ 862.270,06	R\$ 588.942,05	- R\$ 22.061.276,41
5	R\$ 862.270,06	R\$ 535.401,87	- R\$ 21.525.874,54
6	R\$ 862.270,06	R\$ 486.728,97	- R\$ 21.039.145,57
7	R\$ 862.270,06	R\$ 442.480,88	- R\$ 20.596.664,69
8	R\$ 862.270,06	R\$ 402.255,35	- R\$ 20.194.409,35

Fonte: Autoria própria.

### 3.3.2. Análises para o Cenário II

A seguir, apresenta-se o dimensionamento do BB com capacidade de armazenamento de energia suficiente para compensar toda energia requerida no Cenário II e a análise econômico-financeira para implantação do sistema.

#### ▪ Projeto do Banco de Baterias para o Cenário II

Tal como no Cenário I, têm-se pelo fluxograma apresentado na Figura 3.4 o BB dimensionado para o Cenário II. Para (3.18) têm-se que a energia necessária para suprir o horário de ponta do consumidor ( $E_{L_p}$ ) é de 6241,2 kWh e na equação (3.18) deve substituir  $E_{L_{FP}}$ , a tensão do BB ( $V_B$ ) é 240V, a profundidade de descarga (DOD) é 0,5 e o rendimento do sistema de conversão ( $\eta_c$ ) é 95%. O BB  $Ah_{1_p}$  determinado através de (3.18), então, foi de 54748 Ah. E, para (3.19) têm-se que a máxima potência fornecida ( $P_{o_{max_p}}$ ) pelo BB é de 2500 kW e na equação (3.19) deve substituir  $P_{o_{max_{FP}}}$ , a tensão mínima do BB ( $V_{B_{min}}$ ) é 235,2 V e a taxa de descarga da bateria ( $C_k$ ) é igual a 20. O BB  $Ah_{2_p}$  determinado através de (3.19), então, foi de 55944 Ah.

Para este cenário o BB determinado foi de 55944 Ah e, para uma tensão do BB de 240 V, têm-se 13427 kWh. Portanto, para um custo de baterias aproximado de 940,31 R\$/kWh, têm-se que para este cenário o BB custará R\$ 12.625.542,37.

### ▪ Projeto e custo do inversor

O inversor foi dimensionado para a potência de pico de 2500 kW. O custo médio dos inversores bidirecionais no mercado [35] é de 2.266,00 R\$/kW, dando um custo total de R\$ 5.665.000,00 para este equipamento.

Com isso, o custo do sistema é de R\$ 18.290.542,31. E, adicionando 23 % dos custos de instalação têm-se um custo total de R\$ 22.497.367,04.

### ▪ Análise de viabilidade econômico-financeira do Cenário II

Diferentemente do primeiro cenário estudado de SPS com Modulação de Carga, no Cenário II o custo do kWh armazenado no BB pertence ao horário fora de ponta, enquanto o período que terá o consumo de energia elétrica compensado é o do horário de ponta. Além de que, como o pico de demanda ocorre fora do horário de ponta, os custos com a demanda de ultrapassagem se manterão após a implantação do SPS. Portanto, a economia para esse cenário é determinada pela subtração do que era gasto em horário de ponta sem a implantação do sistema pelo que será gasto após a implantação do mesmo. Pode-se visualizar o cálculo realizado em (3.20).

$$E_{MCII} = \sum_{m=1}^{12} C_{kWh_{ponta}}(m) - \sum_{m=1}^{12} C_{kWh_{foradeponta}}(m) \quad (3.20)$$

Na qual,

- ✓  $E_{MCII} \rightarrow$  é economia gerada com implantação do SPS com Modulação de Carga no Cenário II;
- ✓  $C_{kWh_{ponta}}(m) \rightarrow$  é gasto com a energia em horário de ponta calculado com a custo do kWh do horário de ponta;
- ✓  $C_{kWh_{foradeponta}}(m) \rightarrow$  é gasto com a energia em horário de ponta calculado com a custo do kWh do horário fora de ponta.

Com isso, a economia feita pelo consumidor com a implantação do SPS com Modulação de Carga para compensação do horário de ponta em 2017 foi de R\$ 138.084,46.

### ▪ *Payback* Simples

Observa-se pela análise de *Payback* Simples apresentada na Tabela 3.11 que um SPS com Modulação de Carga para o Cenário II é inviável tendo em vista que até o fim da vida útil estimada para o sistema não há um retorno econômico positivo. E, tendo em vista que esse sistema já demonstrou inviabilidade econômica através do método *Payback* Simples, não há necessidade de testá-lo através do método do *Payback* Descontado. À prova disso é que por (3.17) têm-se que o VPL para este cenário com  $t$  igual a 8 (anos) foi igual a - R\$ 21.760.696,62.

Tabela 3.11 – *Payback* simples – SPS com BB – Cenário II.

Ano	Fluxo de Caixa	Valor Acumulado
0	- R\$ 22.497.367,04	- R\$ 22.497.367,04
1	R\$ 138.084,46	- R\$ 22.359.282,58
2	R\$ 138.084,46	- R\$ 22.221.198,11
3	R\$ 138.084,46	- R\$ 22.083.113,65
4	R\$ 138.084,46	- R\$ 21.945.029,19
5	R\$ 138.084,46	- R\$ 21.806.944,72
6	R\$ 138.084,46	- R\$ 21.668.860,26
7	R\$ 138.084,46	- R\$ 21.530.775,79
8	R\$ 138.084,46	- R\$ 21.392.691,33

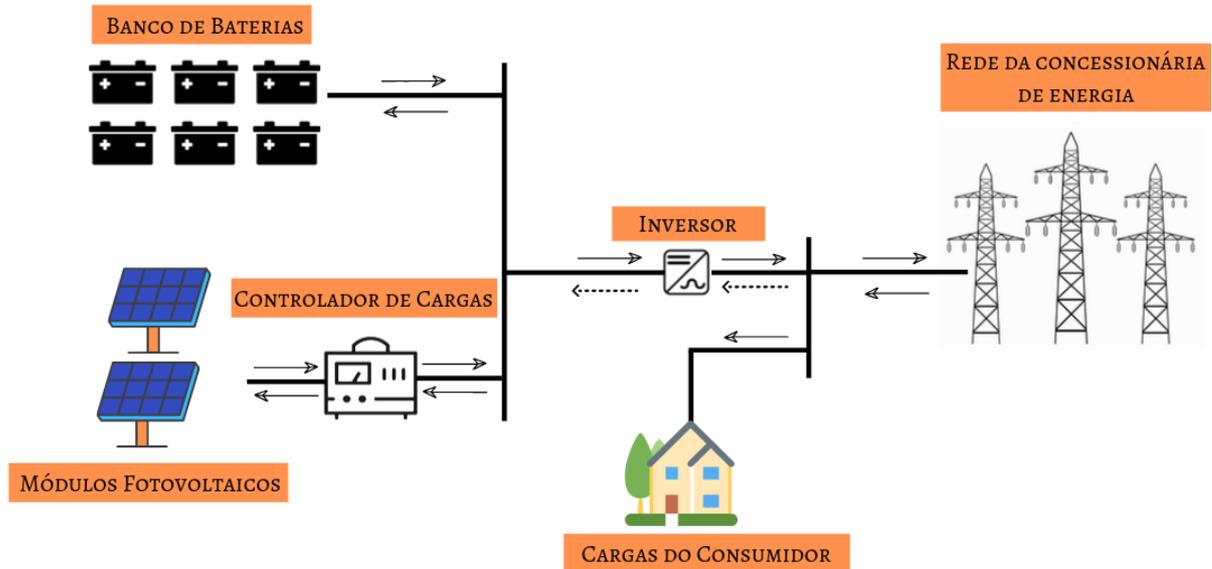
Fonte: Autoria própria.

### 3.4. *Peak Shaving* utilizando o método de Energia Renovável

O SPS com Energia Renovável estudado nesse trabalho foi um SPS com geração fotovoltaica que pode ser observado na Figura 3.6. Devido a imprevisibilidade das fontes renováveis de geração de energia elétrica, há a necessidade de implantação de um sistema de armazenamento de energia, pois não há garantia de geração durante todo período de pico de consumo – Cenário I – e no Cenário II, devido a hora em que ocorre – após o pôr do sol – não há geração. Neste trabalho o sistema de armazenamento adotado foi de baterias eletroquímicas. O Banco de Baterias (BB) é, então, responsável por armazenar a energia gerada que não está sendo consumida no momento da geração para posteriormente entregá-la ao consumidor.

Figura 3.6 – Ilustração de um SPS com Sistema Fotovoltaico.

## SISTEMA PEAK SHAVING COM ENERGIA FOTOVOLTAICA



Fonte: Autoria própria.

Para fazer a análise econômica desse consumidor, foi calculado o custo do kWh gerado pelo sistema fotovoltaico, a fim de compará-lo com as tarifas da concessionária de energia elétrica – Tabela 3.2 – para determinar a economia gerada após a implantação do sistema. Para a realização das análises foi utilizado o mesmo inversor bidirecional da estratégia de SPS com Modulação de Carga, pois dá ao consumidor a possibilidade de armazenamento da energia proveniente da rede elétrica em período de baixa demanda em horário fora de ponta em caso de baixa produção de energia proveniente da geração fotovoltaica. Contudo, nas análises a seguir não foi levada em consideração essa possibilidade de cenário.

### 3.4.1. Análises para o Cenário I

O Cenário I consiste na compensação da energia consumida acima da linha de demanda contratada – em laranja na Tabela 3.1 –, o consumo abaixo da linha fica a cargo da rede da concessionária de energia. Portanto, o sistema é projetado para suprir as cargas a partir do momento em que a demanda medida for igual a contratada. Apesar de ser projetado para um

consumo maior, ele só tem a necessidade de suprir as cargas do consumidor quando sua demanda medida ultrapassar em 10% a demanda contratada, pois, por se tratar de um consumidor cujo grupo de tensão é o A4, ele possui uma tolerância de 10% em relação à demanda de contrato – passando a ser 2750 kW. Contudo, essa tolerância não foi levada em conta no projeto, prorrogando uma possível expansão do sistema. E todo excedente gerado pode ser injetado na rede de distribuição gerando créditos para o consumidor através do sistema de compensação de energia elétrica.

▪ **Projeto dos módulos fotovoltaicos para o Cenário I**

Através de (3.21) determina-se que a potência do gerador fotovoltaico desse SPS é 2346,6 kWp. Essa é a potência de pico do gerador necessária para suprir 8559,8 kWh referentes ao dia de maior pico no ano de 2017.

$$P_{FV} = \frac{C_{pico} \times 1000}{HSP \times TD} = 2346,4 \text{ kWp} \quad (3.21)$$

Na qual,

- ✓  $P_{FV}$  → é a potência do gerador fotovoltaico;
- ✓  $C_{pico}$  → é consumo acima da linha de demanda contratada do dia de maior pico em 2017: 8559,8 kWh;
- ✓  $HSP$  → são as Horas de Sol Pleno da região onde o consumidor está localizado: 4,56 horas/dia [36];
- ✓  $TD$  → é a Taxa de Desempenho do sistema fotovoltaico: 80% [37].

Para módulos fotovoltaicos de 345W [38], têm-se através de (3.22) que são necessários 6802 painéis fotovoltaicos para atingir o pico de potência determinado por (3.21).

$$N_{P_{FV}} = \frac{2346,4 \times 1000}{345} = 6801,3 \cong 6802 \quad (3.22)$$

Para os painéis solares modelo CS3U-345P da marca CanadianSolar de 345W cujo valor é R\$ 863,00 [39], têm-se que o gasto total com módulos fotovoltaicos para suprir o Cenário I é R\$ 5.870.126,00.

### ▪ Projeto do Banco de Baterias para o Cenário I

Para determinar o banco de baterias do SPS para esse cenário, utiliza-se o fluxograma da Figura 3.4 no qual deve-se desconsiderar a etapa de teste que verifica se a energia a ser liberada pelo BB é maior que a energia disponível. No qual  $E_L$  é a energia liberada pelas baterias determinada pela multiplicação da potência de pico dos painéis pelas Horas de Sol Pleno: 10700 kWh;  $V_B$  é a tensão do banco composto por 120 módulos de 2 V em série: 240 V; DOD é a profundidade de descarga do banco de baterias: 0,5;  $C_n$  é a taxa de descarga da bateria: 10;  $P_{o_{max}}$  é a máxima potência de saída do banco calculada como sendo a diferença entre o pico da curva e a linha de demanda contratada: 1418 kWh;  $\eta_c$  é o rendimento do sistema de conversão: 95%;  $V_{B_{min}}$  é a tensão mínima do banco de baterias: 235,2 V para uma tensão de 1,96 V em cada módulo. Desta maneira, confirma-se que o banco de baterias projetado é suficiente para armazenar toda energia gerada pelos painéis, assim como é capaz de liberar a corrente de pico exigida pelas cargas do consumidor.

Através do fluxograma a bateria selecionada foi de 93859 Ah. Que para uma tensão de 240 V, têm-se que o banco possui uma capacidade de armazenamento de aproximadamente 22526 kWh. Portanto, para um custo de 940,31 R\$/kWh [34] têm-se um gasto total de R\$ 21.181.423,06 com baterias no Cenário I.

### ▪ Projeto controlador de carga e do inversor para o Cenário I

O custo do controlador de carga foi determinado pela média de preço deles no mercado [35] que consiste em 481,71 R\$/kW. E, para potência de pico dos painéis de 2346,4 kWp, têm-se um custo total de R\$ 1.130.300,00. Para o inversor com um preço médio de 2.266,00 R\$/kW [35] e um pico de demanda de 1418 kW têm-se que o custo total despendido com esse equipamento para esse sistema foi de R\$ 3.213.188,00.

Portanto, somando-se os custos com painéis solares, baterias, controlador de carga e inversor têm-se que o custo total inicial investido nesse sistema foi de R\$ 25.434.911,06. E, acrescentando-se 23% adotado neste trabalho como sendo referente aos custos de instalação do sistema, têm-se um investimento inicial de R\$ 31.284.940,60.

### ▪ Análise de viabilidade econômico-financeira para Cenário I

Para determina-se o custo do kWh gerado por módulo fotovoltaico utiliza-se (3.23) [40].

$$Custo_{uni} = \frac{\sum_{i=0}^n [(Inv_i + CO\&M_i) \times (1 + j)^{-1}]}{\sum_{i=0}^n [(Eprod_i \times (1 - \eta \times i))]} \quad (3.23)$$

Na qual,

- ✓  $Custo_{uni}$  → é o custo do kWh gerado por um módulo fotovoltaico;
- ✓  $Inv_i$  → é o investimento anual feito no sistema. No ano 0 o valor aplicado é o investimento inicial calculado anteriormente. No ano 8 e no ano 16 são feitos novamente investimentos em baterias, pois as baterias escolhidas no projeto, para a temperatura local de 35° possuem aproximadamente 8 anos de vida útil. No ano 10 e no ano 20 são aplicados novamente os custos do controlador de carga e do inversor, tendo em vista uma vida útil média de 10 anos para eles. Os painéis solares apresentam uma vida útil de aproximadamente 25 anos, mas devido a necessidade de troca do banco de baterias novamente em 24 anos, determinou-se que a vida útil do sistema como um todo seria de 24 anos;
- ✓  $CO\&M_i$  → são os custos de operação e manutenção despendidos no ano i: R\$ 15.115,56 [40];
- ✓  $\eta$  → é o fator de decaimento anual da eficiência da placa: 0,7% [38]
- ✓  $Eprod_i$  → é a energia produzida em média no ano i calculada através de (3.24) onde  $Inc_{sol}$  é a incidência solar na região na qual o consumidor está localizado (4,56 kWh/m<sup>2</sup>);  $\eta_{P_{FV}}$  é o rendimento do módulo fotovoltaico, aqui fornecido por [38] (17,39 %);  $A_{P_{FV}}$  é a área do módulo fotovoltaico aqui fornecido por [38] (1,98 m<sup>2</sup>). A  $Eprod_i$  nesse cenário é 93.555.720 kWh.

$$E_{prod_i} = Inc_{sol} \times \eta_{P_{FV}} \times A_{P_{FV}} \times N_{P_{FV}} \quad (3.24)$$

- ✓  $j$  → é a Taxa de Desconto que aqui é representada pela TMA mostrada na Tabela 3.7.

Portanto, aplicando-se em (3.23) todas as variáveis supramencionadas, determina-se que o custo do kWh gerado pelo sistema fotovoltaico dimensionado para suprir o consumo acima da linha de demanda contratada é de 0,10 R\$/kWh.

De maneira análoga ao cálculo da economia gerada pelo gerador do diesel, através de (3.8) pode-se determinar um novo custo total mensal que será pago pelo consumidor pela energia elétrica consumida após a implantação do sistema.

A economia gerada anualmente é estipulada como sendo a diferença entre o valor total pago pelo consumidor antes da implantação do sistema determinado através das contas de energia elétrica e o valor total pago depois da implantação do SPS. Logo, no ano de 2017 a economia gerada foi de R\$ 1.277.494,30.

Para avaliar a viabilidade econômica da implantação do sistema os métodos adotados foram do *Payback* Simples, *Payback* Descontado e Valor Presente Líquido.

- ***Payback* Simples**

Neste trabalho foi adotado um período de 24 anos de análise (tempo de vida útil do sistema). Observa-se na Tabela 3.12 que a economia do ano 1 de implantação é a mesma adotada em todos os anos, desprezando-se a variação tarifária da concessionária, variação dos custos despendidos com operação e manutenção do sistema, variação do acréscimo ou decréscimo de cargas do consumidor etc. O resultado observado ao término do ano 24 foi um Valor Acumulado de -R\$ 7.845.332,33. Ou seja, a economia gerada pelo sistema não foi suficiente para pagá-lo antes do término de sua vida útil.

Tabela 3.12 – *Payback* simples – SPS com Energia Fotovoltaica – Cenário I.

Ano	Fluxo de Caixa	Valor Acumulado
0	-R\$ 38.505.195,58	-R\$ 38.505.195,58
1	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 37.227.701,28
2	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 35.950.206,98
3	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 34.672.712,68
4	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 33.395.218,38
5	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 32.117.724,07
6	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 30.840.229,77
7	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 29.562.735,47
8	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 28.285.241,17
9	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 27.007.746,87
10	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 25.730.252,56
11	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 24.452.758,26
12	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 23.175.263,96
13	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 21.897.769,66
14	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 20.620.275,36
15	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 19.342.781,05
16	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 18.065.286,75
17	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 16.787.792,45
18	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 15.510.298,15
19	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 14.232.803,85
20	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 12.955.309,54
21	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 11.677.815,24
22	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 10.400.320,94
23	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 9.122.826,64
24	R\$ 1.277.494,30	-R\$ 7.845.332,33

Fonte: Autoria própria.

Neste cenário não se faz necessário apresentar a tabela do método *Payback* Descontado, pois, dado o retorno negativo apresentado pelo método *Payback* Simples, além da aplicação da TMA, conclui-se que haverá também um retorno negativo para o método *Payback* Descontado. À prova disso é que por (3.17) têm-se que o VPL para este cenário com  $t$  igual a 24 (anos) foi igual a -R\$ 27.027.236,29.

### 3.4.1. Análises para o Cenário II

O Cenário II, como já mencionado, refere-se ao suprimento de todo o consumo de horário de ponta usando o SPS. Assim, nas seções seguintes, é apresentado o cálculo da potência nominal do gerador para este cenário; o custo por kWh gerado pelo sistema fotovoltaico é calculado e é realizada a análise econômico-financeira da implementação do SPS.

O sistema fotovoltaico projetado para este cenário deve suprir o consumo de 6293,98 kWh representado pela área de cor cinza na Figura 3.1, onde se pode observar um pico de demanda de 2500kW. E, de maneira análoga ao primeiro cenário aqui discutido, o SPS com energia fotovoltaica foi projetado para o segundo cenário.

Por (3.21) determina-se que potência de pico do gerador fotovoltaico para o Cenário II é de 1725,1 kWp e por (3.22) determina-se que para suprir essa potência são necessários aproximadamente 5001 painéis de 345 W. Para um custo de R\$ 863,00 por módulo, têm-se um custo total de R\$ 4.315.863,00.

O Banco de Baterias para esse cenário também foi determinado através do fluxograma da Figura 3.4. As variáveis utilizadas no cenário anterior foram aqui adotadas também, com exceção de  $E_L$  que aqui é 7866,5 kWh;  $P_{o_{max}}$  que aqui é 2500 kW; e  $C_n$  que aqui é 20. O banco de baterias determinado é de 69004 Ah e, para uma tensão de 240 V, tem um banco com capacidade de armazenamento de 16561 kWh. Portanto, para um custo de 940,31 R\$/kWh têm-se um custo total estimado para esse banco de R\$ 15.572.473,91.

O custo do Controlador de Carga foi determinado pela potência de pico dos painéis fotovoltaicos multiplicada pelo seu custo médio no mercado. Para um custo médio de R\$ 481,71 têm-se, para essa potência, um custo total de R\$ 830.980,00. Enquanto que para o inversor, cuja potência de pico em horário de ponta desse consumidor foi de 2500 kW e o seu custo médio é de 2.266,00 R\$/kW, têm-se um custo total despendido de R\$ 5.665.000,00.

Portanto, o custo total aproximado de implantação desse sistema é de R\$ 26.384.316,91. E, acrescentando-se 23% adotado neste trabalho como sendo referente aos custos de instalação do sistema, têm-se um investimento inicial de R\$ 32.452.709,80.

### ▪ **Análise de viabilidade econômico-financeira para Cenário II**

O custo do kWh para esse cenário foi calculado da mesma maneira que no Cenário I através de (3.23). No qual, as variáveis adotadas anteriormente foram conservadas, com exceção da quantidade de módulos fotovoltaicos que passou a ser 5001 unidades e dos custos despendidos pelo sistema. Assim como o custo de operação e manutenção que passou a ser R\$ 11.113,33. Determinou-se, então, um valor de R\$ 0,13 por kWh gerado pelo SPS com geração fotovoltaica de energia elétrica com capacidade de geração de 68.784.498,56 kWh anuais.

A economia gerada com a implantação do sistema pode ser determinada através de (3.25).

$$E_{FV II} = \sum_{m=1}^{12} C_{kWh_c}(m) - \sum_{m=1}^{12} C_{kWh_{FV}}(m) \quad (3.25)$$

Na qual,

- ✓  $E_{FV II}$  → é a economia gerada pela implantação do sistema no Cenário II;
- ✓  $C_{kWh_c}$  → é preço do kWh da concessionária em horário de ponta;
- ✓  $C_{kWh_{FV}}$  → é preço do kWh gerado pelo sistema SPS com energia fotovoltaica.

Para esse consumidor, em 2017, o consumo total em horário de ponta pago com a tarifa da concessionária foi de R\$ 2.360.409,53 e o valor com a tarifa do SPS com geração fotovoltaica foi de R\$ 130.333,19. O que gerou uma economia anual de R\$ 2.230.076,34.

### ▪ **Payback Simples**

Através do método do *Payback* Simples já mencionado foi determinado o retorno positivo para esse sistema em 15 anos – Tabela 3.13 . O que demonstra, por esse método, sua viabilidade econômica e uma garantia que o consumidor terá o retorno do seu investimento antes do fim da vida útil do sistema.

Tabela 3.13 – *Payback* simples – SPS com Energia Fotovoltaica – Cenário II.

Ano	Fluxo de Caixa	Valor Acumulado
0	-R\$ 32.452.709,80	-R\$ 32.452.709,80
1	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 30.222.633,46
2	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 27.992.557,12
3	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 25.762.480,78
4	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 23.532.404,44
5	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 21.302.328,10
6	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 19.072.251,76
7	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 16.842.175,42
8	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 14.612.099,08
9	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 12.382.022,74
10	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 10.151.946,40
11	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 7.921.870,06
12	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 5.691.793,72
13	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 3.461.717,38
14	R\$ 2.230.076,34	-R\$ 1.231.641,04
15	R\$ 2.230.076,34	R\$ 998.435,30
16	R\$ 2.230.076,34	R\$ 3.228.511,64
17	R\$ 2.230.076,34	R\$ 5.458.587,98
18	R\$ 2.230.076,34	R\$ 7.688.664,32
19	R\$ 2.230.076,34	R\$ 9.918.740,66
20	R\$ 2.230.076,34	R\$ 12.148.817,00
21	R\$ 2.230.076,34	R\$ 14.378.893,34
22	R\$ 2.230.076,34	R\$ 16.608.969,68
23	R\$ 2.230.076,34	R\$ 18.839.046,02
24	R\$ 2.230.076,34	R\$ 21.069.122,36

Fonte: Autoria própria.

#### ▪ ***Payback* Descontado**

O resultado encontrado para este cenário através do método do *Payback* Descontado pode ser visto na Tabela 3.14. Com o Método do *Payback* Descontado concluiu-se que esse cenário é inviável economicamente para o consumidor, pois, no término dos 24 anos de vida útil do sistema o Valor Acumulado foi de – R\$ 12.416.004,74, mesmo valor determinado por (3.17) com  $t$  igual a 24 (anos).

Tabela 3.14 – *Payback* Descontado – SPS com Energia Fotovoltaica – Cenário II.

Ano	Fluxo de Caixa	Valor Presente	Valor Acumulado
0	-R\$ 32.452.709,80	-R\$ 32.452.709,80	-R\$ 32.452.709,80
1	R\$ 2.230.076,34	R\$ 2.027.342,13	-R\$ 30.425.367,67
2	R\$ 2.230.076,34	R\$ 1.843.038,30	-R\$ 28.582.329,37
3	R\$ 2.230.076,34	R\$ 1.675.489,36	-R\$ 26.906.840,01
4	R\$ 2.230.076,34	R\$ 1.523.172,15	-R\$ 25.383.667,87
5	R\$ 2.230.076,34	R\$ 1.384.701,95	-R\$ 23.998.965,92
6	R\$ 2.230.076,34	R\$ 1.258.819,96	-R\$ 22.740.145,96
7	R\$ 2.230.076,34	R\$ 1.144.381,78	-R\$ 21.595.764,18
8	R\$ 2.230.076,34	R\$ 1.040.347,07	-R\$ 20.555.417,11
9	R\$ 2.230.076,34	R\$ 945.770,06	-R\$ 19.609.647,05
10	R\$ 2.230.076,34	R\$ 859.790,97	-R\$ 18.749.856,08
11	R\$ 2.230.076,34	R\$ 781.628,15	-R\$ 17.968.227,93
12	R\$ 2.230.076,34	R\$ 710.571,05	-R\$ 17.257.656,88
13	R\$ 2.230.076,34	R\$ 645.973,68	-R\$ 16.611.683,20
14	R\$ 2.230.076,34	R\$ 587.248,80	-R\$ 16.024.434,40
15	R\$ 2.230.076,34	R\$ 533.862,55	-R\$ 15.490.571,85
16	R\$ 2.230.076,34	R\$ 485.329,59	-R\$ 15.005.242,27
17	R\$ 2.230.076,34	R\$ 441.208,72	-R\$ 14.564.033,55
18	R\$ 2.230.076,34	R\$ 401.098,83	-R\$ 14.162.934,72
19	R\$ 2.230.076,34	R\$ 364.635,30	-R\$ 13.798.299,42
20	R\$ 2.230.076,34	R\$ 331.486,64	-R\$ 13.466.812,78
21	R\$ 2.230.076,34	R\$ 301.351,49	-R\$ 13.165.461,29
22	R\$ 2.230.076,34	R\$ 273.955,90	-R\$ 12.891.505,39
23	R\$ 2.230.076,34	R\$ 249.050,82	-R\$ 12.642.454,57
24	R\$ 2.230.076,34	R\$ 226.409,83	-R\$ 12.416.044,74

Fonte: Autoria própria.

Através do método do *Payback* Simples o Cenário II se mostrou viável, mas inviável através do *Payback* Descontado, o que demonstra ser um investimento de risco para o consumidor.

### 3.5. Conclusões do capítulo

Neste capítulo foi apresentado um estudo de caso cujo consumidor é a Universidade Federal do Maranhão. Por meio deste consumidor, foram estudadas as três estratégias de *Peak Shaving* mencionadas ao longo do texto – Gerador a Diesel, Banco de Baterias e Energia Fotovoltaica. Os resultados obtidos podem ser observados na Tabela 3.15.

Tabela 3.15 – Resumo dos resultados encontrados com as estratégias de *Peak Shaving* estudadas.

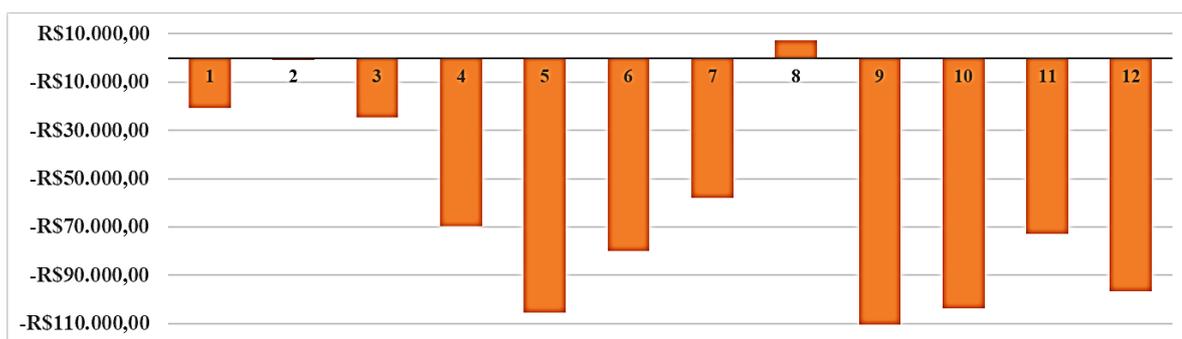
	<b>Cenários</b>	<b>Payback Simples</b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>VPL</b>
<b>Gerador a Diesel</b>	Cenário I	X	X	X
	Cenário II	8 anos	14 anos	R\$ 1.334.346,80
<b>Banco de Baterias</b>	Cenário I	-R\$ 17.896.396,00		
	Cenário II	-R\$ 21.392.691,33	X	X
<b>Energia Fotovoltaica</b>	Cenário I	-R\$ 7.845.332,33	X	X
	Cenário II	15 anos	X	X

Fonte: Autoria própria.

▪ **Gerador a Diesel**

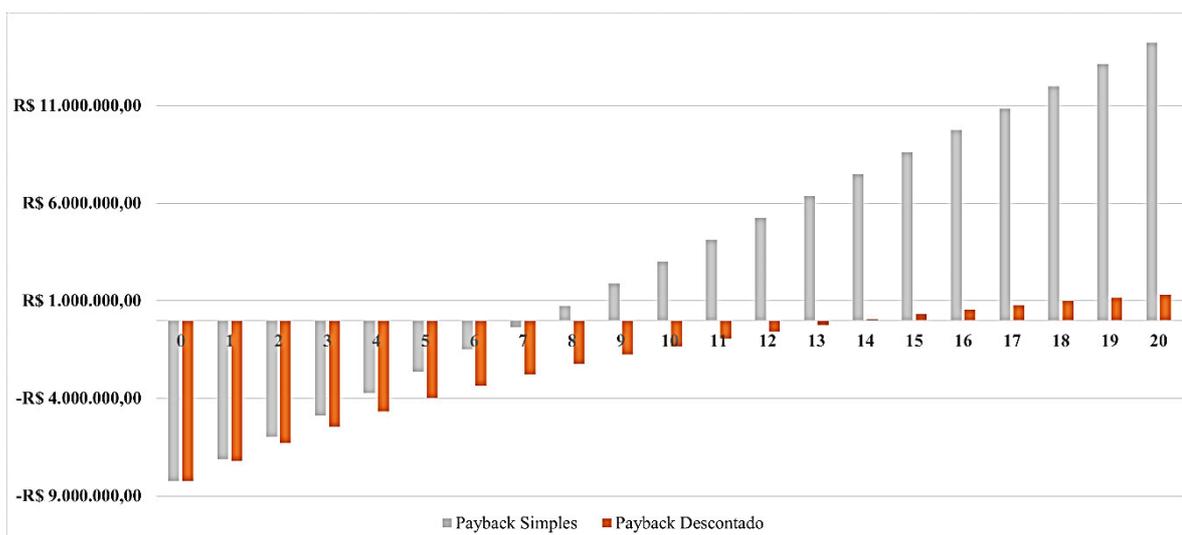
Com base na Tabela 3.15 e na Figura 3.7 observa-se que se mostrou inviável do ponto de vista econômico suprir toda demanda de pico do consumidor com Gerador a Diesel, uma vez que a instalação do sistema não gerou economia para o consumidor. Entretanto, com base na Tabela 3.15 e na Figura 3.8, têm-se que há uma viabilidade econômica de implantação do SPS com GENSET para suprir o horário de ponta deste consumidor.

Figura 3.7 – Economia gerada com a implantação do SPS com GD no Cenário I.



Fonte: Autoria própria.

Figura 3.8 – Payback da implantação do SPS com GENSET no Cenário II.

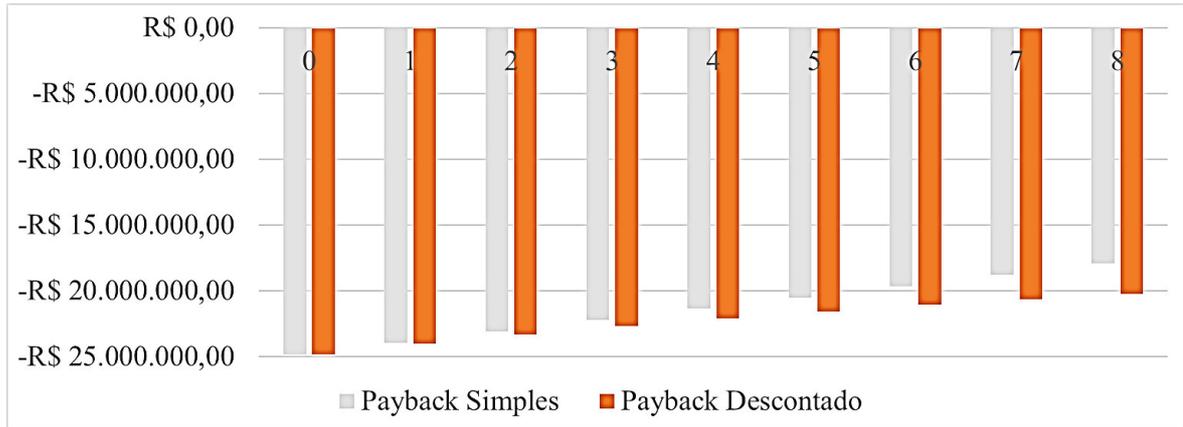


Fonte: Autoria própria.

▪ **Banco de Baterias**

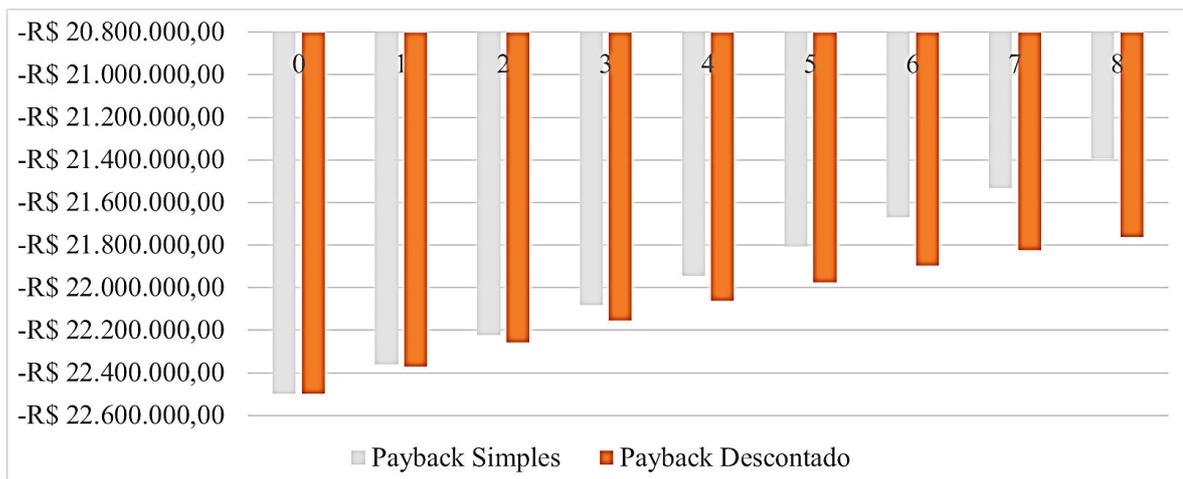
Com base na Tabela 3.15 e nas Figura 3.9 e 3.10 observa-se que se mostrou inviável do ponto de vista econômico a implementação de um SPS com Banco de Baterias tanto para suprir todo pico de demanda quanto para suprir o horário de ponta. Observa-se aqui que não houve um retorno positivo do investimento feito em nenhum dos cenários estudados.

Figura 3.9 – Payback da implantação do SPS com BB no Cenário I.



Fonte: Autoria própria.

Figura 3.10 – Payback da implantação do SPS com BB no Cenário II.

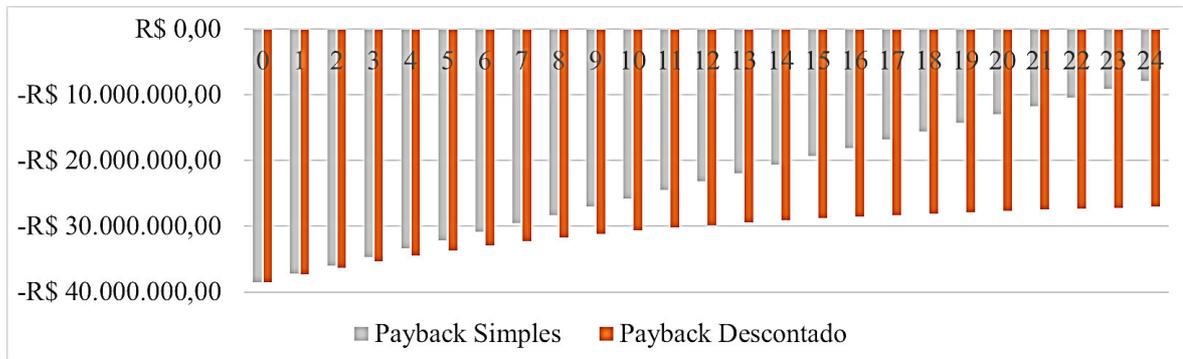


Fonte: Autoria própria.

▪ **Energia Fotovoltaica**

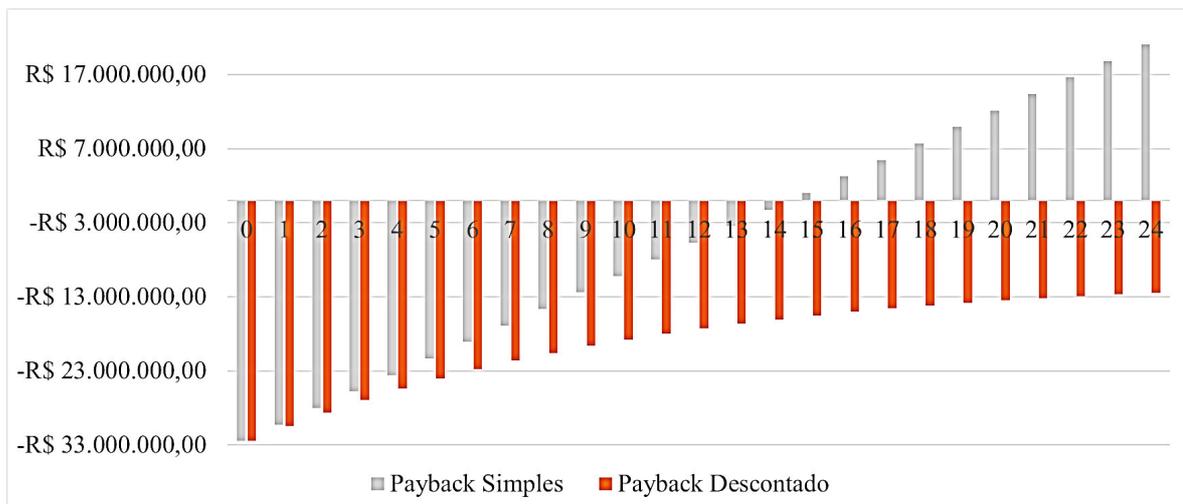
Com base na Tabela 3.15 e na Figura 3.11 observa-se que suprir todo consumo acima da linha de Demanda Contratada com energia fotovoltaica se mostrou inviável economicamente, uma vez que não houve um retorno positivo do investimento feito até o fim da vida útil do sistema. Entretanto, como mostrado na Tabela 3.15 e na Figura 3.12, através do método Payback Simples o investimento se mostrou viável para suprir o consumo em horário de ponta, mas através do método Payback Descontado se mostrou inviável, o que demonstrar ser um investimento de risco para o consumidor.

Figura 3.11 – Payback da implantação do SPS com Energia Fotovoltaica no Cenário I.



Fonte: Autoria própria.

Figura 3.12 – Payback da implantação do SPS com Energia Fotovoltaica no Cenário II.



Fonte: Autoria própria.

## Capítulo 4. Conclusões Gerais

---

Neste trabalho foram abordadas metodologias para compensação de parte da demanda de consumidores de energia elétrica através de estratégias de *Peak Shaving*. Para isso, foi apresentada uma revisão bibliográfica a respeito do assunto, a qual discorreu sobre os métodos mais comumente abordados na literatura: *Peak Shaving* com Gerador a Diesel; *Peak Shaving* com Modulação de Carga e *Peak Shaving* com Energias Renováveis.

O trabalho foi desenvolvido através de um estudo de caso para um consumidor específico, com demanda de ultrapassagem, tendo sido elaboradas análises técnicas e econômicas da viabilidade de implantação das modalidades de Peak Shaving acima mencionadas. Para a realização das análises, a curva de carga do consumidor foi analisada sob a ótica de dois cenários: Cenário I – compensação do consumo de energia elétrica do consumidor que está acima da linha de Demanda Contratada – e o Cenário II – compensação do consumo de energia elétrica do consumidor em horário de ponta. A análise econômica de cada estratégia em cada cenário foi feita através dos métodos do *Payback* Simples e *Payback* Descontado ou Valor Presente Líquido.

Então, através desses métodos, pôde-se constatar que a estratégia de *Peak Shaving* com Gerador a Diesel se mostrou inviável para suprir o consumo no Cenário I, mas viável para suprir o consumo no Cenário II, gerando um retorno positivo do investimento feito em 8 anos para o método do *Payback* Simples e de 14 anos para o método do *Payback* Descontado.

Por outro lado, a estratégia do Peak Shaving com Modulação de Carga mostrou-se economicamente inviável em ambos os cenários. Isso se deu devido ao elevado investimento feito na aquisição do sistema de armazenamento a base baterias frente à economia gerada através da implantação do sistema. As análises mostraram, para as características específicas do consumidor analisado, que a economia obtida anualmente se mostrou ineficiente para gerar um retorno positivo do investimento feito, dentro do tempo de expectativa de vida útil do sistema de armazenamento, considerado neste trabalho como sendo 8 anos.

Já a estratégia de *Peak Shaving* com Energia Renovável foi analisada nos dois cenários através de um sistema com geração fotovoltaica. Por esta estratégia, pôde-se observar que seria inviável compensar todo consumo requerido pelo consumidor no Cenário I. Quanto ao Cenário II, o sistema levou 15 anos para apresentar um retorno positivo através do método do *Payback*

Simples e não apresentou retorno positivo através do método do *Payback* Descontado. O que levou à constatação que se tratava de um investimento de risco para o consumidor, tendo em vista o prolongado tempo de retorno quando analisado pelo critério do *Payback* Simples e um retorno negativo pelo *Payback* Descontado, até o tempo da vida útil do sistema implantado.

Através das análises feitas foi possível observar que a viabilidade econômica de implantação do Sistema Peak Shaving só ocorrerá quando o custo do kWh gerado através do sistema for menor que a tarifa global do kWh fornecido pela concessionária de energia elétrica. E, ainda que o custo seja menor, como foi mostrado através das análises econômicas do cenário cujo objetivo era a compensação em horário de ponta, o investimento inicial feito deve ser vantajoso frente a economia feita com a implantação.

Ademais, o custo do sistema de armazenamento de energia elétrica com baterias do tipo Chumbo-Ácido, na estratégia de *Peak Shaving* com Energias Renováveis, representou mais de 60% do investimento inicial do sistema completo. Além disso, devido do curto tempo de vida útil desse tipo de bateria, observou-se a necessidade de ao longo da vida útil do sistema completo fossem realizadas duas trocas do mesmo banco de baterias. Isso gerou uma elevação no valor total do investimento, dificultando o retorno financeiro positivo do sistema feito.

É válido ressaltar que todas as conclusões foram obtidas com base nas análises feitas com um consumidor cuja Demanda Contratada não atende à sua demanda de energia elétrica, o que implica na ultrapassagem da mesma mensalmente e onera sua conta de energia elétrica. Além disso, apenas dois cenários foram contemplados nas análises o Cenário I e o Cenário II (definidos no texto). Possivelmente, a implantação de sistemas Peak Shaving a outros consumidores, com o objetivo de por exemplo reduzir valor demanda contratada e/ou eliminar eventuais ultrapassagem de demanda, pode apresentar resultados econômicos satisfatórios. Mesmo para o consumidor analisado, é possível que a combinação de tipos de sistema *Peak Shaving* e a análise de cenários diferentes dos estudados também pudessem ter apresentado indicadores de resultados viáveis.

#### **4.1. Propostas de continuação do trabalho**

Sugere-se como trabalhos de estudos futuros que podem complementar o que foi apresentado neste texto, o seguinte:

- ✓ Analisar aplicações de sistemas *Peak Shaving* a outros tipos de consumidores que não tenham problemas específicos sejam eles técnicos ou legais quanto ao valor da demanda adequada a ser contratada;
- ✓ Definir novos cenários de análises diferentes do Cenário I e do Cenário II que foram estudados neste trabalho, considerando inclusive a possibilidade de mesclar a aplicação de mais de uma estratégia de *Peak Shaving* ao mesmo consumidor. Assim como, analisar as estratégias através de um cenário considerando horários distintos de pico de demanda da concessionária de energia elétrica;
- ✓ Incorporar ao estudo métodos inteligentes de busca e otimização da melhor estratégia de *Peak Shaving* a ser aplicada a um determinado consumidor;
- ✓ Implementar e monitorar o desempenho de um sistema *Peak Shaving* aplicado a um consumidor real.

#### **4.2. Lista de artigos técnicos produzidos sobre o tema**

- ✓ M. Ferreira, L. Ribeiro e J. G. de Matos, “Economic Analysis of a Peak Shaving System with Diesel Generator,” em *SPEC (Souther Power Electronics Conference) and COBEP (Brazilian Power Electronics Conference)*, Santos, 2019;
- ✓ M. Ferreira, L. Ribeiro e J. G. de Matos, “Economic Analysis of a Peak Shaving System with Photovoltaic Energy,” em *SimIIER (Simpósio Ibero-Americano em Microrredes Inteligentes com Integração de Energias Renováveis)*, Foz do Iguaçu, 2019.

## Referências

---

- [1] ANEEL, “Condições gerais de fornecimento de energia elétrica - Resolução Normativa nº 414/2010,” Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2017.
- [2] Eletrobrás, “Manual de tarifação de energia elétrica,” PROCEL, Rio de Janeiro, 2011.
- [3] B. Wang, M. Zarghami e M. Vaziri, “Energy management and peak-shaving in grid-connected photovoltaic systems integrated with battery storage,” em *North American Power Symposium (NAPS)*, Denver, 2016.
- [4] F. Braam, R. Hollinger, M. Engesser, S. Muller, R. Kohrs e C. Wittwer, “Peak Shaving with Photovoltaic-Battery Systems,” IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, Istanbul, Turkey, 2014.
- [5] K. Mahmud, S. Morsalin, Y. Kafle e G. Town, “Improved Peak Shaving in Grid-Connected Domestic Power Systems Combining Photovoltaic Generation, Battery Storage, and V2G-Capable Electric Vehicle,” em *IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Wollongong, 2016.
- [6] J. Zupancic, E. Lakic, T. Medved e A. Gubina, “Distribution, Advanced Peak Shaving Control Strategies for Battery Storage Operation in Low Voltage,” 2017 IEEE Manchester PowerTech, Manchester, UK, 2017.
- [7] E. Telaretti e L. Dusonchet, “Battery Storage Systems for Peak Load Shaving Applications - Part I,” em *Environment and Electrical Engineering*, Florença, Itália, 2016.
- [8] E. Telaretti e L. Dusonchet, “Battery Storage Systems for Peak Load Shaving Applications - Part II,” em *Environment and Electrical Engineering*, Florença, Itália, 2016.
- [9] V. Papadopoulos, T. Delerue, J. V. Ryckeghem e J. Desmet, “Assessing the impact of load forecasting accuracy on battery dispatching strategies with respect to Peak Shaving and Time-of-Use (TOU) applications for industrial consumers,” em *52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Heraklion, 2017.

- [10] L. Meng, T. Dragicevic e J. Guerrero, “Adaptive Control Design for Autonomous Operation of Multiple Energy Storage Systems in Power Smoothing Applications,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, pp. 1-1, 29 Setembro 2017.
- [11] A. Rahimi, M. Zarghami, M. Vaziri e S. Vadhva, “A simple and effective approach for peak load shaving using battery storage systems,” em *North American Power Symposium (NAPS)*, Manhattan, 2013.
- [12] V. Ribeiro e A. Cruz, “Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica para Implantação de Grupo Gerador,” XVI SEPA - Seminário Estudantil de Produção Acadêmica, Salvador, 2017.
- [13] EPE, “Empresa de Pesquisa Energética,” Governo Federal, 28 fevereiro 2019. [Online]. Available: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br). [Acesso em 25 março 2019].
- [14] EPE, “Anuário Estatístico de Energia Elétrica - ano base 2017,” Ministério de Minas e Energias, Brasília, 2018.
- [15] Cemar, “Agência Web,” Companhia Energética do Maranhão, 28 08 2018. [Online]. Available: <http://www.cemar116.com.br/>. [Acesso em 20 09 2018].
- [16] ANEEL, “Agência Nacional de Energia Elétrica,” Governo Federal, 24 maio 2019. [Online]. Available: [http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false). [Acesso em 12 junho 2018].
- [17] ANEEL, “Caderno Temático Micro e Minigeração Distribuída - sistema de compensação de energia elétrica,” Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2016.
- [18] INEE, “Instituto Nacional de Eficiência Energética,” INEE, 27 08 2017. [Online]. Available: <http://www.inee.org.br>. [Acesso em 13 03 2018].
- [19] ANEEL, “Resolução Normativa N° 482,” Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2012.
- [20] ANEEL, “Resolução Normativa N° 687,” Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2015.
- [21] Maveng, “Mei,” Maverick Engineering, Inc., 30 06 2016. [Online]. Available: <http://www.maveng.com>. [Acesso em 20 04 2018].

- [22] Cummins, “Engenharia de Aplicações - Manual de aplicações para Grupos Geradores arrefecidos com água,” Cummins Power Generation, Guarulhos, 2011.
- [23] I. O. f. Standardization, “ISO 8528 - Reciprocating Internal Combustion Engine Driven Alternating Current Generating Sets,” International Organization for Standardization, Switzerland, 2013.
- [24] J. A. Machiavelli, “Sistema de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição para o gerenciamento da Curva de Carga,” Alegrete, 2018.
- [25] Cummins, “Cummins,” 21 Janeiro 2019. [Online]. Available: <https://www.cummins.com.br>. [Acesso em 29 Janeiro 2019].
- [26] A. Diniz, G. Gomes e V. Pereira, “Análise de viabilidade técnica e financeira da implantação do gerador a diesel no horário de ponta em um hospital de Curitiba,” UFPR, Paraná, 2015.
- [27] A. Geradora, “A Geradora,” 26 Junho 2015. [Online]. Available: <https://www.ageradora.com.br/quanto-consome-um-gerador-a-diesel/>. [Acesso em 26 Outubro 2018].
- [28] H. Yamaguchi e T. Vanderlei, “Análise da viabilidade econômica da implantação de sistemas de geração de energia considerando incertezas,” UNB, Brasília, 2012.
- [29] A. Nocera, G. Gomes e V. Pereira, “Análise de viabilidade técnica e financeira da implantação do gerador a diesel no horário de ponta em um hospital de Curitiba,” UTFPR, Curitiba, 2015.
- [30] H. d. S. Mota, “Análise técnico econômica de unidades geradoras de energia distribuída,” Autarquia Associada à Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.
- [31] C. Fragoso e L. Stella, “Estudo de viabilidade da implementação de um grupo motor gerador a diesel em horário de pico em um consumidor comercial de baixa potência aliado a tarifa branca,” UTFPR, Curitiba, 2018.
- [32] U. F. d. S. Catarina, “Hospital Universitário Universidade Federal de Santa Catarina,” 08 December 2017. [Online]. Available: <http://www.hu.ufsc.br/setores/contratos/wp-content/uploads/sites/33/2018/05/Termo-de-Contrato-nº-297.2016-Powercom.pdf>. [Acesso em 16 November 2018].

- [33] V. Oliveira, “Análise de viabilidade para a produção e utilização de um gerador a combustão por etanol,” UFSC, Santa Maria, 2017.
- [34] Fulguris, “Newpower Fulguris,” 23 06 2019. [Online]. Available: <http://www.fulguris.com.br/>.
- [35] NeoSolar, “NeoSolar,” NeoSolar, 19 01 2019. [Online]. Available: <https://www.neosolar.com.br/loja/>. [Acesso em 23 04 2019].
- [36] CRESESB, “Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito,” Eletrobrás - Cepel, 01 01 2014. [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. [Acesso em 23 04 2019].
- [37] J. T. Pinho e M. Galdino, “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos,” CEPEL - CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.
- [38] CanadianSolar, “CanadianSolar,” Canadian Solar's Industry, [Online]. Available: <https://www.canadiansolar.com/upload/7c4225088485f86f/bbfd85b94572a66f.pdf>. [Acesso em 12 04 2019].
- [39] Kasatec, “Kasatec Energia Solar,” 13 10 2018. [Online]. Available: <https://www.lojakasatec.com.br/loja/>. [Acesso em 23 05 2019].
- [40] I. d. P. E. Aplicada, “Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico,” IPEA, Rio de Janeiro, 2018.
- [41] L. Sigrist, E. Lobato e L. Rouco, “Energy storage systems providing primary reserve and peak shaving in small isolated power systems: An economic assessment,” *Electrial Power and Energy Systems*, pp. 675-683, 29 05 2013.