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

ALINE ROCCON ZUCCHI

OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, ANÁLISE DE CUSTOS COM GRUPO GERADOR A DIESEL E VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UMA EMPRESA DE BENEFICIAMENTO DE MÁRMORE E GRANITO

VITÓRIA
2019

ALINE ROCCON ZUCCHI

OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, ANÁLISE DE CUSTOS COM GRUPO GERADOR A DIESEL E VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UMA EMPRESA DE BENEFICIAMENTO DE MÁRMORE E GRANITO

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

Orientadora: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin

VITÓRIA
2019

ALINE ROCCON ZUCCHI

OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, ANÁLISE DE CUSTOS COM GRUPO GERADOR A DIESEL E VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UMA EMPRESA DE BENEFICIAMENTO DE MÁRMORE E GRANITO

Parte manuscrita do Projeto de Graduação da aluna **Aline Roccon Zucchi**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 16 de dezembro de 2019.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Profa. Dra. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientadora

Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

Eng. Débora de Souza Martins
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinadora

RESUMO

No presente trabalho, avalia-se a possibilidade de redução dos custos com energia elétrica de uma empresa de beneficiamento de mármore e granito. Esta empresa é um consumidor de energia no ambiente de contratação regulada e utiliza um grupo de geradores a diesel para produção de energia no horário de ponta. É feita uma análise da demanda contratada, e com elas então, são construídos 23 novos cenários de contratação de energia para verificar qual seria o mais vantajoso. Sendo assim, levantaram-se os custos da empresa com energia elétrica: as faturas de energia com a concessionária, as manutenções preventivas dos geradores e o combustível diesel. Também foram coletados dados de consumo de energia fornecidos por analisadores de energia da empresa para determinar a quantidade consumida pela empresa mensalmente, fornecidos pela concessionária e pelos geradores, e assim simularam-se cenários em que a empresa pode não utilizar geradores, migrar para o ambiente de contratação livre, mudar a modalidade tarifária contratada, até mesmo implantar um sistema de geração de energia solar fotovoltaica que é exposto ao longo do trabalho, ou a combinação de duas ou mais dessas alternativas. Para a opção de implantação de energia fotovoltaica, simulou-se, por meio do *software* SAM, a estimativa a energia que seria produzida. Por fim, chega-se ao resultado de que duas das melhores alternativas para a empresa em questão incluem: migrar para o ambiente de contratação livre de energia, com a modalidade tarifária verde, sem o uso do grupo gerador a diesel, podendo optar por implantar energia fotovoltaica ou não, sendo que a primeira concede maior retorno financeiro, contudo esse retorno é mais demorado que a opção sem a implantação.

Palavras-chave: Ambiente de Contratação Livre. Ambiente de Contratação Regulado. Grupo Gerador a Diesel. Energia Fotovoltaica.

ABSTRACT

The main point of this project is to reduce the electricity costs of a marble and granite processing industry, which is currently a regulated consumer and uses diesel generators to produce energy during rush hours. In order to achieve that, firstly, this work analyses the energy bills to verify if it can optimize the contracted demand. After that, the project presents 23 different scenarios of energy contracts to verify which one of them is more attractive. Therefore, the companies' costs with electricity are the energy bill, the predictive maintenance of the generator group and diesel fuel. This project uses data of energy consumed by the company provided by energy analyzers, which are installed in the company's substations in order to determine the amount of energy consumed monthly, provided by the generators and by the power distribution company. Moreover, with the data collected, the project simulates scenarios in which the company can: stop using generators during rush hours, migrate to the free energy market, change the tariff mode contracted, and even purchase a photovoltaic energy system, or the combination of two or more alternatives said. In order to simulate the amount of energy produced by the photovoltaic system, the project uses the software SAM. At the end, it concludes that there are two best scenarios, and both of them include migrating to the free energy market, keep using the green hourly tariff, and excludes the use of the diesel generators during rush hours. The difference between the two alternatives is whether to purchase the photovoltaic system, it is advantageous to do so, however, the system's initial cost is high, and so it is up to the company to decide.

Keywords: Free energy market. Diesel generator. Photovoltaic Systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Classificações de energias disponíveis no mercado livre.....21
Figura 2 – Ilustração de quantidade de energia contratada, sazonalização e modulação 24
Figura 3 – Relação entre corrente x tensão x potência em um painel fotovoltaico 27
Figura 4 – Possíveis alternativas para mudança no sistema de compensação de energia elétrica.....29
Figura 5 – Parametrização do SAM para simulação 35
Figura 6 – Representação da declinação magnética, Norte Geográfico e Norte Magnético .36
Figura 7 – *Interface* da calculadora de declinação magnética do NOAA 36

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Histórico do preço de diesel pago pela empresa de novembro de 2018 a outubro de 2019 33
Gráfico 2 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019 nos cenários com migração para o ACL com uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico 39
Gráfico 3 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019, média de consumo e limites de sazonalização dos cenários com migração para o ACL com uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico 41
Gráfico 4 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, a média de consumo e limites de flexibilidade dos cenários com migração para o ACL com uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico 42
Gráfico 5 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019 nos cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico 43
Gráfico 6 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019, média de consumo e limites de sazonalização dos cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico 44
Gráfico 7 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, a média de consumo e limites de flexibilidade dos cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico 45
Gráfico 8 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019 dos cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e com implantação do sistema fotovoltaico 46
Gráfico 9 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019, média de consumo e limites de sazonalização dos cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e com implantação do sistema fotovoltaico 47
Gráfico 10 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, a média de consumo e limites de flexibilidade dos cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e com implantação do sistema fotovoltaico 48

Gráfico 11 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019 nos cenários com migração para o ACL com implantação do sistema de energia fotovoltaica e mantendo os geradores a diesel no horário de ponta 49
Gráfico 12 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019, média de consumo e limites de sazonalização dos cenários com migração para o ACL com implantação do sistema de energia fotovoltaica e mantendo os geradores a diesel no horário de ponta..... 50
Gráfico 13 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, a média de consumo e limites de flexibilidade dos cenários com migração para o ACL com implantação do sistema de energia fotovoltaica e mantendo os geradores a diesel no horário de ponta 51
Gráfico 14 – Relação de gastos com demanda e ultrapassagem e demanda contratada, da modalidade tarifária horária verde ou do posto horário fora ponta da azul..... 54
Gráfico 15 – Relação de gastos com demanda e ultrapassagem e demanda contratada, no posto horário ponta da modalidade tarifária azul, com e sem uso dos geradores..... 55
Gráfico 16 – Curva de demanda ativa consumida pela empresa em 24/10/2019..... 56
Gráfico 17 – Fluxo de caixa acumulado nos anos de 2021 a 2025 para os cenários 10, 14, 16 e 20..... 63

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Principais municípios capixabas nas exportações de chapa de rochas ornamentais 13
Quadro 2 – Subgrupos do grupo A e tensões de fornecimento 16
Quadro 3 – Subdivisões do grupo B de fornecimento de energia 17
Quadro 4 – Tarifas da concessionária EDP Espírito Santo vigentes a partir de 6 de agosto de 2019 para o subgrupo A3a 18
Quadro 5 – Descontos da TUSD de energias incentivadas 22
Quadro 6 – Características principais do grupo gerador a diesel 31
Quadro 7 – Resumo de peças a serem adquiridas para as manutenções preventivas e as suas frequências 32
Quadro 8 – Características do gerador solar fotovoltaico 34
Quadro 9 – Demandas máximas registradas mensais nos períodos de fora ponta e ponta, com e sem utilização dos geradores a diesel 53
Quadro 10 – Numeração de cenários propostos 57
Quadro 11 – Tarifas de energia do ACR para EDP Espírito Santo para modalidade tarifária horária verde de 2015 a 2019 58
Quadro 12 – Tarifas de energia do ACR para EDP Espírito Santo para modalidade tarifária horária azul de 2015 a 2019 58
Quadro 13 – Informações necessárias fornecidas por comercializadores de energia do ACL 60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Custos com grupo gerador a diesel no período de novembro de 2018 a outubro de 2019 33
Tabela 2 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, média de consumos e Cm para os cenários com migração para o ACL com uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico 40
Tabela 3 – Ch, limites de sazonalização e flexibilidade para os cenários com migração para o ACL com uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico no período analisado 41
Tabela 4 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, média de consumos e Cm para os cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico 43
Tabela 5 – Ch, limites de sazonalização e flexibilidade para os cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico no período analisado 44
Tabela 6 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, média de consumos e Cm para os cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e com implantação do sistema fotovoltaico 46
Tabela 7 – Ch, limites de sazonalização e flexibilidade para os cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e com implantação do sistema fotovoltaico no período analisado 47
Tabela 8 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, média de consumos e Cm para os cenários com migração para o ACL com implantação do sistema de energia fotovoltaica e mantendo os geradores a diesel no horário de ponta 49
Tabela 9 – Ch, limites de sazonalização e flexibilidade para os cenários com migração para o ACL com implantação do sistema de energia fotovoltaica e mantendo os geradores a diesel no horário de ponta no período analisado 50
Tabela 10 – Média de aumento das tarifas horárias verde e azul ao longo dos anos de 2015 a 2019 58
Tabela 11 – Fluxo de caixa para os cenários de 0 a 7 59
Tabela 12 – Fluxo de caixa para os cenários de 8 a 15 61
Tabela 13 – Fluxo de caixa para os cenários de 16 a 23 62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
ESS	Encargos de Serviço de Sistema
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
NREL	*National Renewable Energy Laboratory*
NOAA	*National Oceanic and Atmospheric Administration*
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programas de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SAM	*System Advisor Model*
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição de Faturamento
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 13
1.1 Apresentação e Objeto de Estudo 13
1.2 Justificativa 15
1.3 Objetivos 15
1.3.1 Objetivo Geral 15
1.3.2 Objetivos Específicos 15
2 EMBASAMENTO TEÓRICO 16
2.1 Definições Importantes Envolvendo Faturamento de Energia 16
2.1.1 Grupos de Fornecimento de Energia 16
2.1.2 Posto Horário Tarifário 17
2.1.3 Modalidades Tarifárias Horárias Aplicáveis ao Grupo A 17
2.1.4 Demanda Contratada 18
2.1.5 Bandeiras Tarifárias 19
2.1.6 Impostos Incidentes Sobre a Fatura de Energia 19
2.2 Ambientes de Contratação Livre e Regulada 20
2.3 Tópicos Específicos do ACL 22
2.3.1 Contribuição Associativa à CCEE 22
2.3.2 Encargos de Serviços de Sistema (ESS) 22
2.3.3 Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) 24
2.3.4 Liquidação no Mercado de Curto Prazo (MCP) 24
2.3.5 Preço de Liquidações das Diferenças (PLD) 25
2.4 Gerador a Diesel 25
2.4.1 Regime *Prime* 25
2.5 Energia Solar Fotovoltaica 26
2.5.1 Princípio de Funcionamento 26
2.5.2 Componentes de um Sistema Fotovoltaico 26
2.5.3 Energia Solar no Brasil 27
2.6 Conclusão 29
3 CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA E DO PERFIL DE CONSUMO DA EMPRESA 31
3.1 Características do Grupo Gerador a Diesel 31

3.1.1 Custos com Manutenção Preventiva 32
3.1.2 Custos com Combustível Diesel 32
3.1.3 Resumo de Custo com Grupo Gerador de Novembro de 2018 a Outubro de 2019 33
3.2 Características do Sistema de Geração Solar Fotovoltaica Proposto 34
3.3 Perfil de Consumo 37
3.3.1 Metodologia Utilizada para Encontrar a Contratação Média e Contratação Sazonalizada 38
3.3.2 Perfil de Consumo dos Cenários com Migração para o ACL Mantendo os Geradores no Horário de Ponta sem Implantação do Sistema Fotovoltaico 39
3.3.3 Perfil de Consumo dos Cenários com Migração para o ACL sem Uso de Geradores a Diesel no Horário de Ponta sem Implantação do Sistema Fotovoltaico 42
3.3.4 Perfil de Consumo dos Cenários com Migração para o ACL sem Utilização dos Geradores a Diesel no Horário de Ponta e com Implantação do Sistema de Energia Fotovoltaica 45
3.3.5 Perfil de Consumo dos Cenários com Migração para o ACL Mantendo os Geradores a Diesel no Horário de Ponta e com Implantação do Sistema de Energia Fotovoltaica 48
3.4 Conclusão 51
4 ANÁLISES PARA OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA 53
4.1 Demanda Contratada 53
4.2 Contratação de Energia 56
4.2.1 Cenários de Contratação que Utilizam o ACR 57
4.2.2 Cenários de Contratação que Utilizam o ACL 59
4.3 Resultados 62
5 CONCLUSÕES 64
5.1 Proposta de Trabalhos Futuros 65
REFERÊNCIAS 66

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação e Objeto de Estudo

O Brasil ocupa o 4º lugar em produção de pedras ornamentais do mundo, sendo o Espírito Santo o estado que lidera esse mercado nacional (SINDIROCHAS ESPÍRITO SANTO, 2019a), mais especificamente, o município de Serra, como pode ser visto no Quadro 1.

Quadro 1 – Principais municípios capixabas nas exportações de chapa de rochas ornamentais

Município	Janeiro a setembro 2018		Janeiro a setembro 2019	
	US$	kg	US$	kg
Serra – ES	136.394.131	165.477.213	165.138.899	192.351.416
Cachoeiro de Itapemirim – ES	122.312.556	151.064.869	135.379.973	159.560.557
Barra de São Francisco – ES	73.278.770	123.698.388	83.907.225	142.714.677
Castelo – ES	23.967.281	44.887.505	25.066.309	48.071.562
São Domingos do Norte – ES	19.736.947	36.332.046	20.926.293	38.944.572
Atilio Vivacqua – ES	13.029.893	14.569.380	15.319.310	16.586.533
Cariacica – ES	9.450.481	8.551.905	13.469.462	12.255.227
Nova Venécia – ES	11.826.353	16.469.792	12.860.134	15.756.292
Rio Novo do Sul – ES	10.964.665	14.274.764	12.812.047	15.505.309
Itapemirim – ES	9.076.474	17.660.393	10.488.412	17.534.048
Mimoso do Sul – ES	8.567.497	14.422.900	9.634.945	16.017.356
Vargem Alta – ES	9.342.677	15.988.669	9.555.698	17.463.456
Colatina – ES	5.429.643	7.705.223	6.096.265	10.490.491
Vitória – ES	5.094.705	3.634.471	5.935.143	3.872.488
Vila Velha – ES	4.229.017	3.468.027	4.849.682	3.586.482

Fonte: Sindirochas Espírito Santo (2019b).

A empresa que servirá de estudo de caso deste trabalho é uma exportadora de chapas polidas de mármore e granito, localizada no município da Serra – ES, cuja tensão de fornecimento de energia elétrica é de 34,5 kV. Nela, existe uma subestação principal que transforma a tensão de 34,5 kV em 11,4 kV, que é a tensão de distribuição interna. Há mais 7 subestações cuja função é transformar a tensão de distribuição para 380 V, na área industrial, e 220 V, na área administrativa.

O processo básico de fabricação das chapas de granito começa na compra dos blocos de pedra. Após a chegada do bloco na empresa, ele é esquadrejado para que seu volume seja mais uniforme, como de um paralelepípedo, envelopado para adquirir maior resistência e não sofrer

danos nos processos seguintes, e, então, é serrado em chapas. As chapas são encaminhadas para os setores de resinagem e, posteriormente, polimento. Para a realização dessas atividades, a empresa possui maquinário cuja potência instalada total é superior a 7.000 kW. A empresa também possui um grupo de quatro geradores a diesel que assumem toda a carga durante o horário de ponta, devido ao elevado custo da tarifa de energia elétrica nesse posto horário e, também, quando há falta de fornecimento de energia pela concessionária.

As unidades consumidoras conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) são classificadas como pertencentes aos grupos A ou B. Indústrias, às quais, geralmente, é fornecida energia em tensão primária (superior ou igual a 2,3 kV), são consideradas do grupo A, como será descrito no Capítulo 2. Nessa classificação, a unidade consumidora possui tarifa binômia, sendo cobradas pelo consumo de energia e pela demanda ativa. Caso a demanda contratada seja excedida, a tarifa de ultrapassagem é de três vezes a tarifa de demanda (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). Por essa razão, é de suma importância que a demanda contratada esteja adequada e que a modalidade tarifária seja a ideal para que não haja gastos desnecessários.

As modalidades tarifárias horárias das unidades consumidoras do grupo A se dividem em verde e azul, suas diferenças estão na maneira como a demanda e o consumo são cobrados nos postos horários. Além disso, as unidades consumidoras atendidas em qualquer tensão de fornecimento e que possuem demanda contratada de 2.500 kW ou mais, a partir de 1º de julho de 2019, podem fazer parte do Ambiente de Contratação Livre (ACL), e a partir do dia 1º de janeiro de 2020, a demanda mínima será de 2.000 kW. Já consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW podem entrar para o grupo de consumidores especiais e comprar sua energia no ACL, mas esta precisa ser originada de fontes especiais, como será detalhado no Capítulo 2 deste trabalho, assim como o conteúdo referente a modalidades tarifárias (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

A empresa em questão é um consumidor potencialmente especial e, a partir de 2020, será potencialmente livre. Isso significa que ela pode contratar energia no mercado livre, entretanto, até o momento, opta por continuar no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

1.2 Justificativa

Para a empresa, os gastos com energia elétrica correspondem a 2,5 % do faturamento, sendo 82 % desse custo relacionado à fatura da EDP - ES, que é a concessionária de energia local, e os outros 18 %, com o combustível diesel. Logo, pensando nas possibilidades em reduzir o custo com energia por produção de chapa (R$/m² produzido), chega-se a duas opções: tornar os processos mais eficientes, gastando menos energia para produzir a mesma quantidade de chapas polidas, ou reduzir o valor pago para a mesma quantidade de energia, alterando a contratação de energia. Diante dessas alternativas, este trabalho foca nesta segunda opção.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

O propósito principal deste trabalho foi garantir a máxima economia com contratação de energia elétrica, além do incentivo para implantação de energia de fonte renovável – solar fotovoltaica.

1.3.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste projeto foram:

- Atualizar a contratação de demanda, afim de reduzir custos com ultrapassagens;
- Avaliar a viabilidade de compra de energia no ACL;
- Analisar a modalidade tarifária horária, e, se preciso, ajustá-la;
- Analisar a viabilidade de implantação de um sistema fotovoltaico para a rede elétrica da empresa;
- Avaliar a permanência ou não dos geradores a diesel que atendem a empresa durante o horário de ponta.

2 EMBASAMENTO TEÓRICO

Neste capítulo, serão apresentados conteúdos teóricos necessários para se alcançar os objetivos previstos.

2.1 Definições Importantes Envolvendo Faturamento de Energia

Seguem algumas definições que foram utilizadas no desenvolvimento deste trabalho.

2.1.1 Grupos de Fornecimento de Energia

- Grupo A: é formado pelas unidades consumidoras que possuem fornecimento de energia em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou que são alimentadas por sistema subterrâneo (subgrupo AS). Possuem tarifas binômias (são tarifados por demanda e consumo) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010), os subgrupos desta categoria encontram-se no Quadro 2.

Quadro 2 – Subgrupos do grupo A e tensões de fornecimento

Subgrupo	Tensão de fornecimento
A1	Maior ou igual 230 kV
A2	De 88 a 138 kV
A3	69 kV
A3a	De 30 a 44 kV
A4	2,3 a 25 kV
AS	Menor que 2,3 kV

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2010).

- Grupo B: representa as unidades consumidoras cujo fornecimento de energia é feito por tensão inferior a 2,3 kV, possuem tarifa monômia (cobrados somente pelo consumo) e seus subgrupos apresentam-se no Quadro 3.

Quadro 3 – Subdivisões do grupo B de fornecimento de energia

Subgrupo	Característica
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2010).

2.1.2 Posto Horário Tarifário

- **Horário de ponta:** período de três horas consecutivas no qual ocorre a maior demanda do sistema elétrico, determinado pela concessionária local e aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Não há horário de ponta aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e nos feriados de: 01 de janeiro, 21 de abril, 01 de maio, 07 de setembro, 12 de outubro, 02 de novembro, 15 de novembro e 25 de dezembro.
- **Horário fora de ponta:** período diário complementar ao horário de ponta (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

2.1.3 Modalidades Tarifárias Horárias Aplicáveis ao Grupo A

As modalidades tarifárias são conjuntos de tarifas que são aplicadas ao consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa da unidade consumidora. As opções aplicáveis ao grupo A são:

- **Modalidade tarifária horária verde:** possui uma única tarifa relacionada à demanda, e duas tarifas de consumo, uma para o horário de ponta e outra para o de fora de ponta (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010);
- **Modalidade tarifária horária azul:** possui tarifas tanto de demanda como de consumo de energia diferenciadas para o horário de ponta e o de fora de ponta (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

As tarifas de demanda e consumo de cada modalidade para o subgrupo A3a encontram-se no Quadro 4, no qual a Tarifa de Energia (TE) é referente ao custo da energia e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) refere-se ao transporte da mesma.

Quadro 4 – Tarifas da concessionária EDP Espírito Santo vigentes a partir de 6 de agosto de 2019 para o subgrupo A3a

Modalidade tarifária horária	Posto horário	TUSD		TE
		(R$/kW)	(R$/MWh)	(R$/MWh)
Verde	Não se aplica	25,09	-	-
	Ponta	-	999,69	402,83
	Fora ponta	-	83,50	237,65
Azul	Ponta	37,65	83,50	402,83
	Fora ponta	25,09	83,50	237,65

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2019a).
Nota: Adaptado pelo autor.

2.1.4 Demanda Contratada

A demanda contratada refere-se à potência ativa a ser disponibilizada pela concessionária ininterruptamente, expressa em kW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). O faturamento relacionado à demanda contratada, de acordo com a equação (1), é:

$$Demanda(p) = DemandaFaturável(p) \cdot VR_D(p) \tag{1}$$

Em que:

p é posto horário;

Demanda(p) é o valor pago referente à demanda contratada, por posto horário [R$];

DemandaFaturável(p) é o maior valor entre a demanda contratada e demanda medida no período de faturamento, por posto horário [kW];

VR_D *(p)* é a tarifa de demanda contratada, por posto horário [R$/kW] (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

Caso haja ultrapassagem, isso é, quando a maior demanda medida no período de faturamento for pelo menos 5 % maior que o valor da demanda contratada, há uma cobrança segundo a equação (2) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

$$Ultr(p) = (DemandaMedida(p) - DemandaContrada(p)) \cdot 2 \cdot VR_D(p) \tag{2}$$

Em que:

Ultr (p) é o custo referente à ultrapassagem de demanda contratada, por posto horário [R$];

DemandaMedida(p) é o valor de demanda máxima medida no período de faturamento, por posto horário [kW];

DemandaContratada(p) é o valor de demanda contratada no período de faturamento, por posto horário [kW];

VR_D *(p)* é a tarifa de demanda contratada, por posto horário [R$/kW] (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

2.1.5 Bandeiras Tarifárias

A partir de 2015 começaram a ser cobradas na fatura de energia dos consumidores cativos e conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) as bandeiras tarifárias. Elas são indicadores de acréscimo na tarifa de energia elétrica devido aos custos com gerações no período de faturamento. A seguir, encontram-se as cores das bandeiras e seus respectivos acréscimos no preço da energia em vigor (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019b):

- **Bandeira verde:** não há acréscimos no preço da energia, indica que as condições estão favoráveis para a geração de energia;
- **Bandeira amarela:** há um acréscimo de R$0,015/kWh consumido;
- **Bandeira vermelha patamar 1**: há um acréscimo de R$0,040/kWh consumido;
- **Bandeira vermelha patamar 2:** há um acréscimo de R$0,060/kWh consumido. Indica as condições mais custosas para geração de eletricidade.

2.1.6 Impostos Incidentes Sobre a Fatura de Energia

O total a ser pago pelo consumidor pela fatura de energia segue a equação (3).

$$Total = CIP + \left(\frac{\left(\frac{subtotal}{1 - \left(\frac{PIS + COFINS}{100} \right)} \right)}{1 - \left(\frac{ICMS}{100} \right)} \right) \quad (3)$$

Em que o *subtotal* é o custo com energia mais o custo do uso do sistema de distribuição, e *PIS*, *COFINS*, *ICMS* e *CIP* são tributos ou taxas que estão definidos a seguir.

- **Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS):** são tributos federais que têm intuito de arrecadar dinheiro destinado a subsidiar programas voltados para o trabalhador e manter programas sociais do governo federal (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011). Suas alíquotas variam mensalmente.
- **Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS): c**riado através do art. 155 da Constituição Federal de 1988, este tributo é cobrado nas operações relativas à circulação de mercadorias e serviços. É um imposto estadual e, por isso, sua alíquota varia entre os estados. A concessionária deve cobrar o ICMS na fatura de energia e repassar o valor ao governo estadual (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011).
- **Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP):** cobrança feita através de lei municipal com objetivo de suprir custos para promover iluminação em logradouros públicos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

2.2 Ambientes de Contratação Livre e Regulada

O mercado de energia brasileiro é dividido em dois ambientes de contratação: o regulado e o livre, como serão descritos a seguir.

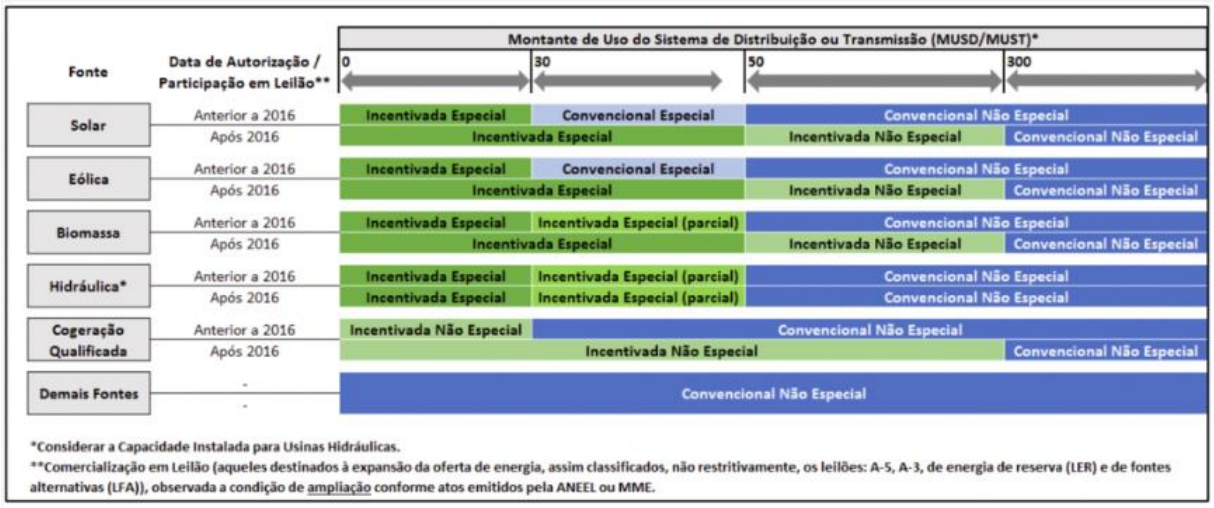
No ACR, a escolha de fornecedores e suas fontes de energia é feita através de leilões, promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sob delegação da ANEEL, que visam menor custo tarifário na aquisição de energia para as distribuidoras, que é

repassado aos consumidores que utilizam esse ambiente, também chamados de consumidores cativos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

Já no ACL, os contratos de fornecimento de energia são livres e negociados entre os consumidores e os geradores (ou comercializadores), seguindo regras e procedimentos específicos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). É importante ressaltar que apenas a parcela da tarifa referente à energia (TE) será adquirida de outro fornecedor, a parte da fatura que se refere à utilização do sistema de distribuição (TUSD) continua sendo paga à concessionária. Além disso, no ACL há cobrança por perdas de energia no sistema elétrico, dadas em percentagem do consumo de energia (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019b).

Existe a oportunidade de inclusão no mercado livre de energia para consumidores que possuem demanda contratada igual ou superior a 2.500 kW, chamados de consumidores livres e, a partir de 1º de janeiro de 2020, esse limite passará a ser de 2.000 kW (BRASIL, 2018). Além desses, existem os consumidores especiais, que são os que possuem demanda contratada igual ou superior a 500 kW, mas que devem contratar sua energia de fontes especiais, segundo a Figura 1 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). Nela, indicam-se as classificações de energia a serem contratadas e classifica os geradores de acordo com a fonte, potência a ser injetada e data de autorização/participação do leilão. Fontes incentivadas podem ter descontos na TUSD, como pode ser visto no Quadro 5.

Figura 1 – Classificações de energias disponíveis no mercado livre



Fonte: Mercado Livre de Energia Elétrica (2015).

Quadro 5 – Descontos da TUSD de energias incentivadas

Tipo de consumidor	Percentual de desconto aplicado à tarifa			Tarifa para aplicação dos descontos
	TUSD (R$/kW)	TUSD (R$/MWh)	TE (R$/MWh)	
Consumidor livre – fonte incentivada	0 a 100 %	0 %	0 %	Modalidade azul: TUSD demanda (R$/kW)
	0 a 100%	0 a 100 %	0 %	Modalidade verde: TUSD demanda (R$/kW) e TUSD energia ponta (R$/MWh)

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2015a).
Nota: Adaptado pelo autor.

A principal vantagem do mercado livre é a previsibilidade orçamentária, isso é, quando se fecha um contrato a longo prazo, como, de 3 ou 5 anos, o preço firmado sofre reajuste conforme a variação anual do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) (BRASIL, 2004). Sendo assim, a tarifa de energia não sofre variação por motivos diversos, como ocorre com o preço do diesel ou da tarifa de energia no ACR. Outro fator que contribui para essa previsibilidade é que no ACL também não há bandeiras tarifárias.

2.3 Tópicos Específicos do ACL

Nesta seção serão descritos tópicos do ACL necessários para o desenvolvimento do trabalho.

2.3.1 Contribuição Associativa à CCEE

Com objetivo de cobrir os custos da CCEE, é cobrado de cada agente um quantitativo mensal. Este custo é proporcional à energia comercializada pelo associado nos últimos 12 meses e é definida em Assembleia Geral uma vez por ano. Além desta, existe uma cobrança por adesão à CCEE (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

2.3.2 Encargos de Serviços de Sistema (ESS)

Os ESS são encargos pagos aos produtores de energia que atendem solicitações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em determinadas situações para garantir a confiabilidade e estabilidade do SIN. Estes encargos, quando existirem, serão rateados por todos os agentes consumidores de energia elétrica do SIN e serão cobrados proporcionalmente ao consumo

(R$/MWh) (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019b), conforme a equação (4).

$$ESS = Consumo \cdot (1 + Perdas) \cdot V_{ESS} \quad (4)$$

Em que:

ESS é o total cobrado pelo encargo de serviço do sistema [R$];

Consumo é o total de consumo no período de faturamento [MWh];

Perdas são as perdas percentuais consideradas para o contrato da unidade consumidora [%];
V_{ESS} é a tarifa do mês para o *ESS* [R$/kWh].

Algumas classificações de encargos feitas pelo ONS são descritas a seguir:

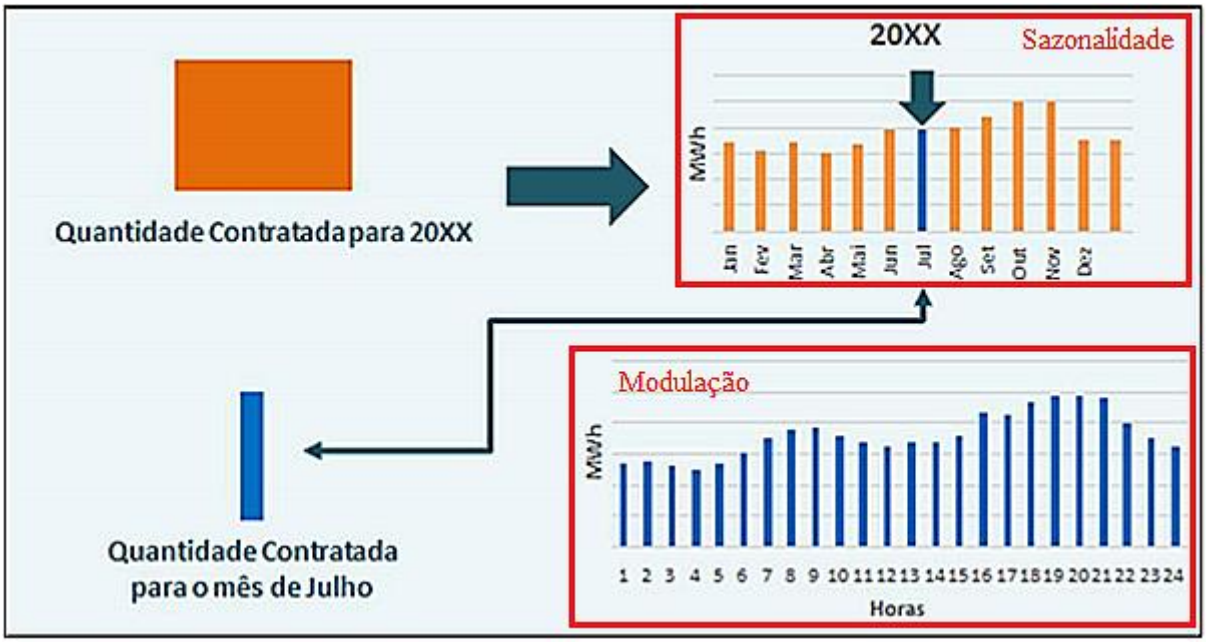
- Encargos pagos aos agentes térmicos:
  - **Encargo por Restrição Elétrica:** ocorre em duas situações, a primeira é quando o agente gerador térmico não estava programado para despachar energia, mas, devido a situações de alta demanda do submercado, o ONS solicita que ele gere energia e o ESS é destinado a ressarcir o agente por essa produção de energia não planejada, chamada de *Constrained-on*. A outra situação é o *Constrained-off*, que é quando o agente térmico estava despachando energia. Entretanto, o ONS, por motivos de restrições operativas, solicita que ele reduza a produção de energia e, assim, o ESS é utilizado para ressarcir o agente por essa energia não produzida (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019a).
  - **Encargo por Segurança Energética:** com o intuito de garantir a segurança de fornecimento de energia nacional, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) requisita ao ONS que solicite agentes térmicos a produzirem energia (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019a).
  - **Encargo por Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR):** ocorre quando usinas termoelétricas são solicitadas a produzir energia devido aos baixos níveis dos reservatórios das hidrelétricas, próximos a ultrapassar a CAR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019a).
- **Encargo por Serviços Ancilares:** ao contrário dos encargos explicados nos itens anteriores, este encargo não é pago exclusivamente aos agentes geradores térmicos, e

são destinados a manter a qualidade e segurança da energia elétrica gerada no SIN (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019b).

2.3.3 Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL)

São chamados de CCEAL os contratos firmados no ACL. Neles devem ser apresentados o montante de energia (em MW médio com 6 casas decimais) e a vigência. O contrato pode apresentar sazonalidade (variação no volume de energia a ser contratado por mês) e modulação (variação na distribuição de energia por hora ou patamar de carga). A Figura 2 ilustra a definição de montante contratado, sazonalização e modulação. Além disso, também deve constar no contratado o Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL, que se refere à diferença entre o montante contratado e consumido no período de faturamento (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019b).

Figura 2 – Ilustração de quantidade de energia contratada, sazonalização e modulação



Fonte: Martins (2017).
Nota: Adaptada pelo autor.

2.3.4 Liquidação no Mercado de Curto Prazo (MCP)

Quando se acaba o período mensal de operações, o SCL processa a contabilização, através do Sistema de Medição de Faturamento (SMF), e verifica os agentes que foram devedores ou

credores daquele mês, devido ao seu déficit ou sobra de energia contratada, respectivamente. Essa diferença de contratação e consumo, é valorada ao Preço de Liquidações das Diferenças (PLD). As datas de liquidações do MCP são divulgadas antes do início do ano de referência. Essa contabilização de créditos e débitos é divulgada no mês seguinte + 22 dias úteis do mês a ser cobrado. Os débitos devem ser depositados 4 dias úteis após essa divulgação. Já os credores só obtém sua quantia 5 dias após a divulgação (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

2.3.5 Preço de Liquidações das Diferenças (PLD)

Um dos principais papéis da CCEE é a contabilização da liquidação no MCP. A valoração dessa diferença, o PLD, considera o custo marginal de operação do sistema elétrico, isso é, o custo de produção por MWh futuro. O PLD é calculado semanalmente, para cada submercado e patamar de carga (Leve, Média ou Pesada, de acordo com o uso do SIN), entretanto, a ANEEL é responsável por anualmente definir um valor de piso e teto para esse preço (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019c). É previsto que, a partir de janeiro de 2021, o PLD deixe de ser semanal e passe a ser horário, divulgado com um dia de antecedência. A CCEE divulga, desde abril de 2018, o PLD horário sombra, o qual é calculado paralelamente ao preço oficial em vigência, com intuito de prever impactos do novo na comercialização (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019d).

2.4 Gerador a Diesel

Geradores a diesel são equipamentos que produzem energia elétrica, acionados por meio de uma máquina primária (motor a combustão interna) que utiliza o óleo diesel como fonte de energia (ALVES; CLEMS; KARPINSKI, 2015).

2.4.1 Regime *Prime*

No regime *Prime*, a potência média fornecida pelo gerador não deve exceder a 70 % da potência nominal. Entretanto, o equipamento suporta até 10 % de sobrecarga, desde que isso aconteça em apenas 1 hora a cada 12 de funcionamento, e até no máximo 25 horas por ano. Além disso, geradores que funcionam a partir do regime *prime* devem assumir carga em rampa (CAMPOS,

2016). Para isso, é necessário que, após estar sincronizado com a rede de distribuição, o grupo gerador entra em paralelo com a mesma, assumindo a carga gradativamente. Embora o tempo máximo permitido no Módulo 3 do Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da ANEEL seja de até 30 segundos, a EDP limita o paralelismo momentâneo a 15 segundos (EDP, 2016).

2.5 Energia Solar Fotovoltaica

2.5.1 Princípio de Funcionamento

Efeito fotovoltaico é o nome dado ao fenômeno de transformação de radiação solar em energia elétrica, que é possível graças às células fotovoltaicas.

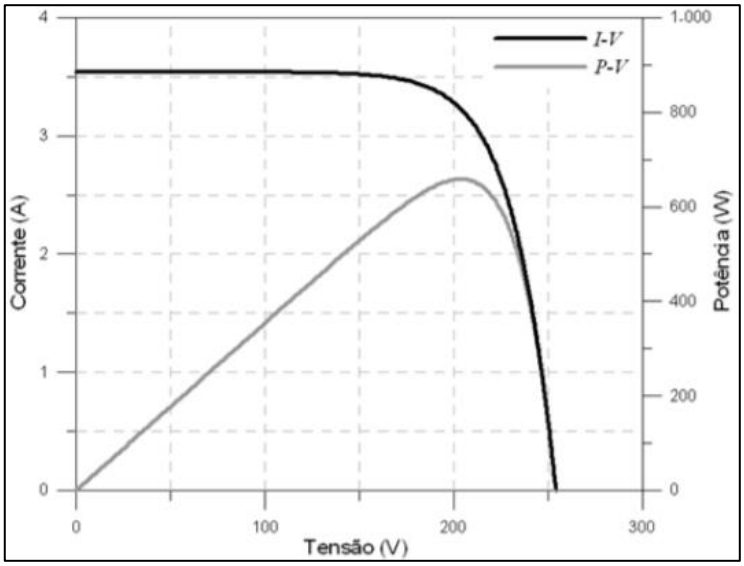
2.5.2 Componentes de um Sistema Fotovoltaico

Um sistema de produção de energia solar fotovoltaica é composto pelos seguintes equipamentos principais:

- **Painéis solares fotovoltaicos:** são os responsáveis por converter luz solar em eletricidade (RÜTHER, 2004);
- **Inversor:** a energia gerada pelo efeito fotovoltaico é em corrente continua, que não costuma ter característica da energia da rede elétrica local, por isso, é usado o equipamento inversor, que transforma a energia gerada pelos painéis em energia com os mesmos parâmetros da rede elétrica, por exemplo corrente alternada senoidal 60 Hz 380 V (RÜTHER, 2004). Além dessa função, os inversores também são responsáveis por achar o ponto de máxima potência. A Figura 3 ilustra curvas características do comportamento entre corrente, tensão e potência em um painel fotovoltaico. É possível ver que existe um ponto de potência máxima, correspondente a uma corrente e tensão específicas. A curva muda de acordo com a irradiância e temperatura do sistema, logo, é função do inversor fazer o Seguimento do Ponto de Potência Máxima (SPPM ou MPPT, em inglês) (PINHO; GALDINO, 2014).
- **Cabos:** são utilizados para condução de corrente elétrica, tanto em corrente contínua, quanto em corrente alternada. Os cabos utilizados para transportar energia em corrente contínua, por comumente ficarem instalados junto aos painéis fotovoltaicos, expostos ao sol e ao calor, devem possuir características especiais como camada de isolação dupla e alta tolerância a temperaturas elevadas (RÜTHER, 2004).

- **Sistema de proteção:** são utilizados disjuntores e Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS) para proteger o sistema contra sobrecorrentes e sobretensões, respectivamente. Apesar dos painéis fotovoltaicos tolerarem picos de tensão de até 6 kV, os inversores são sensíveis e precisam dos DPS para realizar essa proteção (RÜTHER, 2004).

Figura 3 – Relação entre corrente x tensão x potência em um painel fotovoltaico



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.5.3 Energia Solar no Brasil

A micro e minigeração de energia solar fotovoltaica foi regulamenta no Brasil por meio da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que estabelece como:

- **Microgeração distribuída:** toda unidade consumidora conectada ao sistema de distribuição e que gere energia através de fontes: hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada e cuja potência instalada seja menor ou igual a 100 kW;
- **Minigeração distribuída:** toda unidade consumidora conectada ao sistema de distribuição e que gere energia através de fontes: hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada e cuja potência instalada seja maior que 100 kW e, menor ou igual a 1 MW;
- **Sistema de compensação de energia elétrica**: compensação da energia ativa, gerada através de unidades de micro e minigeração distribuída, com a consumida. O excedente injetado na rede de distribuição fica como crédito a ser abatidos nas faturas seguintes

(até 36 meses). Neste sistema, a energia gerada abate preferencialmente a consumida no respectivo posto horário, porém, caso a energia injetada exceda a consumida pela unidade consumidora no posto horário, essa diferença será utilizada para compensar outro posto horário no mesmo ciclo de faturamento, respeitando as proporções entre as tarifas.

Após a Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, ficou estabelecido que:

- Microgeração distribuída se refere a unidades consumidoras que produzem energia elétrica através de fontes renováveis ou cogeração qualificada e que cuja potência instalada é inferior ou igual a 75 kW;
- Minigeração distribuída se refere a unidades consumidoras que produzem energia elétrica através de: fontes hídricas e possuem potência instalada de 75 kW a 3MW ou de cogeração qualificada e outras fontes renováveis cuja potência instalada é de 75 kW a 5 MW.
- Sistema de compensação de energia elétrica é o sistema em que a energia ativa injetada na rede de distribuição pelas micro e minigeradoras é concedida à distribuidora por meio de empréstimo gratuito, que será usado para compensar consumo de energia elétrica. O prazo para utilizar os créditos gerados no sistema de compensação passa a ser de 60 meses. Além disso, a resolução estabelece que este sistema não se aplica a consumidores livres ou especiais.

Essa resolução foi alterada pela Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017. Anteriormente, a Resolução Normativa nº 687 caracterizava a minigeração distribuída constituída por fontes hídricas, aquelas cuja potência instalada estivesse contida no intervalo de 75 a 3000 kW. A partir da Resolução Normativa nº 786, o limite superior passou a ser 5 MW. Para outras fontes os limites de potência se mantiveram os mesmos.

Está previsto para 2020 uma revisão da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que propõe a alteração do sistema de compensação de energia elétrica, passando a ser paga uma parcela da tarifa pela energia injetada no SIN. As alternativas estudadas pela ANEEL, assim como uma estimativa de quanto cada parcela da tarifa custa e qual percentual que seria compensado em cada alternativa (representado pela barra verde), estão ilustradas na Figura 4.

Então, as alternativas propostas são:

- **Alternativa 0:** corresponde ao modelo de sistema atual, em que o empréstimo é feito de forma gratuita.
- **Alternativa 1:** será cobrado uma parcela da tarifa da energia referente ao transporte fio B, que corresponde aos custos com a rede de distribuição.
- **Alternativa 2:** será cobrado uma parcela da tarifa da energia referente ao transporte fio B e fio A, que correspondem aos custos com a rede de distribuição e transmissão, respectivamente.
- **Alternativa 3:** além das cobranças ditas na alternativa 2, também será retido o custo com encargos da TUSD.
- **Alternativa 4:** além das cobranças ditas na alternativa 3, também serão retidos custos com perdas na energia no sistema de distribuição e transmissão.
- **Alternativa 5:** além de todas as cobranças descritas nas alternativas anteriores, também será tarifado a parcela da TE referente a encargos e demais componentes (parte da tarifa que não corresponde a energia em si).

Figura 4 – Possíveis alternativas para mudança no sistema de compensação de energia elétrica

Fonte: Renovares (2019).

2.6 Conclusão

Neste capítulo, foram apresentadas definições essenciais para o desenvolvimento do projeto. Essas informações serão utilizadas a seguir, no Capítulo 3, que expõe características dos sistemas de geração de energia, estima a produção de energia pelo sistema fotovoltaico e define

o montante de energia a ser contratado, sazonalizado para diferentes cenários com contratação de energia no ACL. Além disso, as informações apresentadas neste capítulo também serão utilizadas no Capítulo 4, nos cálculos de custos da empresa com energia para cada situação proposta.

3 CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA E DO PERFIL DE CONSUMO DA EMPRESA

Neste capítulo, descrevem-se características do sistema de geradores a diesel que a empresa já possui, e, também, do sistema de energia solar fotovoltaica a ser implantado. Com essas informações, geraram-se os possíveis perfis de consumo da empresa para cada situação de contratação/geração de energia a ser analisada. Os cenários analisados foram as possíveis alternativas de combinação entre: migrar para o ACL ou não, continuar a utilizar geradores a diesel durante o horário de ponta ou não, implantar o sistema de energia fotovoltaica a ser descrito neste capítulo ou não e aderir à modalidade tarifária horária verde ou azul.

3.1 Características do Grupo Gerador a Diesel

A empresa possui 4 geradores a diesel, sendo que um está interditado há aproximadamente um ano, por isso, só serão apresentados, neste trabalho, os outros três equipamentos, cujas principais informações foram adquiridas durante visita técnica e encontram-se no Quadro 6. Os geradores possuem subestação exclusiva com dois transformadores 11400/440 V e 2.000 kW a seco.

Quadro 6 – Características principais do grupo gerador a diesel

Fabricante	Modelo	Ano	Potência aparente (kVA)	Potência ativa (kW)	Tensão de operação (V)	Frequência (Hz)	Rotação (rpm)	Regime de operação
Caterpillar	C27	2009	906	725	440	60	1800	*Prime*
Caterpillar	C27	2010	906	725	440	60	1800	*Prime*
Caterpillar	C27	2012	906	725	440	60	1800	*Prime*

Fonte: Produção do próprio autor.

Com isso, tem-se que a potência total do grupo gerador operante é de 2.175 kW, porém, como eles operam em regime *prime*, a potência em regime de serviço contínuo que eles podem fornecer é de 70 % desse valor, ou seja, 1.522,5 kW.

Com intuito de calcular o custo do grupo gerador por unidade de energia gerada, levantou-se os gastos com manutenção preventiva e compra do combustível, apresentados a seguir.

3.1.1 Custos com Manutenção Preventiva

Ao analisar o manual de manutenções do fabricante, constatou-se que as peças deveriam ser substituídas, com a frequência indicada no Quadro 7.

Quadro 7 – Resumo de peças a serem adquiridas para as manutenções preventivas e as suas frequências

Item	Ação	Frequência (horas de serviço)
Filtro de ar de admissão do motor (primário)	Substituir	250
Filtro de ar de admissão do motor (secundário)	Substituir	250
Filtro do sistema de combustível (secundário)	Substituir	250
Óleo do motor	Substituir	250
Filtro de óleo do motor	Substituir	250
Aditivo suplementar do *coolant* de arrefecimento	Adicionar	250
Filtro do sistema de combustível (primário) - separador de água	Substituir	500
Regulador de temperatura da água do sistema de arrefecimento	Substituir	3000
Coolant do sistema de arrefecimento	Substituir	3000
Extensor de vida do *coolant* do sistema de arrefecimento	Adicionar	6000
Extensor de vida do *coolant* do sistema de arrefecimento	Substituir	12000

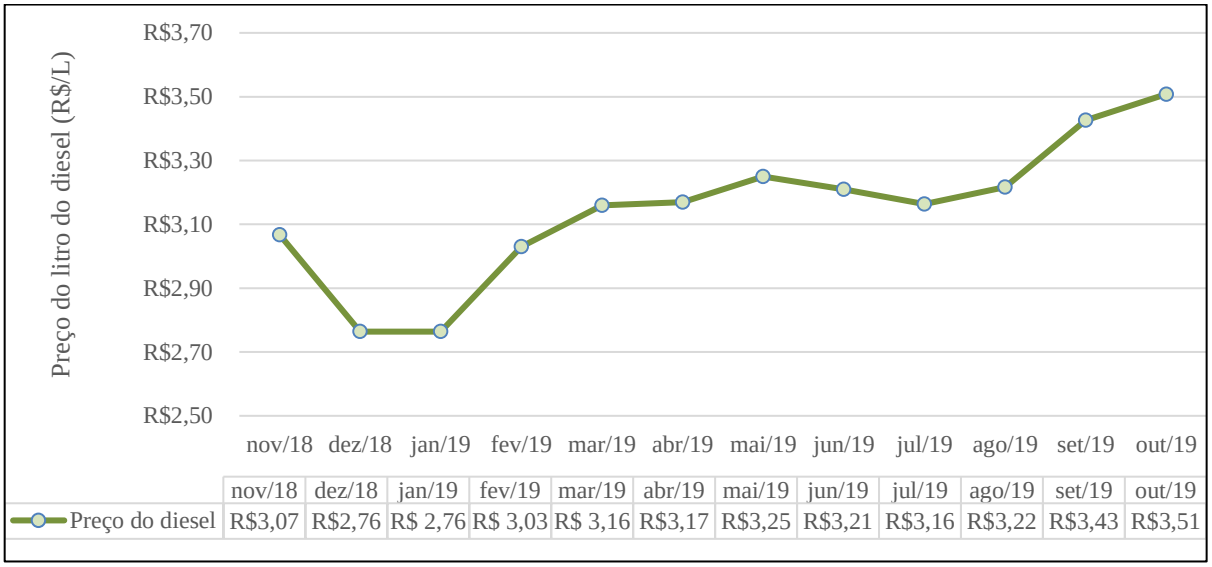
Fonte: Caterpillar (2008).

Com base as informações do Quadro 6 e nos históricos de compras da empresa, estimou-se que seja gasto um total de R$ 23,23 com manutenções preventivas no grupo gerador por hora trabalhada.

3.1.2 Custos com Combustível Diesel

O diesel, além de ser uma fonte de energia que gera poluentes para atmosfera e ser um combustível finito, seu preço sofre variações de acordo com o mercado. O Gráfico 1 mostra os preços por litro do diesel pagos pela empresa nos anos de 2018 e 2019. Observa-se que houve uma variação de 14,3 %, de novembro de 2018 a outubro de 2019. Os dados dos preços de diesel foram retirados diretamente do sistema de compras da empresa, já que a autora deste trabalho é uma funcionária autorizada para isso.

Gráfico 1 – Histórico do preço de diesel pago pela empresa de novembro de 2018 a outubro de 2019



Fonte: Produção do próprio autor.

3.1.3 Resumo de Custo com Grupo Gerador de Novembro de 2018 a Outubro de 2019

A Tabela 1 resume os custos com diesel e custos específicos do grupo gerador no período de análise, gerando o custo específico com manutenção preventiva por kWh produzido. Os dados de horas de funcionamento, energia produzida e diesel consumido foram coletados mensalmente da tela dos geradores, preço do diesel foi retirado do sistema de dados da empresa e o restante das colunas são dados calculados com essas informações.

Tabela 1 – Custos com grupo gerador a diesel no período de novembro de 2018 a outubro de 2019

Mês/ano	Horas de funcionamento	Energia produzida (kWh)	Diesel (L)	Consumo específico (L/kWh)	Preço do diesel	Custo específico (R$/kWh)	Custo específico com manutenção (R$/kWh)
nov/18	159,2	61801	16442	0,266	R$ 3,07	R$ 0,82	R$ 0,88
dez/18	32,9	13364	3552	0,266	R$ 2,76	R$ 0,73	R$ 0,79
jan/19	150,4	57383	15593	0,272	R$ 2,76	R$ 0,75	R$ 0,81
fev/19	172,7	74996	20272	0,270	R$ 3,03	R$ 0,82	R$ 0,87
mar/19	176,4	73238	19790	0,270	R$ 3,16	R$ 0,85	R$ 0,91
abr/19	202,6	88241	23762	0,269	R$ 3,17	R$ 0,85	R$ 0,91
mai/19	162,2	72364	19655	0,272	R$ 3,25	R$ 0,88	R$ 0,93
jun/19	120,2	47338	12701	0,268	R$ 3,21	R$ 0,86	R$ 0,92
jul/19	210,7	77149	20311	0,265	R$ 3,16	R$ 0,83	R$ 0,90
ago/19	207	89477	23355	0,261	R$ 3,22	R$ 0,84	R$ 0,89
set/19	191,9	84579	22660	0,268	R$ 3,43	R$ 0,92	R$ 0,97
out/19	225,6	102483	28070	0,274	R$ 3,51	R$ 0,96	R$ 1,01

Fonte: Produção do próprio autor.

3.2 Características do Sistema de Geração Solar Fotovoltaica Proposto

Após receber várias propostas de sistemas fotovoltaicos, a empresa selecionou a proposta cujas características encontram-se no Quadro 8, em que a relação CC/CA é a relação entre a potência em corrente contínua e alternada. Foram descritos, neste trabalho, apenas os dados relevantes e necessários para o projeto, com intuito de preservar a natureza sigilosa dos orçamentos.

Quadro 8 – Características do gerador solar fotovoltaico

Componente	Potência unitária	Quantidade	Potência total	Relação CC/CA	Perdas
Módulo fotovoltaico	330 Wp	3030	999,9 kWp	1,01	18 %
Inversor	110 kW	9	990 kW		

Fonte: Produção do próprio autor.

Os inversores escolhidos possuem 9 MPPT cada, para que haja um melhor desempenho do sistema quando comparado aos inicialmente propostos com 1 MPPT. Houve, também, a preocupação em orçar sistemas com o menor número de inversores possíveis com o intuito de ter um número reduzido de equipamentos para dar manutenção – solicitação do presidente da empresa, as primeiras propostas utilizavam mais de 30 inversores. Além disso, no preço final, incluiu-se um inversor extra de *backup*, caso um desses equipamentos desse defeito, a empresa teria um para substituir imediatamente, evitando que parte do sistema ficasse ociosa. A média de preços do sistema descrito foi de R$ 2.900.000,00.

Para as simulações de produção de energia solar foi utilizado o *software System Advisor Model* (SAM) criado pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), o qual é um programa gratuito, que gera uma saída detalhada de dados do desempenho do sistema não apenas fotovoltaico, mas também de outras energias renováveis, como eólica, geotermal e biomassa, entre outros.

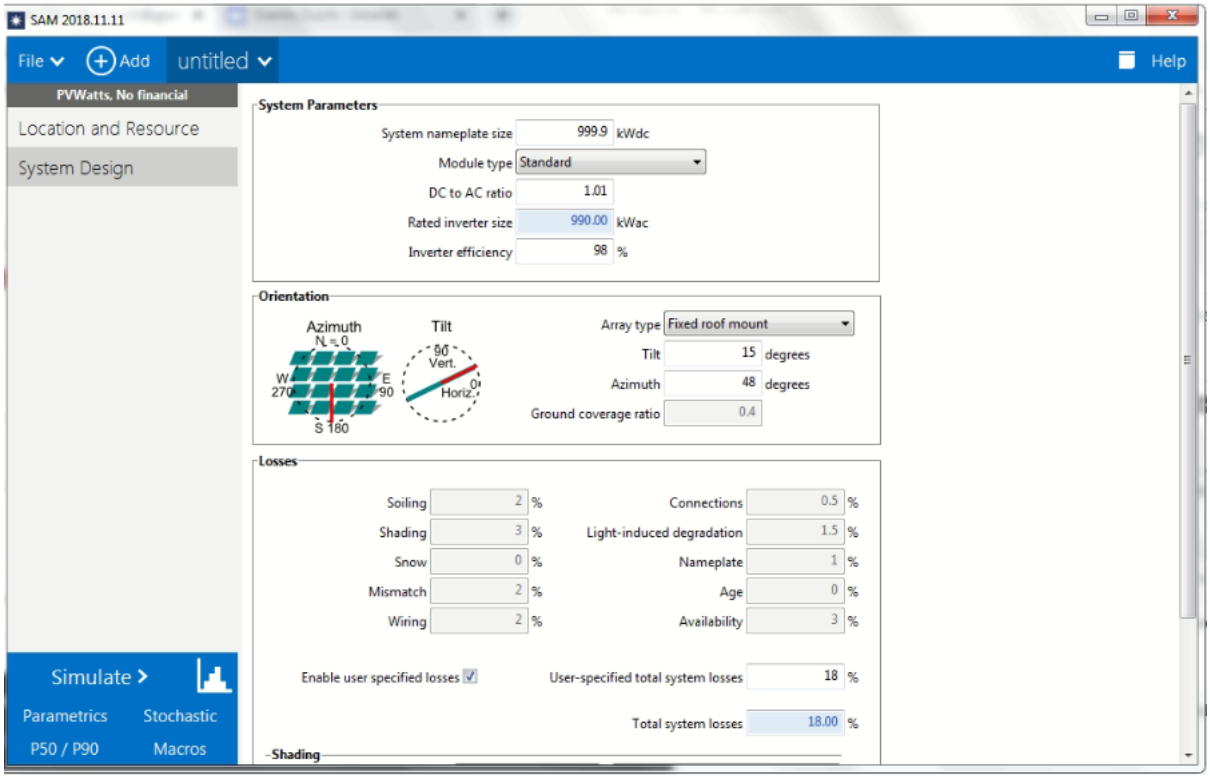
Utilizou-se o SAM para simular a energia produzida hora a hora. Com esse dado e com o consumo horário da empresa, verificou-se que o sistema geraria um total de 1.368.092 kWh no primeiro ano de funcionamento, e, destes, apenas 50.250,96 kWh seria injetado no SIN, equivalente a menos de 3,7 % da energia produzida. Com isso, concluiu-se que a resolução normativa que revisará a 482/2012 da ANEEL não gerará grande impacto no sistema proposto, e, mediante a incerteza sobre a resolução, essa energia excedente foi desconsiderada.

Na Figura 5, observa-se os dados de entrada para a simulação de produção de energia pelo SAM. Além dos dados do Quadro 8, também necessitou-se dos parâmetros a seguir:

- Localização geográfica (*location*): latitude, longitude - estes dados não foram expostos para preservar a confidencialidade da empresa.
- Ângulo de inclinação (*Tilt*): o mesmo da inclinação do telhado existente, já que o sistema proposto utiliza suportes sem ajuste de inclinação.
- Ângulo azimutal (*Azimuth*): mesmo que o de orientação dos telhados em relação ao Norte geográfico;

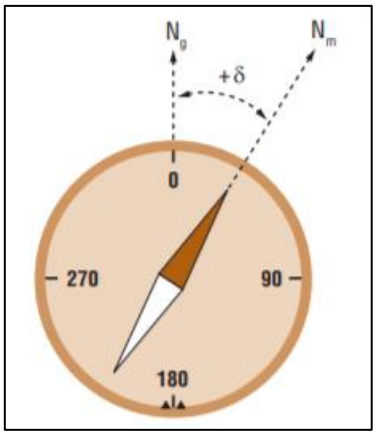
Para determinação do ângulo azimutal, utilizou-se uma bússola para medir a direção de orientação dos telhados em que os módulos fotovoltaicos seriam instalados, encontrou-se um ângulo de 71,8 º. A Figura 6 representa a relação entre o Norte Geográfico e o norte magnético, chamado de declinação magnética.

Figura 5 – Parametrização do SAM para simulação



Fonte: National Renewable Energy Laboratory (2018).

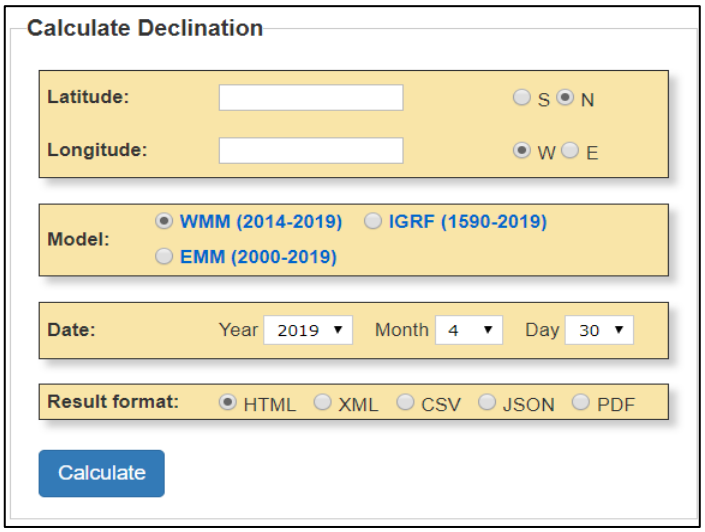
Figura 6 – Representação da declinação magnética, Norte Geográfico e Norte Magnético



Fonte: Carvalho e Araújo (2008).
Nota:
Ng – Norte geográfico
Nm – Norte magnético
+δ – Declinação magnética

Para encontrar a declinação magnética foi utilizada calculadora de campo magnético do *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA), cuja *interface* encontra-se na Figura 7. Utilizou-se a data de abril de 2019, que é a metade do período a ser analisado, entre novembro de 2018 a outubro de 2019. O resultado encontrado foi de 23,8 ° oeste. Sendo assim, o ângulo azimutal a ser considerado foi de: 71,8 ° - 23,8 º = 48 °.

Figura 7 – *Interface* da calculadora de declinação magnética do NOAA



Fonte: National Oceanic and Atmospheric Administration (2019).

3.3 Perfil de Consumo

Nos contratos do ACL existem dois fatores que precisam ser definidos: a sazonalização e modulação. Como mencionado na Seção 2.3.3, a sazonalidade é a variação do montante de energia contratado por mês, e a modulação é a variação do volume de energia contratado por hora (ou patamar de carga).

Os contratos mais comuns oferecem sazonalidade e flexibilidade de 10 %. Isso significa que, a partir do consumo médio (em MW médio), pode ser contratada uma quantidade de energia com uma variação mensal de mais ou menos 10 %. Após definido o volume de energia contratado para cada mês, há a flexibilidade: quando o consumo de energia ficar dentro dos limites da flexibilização, a tarifa de energia será a do contrato. Caso contrário, a diferença entre o consumo e o valor contratado será contabilizada ao fim do mês e valorada de acordo com o PLD mensal.

Para contratação de energia no mercado livre, incluindo a sazonalização e modulação, necessita-se do perfil de consumo da empresa. Sendo assim, foram coletados dados históricos com energia elétrica de 2017, 2018 e 2019, através dos analisadores de energia que se encontram instalados na empresa, cujo fabricante é o CCK e o modelo é o 4400.

Para as análises do consumo de energia que consideram migração para o ACL com uso de geradores no horário de ponta e sem energia fotovoltaica foram utilizados dados provenientes do analisador de energia que está instalado na subestação de entrada da empresa, já que este registra apenas o consumo de energia proveniente da rede da concessionária. Para a estimativa de consumo de energia elétrica com energia fotovoltaica, com uso de geradores e migração para o ACL, utilizou-se a produção de energia estimada pelo *software* SAM, e se subtraiu, dos dados de energia do cenário anterior. Já para as análises que simulam os dados com migração para o ACL sem uso de geradores a diesel no horário de ponta e sem energia fotovoltaica, foi utilizada a soma da energia de todos analisadores de energia que estão instalados nas subestações de carga da empresa, as quais transformam a energia na tensão de distribuição para tensão de uso (380 V e 220 V). Por último, nas análises com migração para o ACL com implantação do sistema de energia fotovoltaica e excluindo os geradores a diesel no horário de ponta, foram

utilizados os dados de energia do caso anterior, e subtraído dos consumos horários fora de ponta o resultado da estimativa gerada pelo *software* SAM.

Para a modulação, foi feita a média horária dos três anos citados por dia da semana, por exemplo, a primeira segunda feira de janeiro de cada ano, hora a hora, depois a primeira terça feira de janeiro de cada ano hora a hora, e assim sucessivamente. Isso porque, se fosse feita média por dia do mês, o resultado seria uma média entre dias da semana diferentes, e consequentemente, perfis de consumo diferentes, como nos casos de finais de semana.

3.3.1 Metodologia Utilizada para Encontrar a Contratação Média e Contratação Sazonalizada

Nesta seção, será descrita a metodologia utilizada para encontrar a contratação de energia em MWmédio (C) e a contratação sazonalizada de cada mês (S).

Para encontrar C foram seguidos os passos:

- Passo 1: Dividiu-se o consumo de cada mês pelo número de horas do respectivo mês, que serão chamados, neste trabalho, de consumo médio mensal em MWmédio (Cm);
- Passo 2: Encontrou-se as médias aritméticas do resultado encontrado no Passo 1 para todos os meses de todos os anos em análise, ou seja, 2017, 2018 e 2019. Esse valor encontrado é igual a contratação média em MWmédio (C);

Para encontrar S foram seguidos os passos:

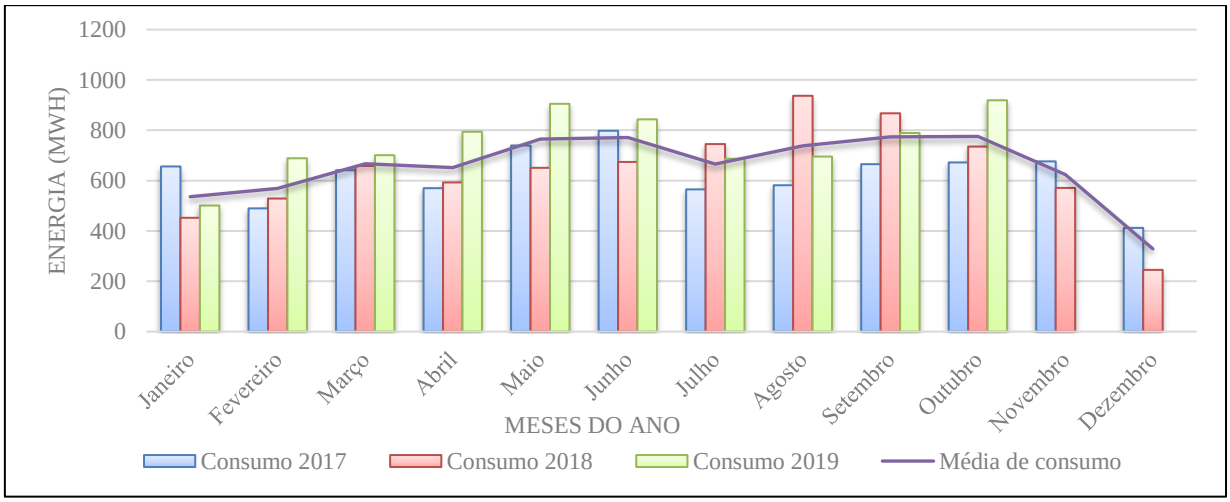
- Passo 3: Após encontrar C, multiplicou-se esta pelo número de horas de cada mês (Ch);
- Passo 4: Sabendo os limites de sazonalização, no caso 10 %, tem-se que a contratação sazonalizada para o mês em questão deve estar entre 90 % a 110 % de Ch;
- Passo 5: Fazendo a média aritmética dos consumos por mês, achou-se a média de consumo para cada mês, caso ele esteja mais próximo ou ultrapasse o limite superior de sazonalização, para ele será escolhido uma contratação sazonalizada de 110 % de Ch. Caso esteja próxima ou ultrapasse o limite inferior, será escolhido a contratação sazonalizada de 90 % de Ch. Essa escolha de cada mês corresponde ao valor de S.
- Passo 6: Depois de encontradas as contratações mensais, foram calculados os limites de flexibilidade, que neste caso, é de 10 % a mais e a menos de S.

Entretanto, a soma da energia contratada sazonalizada, deve ser igual à contratação média multiplicada pelo número de horas no ano. Isso é, ao sazonalizar mensalmente a contratação, o montante anual não deve ser alterado. Dado que para alguns cenários os consumos mensais são diferentes, o montante contratado de energia também será, e, por isso, foi feita análise para os casos a seguir. Como nem a modalidade tarifária e nem a fonte de energia contratada mudam a quantidade de energia consumida no ACL, as análises foram feitas em grupos de 4 cenários, que correspondem às duas opções de modalidades tarifárias horárias e duas opções de fontes de energia a serem contratadas.

3.3.2 Perfil de Consumo dos Cenários com Migração para o ACL Mantendo os Geradores no Horário de Ponta sem Implantação do Sistema Fotovoltaico

No Gráfico 2 é apresentado os consumos mensais dos casos a serem analisados que incluam uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem a implantação do sistema fotovoltaico para os anos de 2017, 2018 e 2019 e a média entre eles. Observa-se que não há um padrão de consumo mensal, exceto que o mês de menor consumo é o de dezembro. Isso se deve às datas comemorativas de fim de ano nas quais não há atividade na indústria. Além disso, no ano de 2018, a empresa definiu como férias os dias entre 7 de dezembro e 7 de janeiro, ocasionando menor consumo ainda do que no ano anterior.

Gráfico 2 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019 nos cenários com migração para o ACL com uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico



Fonte: Produção do próprio autor.

Seguindo o Passo 1 da metodologia descrita na Seção 3.3.1, a Tabela 2 apresenta os consumos mensais do período analisado, a média de consumo por mês e os valores de Cm.

Tabela 2 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, média de consumos e Cm para os cenários com migração para o ACL com uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico

Meses	Consumos (MWh)			Média de consumo	Dias no mês	Cm (MWmédio)		
	2017	2018	2019			2017	2018	2019
Janeiro	656,18	452,25	500,88	536,4367	31	0,881962	0,607863	0,673226
Fevereiro	489,65	528,76	688,71	569,04	28	0,728646	0,786845	1,024866
Março	641,23	658,39	700,93	666,85	31	0,861868	0,884933	0,94211
Abril	569,9	592,68	794,04	652,2067	30	0,791528	0,823167	1,102833
Maio	739,6	650,83	905,02	765,15	31	0,994086	0,874772	1,216425
Junho	798,02	674,15	843,29	771,82	30	1,108361	0,936319	1,171236
Julho	565,12	745,17	686,72	665,67	31	0,75957	1,001573	0,923011
Agosto	581,52	937,01	695,53	738,02	31	0,781613	1,259422	0,934852
Setembro	665,25	867,39	789,15	773,93	30	0,923958	1,204708	1,096042
Outubro	672,18	735,26	919,12	775,52	31	0,903468	0,988253	1,235376
Novembro	676,35	570,95	-	623,65	30	0,939375	0,792986	-
Dezembro	412,09	245,28	-	328,685	31	0,553884	0,329677	-

Fonte: Produção do próprio autor.

Seguindo o Passo 2, encontrou-se a média de todos os Cm do período de análise, chegando a C = 0,912906 MWmédio. Para o Passo 3, multiplicou-se C pelo número de horas em cada mês, e o resultado, ou seja, Ch, encontra-se na Tabela 3. Com esses valores, calcularam-se os limites de sazonalização, a saber, 110 % e 90 % de Ch. No Gráfico 3, estão ilustrados os consumos mensais do período em análise, a média de consumo mensal e os limites de sazonalização. Nele é possível observar os meses cujo consumo foi acima, abaixo ou dentro dos limites de sazonalização. Como o objetivo é fazer com que o consumo se situe dentro limites de flexibilidade, foi decidido que os meses cujo consumo foi acima ou perto do limite superior de sazonalização, a contratação sazonalizada S do mês seria 110 % de Ch, enquanto que para os meses cujo consumo foi abaixo ou perto do limite inferior de sazonalização, foi escolhido S de 90 % de Ch, já nos casos em que a média de consumo se situou perto de Ch, esta foi a contratação escolhida.

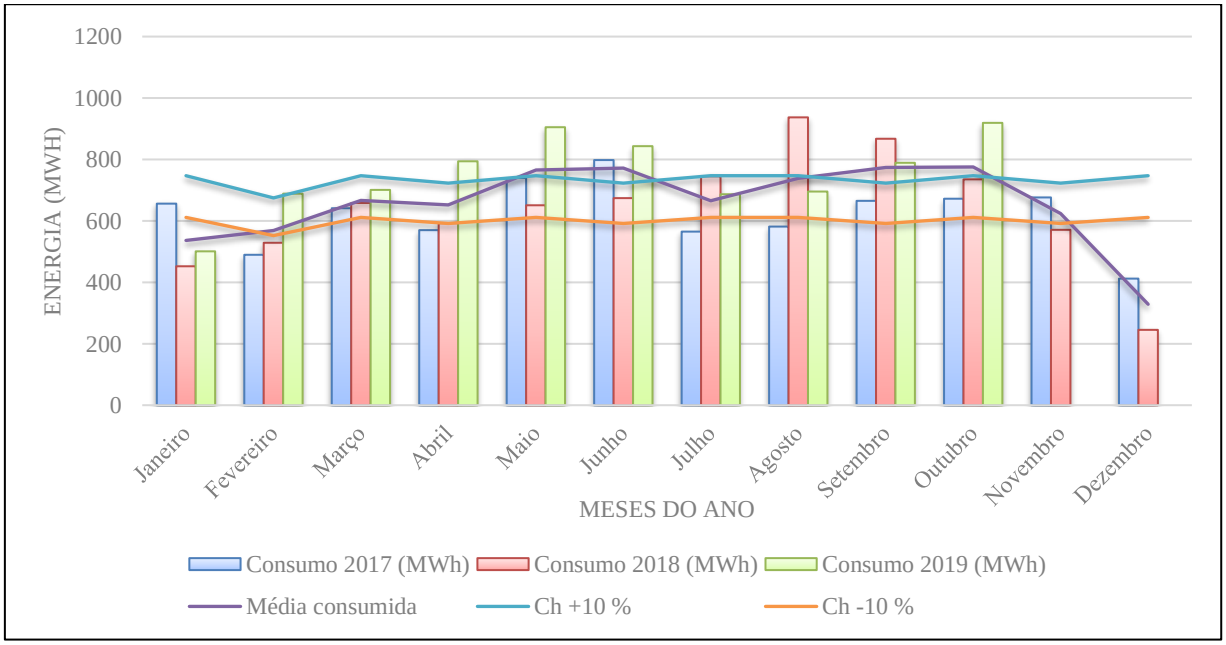
As variações entre os meses dos limites de sazonalização se devem à diferença de número de horas de cada mês.

Tabela 3 – Ch, limites de sazonalização e flexibilidade para os cenários com migração para o ACL com uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico no período analisado

Meses	Ch (MWh)	110 % de Ch (MWh)	90 % de Ch (MWh)	S (MWh)	Flexibilidade +10 %	Flexibilidade -10 %
Janeiro	679,2023	747,1225	611,2821	611,2821	672,4103	550,1539
Fevereiro	613,473	674,8203	552,1257	552,1257	607,3383	496,9132
Março	679,2023	747,1225	611,2821	679,2023	747,1225	611,2821
Abril	657,2925	723,0218	591,5633	657,2925	723,0218	591,5633
Maio	679,2023	747,1225	611,2821	747,1225	821,8348	672,4103
Junho	657,2925	723,0218	591,5633	723,0218	795,324	650,7196
Julho	679,2023	747,1225	611,2821	679,2023	747,1225	611,2821
Agosto	679,2023	747,1225	611,2821	679,2023	747,1225	611,2821
Setembro	657,2925	723,0218	591,5633	723,0218	795,324	650,7196
Outubro	679,2023	747,1225	611,2821	747,1225	821,8348	672,4103
Novembro	657,2925	723,0218	591,5633	591,5633	650,7196	532,407
Dezembro	679,2023	747,1225	611,2821	611,2821	672,4103	550,1539

Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 3 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019, média de consumo e limites de sazonalização dos cenários com migração para o ACL com uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico

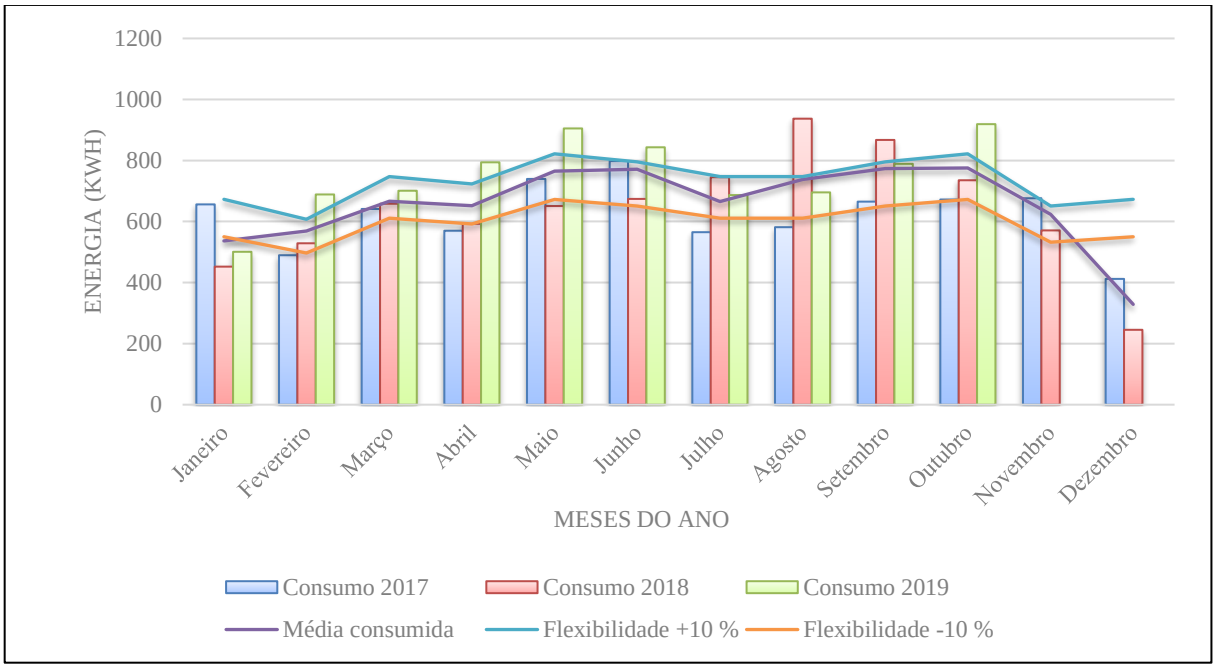


Fonte: Produção do próprio autor.

No Gráfico 4, ilustram-se os consumos mensais, S e os limites de flexibilização para os cenários com migração para o ACL com uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico. Foi obtido que, exceto para os meses de janeiro e dezembro, a curva de média de consumo mensal se encontra dentro dos limites de flexibilidade.

Porém, ao analisar os consumos mensais reais de cada ano, observa-se que a empresa haveria sido exposta ao MCP em vários meses, sendo que os mais evidentes e que acarretariam em maior impacto quanto à previsão de custo com a energia são: 12/17, 12/18, 08/18, 10/19, 01/28 e 01/19.

Gráfico 4 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, a média de consumo e limites de flexibilidade dos cenários com migração para o ACL com uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico



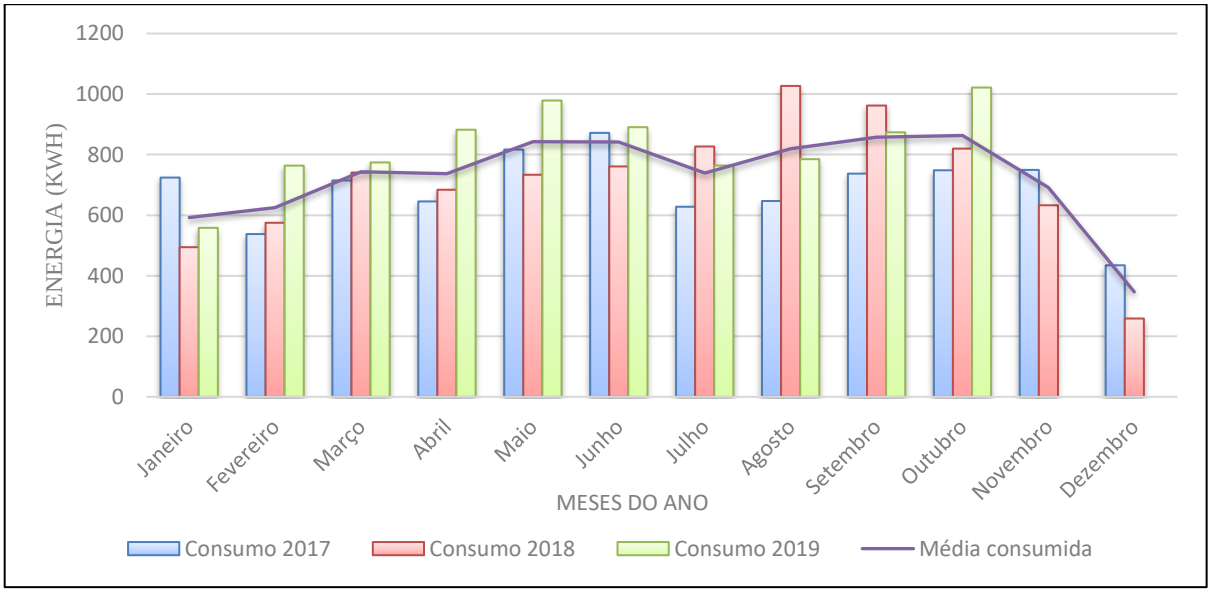
Fonte: Produção do próprio autor.

3.3.3 Perfil de Consumo dos Cenários com Migração para o ACL sem Uso de Geradores a Diesel no Horário de Ponta sem Implantação do Sistema Fotovoltaico

A mesma metodologia da Seção 3.3.1 foi utilizada para os casos em que não fosse mais feito uso do grupo gerador a diesel no horário de ponta, e as curvas de consumo mensal para essa situação se encontram no Gráfico 5. Apesar do maior consumo de energia, o formato é o mesmo do Gráfico 2.

Seguindo o Passo 1, a Tabela 4 apresenta os consumos mensais do período analisado, a média de consumo por mês e os valores de Cm para nos cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico.

Gráfico 5 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019 nos cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 4 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, média de consumos e Cm para os cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico

Meses	Consumos (MWh)			Média consumida	Dias no mês	Cm (MWmédio)		
	2017	2018	2019			2017	2018	2019
Janeiro	724,2627	494,2856	558,263	592,2704	31	0,973471	0,664362	0,750353
Fevereiro	537,6753	574,904	763,706	625,4285	28	0,800112	0,855512	1,136467
Março	714,8532	740,7838	774,168	743,2683	31	0,960824	0,995677	1,040548
Abril	645,4581	683,9725	882,281	737,2372	30	0,89647	0,949962	1,22539
Maio	816,7427	733,5311	978,812	843,0286	31	1,097772	0,985929	1,315608
Junho	871,8177	760,992	890,628	841,1459	30	1,210858	1,056933	1,236983
Julho	627,8698	826,939	763,869	739,5593	31	0,843911	1,111477	1,026706
Agosto	646,8408	1026,972	785,007	819,6066	31	0,86941	1,380339	1,055117
Setembro	737,2306	962,13	873,729	857,6965	30	1,023931	1,336292	1,213513
Outubro	748,3314	819,873	1021,603	863,2691	31	1,005822	1,10198	1,373122
Novembro	749,5597	632,751	-	691,1554	30	1,041055	0,878821	-
Dezembro	434,5426	258,644	-	346,5933	31	0,584063	0,34764	-

Fonte: Produção do próprio do autor.

Seguindo o Passo 2, encontrou-se a média de todos os Cm do período de análise, chegando a C = 1,010189 MWmédio. Para o Passo 3, multiplicou-se C pelo número de horas em cada mês, e o resultado, ou seja, Ch, encontra-se na Tabela 5. Com esses valores, calculou-se 110 % e 90 % de Ch, que são os limites de sazonalização. No Gráfico 6, estão ilustrados os consumos mensais do período em análise, a média de consumo mensal e os limites de sazonalização. Nele é possível observar os meses cujo consumo foi acima, abaixo ou dentro dos limites de

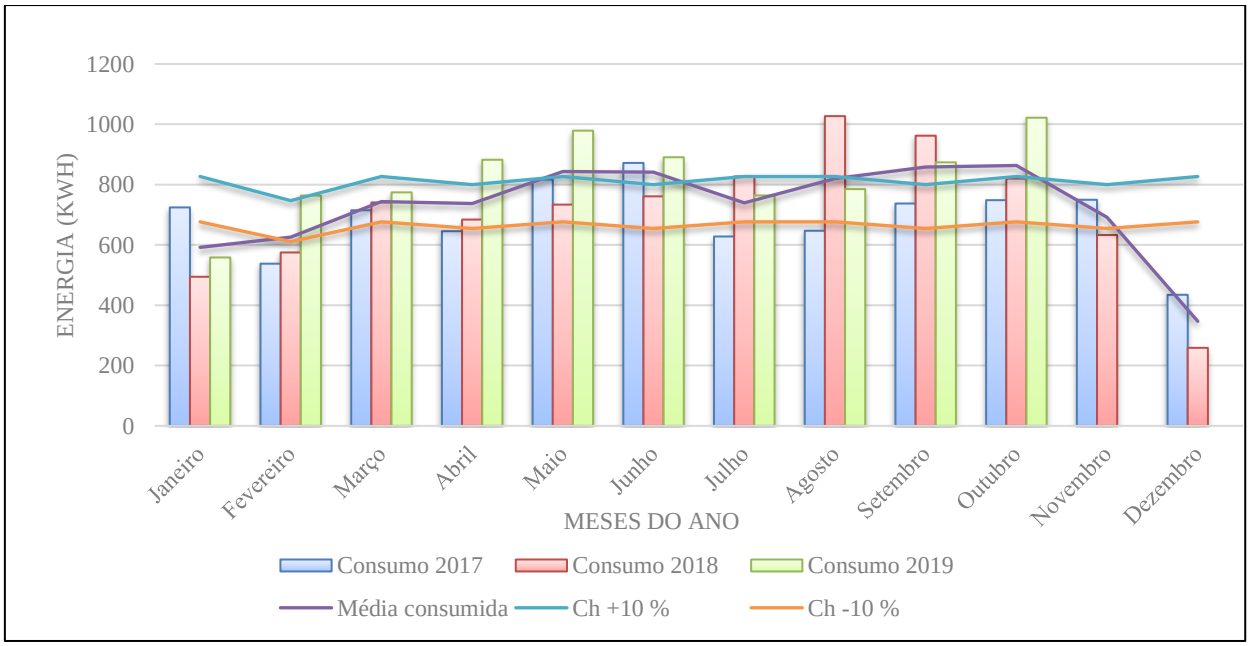
sazonalização. Assim como na Seção 3.3.2, foi escolhido S de 110 % de Ch para os meses que obtiveram média de consumo próxima ou ultrapassam o limite superior de sazonalização, e 90 % de Ch, os que foram perto ou abaixo do limite .

Tabela 5 – Ch, limites de sazonalização e flexibilidade para os cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico no período analisado

Meses	Ch (MWh)	Ch +10 % (MWh)	Ch -10 % (MWh)	S (MWh)	Flexibilidade +10 % (MWh)	Flexibilidade -10 % (MWh)
Janeiro	751,5807	826,7388	676,4226	676,4226	744,0649	608,7804
Fevereiro	678,8471	746,7318	610,9624	610,9624	672,0586	549,8661
Março	751,5807	826,7388	676,4226	751,5807	826,7388	676,4226
Abril	727,3362	800,0698	654,6026	727,3362	800,0698	654,6026
Maio	751,5807	826,7388	676,4226	826,7388	909,4127	744,0649
Junho	727,3362	800,0698	654,6026	800,0698	880,0768	720,0628
Julho	751,5807	826,7388	676,4226	751,5807	826,7388	676,4226
Agosto	751,5807	826,7388	676,4226	751,5807	826,7388	676,4226
Setembro	727,3362	800,0698	654,6026	800,0698	880,0768	720,0628
Outubro	751,5807	826,7388	676,4226	826,7388	909,4127	744,0649
Novembro	727,3362	800,0698	654,6026	654,6026	720,0628	589,1423
Dezembro	751,5807	826,7388	676,4226	676,4226	744,0649	608,7804

Fonte: Produção do próprio autor.

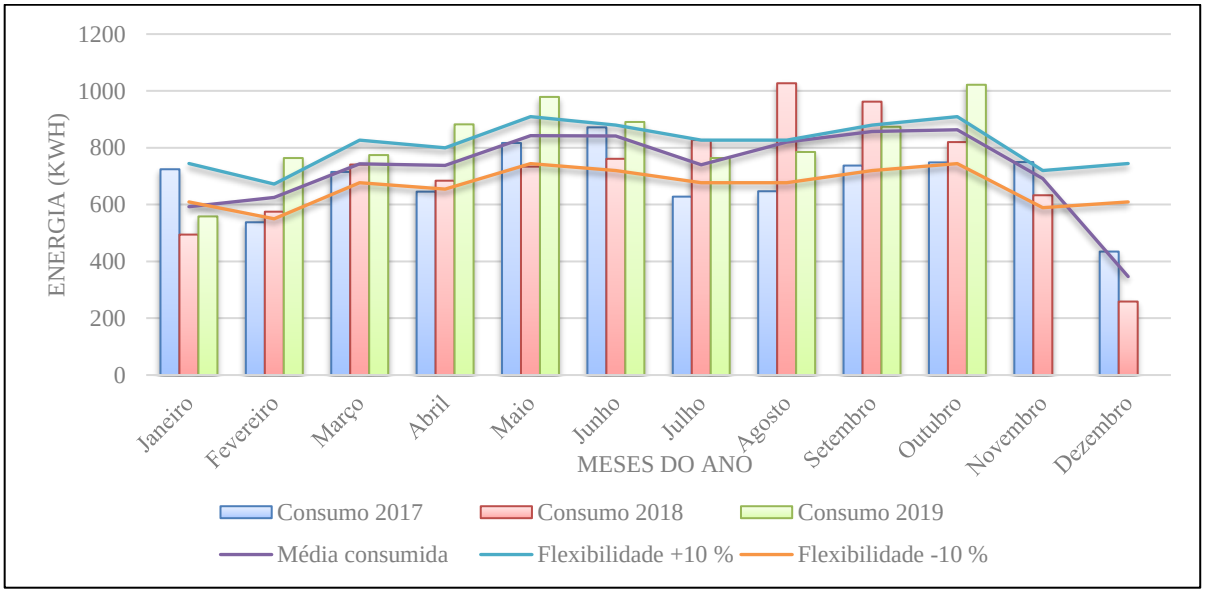
Gráfico 6 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019, média de consumo e limites de sazonalização dos cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico



Fonte: Produção do próprio autor.

O Gráfico 7 ilustra os consumos mensais, S e os limites de flexibilização para os cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico. Foi obtido que, exceto para os meses de janeiro e dezembro, a curva de média de consumo mensal se encontra dentro dos limites de flexibilidade. Porém, ao analisar os consumos mensais reais de cada ano, observa-se que a empresa haveria sido exposta ao MCP em vários meses, sendo que os mais evidentes e que acarretariam em maior impacto quanto a previsão de custo com a energia são: 12/17, 12/18, 08/18, 09/18 e 10/19.

Gráfico 7 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, a média de consumo e limites de flexibilidade dos cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e sem implantação do sistema fotovoltaico



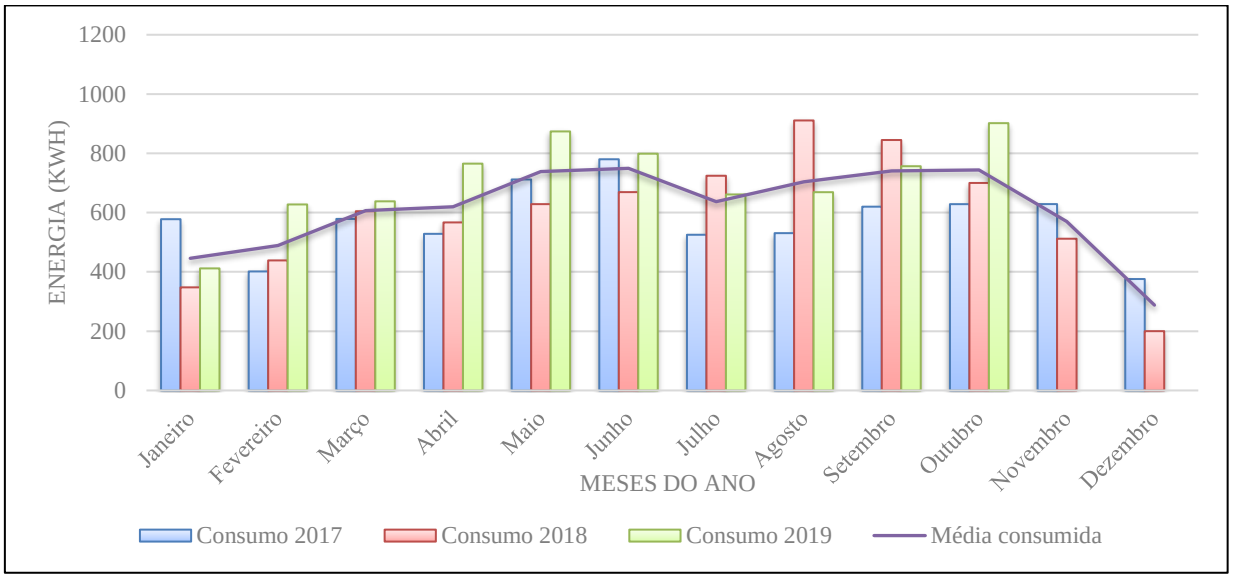
Fonte: Produção do próprio autor.

3.3.4 Perfil de Consumo dos Cenários com Migração para o ACL sem Utilização dos Geradores a Diesel no Horário de Ponta e com Implantação do Sistema de Energia Fotovoltaica

O mesmo procedimento foi realizado para o caso em que há implementação do sistema de energia solar fotovoltaica e exclui-se o uso de geradores a diesel durante o horário de ponta, e os consumos registrados nos meses dos anos 2017, 2018 e 2019 e a média de consumos dos mesmos encontram-se no Gráfico 8.

Seguindo o Passo 1, a Tabela 6 apresenta os consumos mensais do período analisado, a média de consumo por mês e os valores de Cm.

Gráfico 8 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019 dos cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e com implantação do sistema fotovoltaico



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 6 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, média de consumos e Cm para os cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e com implantação do sistema fotovoltaico

Meses	Consumo (MWh)			Média consumida	Dias no mês	Cm (MWmédio)		
	2017	2018	2019			2017	2018	2019
Janeiro	577,7467	347,7696	411,747	445,7544	31	0,776541	0,467432	0,553423
Fevereiro	401,4513	438,68	627,482	489,2045	28	0,597398	0,652798	0,933753
Março	578,7322	604,6628	638,047	607,1473	31	0,777866	0,812719	0,85759
Abril	528,3591	566,8735	765,182	620,1382	30	0,733832	0,787324	1,062753
Maio	711,7887	628,5771	873,858	738,0746	31	0,956705	0,844862	1,17454
Junho	779,9453	669,1196	798,7556	749,2735	30	1,083257	0,929333	1,109383
Julho	525,2448	724,314	661,244	636,9343	31	0,705974	0,97354	0,888769
Agosto	530,7198	910,851	668,886	703,4856	31	0,713333	1,224262	0,89904
Setembro	619,9966	844,896	756,495	740,4625	30	0,861106	1,173467	1,050688
Outubro	628,5104	700,052	901,782	743,4481	31	0,844772	0,94093	1,212073
Novembro	628,7127	511,904	-	570,3084	30	0,873212	0,710978	-
Dezembro	375,884	199,9854	-	287,9347	31	0,50522	0,268798	-

Fonte: Produção do próprio autor.

Através do Passo 2, encontrou-se a média de todos os Cm do período de análise, chegando a C = 0,851696 MWmédio. Para o Passo 3, multiplicou-se C pelo número de horas em cada mês, e o resultado, ou seja, Ch, encontra-se na Tabela 7. Com esses valores, calculou-se os limites de sazonalização. Esses limites, junto com os consumos mensais do período em análise, a média

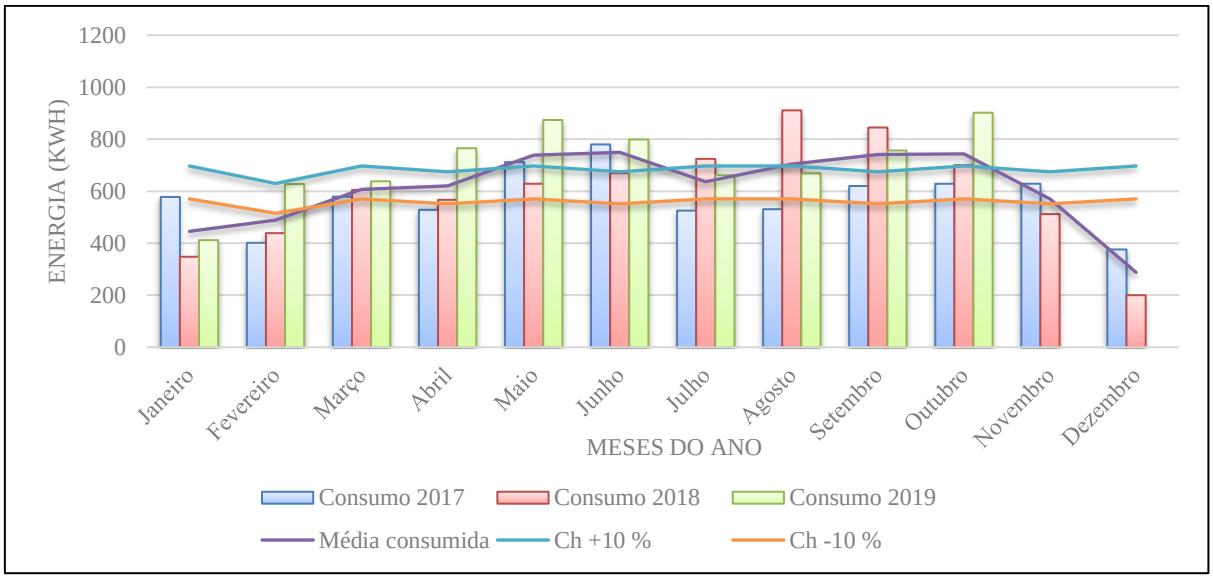
de consumo mensal estão ilustrados no Gráfico 9. Através dele, os valores de S são escolhidos, segundo a metodologia deste capítulo, e se encontram na Tabela 7.

Tabela 7 – Ch, limites de sazonalização e flexibilidade para os cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e com implantação do sistema fotovoltaico no período analisado

Meses	Ch (MWh)	Ch +10 % (MWh)	Ch -10 % (MWh)	S (MWh)	Flexibilidade +10 % (MWh)	Flexibilidade -10 % (MWh)
Janeiro	633,662	697,0282	570,2958	570,2958	627,3254	513,2662
Fevereiro	572,3399	629,5738	515,1059	515,1059	566,6165	463,5953
Março	633,662	697,0282	570,2958	570,2958	627,3254	513,2662
Abril	613,2213	674,5434	551,8991	613,2213	674,5434	551,8991
Maio	633,662	697,0282	570,2958	697,0282	766,731	627,3254
Junho	613,2213	674,5434	551,8991	674,5434	741,9977	607,0891
Julho	633,662	697,0282	570,2958	697,0282	766,731	627,3254
Agosto	633,662	697,0282	570,2958	633,662	697,0282	570,2958
Setembro	613,2213	674,5434	551,8991	674,5434	741,9977	607,0891
Outubro	633,662	697,0282	570,2958	697,0282	766,731	627,3254
Novembro	613,2213	674,5434	551,8991	551,8991	607,0891	496,7092
Dezembro	633,662	697,0282	570,2958	570,2958	627,3254	513,2662

Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 9 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019, média de consumo e limites de sazonalização dos cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e com implantação do sistema fotovoltaico

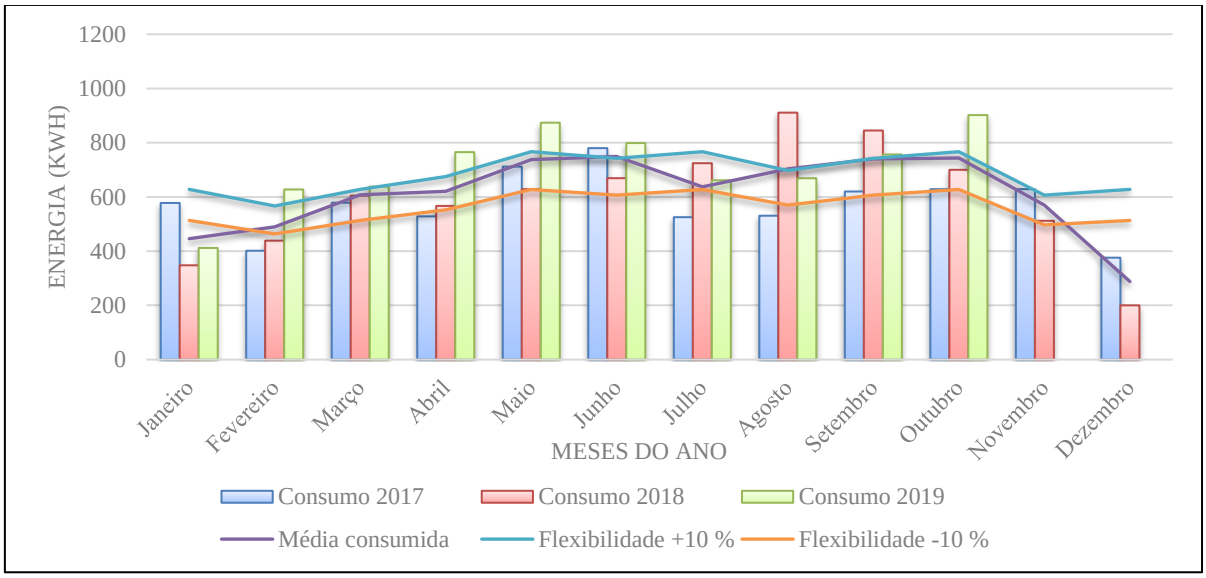


Fonte: Produção do próprio autor.

O Gráfico 10 ilustra os consumos mensais, S e os limites de flexibilização para os cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e com implantação do sistema fotovoltaico. Foi obtido que, exceto para os meses de janeiro e dezembro, a curva

de média de consumo mensal se encontra dentro dos limites de flexibilidade. Porém, ao analisar os consumos mensais reais de cada ano, observa-se que a empresa haveria sido exposta ao MCP em vários meses, sendo que os mais evidentes e que acarretariam em maior impacto quanto à previsão de custo com a energia são: 12/17, 12/18, 08/18, 10/19, 01/18 e 05/19.

Gráfico 10 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, a média de consumo e limites de flexibilidade dos cenários com migração para o ACL sem uso dos geradores a diesel no horário de ponta e com implantação do sistema fotovoltaico



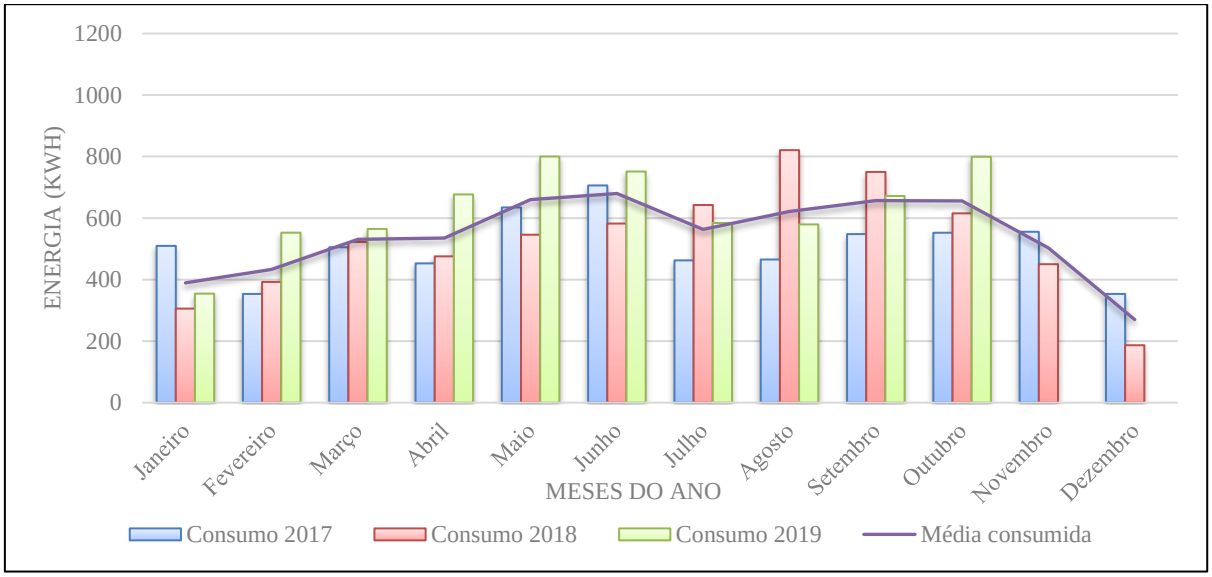
Fonte: Produção do próprio autor.

3.3.5 Perfil de Consumo dos Cenários com Migração para o ACL Mantendo os Geradores a Diesel no Horário de Ponta e com Implantação do Sistema de Energia Fotovoltaica

Por fim, a mesma metodologia da Seção 3.3.1 foi utilizada para encontrar o perfil de consumo e variáveis para contratação de energia para os cenários em que há migração para o ACL, implantação do sistema de energia fotovoltaica e mantendo o uso de geradores a diesel durante o horário de ponta. A curva média de consumo mensal encontra-se no Gráfico 11, assim como o consumo de cada mês dos anos de 2017, 2018 e 2019.

Seguindo o Passo 1, a Tabela 8 apresenta os consumos mensais do período analisado, a média de consumo por mês e os valores de Cm.

Gráfico 11 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019 nos cenários com migração para o ACL com implantação do sistema de energia fotovoltaica e mantendo os geradores a diesel no horário de ponta



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 8 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, média de consumos e Cm para os cenários com migração para o ACL com implantação do sistema de energia fotovoltaica e mantendo os geradores a diesel no horário de ponta

Meses	Consumo (MWh)			Média consumida	Dias no mês	Cm (MWmédio)		
	2017	2018	2019			2017	2018	2019
Janeiro	509,664	305,734	354,364	389,9207	31	0,685032	0,410933	0,476296
Fevereiro	353,426	392,536	552,486	432,816	28	0,525932	0,584131	0,822152
Março	505,109	522,269	564,809	530,729	31	0,67891	0,701974	0,759152
Abril	452,801	475,581	676,941	535,1077	30	0,62889	0,660529	0,940196
Maio	634,646	545,876	800,066	660,196	31	0,853019	0,733704	1,075358
Junho	706,1476	582,2776	751,4176	679,9476	30	0,980761	0,808719	1,043636
Julho	462,495	642,545	584,095	563,045	31	0,621633	0,863636	0,785074
Agosto	465,399	820,889	579,409	621,899	31	0,625536	1,103345	0,778776
Setembro	548,016	750,156	671,916	656,696	30	0,761133	1,041883	0,933217
Outubro	552,359	615,439	799,299	655,699	31	0,742418	0,827203	1,074327
Novembro	555,503	450,103	-	502,803	30	0,771532	0,625143	-
Dezembro	353,4314	186,6214	-	270,0264	31	0,475042	0,250835	-

Fonte: Produção do próprio autor.

Através do Passo 2, calculou-se a média de todos os Cm do período de análise, resultando em C = 0,754413 MWmédio. Para o Passo 3, multiplicou-se C pelo número de horas em cada mês, e o resultado, ou seja, Ch, apresenta-se na Tabela 9. Com esses valores, calculou-se os limites de sazonalização. Esses limites, junto com os consumos mensais do período em análise, a média

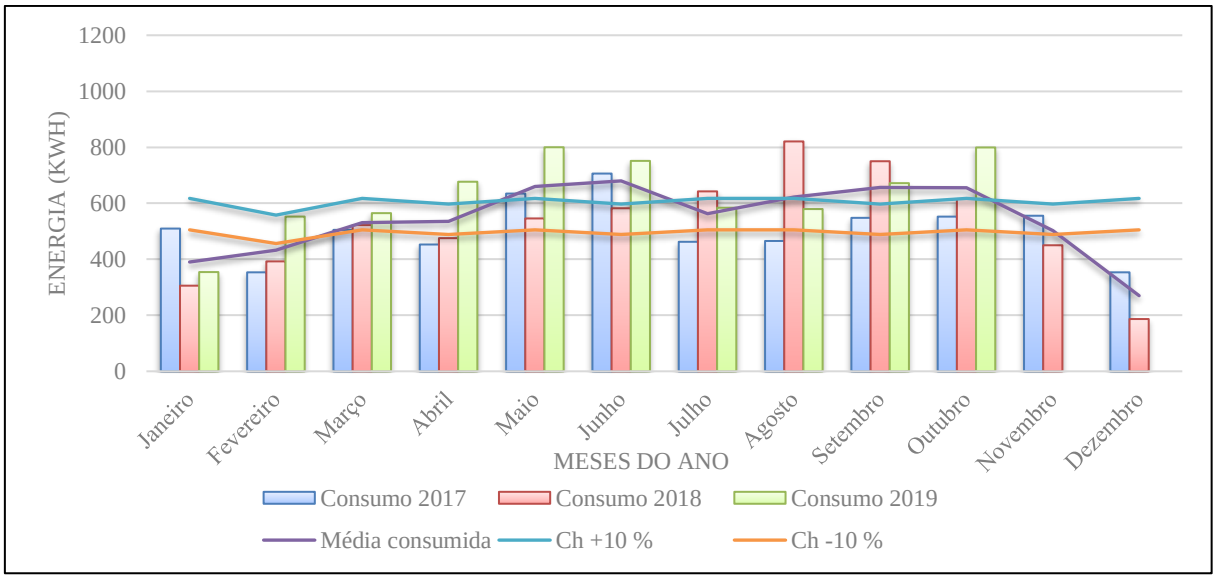
de consumo mensal estão ilustrados no Gráfico 12. Através dele, os valores de S são escolhidos, segundo a metodologia deste capítulo, que também se encontram na Tabela 9.

Tabela 9 – Ch, limites de sazonalização e flexibilidade para os cenários com migração para o ACL com implantação do sistema de energia fotovoltaica e mantendo os geradores a diesel no horário de ponta no período analisado

Meses	Ch (MWh)	Ch +10 % (MWh)	Ch -10 % (MWh)	S (MWh)	Flexibilidade +10 % (MWh)	Flexibilidade -10 % (MWh)
Janeiro	561,2836	617,4119	505,1552	505,1552	555,6707	454,6397
Fevereiro	506,9658	557,6624	456,2692	456,2692	501,8961	410,6423
Março	561,2836	617,4119	505,1552	561,2836	617,4119	505,1552
Abril	543,1776	597,4954	488,8599	543,1776	597,4954	488,8599
Maio	561,2836	617,4119	505,1552	617,4119	679,1531	555,6707
Junho	543,1776	597,4954	488,8599	597,4954	657,245	537,7459
Julho	561,2836	617,4119	505,1552	561,2836	617,4119	505,1552
Agosto	561,2836	617,4119	505,1552	561,2836	617,4119	505,1552
Setembro	543,1776	597,4954	488,8599	597,4954	657,245	537,7459
Outubro	561,2836	617,4119	505,1552	617,4119	679,1531	555,6707
Novembro	543,1776	597,4954	488,8599	488,8599	537,7459	439,9739
Dezembro	561,2836	617,4119	505,1552	505,1552	555,6707	454,6397

Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 12 – Perfil de consumo mensal dos anos de 2017, 2018 e 2019, média de consumo e limites de sazonalização dos cenários com migração para o ACL com implantação do sistema de energia fotovoltaica e mantendo os geradores a diesel no horário de ponta

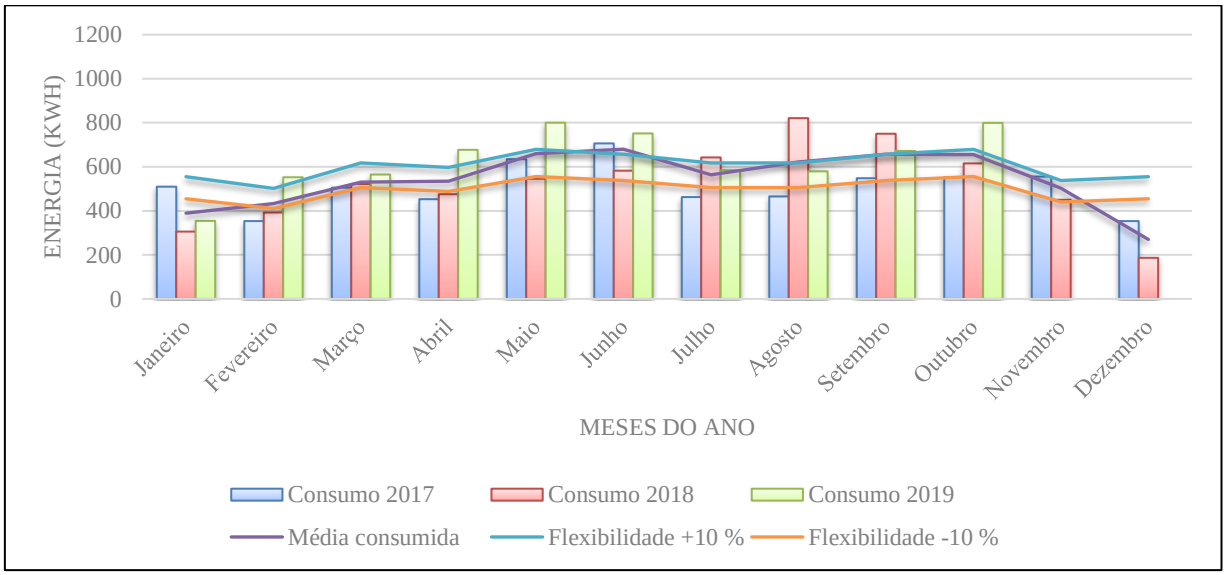


Fonte: Produção do próprio autor.

Finalmente, o Gráfico 13 ilustra os consumos mensais, S e os limites de flexibilização para os cenários com migração para o ACL com implantação do sistema de energia fotovoltaica e

mantendo os geradores a diesel no horário de ponta. Foi obtido que, exceto para os meses de janeiro e dezembro, a curva de média de consumo mensal se encontra dentro dos limites de flexibilidade. Porém, ao analisar os consumos mensais reais de cada ano, observa-se que a empresa haveria sido exposta ao MCP em vários meses, sendo que os mais evidentes e que acarretariam em maior impacto quanto a previsão de custo com a energia são: 12/17, 12/18, 08/18, 10/19, 01/18 e 01/19.

Gráfico 13 – Consumos mensais de 2017, 2018 e 2019, a média de consumo e limites de flexibilidade dos cenários com migração para o ACL com implantação do sistema de energia fotovoltaica e mantendo os geradores a diesel no horário de ponta



Fonte: Produção do próprio autor.

3.4 Conclusão

Neste capítulo, foram levantadas as características dos sistemas de geração de energia, simulou-se a geração de energia fotovoltaica que seria produzida pelo sistema proposto e levantaram-se os custos com geradores a diesel.

Posteriormente, com dados coletados, foram encontrados os perfis de consumo para cada cenário. Concluiu-se que, mesmo enquadrando a maioria das médias mensais de consumo do período de 2017 a 2019 nos limites de flexibilização, não foi possível incluir as médias de consumo dos meses de dezembro e janeiro, em nenhum dos casos analisados. Além disso, como a empresa não tem um perfil de consumo bem definido, sendo o padrão de apenas ter menor consumo no mês de dezembro, enquadrar a média de consumo nos limites de flexibilização não

significa que a empresa não estará exposta ao MCP. Como, por exemplo, em todos os casos, a média de consumo do mês de outubro está dentro do intervalo dos limites de flexibilidade, porém, em todos eles, a empresa teria sido exposta ao MCP em outubro de 2019.

No Capítulo 4, com os cálculos das contratações de energia sazonalizadas e dos custos com geradores a diesel efetuados, apresentam-se as análises de economia de cada cenário proposto, além da otimização da demanda contratada.

4 ANÁLISES PARA OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

4.1 Demanda Contratada

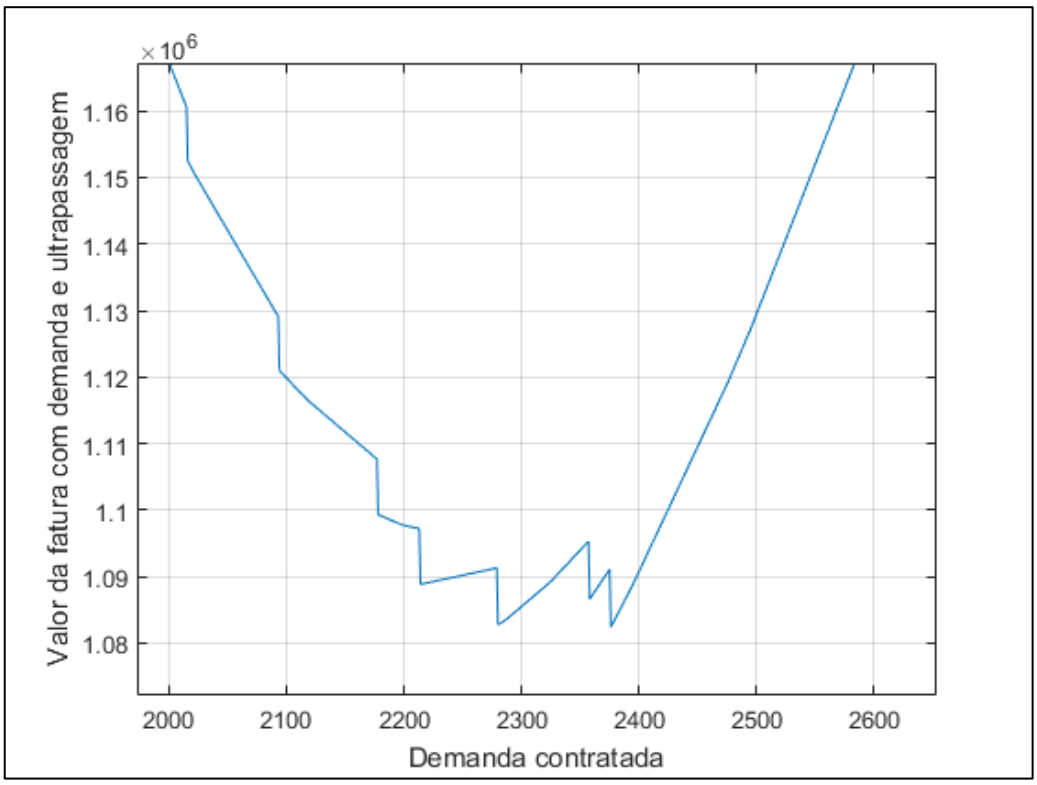
Para determinar o melhor valor de demanda contratada, foram feitos gráficos que relacionam os gastos com demanda e ultrapassagem com a demanda contratada, em busca de um ponto de custo mínimo. Para isso, utilizaram-se as equação (1) e (2), as tarifas TUSD demanda do Quadro 4 e as demandas registradas do Quadro 9, cujos dados são foram coletados pelo analisador de energia citado na seção 3.3, obtendo os Gráfico 14 e Gráfico 15, para o posto horário fora de ponta e para o de ponta, respectivamente. Como as demandas registradas máximas gerais ocorrem no período fora de ponta, a demanda contratada ótima da modalidade tarifária horária verde é igual à da azul no período fora de ponta. O período desta análise é de novembro de 2018 a outubro de 2019; isso se deve ao fato de que a demanda contratada é um único valor para todos os meses do ano, com isso, utilizaram-se aqui 12 amostras para se determinar um padrão. Nas análises de sazonalização foram utilizados mais de um ano, pois o intuito era encontrar uma média de cada mês; logo, foi preciso ter dados de um período que contivesse ao menos dois anos diferentes com os mesmos meses, duas amostras.

Quadro 9 – Demandas máximas registradas mensais nos períodos de fora ponta e ponta, com e sem utilização dos geradores a diesel

Mês/ano	Demanda fora ponta (kW)	Demanda ponta com gerador (kW)	Demanda ponta sem gerador (kW)
nov/18	2494,8	1894,3	1894,3
dez/18	2116,8	1241,1	1795,6
jan/19	2016,0	806,4	1803,6
fev/19	2091,6	1467,9	1866,6
mar/19	2475,9	1953,0	1926,2
abr/19	2324,7	1808,1	1891,1
mai/19	2198,7	1707,3	1722,0
jun/19	2022,3	1562,4	1861,9
jul/19	2286,9	674,1	1681,1
ago/19	1789,2	214,0	1519,5
set/19	1745,1	1285,2	1528,7
out/19	2394,0	1480,5	1722,5

Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 14 – Relação de gastos com demanda e ultrapassagem e demanda contratada, da modalidade tarifária horária verde ou do posto horário fora ponta da azul



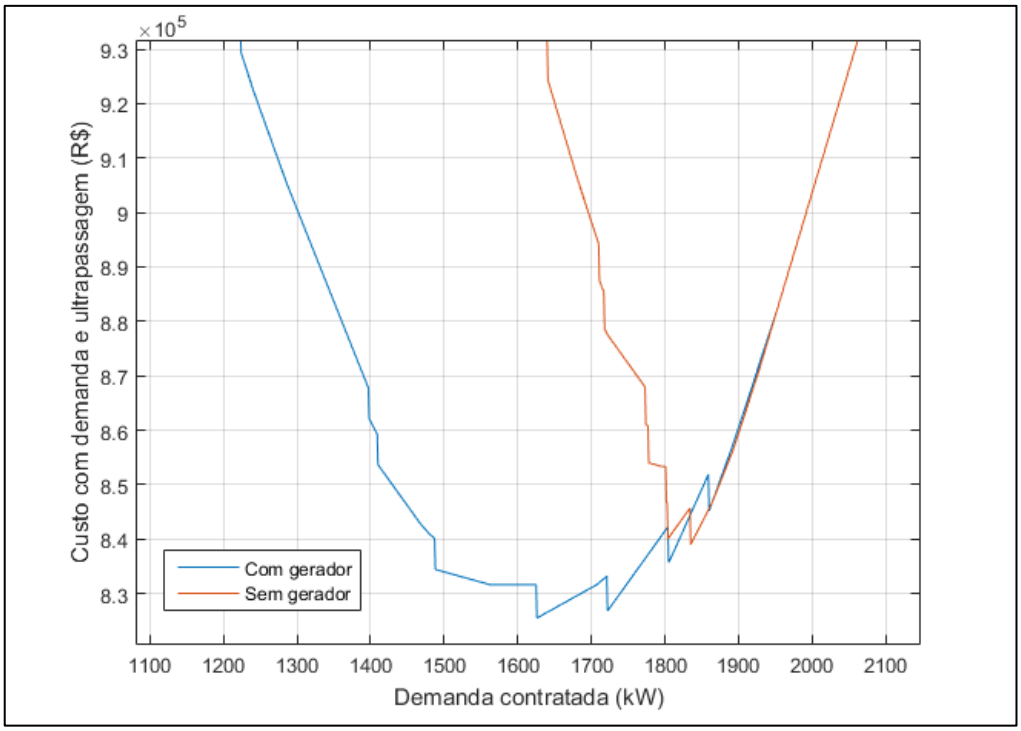
Fonte: Produção do próprio autor.

No Gráfico 14, percebe-se que a demanda contratada atual de 2.000 kW não é o ponto mínimo do gráfico, sendo este 2.376 kW. Com isso, o gasto atual anual é de R$ 684.907,08 e o mínimo é de R$ 635.058,78. Então, ao otimizar a contratação, haveria uma economia de R$ 49.848,29 ao ano.

Para a produção do Gráfico 15, foram utilizadas as demandas máximas mensais registradas no horário de ponta do analisador de energia que se encontra na subestação de entrada de energia da concessionária, para os dados “com gerador”, pois ele não registra a produção de energia dos geradores. Já para os dados “sem gerador”, utilizou-se como demanda registrada, a soma de todas as demandas de cada uma das outras subestações, as quais transformam a energia na tensão de distribuição para tensão de uso (380 e 220 V). Conclui-se que as demandas contratadas ótimas para o período de ponta é de 1.626 kW com uso dos geradores e 1.835 kW sem, os quais representariam um gasto na fatura da concessionária de R$ 825.495,07 e R$ 839.011,04, respectivamente. As demandas máximas registradas no horário de ponta foram menores devido ao fato de que a empresa faz uma rotatividade entre os setores para o horário

de janta, a refeição é feita nesse horário justamente para reduzir o consumo no horário de ponta já que a energia é mais cara.

Gráfico 15 – Relação de gastos com demanda e ultrapassagem e demanda contratada, no posto horário ponta da modalidade tarifária azul, com e sem uso dos geradores



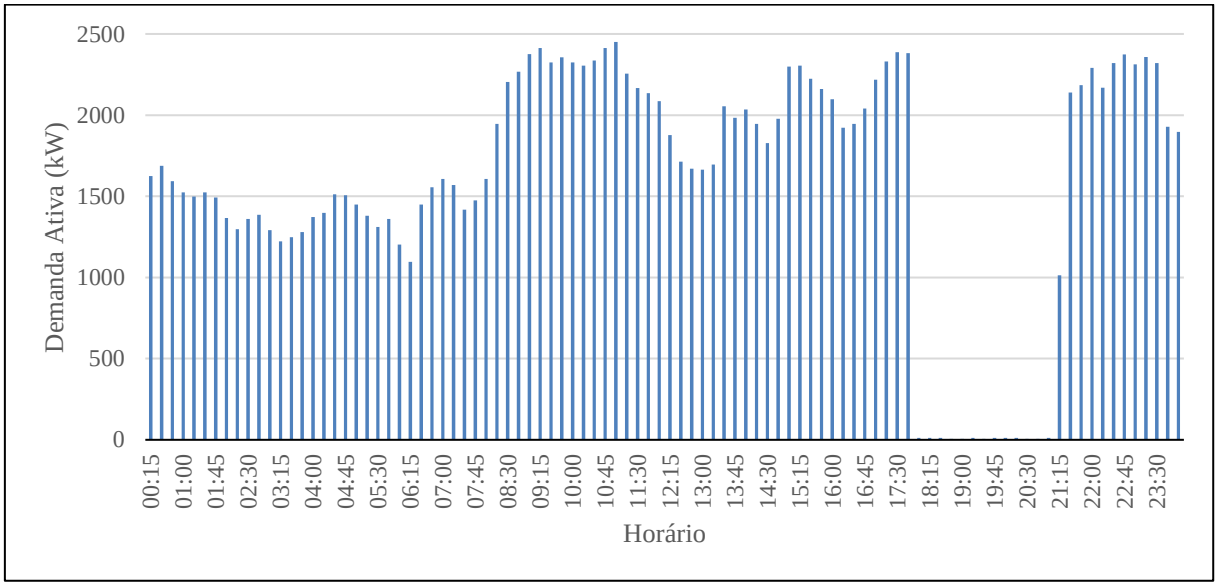
Fonte: Produção do próprio autor.

Observa-se que mesmo com uso de geradores no horário de ponta, há demanda neste posto horário. Isso se deve ao fato de que acontece dos geradores atrasarem a entrar e, também, houve dias que os geradores não ligaram, seja porque algum deles estava em manutenção corretiva ou porque o grupo de geradores ativos atualmente não era capaz de assumir toda a carga da empresa, que, como foi dito na Seção 3.1, a potência em regime de serviço contínuo que o grupo gerador pode fornecer é de apenas 1.522,5 kW.

A geração de energia proveniente do sistema de geração solar fotovoltaico não foi levada em consideração nas análises de demanda contratada, pois segundo a simulação feita no SAM, há dias do mês em que a geração no período de 8:00 às 16:00 h é menor que 10 kW, o que faria com que o impacto na demanda contratada fosse irrelevante. Além disso, no Gráfico 16, que é uma curva de demanda ativa fornecida pela concessionária em um dia típico da empresa, é visto que a demanda máxima registrada pode acontecer no período de 21:00 às 24:00 h, horário em

que a produção de energia fotovoltaica é inexistente. Os dados para produção do Gráfico 16 foram coletados pelo analisador de energia citado na seção 3.3.

Gráfico 16 – Curva de demanda ativa consumida pela empresa em 24/10/2019



Fonte: Produção do próprio autor.

4.2 Contratação de Energia

Os possíveis cenários que foram analisados neste trabalho estão numerados no Quadro 10. As linhas foram sombreadas com a cor da modalidade tarifária horária, com intuito de facilitar a visualização.

Para as análises de contratação de energia, foi desenvolvido um programa no *software* MATLAB utilizando como dados de entrada as tarifas descritas neste capítulo para cada cenário e as equações do Capítulo 2. O *software* estima o custo para cada cenário e obtém como saída a economia, em um horizonte de 5 anos, que se alcança com cada um dos cenários analisados. Para todos os cálculos, o Cenário 0 é a referência. O fluxo de caixa, então, é calculado como a economia gerada pelo cenário subtraindo-se os custos extras nos casos de migração para o ACL, que será discutido na Seção 4.2.2 e o de implantação do sistema fotovoltaico. Neste último caso, o custo extra é a parcela de financiamento do sistema.

O departamento financeiro da empresa, que é o estudo de caso deste trabalho, informou que o financiamento do sistema fotovoltaico será parcelado em 5 anos, com taxa de juros anual de

3,07%. Esse empréstimo vai gerar uma parcela de R$ 52.144,78 mensal, equivalente a R$ 625.737,36 por ano. Além dessa informação, o departamento financeiro também forneceu o IGP-M de 4,00 % para o período avaliado, utilizado para calcular os aumentos das tarifas de energia do ACL.

Quadro 10 – Numeração de cenários propostos

Cenário	Mercado de contratação	Fonte contratada	Gerador a diesel	Energia fotovoltaica	Tarifa horária
0 - atual	ACR	NA	Sim	Não	Verde
1			Sim	Não	Azul
2			Não	Não	Verde
3			Não	Não	Azul
4			Sim	Sim	Verde
5			Sim	Sim	Azul
6			Não	Sim	Verde
7			Não	Sim	Azul
8	ACL	Convencional	Não	Não	Verde
9			Não	Não	Azul
10			Sim	Não	Verde
11			Sim	Não	Azul
12			Não	Sim	Verde
13			Não	Sim	Azul
14			Sim	Sim	Verde
15			Sim	Sim	Azul
16		Incentivada	Não	Não	Verde
17			Não	Não	Azul
18			Sim	Não	Verde
19			Sim	Não	Azul
20			Não	Sim	Verde
21			Não	Sim	Azul
22			Sim	Sim	Verde
23			Sim	Sim	Azul

Fonte: Produção do próprio autor.
Nota: NA – Não se aplica.

Os fluxos de caixas negativos apresentados a seguir foram evidenciados com letras na cor vermelha, e os casos a serem discutidos encontram-se em negrito.

4.2.1 Cenários de Contratação que Utilizam o ACR

Para as simulações no ACR, estimaram-se as tarifas futura com base nos valores dos 5 últimos anos, os quais se encontram no Quadro 11 e Quadro 12, para modalidade tarifária horária verde

e azul, respectivamente. Na Tabela 10, apresentam-se as médias de aumento de cada tarifa.

Quadro 11 – Tarifas de energia do ACR para EDP Espírito Santo para modalidade tarifária horária verde de 2015 a 2019

Modalidade tarifária horária verde					
Ano	TE fora ponta (R$/MWh)	TUSD fora ponta (R$/MWh)	TE ponta (R$/MWh)	TUSD ponta (R$/MWh)	TUSD demanda (R$/kW)
2015	233,14	84,71	373,12	898,37	11,39
2016	223,99	71,82	339,47	1159,191	15,22
2017	253,33	54,94	389,42	1216,18	18,38
2018	288,76	81,53	463,41	1298,19	18,93
2019	237,65	83,5	402,83	999,69	25,09

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2015c, 2016, 2017b, 2018b, 2019b).
Nota: Adaptado pelo autor.

Quadro 12 – Tarifas de energia do ACR para EDP Espírito Santo para modalidade tarifária horária azul de 2015 a 2019

Modalidade tarifária horária azul						
Ano	TE fora ponta (R$/MWh)	TUSD fora ponta (R$/MWh)	TE ponta (R$/MWh)	TUSD ponta (R$/MWh)	TUSD demanda fora ponta (R$/kW)	TUSD demanda ponta (R$/kW)
2015	233,14	84,71	373,12	84,71	11,39	33,5
2016	223,99	71,82	339,47	71,82	15,22	44,83
2017	253,33	54,94	389,42	54,94	18,38	47,85
2018	288,76	81,53	463,41	81,53	18,93	50,45
2019	237,65	83,5	402,83	83,5	25,09	37,65

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2015c, 2016, 2017b, 2018b, 2019b).
Nota: Adaptado pelo autor.

Tabela 10 – Média de aumento das tarifas horárias verde e azul ao longo dos anos de 2015 a 2019

Tarifas horária	TE fora ponta	TUSD fora ponta	TE ponta	TUSD ponta	TUSD demanda fora ponta	TUSD demanda ponta
Verde	1,4%	3,0%	2,9%	4,4%	22,5%	NA
Azul	1,4%	3,0%	2,9%	3,0%	22,5%	5,2%

Fonte: Produção do próprio autor.
Nota: NA – Não se aplica.

O fluxo de caixa anual para os cenários de 0 a 7 apresentam-se na Tabela 11. Observa-se que apenas o Cenário 4 obteve fluxo de caixa positivo, o que significa que ele foi o único que geraria economia para a empresa no período de 5 anos, mesmo que houvesse um prejuízo da ordem de 10 mil reais no primeiro ano. Além disso, neste cenário, foi pago o financiamento do sistema

fotovoltaico, e assim, no sexto ano, a economia gerada seria maior, já que não haveria mais o pagamento de R$ 625.737,36 por ano.

Tabela 11 – Fluxo de caixa para os cenários de 0 a 7

C	Economia anual (R$)					Total acumulado (R$)
	2021	2022	2023	2024	2025	
0	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1	-1.158.677,59	-1.218.928,82	-1.282.313,12	-1.348.993,40	-1.419.141,06	-6.428.053,99
2	-886.944,40	-864.721,30	-841.688,23	-817.807,37	-793.039,26	-4.204.200,57
3	-2.062.753,76	-2.101.672,75	-2.142.961,16	-2.186.746,48	-2.233.163,21	-10.727.297,37
4	**-10.047,27**	**1.133,70**	**12.548,03**	**24.201,31**	**36.099,26**	**63.935,03**
5	-1.168.724,85	-1.217.795,13	-1.269.765,09	-1.324.792,09	-1.383.041,80	-6.364.118,96
6	-896.991,67	-863.587,61	-829.140,20	-793.606,06	-756.940,00	-4.140.265,54
7	-2.072.801,03	-2.100.539,06	-2.130.413,12	-2.162.545,17	-2.197.063,95	-10.663.362,34

Fonte: Produção do próprio autor.
Nota: NA – Não se aplica.

4.2.2 Cenários de Contratação que Utilizam o ACL

Segundo o contrato de compra de energia elétrica regulada (CCER) da concessionária com a empresa, o prazo para aviso de rescisão do mesmo é de 180 dias antes do término de vigência que se renova anualmente, neste caso, o mês de renovação é março. Sendo assim, a próxima possibilidade para a empresa migrar para o ACL seria no terceiro mês de 2021. Nesta data, já estará em vigência o PLD horário e, por isso, as análises utilizam os PLD horário sombra disponibilizados no *site* da CCEE (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019d). Além disso, a partir de 2020, como dito no Capitulo 2, a demanda contratada mínima para consumidores livres será de 2.000 kW. Sendo assim, a empresa também tem a possibilidade de obter sua energia de fontes convencionais, o que também será considerado nesta seção.

Além disso, para análise de migração para o ACL, foi necessário solicitar informações sobre dados do mercado aos comercializadores de energia livre. Essas informações encontram-se no Quadro 13, em que gestão é a taxa cobrada pelo comercializador pelo seu serviço. Para preservar a natureza sigilosa de orçamentos, neste trabalho, não foram expostos nomes dos comercializadores, apenas as informações relevantes para execução do projeto.

Quadro 13 – Informações necessárias fornecidas por comercializadores de energia do ACL

Fonte	Perdas	Adequação do SMF (R$)	Adesão CCEE	Gestão	Médias atuais de tarifas energia incentivada 50 % por ano	Médias atuais de tarifas energia convencional por ano (R$/MWh)	ESS (R$/MWh)	Contribuição CCEE (R$/MWh)
Comercializador 1	3%	R$10.360,77	R$6.021	R$1.500	2021: 255,00 2022: 230,00 2023: 210,00 2024: 205,00 2025: 190,00	2021: 205,00 2022: 180,00 2023: 160,00 2024: 155,00 2025: 140,00	5,00	0,50
Comercializador 2	3%	Não soube informar com precisão	R$6.021	R$2.500	2021: 264,00 2022: 234,00 2023: 211,00	2021: 221,00 2022: 197,00 2023: 177,00	8,00	0,50
Comercializador 3	3%	R$10.360,77	R$6.021	R$5.000	2021: 255,00 2022: 231,50 2023: 206,50 2024: 191,00 2025: 185,00	2021: 211,00 2022: 191,50 2023: 172,50 2024: 161,50 2025: 150,00	6,00	0,20
Dados utilizados	3%	R$10.360,77	R$6.021	R$3.000	2021: 258,00 2022: 231,83 2023: 209,17 2024: 198,00 2025: 187,50	2021: 212,33 2022: 189,50 2023: 182,83 2024: 158,25 2025: 145,00	8,00	0,50

Fonte: Produção do próprio autor.

Para os cenários de contratação de energia no ACL com contratação de energia de fontes convencionais, os resultados dos fluxos de caixa encontram-se na Tabela 12. Como nesta situação não há desconto na tarifa TUSD de energia do posto horário de ponta, era esperado que não fosse atrativa a exclusão da utilização dos geradores a diesel neste posto horário, já que apenas a parcela TUSD já se equivale ao preço do custo específico por unidade de energia do gerador. Os melhores cenários da Tabela 12, foram os 10 e 14, que consideram o uso dos geradores a diesel no horário de ponta, modalidade tarifária horária verde, sem e com implantação de energia fotovoltaica, respectivamente, sendo que o cenário sem o sistema fotovoltaico obteve um resultado melhor no período avaliado devido ao alto custo do financiamento do sistema.

Tabela 12 – Fluxo de caixa para os cenários de 8 a 15

C	Economia anual (R$)					Total acumulado (R$)
	2021	2022	2023	2024	2025	
8	-690.674,12	-405.809,80	-335.525,34	-6.932,03	180.879,42	-1.258.061,87
9	-1.866.483,48	-1.642.761,24	-1.636.798,26	-1.375.871,15	-1.259.244,53	-7.781.158,67
10	**-157.271,06**	**72.747,89**	**106.616,21**	**372.355,45**	**510.015,47**	**904.463,96**
11	-1.315.948,64	-1.146.180,94	-1.175.696,91	-976.637,96	-909.125,59	-5.523.590,03
12	-773.220,70	-518.635,70	-445.876,24	-160.893,72	6.262,63	-1.892.363,73
13	-1.949.030,07	-1.755.587,14	-1.747.149,16	-1.529.832,84	-1.433.861,32	-8.415.460,53
14	**-223.858,55**	**-22.505,98**	**13.700,04**	**237.870,21**	**355.663,91**	**360.869,63**
15	-1.382.536,13	-1.241.434,80	-1.268.613,08	-1.111.123,20	-1.063.477,15	-6.067.184,36

Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 13 apresenta o fluxo de caixa anual dos cenários que consideram migração para o ACL contratando energia de fonte incentivada com desconto de 50 %, segundo o Quadro 5. Como para a modalidade tarifária horária verde esse desconto incide sobre a tarifa TUSD energia do horário de ponta, a soma da TUSD e TE ponta do mercado livre resultam em uma tarifa inferior ao custo específico por unidade de energia do gerador. Com isso, é esperado que seja atrativa a não utilização do grupo gerador a diesel. Os melhores resultados da Tabela 13 são os cenários 16 e 20, os quais consideram a não utilização dos geradores a diesel no horário de ponta e utilização da modalidade tarifária horária verde, como esperado. O Cenário 16, que é o que possui o fluxo de caixa acumulado mais alto no período de análise, não considera a implantação do sistema fotovoltaico. Já o cenário 20 considera, e como é visto no fluxo de caixa que se manteve positivo durante todos os anos analisados, exceto o primeiro, neste cenário foi

possível pagar o sistema de energia fotovoltaica com a quantia economizada anual a partir do segundo ano. Além disso, no ano de 2026, em que não haverá mais parcela de financiamento, o fluxo de caixa ultrapassará o Cenário 16, tornando-se mais atrativo.

Tabela 13 – Fluxo de caixa para os cenários de 16 a 23

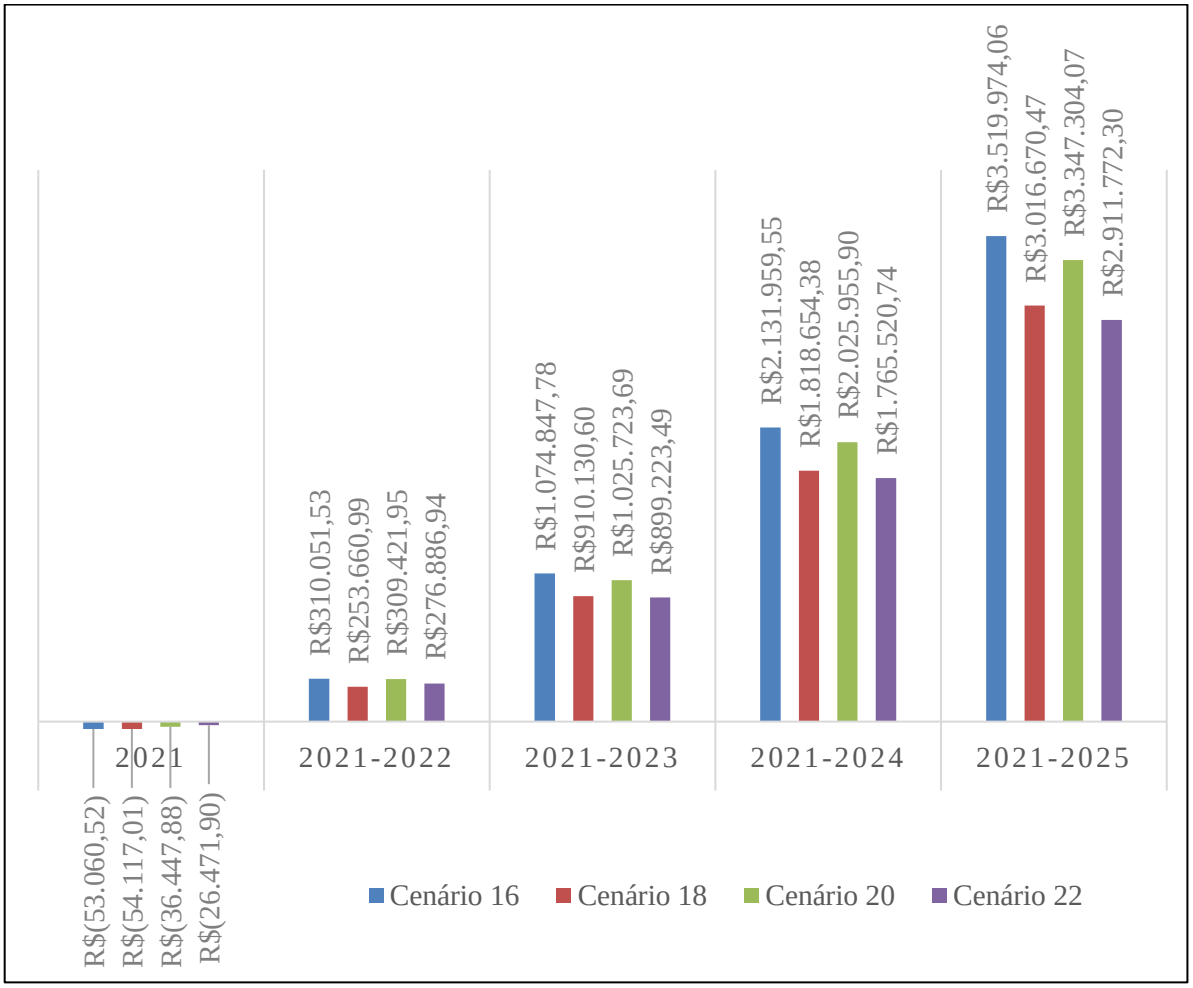
C	Economia anual (R$)					Total acumulado (R$)
	2021	2022	2023	2024	2025	
16	**-53.060,52**	**363.112,05**	**764.796,25**	**1.057.111,77**	**1.388.014,51**	**3.519.974,06**
17	-1.346.985,70	-958.277,69	-585.661,40	-324.099,76	-25.723,77	-3.240.748,32
18	-54.117,01	307.778,00	656.469,60	908.523,79	1.198.016,09	3.016.670,47
19	-748.672,33	-416.395,98	-98.891,80	120.324,74	375.243,51	-768.391,86
20	**-36.447,88**	**345.869,83**	**716.301,74**	**1.000.232,21**	**1.321.348,17**	**3.347.304,07**
21	-1.330.373,06	-975.519,91	-634.155,91	-380.979,32	-92.390,11	-3.413.418,31
22	-26.471,90	303.358,84	622.336,55	866.297,25	1.146.251,56	2.911.772,30
23	-721.027,21	-420.815,14	-133.024,86	78.098,20	323.478,98	-873.290,03

Fonte: Produção do próprio autor.

4.3 Resultados

Os cenários com maiores fluxos de caixa acumulados expostos no Capítulo 4, durante a determinação da melhor condição de contratação de energia para a empresa, são apresentados no Gráfico 17. É evidente que os casos 16 e 20 são os mais atrativos. A adoção desses cenários gera uma economia de R$ 3.519.974,06 e R$ 3.347.304,07, respectivamente, em ambos casos migrando para o ACL, mantendo a modalidade tarifária horária verde e dispensando o uso de geradores a diesel no horário de ponta. E ainda, há a economia com a adequação da demanda contratada, que, no caso da modalidade tarifária horária verde foi de R$ 49.848,29 ao ano, equivalente a R$ 249.241,45 no período analisado de 2021 a 2025.

Gráfico 17 – Fluxo de caixa acumulado nos anos de 2021 a 2025 para os cenários 10, 14, 16 e 20



Fonte: Produção do próprio autor.

5 CONCLUSÕES

Neste trabalho, propôs-se o desafio de encontrar alternativas mais atrativas, em termos econômicos, para uma empresa que se encontra no ACR de energia elétrica, fazendo uso da modalidade tarifária horária verde e de geradores a diesel durante o horário de ponta. Foram sugeridos 23 cenários de contratação de energia diferentes que envolvem mudança de modalidade tarifária, migração para o ACL, a não utilização dos geradores a diesel e a implantação de sistema de energia solar fotovoltaica.

Coletaram-se dados históricos de gastos com as faturas de energia, manutenções preventivas dos geradores e com compra de diesel para estimar os custos atuais da empresa. Para a simulação dos cenários que excluíam o uso de geradores a diesel, foram utilizados dados de consumo através dos analisadores instalados na fábrica para estimar o consumo de energia total da empresa. Para a simulação de produção de energia do sistema fotovoltaico proposto foi utilizado o *software* SAM.

Para as análises de migração para o ACL, foi feito o perfil de consumo para cada cenário a partir dos dados históricos de janeiro de 2017 a outubro de 2019. Foi produzido um programa em MATLAB, o qual calcula todos os custos de cada cenário e a economia gerada, sempre tendo o cenário atual como referência.

Por fim, ao analisar os resultados conclui-se que há duas alternativas que se destacam, as quais incluem migração para o ACL utilizando a modalidade tarifária horária verde e excluem a utilização do grupo gerador a diesel. Nesta modalidade tarifária, encontrou-se a demanda contratada ótima, que geraria uma economia de R$ 249.241,45 no período analisado. Entretanto, o que difere as duas alternativas é a implantação do sistema de geração de energia fotovoltaica. Ambas geram um fluxo de caixa acumulado ao final do horizonte de análise de 5 anos acima de R$ 3.300.000,00; entretanto, a implantação do sistema possui um custo inicial elevado, o qual pode ser pago com a quantia economizada no período. Sendo assim, a decisão mais atrativa é a de implantar o sistema de geração de energia fotovoltaica, mas cabe à empresa decidir quanto ao investimento a ser feito.

5.1 Proposta de Trabalhos Futuros

Neste trabalho, já se chegou ao resultado de que é vantajoso economicamente a implantação do sistema de produção de energia fotovoltaica, porém, a potência instalada do mesmo foi limitada a 1 MWp para que não houvesse grande quantidade de energia injetada na rede, inicialmente, devido à incerteza quanto a resolução que alterará a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Ao analisar o projeto, define-se, então, que a melhor alternativa envolve a migração para o ACL, no qual a resolução citada não se aplica. Sendo assim, uma opção de trabalho futuro seria o estudo de potências maiores para o sistema de energia fotovoltaica que gerasse excedentes e a venda destes no mercado livre, para analisar se existe uma alternativa com potência instalada diferente de 1 MWp que gerasse ainda mais economia.

Outra alternativa de trabalho futuro seria refazer as mesmas análises presentes neste trabalho, porém com instalação de analisadores de energia na subestação dos geradores, para medir exatamente a produção de energia dos mesmos. Como explicado no Capítulo 3, para a realização deste trabalho foi considerado que a energia produzida pelos geradores era a diferença entre o que foi consumido em todas subestações de carga da empresa e o que foi registrado no analisador de energia que se localiza no ponto de entrega da concessionária. Deste modo, não foram consideradas as perdas de transformação e da rede de distribuição.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n° 414/2010.** Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF, 2010. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010 414.pdf. Acesso em: 16 set. 2019.

_____. **Por dentro da conta de energia - informação de utilidade pública**, 2011. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Por%20Dentro%20da%20Conta%20 de%20Luz_pdf.pdf. Acesso em: 05 set. 2019.

_____. **Por dentro da conta de energia - informação de utilidade pública**, 2011. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Por%20Dentro%20da%20Conta %20de%20Luz_pdf.pdf. Acesso em: 05 set. 2019.

_____. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF, 2012. Dísponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resolu%C3% A7%C3%A3o%20Normativa%20482,%20de%202012%20-%20bip-junho-2012.pdf. Acesso em: 21 nov. 2019.

_____. **Descontos**, 2015a. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/descontos/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 16 ago. 2019.

_____. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasíllia, DF, 2015b. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/ cedoc/ren2015687.pdf. Acesso em: 30 set. 2019.

_____. **Resolução Homologatória nº 1.928, de 4 de agosto de 2015.** Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2015, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Espírito Santo Centrais Elétricas S/A. - Escelsa, e dá outras providências. Brasíllia, DF**,** 2015c. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/ced oc/reh20151928ti.pdf. Acesso em: 20 out. 2019.

_____. **Resolução Homologatória nº 2.118, de 2 de agosto de 2016.** Homologa o resultado da sétima Revisão Tarifária Periódica – RTP da Espírito Santo Centrais Elétricas S/A. - Escelsa, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências. Brasília, DF, 2016. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ reh20162118ti.pdf. Acesso em: 20 out. 2019.

_____. **Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília, DF, 2017a. Disponível em: http://www2. aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/037/resultado/ren2017786.pdf. Acesso em: 31 out. 2019.

_____. **Resolução Homologatória nº 2.283, de 31 de julho de 2017.** Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2017, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. – EDP ES (atual denominação da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. - Escelsa), e dá outras providências. Brasília, DF, 2017b. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20172283ti.pdf. Acesso em: 20 out. 2019.

_____. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa n. 482/2012**, 2018a. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1. Acesso em: 30 out. 2019.

_____. **Resolução Homologatória nº 2.432, de 7 de agosto de 2018.** Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2018, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. – EDP ES, e dá outras providências. Brasília, DF, 2018b. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20172283ti.pdf. Acesso em: 20 out. 2019.

_____. **ANEEL atualiza metodologia de acionamento das bandeiras tarifárias**, 2019a. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-atualiza-metodologia-de-acionamento-das-bandeiras-tarifarias/656877. Acesso em: 20 nov. 2019.

_____. **Resolução Homologatória n. 2.589, de 6 de agosto de 2019**. Homologa o resultado da quinta Revisão Tarifária Periódica – RTP – da EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A., as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências. Brasília, DF, 2019b. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192589ti.pdf. Acesso em: 30 ago. 2019.

ALVES, E.; CLEMS, E. F.; KARPINSKI, T. **Documentação e implementação de manual de operação e procedimento de manutenção de grupo motor gerador diesel**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

BRASIL. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. **Comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.**, Brasília, DF, jul. 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm. Acesso em: 04 nov. 2019.

_____. Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018. **Redução do limite de carga para contratação de energia por parte dos consumidores**, Brasília, DF, dez. 2018. Disponível em: http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754. Acesso em: 04 nov. 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Comercialização:** Módulo 5 - Mercado de Curto Prazo, 2014. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_058272. Acesso em: 04 nov. 2019.

_____. **Regras de Comercialização:** Votos e Contribuição Associativa, 2017. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_356405. Acesso em: 11 nov. 2019.

_____. **Regras de Comercialização:** Encargos, 2019a. Disponível em: https://www.ccee. org.br/ccee/documentos/CCEE_649383. Acesso em: 04 nov. 2019.

_____. **Procedimentos de Comercialização:** Módulo 3 - Contratação de energia, 2019b. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_062281. Acesso em: 04 nov. 2019.

_____. **Regras de Comercialização:** Preço de Liquidação das Diferenças, 2019c. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_644776. Acesso em: 05 nov. 2019.

_____. **Preço Horário "Sombra"**, 2019d. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal /faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_sombra?_afrLoop =183478679230779&_adf.ctrl-state=1agevia5m0_46#!%40%40%3F_afrLoop%3D18347867 9230779%26_adf.ctrl-state%3 D1agevia5m0_50. Acesso em: 25 nov. 2019.

CAMPOS, T. P. D. **Análise de viabilidade técnico econômica de instalação de um grupo gerador diesel na Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Câmpus Pato Branco.** 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Departamento Acadêmico de Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2016.

CARVALHO, E. A.; ARAÚJO, P. C. **Orientação: rumo, azimute, declinação magnética**. Rio Grande do Norte: UFRN - UEPB, 2008.

CATERPILLAR. **Operation and maintenance manual:** C27 and C32 generator sets. Deerfield, IL, EUA: Caterpillar, 2008. 144 p.

EDP. **Padrão Técnico: conexão de central geradora ao sistema de distribuição com paralelismo momentâneo e ou permanente**, 2016. Disponível em: https://www.edp.com. br/CentralDocumentos/PT.DT.PDN.03.05.026.pdf. Acesso em: 28 out. 2019.

MARTINS, W. H. V. **Aquisição e riscos na contratação de energia elétrica para grandes consumidores industriais**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Pós Graduação em Management) - Especialização do Programa FGV Management, Fundação Getúlio Vargas, Salvador, 2017.

MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA. **Energia Incentivada/Especial**, 2015. Disponível em: https://www.mercadolivredeenergia.com.br/consumidores-livres-e-especiais/energia-incentivada-especial/. Acesso em: 01 dez. 2019.

NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION. **Magnetic Field Calculators**, 2019. Disponível em: https://www.ngdc.noaa.gov/geomag/calculators/magcal c.shtml ?useFullSite=true. Acesso em: 01 dez. 2019.

NATIONAL RENEWABEL ENERGY LABORATORY. **System Advisor Model (SAM)**, 2018. Disponível em: https://sam.nrel.gov/. Acesso em: 25 set. 2019.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014.

RENOVARES. **Nova REN 482, e agora?**, 2019. Disponível em: https://renovares.com.br/nova-ren482. Acesso em: 21 nov. 2019.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos**. 1. ed. Florianópolis: UFSC / LABSOLAR, 2004.

SINDIROCHAS ESPÍRITO SANTO. **Espírito Santo coloca o Brasil entre os maiores países em produção e exportação de mármore e granito**, 2019a. Disponível em: http://www.sindirochas.com/noticias/-espirito-santo-coloca-o-brasil-entre-os-maiores-paises-em-producao-e-exportacao-de-marmore-e-granito.html. Acesso em: 02 nov. 2019.

_____. **Informativo mensal:** Exportações de rochas, 2019b. Disponível em: https://www.sindirochas.com/downloads/relatorios/exportacoes-de-rochas-setembro-2019.pdf. Acesso em: 02 nov. 2019.