

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Itauana Giongo Remonti

**ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DE DEMANDA
APLICADAS AOS CONSUMIDORES COMERCIAIS DO GRUPO A4
CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E
ANÁLISES TARIFÁRIAS**

Santa Maria, RS
2022

Itauana Giongo Remonti

ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DE DEMANDA APLICADAS
AOS CONSUMIDORES COMERCIAIS DO GRUPO A4 CONSIDERANDO A
INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ANÁLISES TARIFÁRIAS

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS
2022

REMONTI, Itauana Giongo
ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DE DEMANDA
APLICADAS AOS CONSUMIDORES COMERCIAIS DO GRUPO A4
CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E
ANÁLISES TARIIFÁRIAS / Itauana Giongo REMONTI.- 2022.
99 p.; 30 cm

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2022

1. Consumidores Comerciais 2. Gerenciamento pelo Lado
da Demanda 3. Geração Distribuída 4. Análise Tarifária 5.
Software Homer I. Bernardon, Daniel Pinheiro II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, ITAUANA GIONGO REMONTI, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

©2022

Todos os direitos autorais reservados a Itauana Giongo Remonti. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Avenida Roraima, 1000, Prédio 10, Bairro Camobi, Santa Maria, RS, 97105-900

Endereço Eletrônico: g.r.itauana@gmail.com

Itauana Giongo Remonti

**ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DE DEMANDA APLICADAS
AOS CONSUMIDORES COMERCIAIS DO GRUPO A4 CONSIDERANDO A
INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ANÁLISES TARIFÁRIAS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 26 de janeiro de 2022:

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador) – (por videoconferência)

Laura Lisiane Callai dos Santos, Dra. (UFSM)
(por videoconferência)

Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr. (UNISINOS)
(por videoconferência)

Santa Maria, RS
2022

NUP: 23081.005355/2022-51

Prioridade: Normal

Homologação de ata de banca de defesa de pós-graduação

134.332 - Bancas examinadoras: indicação e atuação

COMPONENTE

Ordem	Descrição	Nome do arquivo
8	Parecer de defesa de dissertação/tese (134.332)	Folha de Aprovação - Itauana Giongo Remonti.pdf

Assinaturas

23/05/2022 09:06:42

DANIEL PINHEIRO BERNARDON (PROFESSOR DO MAGISTÉRIO SUPERIOR)

07.37.00.00.0.0 - DEPARTAMENTO DE ELETROMECÂNICA E SISTEMAS DE POTÊNCIA - DESP

23/05/2022 12:09:37

LAURA LISIANE CALLAI DOS SANTOS (PROFESSOR DO MAGISTÉRIO SUPERIOR)

31.06.00.00.0.0 - COORDENAÇÃO ACADÊMICA - UFSM-CS - C_ACA_UFSM-CS

27/05/2022 14:38:00

PAULO RICARDO DA SILVA PEREIRA (Pessoa Física)

Usuário Externo (916.***.***.**) 

Código Verificador: 1464300

Código CRC: b9b0509f

Consulte em: <https://portal.ufsm.br/documentos/publico/autenticacao/assinaturas.html>



Dedico este trabalho para as minhas
afetividades que caminham ao lado,
dando potência para eu seguir.
Principalmente a minha mãe,
Nelda Giongo Remonti.

AGRADECIMENTOS

Em tempos difíceis o 'novo normal' é ir(real), banalizar transformações e mudanças nos torna menos humanos e que possamos sempre pensar além de nós, que possamos sempre nos lembrarmos que vivemos em comunidade e que sozinhos o caminho fica sem sentido, o caminho é praticamente insignificante.

Agradeço primeiramente a base da minha existência, a minha mãe, Nelda Giongo Remonti, uma das mulheres mais fortes, que carrega sempre o bom humor consigo e o sorriso largo estampado no rosto.

Que o esquecimento jamais se torne uma prática e que possamos sempre vivermos e experienciar bons momentos ao lado de quem nos constituem, por isso à memória de meu pai, Davi Erio Remonti, agradeço o tempo compartilhado e os ensinamentos passados.

Aos meus irmãos, Silvano Giongo Remonti, Tatiana Giongo Remonti e Alexandre Giongo Remonti, eles foram os primeiros amigos e com eles estou sempre aprendendo.

Agradeço a todas as minhas amigas de caminhada, com certeza sem elas chegar até aqui seria insuportável e vão. Cabe citar os nomes da Liliana Souza de Oliveira, Nara Camargo, Alice Dalmaso, Eleonora Lazzari, Roberto Viana e Tiago Sanchotene, juntos desde sempre e na pandemia tornaram esse momento mais cúmplice e presentes, mesmo distantes fisicamente.

Agradeço a uma garota especial, que chegou em meio ao caos e tirou os meus pés do chão – literalmente saltando de paraquedas -, com seu sorriso sincero, seu olhar intrigante e seu abraço de fortaleza, fez os dias ficarem mais leves mesmo sendo complicados, tornou a vida mais interessante e ajud(ou)a eu ser melhor, ser melhor para mim para depois ser com o outro. Essa garota, Luísa Müller Bronzatti, todo o meu amor e o meu carinho.

Agradeço ao Professor Daniel Pinheiro Bernardon, que confiou até o fim, incentivou, apoiou e com sua disponibilidade, ensinamento e paciência tornou possível esse trabalho ser concluído, através de suas críticas e análises, contribuindo assim no meu crescimento pessoal e profissional.

Agradeço a Prefeitura Municipal de Santa Maria, por autorizar esse trabalho a se tornar mais concreto, permitindo assim, o estudo de caso no Parque Tecnológico de Santa Maria, ao Tecnoparque meu agradecimento por ser e fazer parte do estudo.

Agradeço aos professores do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência – CEESP, pelo conhecimento compartilhado e pela disponibilidade em ensinar, mais do que isso, em educar.

Agradeço aos colegas de mestrado pelos debates nos seminários e nas aulas, pelas críticas, pelos ensinamentos vivenciados e principalmente, pela parceria de ajudar a tornar o trabalho mais interessante e de fato palpável.

Agradeço à empresa que trabalho como Engenheira Eletricista, EON Energia e Iluminação, sem o apoio e o incentivo de eu seguir os estudos, com certeza esse trabalho seria apenas ilusório em minha mente. Agradecimento especial ao Gestor e também Engenheiro Civil Gilmar Piovezan, pela confiança e força, aos diretores Elton Tomazetti e Dinei Faller, ao Supervisor Operacional Sandro Machado e ao Dionathan Fagundes, por segurarem a ‘barra’ com as equipes nas minhas ausências, dada as aulas e monitorias, somos um time e seguimos sempre.

Por último, e não menos importante, agradeço à Universidade Federal de Santa Maria – UFSM, ao Centro de Tecnologia e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, pela oportunidade de fazer parte desta instituição, a qual é focada integralmente em formar profissionais-pessoas, que possam fazer a diferença através da pesquisa, ensino e extensão.

“Descompassos.

Onde morro, nasço.

Nascendo, viro poeira.

Vida-morte-vida: obra de arte”.

Alice Dalmaso

RESUMO

ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DE DEMANDA APLICADAS AOS CONSUMIDORES COMERCIAIS DO GRUPO A4 CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ANÁLISES TARIFÁRIAS

AUTOR: Itauana Giongo Remonti
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon

Esta dissertação apresenta impactos técnicos e financeiros na aplicação de estratégias de Gerenciamento pelo Lado de Demanda (GLD), em consumidores comerciais do Grupo A4, considerando a inserção de Geração Distribuída (GD), analisando as cargas gerenciáveis e a análise tarifária do Grupo A: Verde e Azul. Para a aplicação das estratégias de GLD, utilizou-se as técnicas de deslocamento de carga por hora para a redução de pico, com o objetivo de manipular o consumo no horário de ponta. Com isso, a GD é considerada uma estratégia de GLD, a qual possibilita gerenciar cargas e armazenar energia através de baterias. Assim como, a análise tarifária, para viabilizar as aplicações das estratégias de GLD, por ser uma tarifa dinâmica horária no consumidor comercial. Para a realização das simulações foi utilizado o *software Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER)*. O qual tem como finalidade a análise técnica e econômica para a aplicação das estratégias de GLD em consumidor comercial, levando em consideração a inserção da GD (utilizando como fonte de geração de eletricidade a energia solar, gerenciando cargas e tendo em seu um sistema de armazenamento de energia com baterias), assim como, a análise tarifária. Sobretudo, concluiu-se neste trabalho que a análise do sistema elétrico do consumidor comercial juntamente com um planejamento de estratégias de GLD e inserção de GD, contribuíram para uma maior eficiência energética, assim como, uma economia financeira para o consumidor e otimização do sistema elétrico. Contudo, é importante ressaltar a importância dessas novas tecnologias, as quais são favorecidas com a expansão de Redes Elétricas Inteligentes (REI) e a Geração Distribuída, fazendo-se necessário novos métodos e estratégias que melhor explorem seus benefícios.

Palavras-chave: Consumidores Comerciais. Gerenciamento pelo Lado da Demanda. Geração Distribuída. Análise Tarifária. Cargas Gerenciáveis. *Software Homer*.

ABSTRACT

STRATEGIES OF DEMAND-SIDE MANAGEMENT APPLIED TO COMMERCIAL CONSUMERS OF THE GROUP A4 CONSIDERING THE INSERTION OF DISTRIBUTED GENERATION AND TARIFF ANALYSIS

AUTHOR: Itauana Giongo Remonti
ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon

This Master's Dissertation presents on the technical and financial impacts of the application of strategies Demand Side Management (DSM) in commercial consumers of the Group A4, considering the insertion of Distributed Generation (DG), analyzing the manageable loads and the tariff analysis of the Group A: Green and Blue. For the application of strategies DSM, the techniques of load displacement per hour used for peak reduction, with the objective of manipulating consumption during peak hours. With this, DG considered strategies of the DSM. As well as, the tariff analysis, to enable the application of the strategy DSM because it is a dynamic hourly tariff in the commercial consumer. As a simulation tool was used the Hybrid Optimization Model for Electric Renewables software (HOMER). Which has as purpose the technical and economic analysis for the application of the strategies DSM in the commercial consumer, taking into consideration the insertion of the DG (using solar energy as a source of electricity generation, managing loads and having an energy storage system with batteries in it), as well as the tariff analysis. Mainly, it concluded in this work that the analysis of the electrical system on the commercial consumer, together with a planning of strategies DSM and insertion of DG, contributed to greater energy efficiency, as well as financial savings for the consumer and optimization of the electrical system. However, it is important to emphasize the importance of these new technologies, which are favored with the expansion of Intelligent Electric Networks (REI) and Distributed Generation.

Keywords: Commercial Consumers. Demand-Side Management. Distributed Generation. Tariff Analysis. Manageable Loads. Software Homer.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estratégias de GLD.....	22
Figura 2 - Resposta da Demanda no Sistema Elétrico.....	24
Figura 3 - Componentes utilizados na simulação do estudo de caso.....	30
Figura 4 - Exemplo do diagrama do sistema elétrico no <i>software HOMER</i>	31
Figura 5 - Parâmetros solares de Santa Maria – RS.....	34
Figura 6 - Propriedades técnicas e econômicas do Painel Fotovoltaico	35
Figura 7 - Propriedades técnicas e econômicas da bateria.....	36
Figura 8 - Propriedades técnicas e econômicas do conversor-inversor	37
Figura 9 - Fluxograma da metodologia.....	40
Figura 10 - Curva de carga do sistema elétrico.....	41
Figura 11 - Curva de carga utilizando a estratégia de GLD CE.....	42
Figura 12 - Curva de carga comparativa (sem GLD x com GLD CE).....	43
Figura 13 - Curva de carga utilizando a estratégia de GLD PV	44
Figura 14 - Curva de carga comparativa (sem GLD x com GLD PV)	45
Figura 15 - Relação das análises do estudo de caso.....	48
Figura 16 - Resultados da simulação com Rede + Tarifa Verde + GD.....	51
Figura 17 - Comparativo (Rede + Tarifa Verde + GD) com apenas a Rede Elétrica.....	52
Figura 18 - Resumo do Fluxo de caixa da (Rede + Tarifa Verde + GD).....	53
Figura 19 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Verde + GD)	53
Figura 20 - Produção média de eletricidade com (Rede + Tarifa Verde + GD)	54
Figura 21 – Dados do sistema elétrico com (Rede + Tarifa Verde + GD)	55
Figura 22 - Resultados da simulação com (Rede + Tarifa Azul + GD).....	56
Figura 23 - Comparativo (Rede + Tarifa Azul + GD) com apenas a Rede Elétrica	56
Figura 24 - Fluxo de caixa da (Rede + Tarifa Azul + GD)	57
Figura 25 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Azul + GD).....	58
Figura 26 - Produção média de eletricidade com (Rede + Tarifa Azul + GD).....	58
Figura 27 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Azul + GD)	59
Figura 28 - Resultados da simulação com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE)	60
Figura 29 - Comparativo (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE) com apenas a Rede Elétrica	61
Figura 30 - Fluxo de caixa com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE).....	62
Figura 31 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE).....	63
Figura 32 - Produção média de eletricidade com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE)	64
Figura 33 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE)	65
Figura 34 - Resultados da simulação com Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV	66
Figura 35 - Comparativo (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV) com apenas a Rede Elétrica	66
Figura 36 - Fluxo de caixa com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV)	67
Figura 37 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV).....	68
Figura 38 - Produção média de eletricidade do sistema com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV)	69
Figura 39 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV).....	70

Figura 40 - Resultados da simulação com Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE.....	71
Figura 41 - Comparativo (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE) com apenas a Rede Elétrica	72
Figura 42 - Fluxo de caixa com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE)	73
Figura 43 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE)	74
Figura 44 - Produção média de eletricidade com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE)	75
Figura 45 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE)	76
Figura 46 - Resultados da simulação com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV).....	77
Figura 47 - Comparativo (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV) com apenas a Rede Elétrica	77
Figura 48 - Fluxo de caixa com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV).....	78
Figura 49 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV).....	79
Figura 50 - Produção média de eletricidade do sistema elétrico (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV)	80
Figura 51 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV)	81
Figura 52 - Resultados da simulação com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE E GLD PV)	82
Figura 53 - Comparativo (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE e GLD PV) com apenas a Rede Elétrica	82
Figura 54 - Fluxo de caixa com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE e GLD PV)	83
Figura 55 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE e GLD PV)	84
Figura 56 - Produção média de eletricidade do sistema elétrico (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE e GLD PV)	85
Figura 57 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE e GLD PV)	86
Figura 58 - Resultados da simulação com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE E GLD PV)	87
Figura 59 - Comparativo (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE e GLD PV) com apenas a Rede Elétrica	87
Figura 60 - Fluxo de caixa com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE e GLD PV)..	88
Figura 61 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE e GLD PV)	89
Figura 62 - Produção média de eletricidade do sistema elétrico (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE e GLD PV)	90
Figura 63 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE e GLD PV)	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Consumo de energia elétrica no consumidor comercial.....	26
Tabela 2 - Valores tarifários RGE Sul	46
Tabela 3 - Comparação dos resultados das simulações.....	92

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
DC	Deslocamento de Carga
E	Energia
EFP	Energia Fora de Ponta
EI	Energia Intermediária
EP	Energia de Ponta
GD	Geração Distribuída
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
HOMER	Hybrid Optimization Model for Electric Renewables
LED	Light Emitting Diode
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NT	Nota Técnica
PV	Painel Fotovoltaico
PROCEL	Programa Brasileiro de Conservação de Energia Elétrica
RGE	Concessionária de Energia Elétrica da Região de Santa Maria
REI	Redes Elétricas Inteligentes
RN	Resolução Normativa
RD	Resposta da Demanda
RP	Redução de Pico
RTP	Real Time Pricing
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SINPHA	Sistema de Informações de Posses e Hábitos de Uso de Aparelhos Elétricos
TE	Tarifa de Energia
TOU	Time of use
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
W	Watts

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	15
1.2	OBJETIVOS	16
1.2.1	Objetivo Principal	16
1.2.2	Objetivos Específicos	16
1.3	CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO	17
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	CONCEITOS E CATEGORIAS DE GLD	18
2.2	ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA	20
2.3	RESPOSTA DE DEMANDA	23
2.4	BREVE ESTUDO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CONSUMIDORES COMERCIAIS	25
2.5	ANÁLISE TARIFÁRIA VIGENTE DA CONCESSIONÁRIA RGE SUL	26
2.6	TECNOLOGIA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	28
2.7	MODELAGEM DO SOFTWARE DE SIMULAÇÃO HOMER	29
2.7.1	Painel Fotovoltaico	33
2.7.2	Bateria	36
2.7.3	Conversor Corrente Contínua / Corrente Alternada - Inversor	37
3	METODOLOGIA PROPOSTA DE GLD EM CONSUMIDORES COMERCIAIS DO GRUPO A	39
3.1	PERFIS DE CARGA CONSIDERADOS NA SIMULAÇÃO DO ESTUDO DE CASO DO CONSUMIDOR COMERCIAL	41
3.2	TARIFAS COMERCIAIS UTILIZADAS COMO ESTRATÉGIAS	45
3.3	INSERÇÃO DA TECNOLOGIA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO NO <i>SOFTWARE HOMER</i>	47
4	APLICAÇÃO DO ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES ...	50
4.1	ESTUDO DE CASO – PARQUE TECNOLÓGICO DE SANTA MARIA / RS	50
4.2	REDE + TARIFA VERDE + GD	51
4.3	REDE + TARIFA AZUL + GD	55
4.4	REDE + TARIFA VERDE + GD + GLD CE	60
4.5	REDE + TARIFA VERDE + GD + GLD PV	65
4.6	REDE + TARIFA AZUL + GD + GLD CE	70
4.7	REDE + TARIFA AZUL + GD + GLD PV	76
4.8	REDE + TARIFA AZUL + GD + GLD CE E GLD PV	81
4.9	REDE + TARIFA VERDE + GD + GLD CE E GLD PV	86
4.10	ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES.....	91
5	CONCLUSÃO	93
5.1	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	94
	REFERÊNCIAS	96
	ANEXO A	99

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Dado os avanços tecnológicos, o setor elétrico brasileiro e mundial também acompanham essa revolução, os quais agregam às Redes Elétricas Inteligentes (REI), referindo-se ao *Smart Grid*.

De forma geral, essas mudanças visam desenvolver novas estratégias para um gerenciamento mais transparente, prático e sustentável na geração e utilização da energia elétrica. Tendo como consequência a redução de impactos ambientais na geração de eletricidade e um consumo consciente no uso dessa energia.

Com isso, no ano de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), reguladora nacional, através da Resolução Normativa – REN nº 482, atualizada pela resolução 687 de 15 de novembro de 2015, com o intuito de incentivar e reduzir barreiras na inserção de Geração Distribuída, com foco maior na energia solar. Criando assim, regras e o sistema de compensação de energia gerada pelo consumidor, a qual é injetada na rede da concessionária (ANEEL, 2018).

Para o aprimoramento dessas novas tecnologias, tem-se as estratégias de Gerenciamento pelo Lado de Demanda (GLD), sendo de extrema importância no estudo para o planejamento e implementação do sistema elétrico, levando em consideração as curvas típicas de carga a serem aplicadas dado o consumidor comercial.

Para a otimização de viabilidade técnica e econômica das estratégias de GLD, é imprescindível a integração nas *Smart Grids*, possibilitando o monitoramento, gerenciamento e tomada de decisão em tempo real, pelo próprio consumidor, isso aliado à análise tarifária, a qual possibilita limitar o carregamento do sistema elétrico no horário de pico, fazendo com que o consumidor comercial busque alternativas de otimização para o seu sistema elétrico, buscando alternativas que o auxiliem para um melhor aproveitamento da energia elétrica.

O objetivo principal deste trabalho é elaborar estratégias de Gerenciamento pelo Lado de Demanda, o qual leva em consideração a implementação da Geração Distribuída, sendo utilizado para a geração de energia elétrica, um sistema de placas fotovoltaicas, com implementação de armazenamento de energia através de baterias e, podendo assim, gerenciar cargas (iluminação, refrigeração, aparelhos eletrônicos,

entre outros). Complementado o estudo para uma melhor elaboração de estratégias de GLD, foi levado em consideração a análise tarifária do consumidor comercial.

A partir disso, fez-se a modelagem desse sistema elétrico (considerando essas novas tecnologias), no *software* de simulação *HOMER*. Sobretudo, aplicando as estratégias de GLD, sendo complementadas pela Geração Distribuída, gerenciamento de cargas e análise tarifária no Grupo A, focado no consumidor comercial.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Principal

O principal objetivo deste trabalho é avaliar, através do Gerenciamento pelo Lado de Demanda (GLD), em consumidores comerciais do Grupo A, criando estratégias para um uso sustentável e eficiente de todo o sistema elétrico. Sobretudo, analisar o sistema em conformidade com a inserção de Geração Distribuída (utilizando energia solar, cargas gerenciáveis e armazenamento de energia com baterias) e a análise tarifária.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Configurar e aplicar o sistema de Geração Distribuída conectado à rede de energia elétrica no *software HOMER*;
- Modelar e analisar as curvas típicas da carga horária diária do sistema elétrico do consumidor comercial;
- Analisar as potências injetadas no sistema elétrico para criar novas estratégias de acordo com cada caso;
- Identificar as estratégias de GLD para consumidores comerciais, dentro do Grupo A da concessionária de distribuição RGE Sul;
- Simular as aplicações de programas de GLD nos consumidores comerciais no *software* de simulação *HOMER*;
- Utilizar o *software HOMER* para simular o estudo de caso para auxiliar nas análises dos resultados, sendo possível identificar as características técnicas e econômicas.

1.3 CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

As principais contribuições deste trabalho é o estudo sobre o Gerenciamento pelo Lado de Demanda em consumidores comerciais com a implementação da Geração Distribuída aplicando análise tarifária. Com isso, tem-se:

- A inserção de GD no sistema elétrico do consumidor comercial Grupo A, utilizando como recurso natural a energia solar, armazenamento de energia elétrica através de baterias e gerenciando cargas;
- A aplicação de estratégias de GLD para consumidores comerciais;
- A utilização da metodologia de análise da viabilidade técnica e econômica com a implementação da análise tarifária, da Geração Distribuída nos consumidores comerciais e a aplicação do gerenciamento de carga pelo lado da demanda. Esse estudo de caso é implementado no *software HOMER*.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho é organizado em 6 (seis) capítulos, sendo:

O capítulo 1, sendo esta parte introdutória.

O capítulo 2, é reservado para a fundamentação teórica do Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) em consumidores comerciais, o qual compõem-se da seguinte forma: as estratégias de GLD nos consumidores comerciais; a abordagem da implementação da tecnologia de Geração Distribuída; e uma abordagem das tarifas da concessionária RGE Sul.

O capítulo 3, é reservado para a metodologia proposta de GLD, a qual está composta da seguinte forma: apresentação dos perfis de carga, tanto com as estratégias de GLD e apenas o perfil de carga sem GLD do consumidor comercial; as tarifas comerciais do Grupo A, que são o foco deste estudo; e a inserção da tecnologia de GD.

O capítulo 4, apresenta a aplicação do estudo de caso, trazendo a modelagem das curvas típicas horárias do consumidor comercial, assim como, abrange a análise das simulações realizadas no *software HOMER*.

O capítulo 6, é reservado para a conclusão deste trabalho, trazendo as considerações finais, assim como, as propostas para trabalhos futuros e as sugestões de melhoramento no sistema elétrico do estudo de caso.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CONCEITOS E CATEGORIAS DE GLD

O Gerenciamento pelo Lado da Demanda tem como referência o planejamento, a implementação e o monitoramento de estratégias nas ações da concessionária, na influência do uso da energia elétrica dos consumidores, tendo como forma de produzir alterações desejadas na curva de carga, principalmente no horário de pico. Como princípio dessas atividades têm-se: o gerenciamento de carga, a conservação estratégica do consumo, as eletrificações, a geração de energia pelo lado do consumidor utilizando fontes de energias renováveis na produção de eletricidade, a substituição de equipamentos ultrapassados por outros mais eficientes e outras estratégias para o crescimento da participação no mercado do setor elétrico (SIANAKI, MASOUM e PODTAR, 2017).

O GLD pode ser visto de duas formas distintas: uma ação que pode ser tomada pela concessionária e a outra pelo consumidor. Com isso, quando a concessionária toma essa atitude, ela tem como objetivo principal aumentar a eficiência do sistema e garantir a estabilidade da rede elétrica, fazendo com a demanda no horário de pico reduza (ZHANG e GROSSMANN 2016).

As estratégias de GLD podem auxiliar o consumidor para ter acesso e autonomia na tomada de decisão quanto ao seu consumo, fazendo com que a tarifa de energia seja mais econômica. Entretanto, para definir o potencial desta economia é preciso e necessário realizar alguns fatores, como: a quantidade de cargas gerenciáveis, a capacidade de armazenamento da geração de energia e as variações de preço (diárias e/ou horárias). Além disso, é de extrema importância destacar que os benefícios obtidos com a implementação do GLD são tanto para concessionária de energia elétrica quanto para os consumidores (ZHANG e GROSSMANN, 2016).

Pode-se classificar o GLD em duas categorias (CORTEZ, 2017)

- Gerenciamento pelo Lado de Demanda de forma direta: nessa categoria, a concessionária é responsável por determinar as cargas, as quais podem ser reduzidas ou até mesmo desconectadas do sistema elétrico do consumidor. Essa estratégia ocorre através de um contrato de interrupção com o consumidor;

- Gerenciamento pelo Lado de Demanda de forma indireta: categoria em que o próprio consumidor tem livre acesso em seu sistema elétrico para remanejar a sua demanda, fazendo com que o preço horário, o qual é gerado pela concessionária, seja alterado de acordo com seu consumo, sendo uma categoria mais autônoma.

O GLD direto, faz com que a concessionária tenha controle diretamente na carga do consumidor, pois essa categoria possibilita o ligamento e o desligamento de determinados equipamentos, sendo possível tomar essa ação tanto fora quanto durante os períodos de pico da demanda, assim como em eventos críticos. Essas aplicações são mais comuns em equipamentos de climatização e em aparelhos de aquecimento, podendo ser pausados e religados.

Como isso, tem-se a Resposta da Demanda – RD, como exemplo de GLD direto, que tem como objetivo principal reduzir a demanda de pico no consumo de energia, possibilitando evitar emergências no sistema elétrico. De forma mais genérica, é quando a concessionária ajustar o padrão de consumo de energia do consumidor, no espaço e no tempo, em resposta a algum estímulo. Este estímulo pode ser a variação de preços, assim como outros incentivos econômicos, outros contratos e até um pacto social (PJM, 2017).

A implementação da RD é feita através de dispositivos eletrônicos que possibilitam a comunicação com a concessionária de energia elétrica, a qual recebe comandos para desligar e/ou religar as cargas conectadas no sistema, de acordo com a solicitação da concessionária ou com as variações tarifárias de energia. Essa implementação é a principal diferença entre uma RD e um sistema comum de gerenciamento de demanda (BERNARDON et al, 2015).

O GLD indireto, baseia-se na autonomia do consumidor, o qual é formado por ações que não permitem o controle direto na carga do consumidor pela concessionária. Essa categoria, apenas permite modificar a curva de carga através de mudanças nos hábitos de consumo e no controle da mesma por parte do consumidor. Como exemplo dessa categoria, pode-se citar a análise do preço das tarifas horárias e/ou diárias, as quais incentivam, por parte da concessionária, o deslocamento da curva de carga no pico da demanda, onde o preço da energia é reduzido (SIANAKI, MASOUM e PODTAR, 2017).

Conforme Campos (2004), o GLD, tem as tarifas como o principal elemento mais importante em muitos programas, pois podem ser o programa em si e/ou o direcionador econômico e motivador para incentivar alternativas de GLD. Assim como, uma forma de impulsionar estratégias eficientes nesse avanço tecnológico.

2.2 ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

As estratégias aplicadas para moldar a curva de carga utilizando o GLD, tanto na categoria direta ou indireta, são as mesmas, o que diferencia uma categoria para outra é apenas quem controla o comando para alterar a curva de carga, a concessionária (GLD direto) ou consumidor (GLD indireto).

Segundo Sianaki, Masoum e Podtar (2017), há seis estratégias possíveis para formar a curva de carga, que são: a conservação estratégica; o crescimento estratégico da carga; a curva de carga flexível; o preenchimento de vales; o deslocamento de carga; e a redução do pico.

Além das seis estratégias citadas acima pelo autor, este trabalho apresenta também como estratégias para montar a curva de carga, a Geração Distribuída (utilizando sistema fotovoltaico com banco de baterias), o gerenciamento de cargas e a análise tarifária do Grupo A.

Abaixo são descritas as estratégias referentes à Sianaki, Masoum e Podtar (2017):

a) Conservação estratégica (*strategic conservation*): baseia-se na mudança da curva de carga através do incentivo à substituição de equipamentos obsoletos por equipamentos mais eficientes e com novas tecnologias. Essa estratégia é adotada pelas concessionárias através de programas para estimular a mudança no padrão de uso de energia elétrica, a fim de reduzir o consumo de energia não somente no horário de ponta, mas ao longo do dia.

b) Crescimento estratégico da carga (*strategic load growth*): baseia-se no crescimento da carga, a qual incentiva a substituição de equipamentos ineficientes (que utilizam combustíveis fósseis) por equipamentos elétricos. Essa medida provoca o crescimento global de vendas, estimulado pela empresa e beneficiando os consumidores.

c) Curva de carga flexível (*flexible load shape*): essa estratégia se relaciona à confiabilidade. É empregada no planejamento, o qual deve englobar o estudo da oferta

e da demanda de energia elétrica, podendo a carga ser flexível, dando aos consumidores opções de qualidade do serviço, que variam conforme o preço na tarifa horária. Esta medida envolve uma carga não interruptiva, um gerenciamento integrado de energia e aparelhos individuais de controle.

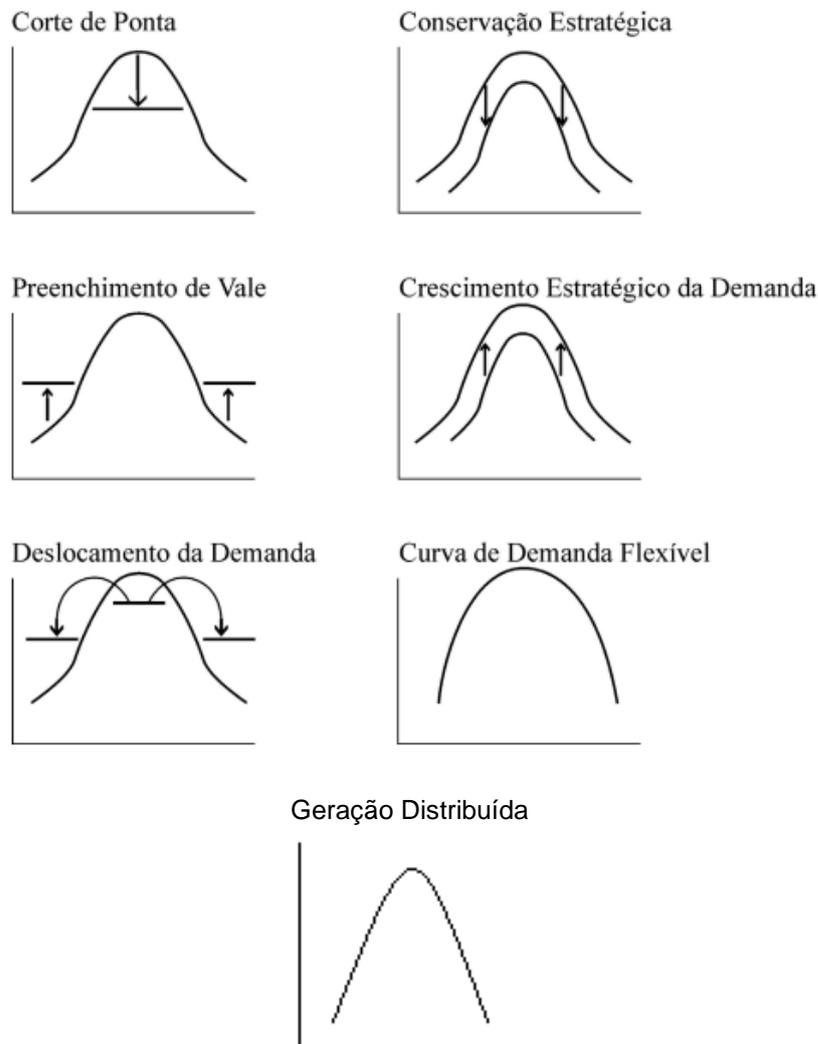
d) Preenchimento de vales (*valley filling*): baseia-se em incentivar a preencher os vales existentes fora do horário de ponta, fazendo o consumidor utilizar mais energia elétrica no período em que a concessionária oferece energia elétrica mais barata. Tendo como benefício uma redução dos custos de serviço, pois distribui os custos fixos de capacidade sobre uma base maior de venda de energia.

e) Deslocamento de carga (*load shifting*): baseia-se em uma técnica de gerenciamento, que incentiva o deslocamento da carga do horário de pico para o horário fora do pico. Sendo assim, essa estratégia combina os efeitos do corte de energia na ponta e do preenchimento de vale. Essa medida possui um motivador financeiro, pois impõe tarifas mais caras no horário de pico e tarifas mais baratas no momento de menor carregamento do sistema elétrico, impulsionando a transferência de carga para horários fora da ponta.

f) Redução do pico (*peak clipping*): essa estratégia é uma das formas mais clássicas de gerenciamento de carga. É definida como a redução da carga de ponta através do controle direto de carga (desligamento de aparelhos do consumidor). Normalmente as empresas empregam o controle direto de carga apenas durante os dias mais prováveis de pico do sistema, mas pode ser utilizado para reduzir o custo de operação e a dependência dos combustíveis fósseis (geração térmica e da água da geração hidrelétrica).

A Figura 1 apresenta de forma gráfica cada uma das estratégias comentadas.

Figura 1 - Estratégias de GLD



Fonte: Adaptado de Bellarmine & Turner (1994).

Assim como apresentado na Figura 1, a Geração Distribuída, também é uma estratégia de GLD, a qual se caracteriza como uma geração de energia elétrica localizada próxima à carga, que utiliza fontes renováveis de energia para a produção de eletricidade e, independente da tecnologia de geração, pode ser utilizada para suprir a energia fornecida pela concessionária, no período em que esta é mais cara ou na sua falta. Podendo também, inserir no sistema elétrico o armazenamento de energia elétrica a partir de baterias.

Portanto, diante das estratégias de GLD apresentadas, este trabalho propõe a utilização do deslocamento de carga, da redução de pico e da Geração Distribuída – considerada como uma estratégia de GLD neste trabalho. Assim como, a Resposta de Demanda também pode ser considerada uma estratégia de GLD.

2.3 RESPOSTA DE DEMANDA

A Resposta de Demanda (RD), do inglês *Demand Response*, é um tipo de estratégia de GLD, e as práticas de RD se referem àquelas que provocam alterações na demanda dos consumidores de acordo com as condições de geração de energia, por exemplo, os preços tarifários. A RD pode ser de dois tipos, a que se baseia em incentivos ou em tarifas horárias (ZHANG e GROSSMANN, 2016).

Segundo Gellings (2009), a RD baseada em incentivos tem como princípio a oferta de benefícios financeiros para os consumidores poderem reduzir o consumo de energia elétrica em períodos de sobrecarga ou na necessidade do sistema elétrico. Sendo assim, esse tipo de RD apresenta vários mecanismos para controlar a demanda, como a aplicação de tarifas interruptivas (o consumidor realiza um acordo com a concessionária, onde ele se dispõe a reduzir o consumo de energia elétrica quando solicitado pela concessionária). A vantagem para o consumidor nessa tarifação é de que o preço dela pode ser bastante reduzido, quando comparada com a convencional (CASTRO, 2016).

Há assim, outros tipos de RD, as quais são baseadas em incentivos no controle direto da carga, em programas de leilões, na recompra de demanda, em programas de resposta da demanda de emergência, em programas de capacidade de mercado ou programas de mercados auxiliares. Já a resposta da demanda com tarifação é baseada no tempo, que tem como objetivo principal promover mudanças no hábito de consumo de energia elétrica dos consumidores, com base em tarifas com valores diferenciados (GELLINGS, 2009).

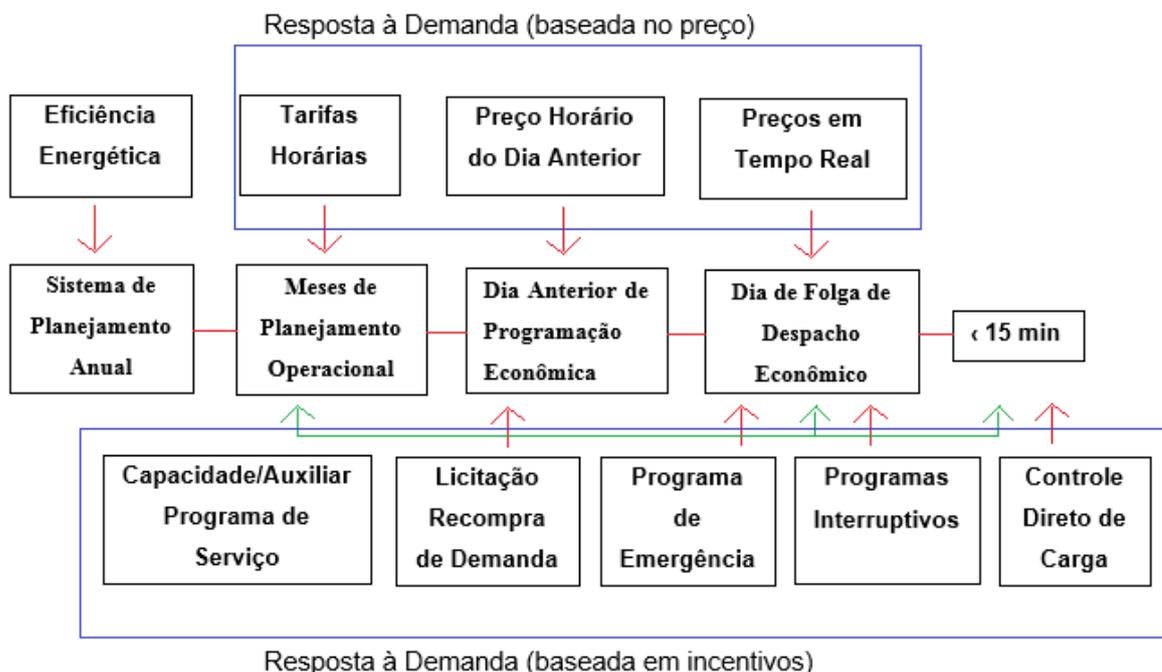
Esse tipo de DR apresenta tarifas do tipo *Time Of Use (TOU)*, *Critical Peak Pricing*, e *Real Time Pricing*. Na tarifa tipo *TOU*, o valor da tarifa apresenta valores fixos conforme o período do dia, com preços baseados no carregamento do sistema elétrico em determinado período do dia. Na tarifa do tipo *Critical Peak Pricing*, as concessionárias alteram o valor da tarifa conforme as antecipações de condições emergenciais do sistema elétrico (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2017). E na tarifa do tipo *Real Time Pricing*, já apresenta preços que variam de hora em hora, conforme os preços de mercado (INITIATIVE, 2017).

Vale ressaltar que na *European Parliament (2017)*, ressaltaram os programas de RD em dois grupos, que são: a resposta da demanda com base em preço; e

resposta da demanda baseada em incentivos. Que são definidos a seguir e apresentados de forma esquemática na Figura 2.

- Resposta da demanda com base em preço: relaciona-se com as mudanças de consumo de energia elétrica por parte dos clientes em resposta às variações nos seus preços de compra. Este grupo inclui o *Time Of Use (TOU)*, o *Real Time Pricing (RTP)* e o *Critical Peak Pricing*. Com isso, as contas de eletricidade podem ser reduzidas conforme se ajusta o tempo do uso da energia elétrica, possuindo vantagens de preços mais baixos em alguns períodos de horários, ocasionando assim uma redução no consumo quando os preços estão elevados. Atualmente, essa categoria baseia-se à programas de RD com base em preços, ajustando o tempo de consumo de forma inteiramente voluntária;
- Resposta da demanda baseada em incentivos: esse programa é baseado em incentivos fixos ou variáveis para os consumidores, os quais são adicionais às tarifas de energia elétrica. Os incentivos podem ser estabelecidos pelas concessionárias, podendo até, em certas situações, haver penalidades aos consumidores que não atendem aos termos contratuais desse programa.

Figura 2 - Resposta da Demanda no Sistema Elétrico



Fonte: Adaptado de (FARIA; VALE, 2011).

O preço da eletricidade, a participação dos clientes, o incentivo e os valores determinados para penalidade dos programas de RD cooperam para definição da demanda dos consumidores.

Sendo assim, para Faria e Vale (2011), os benefícios da RD já eram considerados como uma redução de consumo em horários determinados, assim como, o aumento de confiabilidade, o aumento de eficiência do sistema e da segurança, a redução nos investimentos em novas instalações e a redução do custo global de energia.

Contudo, além da RD como um estratégia de GLD, apresenta-se um breve estudo do consumo de energia elétrica por parte do consumidor comercial, isso para validar a importância de estratégias de GLD para esses clientes.

2.4 BREVE ESTUDO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CONSUMIDORES COMERCIAIS

Para explorar as estratégias de GLD a serem aplicadas neste trabalho, é de extrema importância a caracterização das cargas gerenciáveis do consumidor comercial, o conhecimento sobre os hábitos de consumo e a conscientização de uso do sistema de geração e distribuição, assim como a utilização de seus equipamentos e todo o conjunto de carga que compõem o sistema elétrico do consumidor.

No caso do consumidor comercial, é imprescindível levar em consideração se há sistema de geração de energia elétrica com armazenamento, os equipamentos elétricos utilizados e se há iluminação externa (utilizando Vapor de Sódio, Vapor Metálico ou composto por luminárias LEDs).

Com isso, percebe-se que ter ciência desde a composição de geração de eletricidade até seu consumo, é importante para mudança de hábitos e para o gerenciamento da energia para condicionamentos econômicos, sustentáveis e eficientes.

Na Tabela 1 é demonstrado um estudo anual sobre o consumo de energia elétrica nos consumidores comerciais, realizado desde 1998 até 2019 pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2020), o qual é perceptível a expansão do consumo neste segmento, o qual é considerado neste trabalho.

Tabela 1 - Consumo de energia elétrica no consumidor comercial

Consumo (GWh) no Brasil	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Comercial	83.704	89.840	90.768	87.873	88.292	88.631	92.173
Crescimento no Brasil	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Comercial	5,70%	7,30%	1,00%	-3,20%	0,50%	0,40%	4,00%

Fonte: Adaptado da EPE (2020).

Com base na Tabela 1, é perceptível que o consumidor comercial teve uma caída em seu consumo e crescimento no ano de 2016. Entretanto, a partir de 2017 o mesmo passou a consumir mais energia elétrica e com o passar dos anos o consumo e crescimento aumentaram.

Contudo, para isso é necessário criar estratégias eficientes, sustentáveis e com benefícios econômicos para incentivar a aplicação de novas metodologias e tecnologias neste segmento. Por isso, a análise tarifária também foi considerada como uma estratégia de GLD neste trabalho.

2.5 ANÁLISE TARIFÁRIA VIGENTE DA CONCESSIONÁRIA RGE SUL

A análise tarifária também é considerada uma das estratégias de GLD, as quais foram aplicadas neste trabalho. Com isso, é de extrema importância a modelagem das tarifas no sistema elétrico dos consumidores comerciais.

Segundo a ANEEL, as modalidades tarifárias, por serem um conjunto de tarifas que são aplicáveis ao consumo de energia elétrica, dada a demanda da potência instalada, elas são definidas em Grupos Tarifários, que são definidas na REN nº 414/2010 e no Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). Sendo assim, tem-se os seguintes grupos tarifários vigentes:

- **Grupo A:** são as unidades consumidoras de Alta Tensão (Subgrupos A1, A2 e A3), Média Tensão (Subgrupos A3a e A4), e de sistemas subterrâneos (Subgrupo AS). Tendo com tarifa horária Azul, nas quais as tarifas são diferenciadas no consumo de energia elétrica e de demanda de potência, considerando as horas de utilização do dia (postos tarifários). Disponibilizada para todos os subgrupos do grupo A; e a tarifa horária Verde, nas quais as tarifas são diferenciadas de consumo de energia elétrica, considerando as horas de utilização do dia (postos tarifários), e de

uma única tarifa de demanda de potência. Disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS (ANEEL, 2020).

- **Grupo B:** são as unidades consumidoras de Baixa Tensão, das Classes Residencial (Subgrupo B1), Rural (B2), Demais Classes (B3) e Iluminação Pública (B4). Tendo uma tarifa Convencional Monômnia, a qual é uma tarifa única de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia; e da tarifa Horária Branca, a qual é uma tarifa diferenciada de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). Não está disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1 (ANEEL, 2020/1).

Já as demais acessantes, como Distribuição (são as tarifas aplicadas a distribuidoras que acessam outras distribuidoras. A qual é caracterizada por uma tarifa horária de demanda de potência e consumo de energia para o grupo A, e por uma tarifa de consumo de energia única para o grupo B); e a Geração (que são as tarifas aplicadas às centrais geradoras que acessam os outros sistemas de distribuição, caracterizada por tarifa de demanda de potência única) (ANEEL, 2020).

Vale ressaltar que seguindo as normas da ANEEL, as modalidades tarifárias do Grupo A, as quais são o foco deste trabalho, aplicam-se os horários de ponta e fora ponta. Abaixo, segue a explicação de cada posto tarifário desse grupo, que são:

- **Horário (posto) de ponta:** 3h consecutivas diárias, com exceção dos sábados, domingos e feriados nacionais. Por ser um horário de alta demanda e consumo, a tarifa nesse período pode até ser triplicada;

- **Horário (posto) fora de ponta:** período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta (ANEEL, 2020/2).

Além disso, o Grupo A, o qual é o foco deste trabalho é composto pela Tarifa Verde e pela Tarifa Azul, que abaixo seguem suas características, que são:

- **Tarifa Verde:** os valores de consumo podem ou não ser diferentes no horário de ponta e fora ponta, entretanto, o preço da demanda é diferenciado e o de transporte na ponta é maior;

- **Tarifa Azul:** possui preços diferentes de demanda na ponta e fora ponta.

Dado o exposto acima, percebe-se que a tarifa verde possui apenas um valor de demanda e um preço mais elevado no transporte quando for horário de ponta, já a tarifa azul possui valores diferenciados de demanda, os quais mudam de acordo com as horas de utilização da energia elétrica.

Sendo assim, é claro que se houver um planejamento no consumo e demanda de energia elétrica, se o consumidor souber como consome, qual horário que utiliza a eletricidade, pode-se realizar um maior aproveitamento energético pagando um valor menor. Com isso, alia-se sustentabilidade com a economia financeira.

2.6 TECNOLOGIA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A tecnologia de GD é considerada uma das estratégias de GLD, porque o consumidor tem a possibilidade de gerar a própria eletricidade, podendo assim, suprir uma parte do seu consumo ou o total de consumo, pagando apenas a taxa da concessionária. A inserção de GD no sistema elétrico, permite uma maior sustentabilidade energética aliada a um baixo custo na tarifa, podendo ter um controle sobre a carga de cada equipamento, o qual permite ter autonomia sobre o sistema elétrico.

Para Ayres, et al. (2010) fatores como o crescimento populacional, o aumento natural da demanda por energia elétrica, juntamente com o desenvolvimento das novas tecnologias, o crescimento das pressões ambientais, os incentivos a sistemas economicamente mais eficientes, são fatores que fazem o setor elétrico passar por uma reestruturação. As consequências dessas mudanças, tornam o mercado de energia elétrica mais competitivo, fazendo com que o número de geradores de pequeno e médio porte, os quais são conectados diretamente na rede de distribuição de energia elétrica estejam crescendo cada vez mais.

Com o avanço de novas tecnologias, as fontes alternativas de energia e as pressões ambientais têm sido fatores importantes para o crescimento da Geração Distribuída (GD). Os programas de incentivo à geração a partir de fontes renováveis, as metas de redução de emissões de CO₂ e o avanço tecnológico têm feito com que a GD avance de forma orgânica e exponencial (DONADON, 2010).

Neste trabalho, utiliza-se como fonte renovável a energia solar, sendo a curva de carga do estudo de caso moldada durante os períodos do dia conforme a geração de eletricidade e a disponibilidade solar. Esse sistema de GD é modelado no *software* de simulação *HOMER* através de painéis fotovoltaicos, com inserção de baterias e conversores CC/CA.

2.7 MODELAGEM DO SOFTWARE DE SIMULAÇÃO HOMER

Para a modelagem do sistema elétrico é utilizado o *software* de simulação *HOMER*. É um *software* utilizado globalmente para a modelagem de todo o sistema elétrico, o qual permite a modelagem com fontes de energias renováveis e fontes de energias não renováveis, tendo ferramentas para otimização e a possibilidade de comparação entre um módulo e outro, utilizando a ferramenta de Análise de Sensibilidade (HOMER, 2021).

O *HOMER* permite combinar o sistema elétrico, a construção econômica e confiável do mesmo, os preços da energia elétrica (tanto compra e venda), com a possibilidade de armazenamento e gerenciamento das cargas geradas, sendo elas fontes renováveis e/ou fontes não renováveis para a geração de energia elétrica (HOMER, 2021).

Neste trabalho é simulado a operação do sistema elétrico, as possibilidades de combinações para atender ao perfil de carga do consumidor, fornecendo além dos possíveis modelos de sistemas completos, é considerado os preços dos equipamentos, assim como, os valores tarifários de energia, calculando o balanço energético para cada uma das 8760 horas do ano.

O *HOMER* compara a demanda de energia e a capacidade que o sistema tem de fornecer energia elétrica em determinada hora, fazendo uma decisão de como irão operar os geradores e as baterias que compõem o sistema, englobando os custos de investimentos, os equipamento, a operação e a manutenção (Almeida e Freire, 2008).

O *HOMER* examina todas as combinações possíveis para um sistema elétrico em apenas uma única execução, de acordo com o custo total em valor presente, assim como, do custo da tarifa horária, com isso, ele seleciona os sistemas de acordo com a variável escolhida para a otimização do sistema, levando em consideração as estratégias de GLD abordadas neste trabalho.

O *software* também apresenta um algoritmo de otimização que simplifica o processo de *design* para identificar as opções de menores custos dos sistemas elétricos de Geração Distribuída, aliando a questão econômica, financeira e sustentável na geração de energia elétrica, podendo ser configurado com sistemas híbridos.

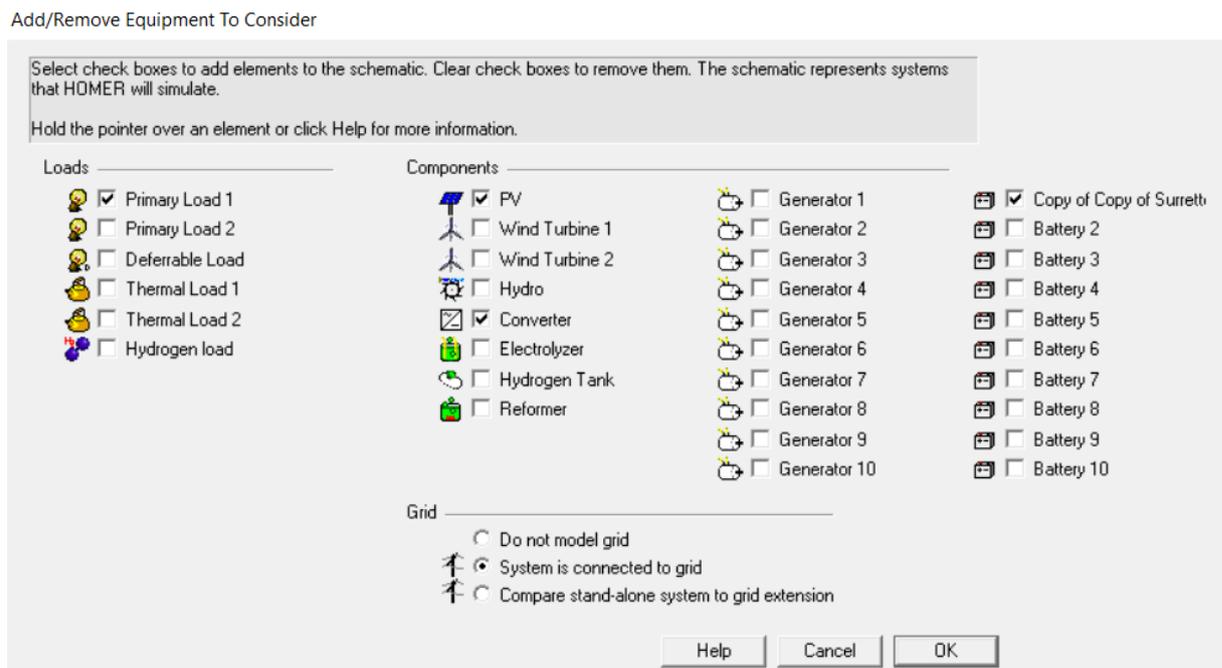
Para a parametrização inicial no *software* de simulação, conforme Almeida e Freire (2008), abaixo segue os critérios de entrada dos equipamentos, que são apresentados na Figura 3 quando inseridos no *software*:

- As potências e os custos dos painéis fotovoltaicos, do grupo de geradores e das baterias a serem utilizados na composição do sistema de energia do consumidor comercial;
- As potências, os custos de manutenção e instalação dos inversores;
- As emissões do uso dos combustíveis;
- As taxas de juros dado o reajuste do mercado.

Outras parametrizações iniciais são realizadas nos critérios que seguem abaixo, segundo Almeida e Freire (2008) e também apresentados na Figura 3 quando inseridos no *software*:

- Condições climáticas e geográficas da região a ser aplicada o estudo;
- A demanda energética (kW) do consumidor comercial escolhido para ser analisado;
- As tarifas de energia referentes à concessionária que gerencia a região do estudo de caso.

Figura 3 - Componentes utilizados na simulação do estudo de caso

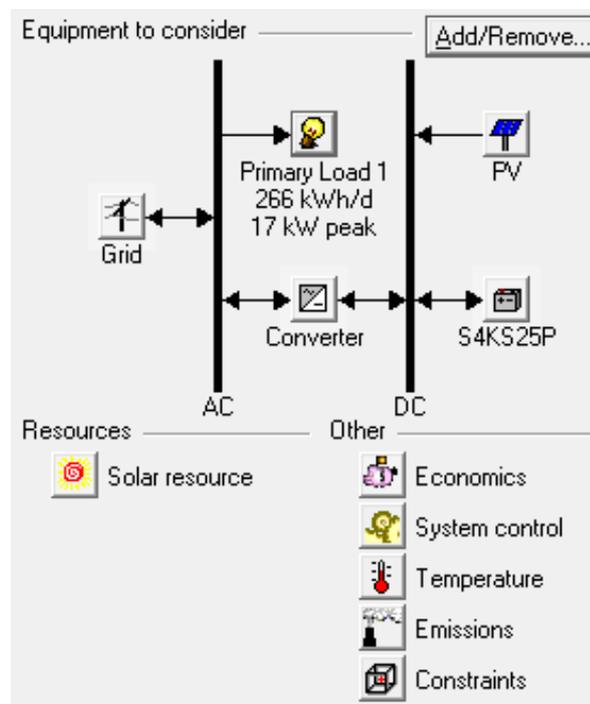


Fonte: Autora (2021).

Após a identificação dos componentes citados na Figura 3, em que o sistema é composto de painéis fotovoltaicos, a carga do estudo de caso, o conversor e a bateria, o programa delimita também três classes de entrada segundo (RODRIGUES, 2006), que são apresentados no *software* dada a Figura 4:

- O perfil do consumo ou a curva de carga;
- Os recursos renováveis;
- Os componentes dos sistemas.

Figura 4 - Exemplo do diagrama do sistema elétrico no *software HOMER*



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 4, é apresentado um diagrama do sistema elétrico, o qual é composto pela rede elétrica (*Grid*), pela carga do sistema a ser estudado (*Primaryload*), pelos conversores CC-CA (*Converter*), pelos painéis fotovoltaicos (PV) e pelas baterias (S4KS25P).

A programação do *software* para o cálculo do valor presente, faz uso da equação (1), segundo Rodrigues (2006):

$$C_{NPC} = \frac{C_{ano,tot}}{FRC(i, R_{proj})} \quad (1)$$

Sendo:

- C_{NPC} é o custo total em valor presente;
- $C_{ano,tot}$ é o custo total anualizado (US\$/ano);
- FRC é o fator de recuperação do capital;
- i é a taxa de desconto (%);
- R_{proj} é o tempo de vida do projeto (anos).

O fator de recuperação do capital é calculado pela equação (2):

$$FRC = i(1 + i)^n \quad (2)$$

Sendo:

- i é a taxa de desconto (%);
- n é o número de anos.

Já o custo total anualizado é estimado a partir da equação (3):

$$C_{ano,tot} = C_{AINV} + C_{AREP} + C_{O\&M} + C_{COMB} \quad (3)$$

Sendo:

- C_{AINV} é o custo anualizado do investimento inicial;
- C_{AREP} é o custo anualizado de reposição dos equipamentos;
- $C_{O\&M}$ é o custo anual de operação e manutenção;
- C_{COMB} é o custo anual de combustível.

Para tanto, o custo anualizado do investimento inicial é igual à equação (4):

$$C_{AINV} = C_{INV} * FRC \quad (4)$$

O custo da energia, também chamado de índice custo/benefício é calculado pela equação (5):

$$COE = \frac{C_{ano,tot}}{EG} \quad (5)$$

Sendo:

- COE é o custo unitário de energia (R\$/kWh);
- EG é a energia anual gerada.

Seguindo, a energia anual gerada é obtida através da equação (6):

$$EG = PI * FC * DI * 8760 \quad (6)$$

Sendo:

- PI é a potência instalada;
- FC é o fator de capacidade;
- DI – fator de disponibilidade.

Portanto, é possível compreender a eficiência e confiabilidade do *software HOMER* para as simulações do estudo de caso, com a possibilidade de uma análise precisa e de otimização para o sistema elétrico. Com isso, é de grande valia a escolha e a inserção dos painéis fotovoltaicos.

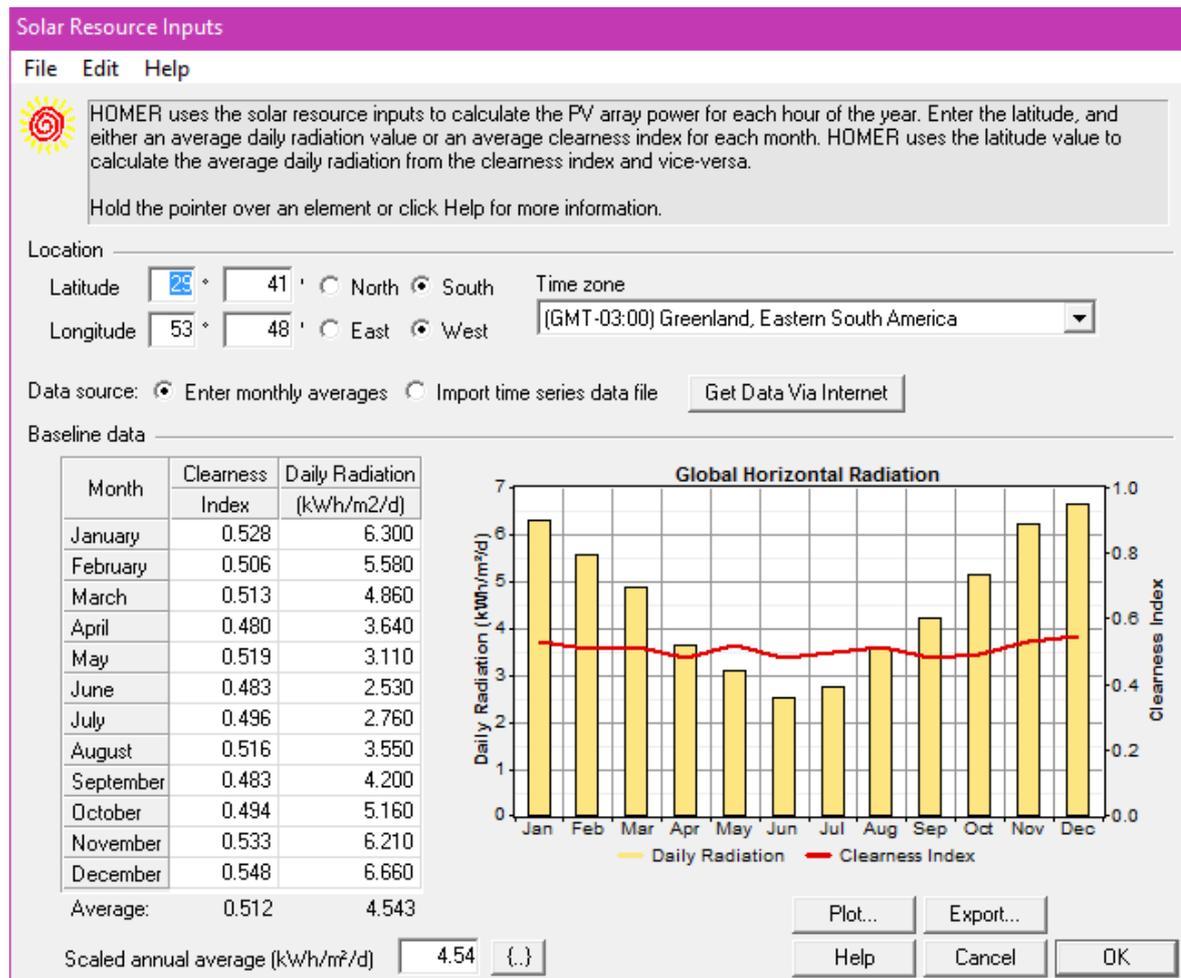
2.7.1 Painel Fotovoltaico

Para a parametrização dos painéis fotovoltaicos no *software HOMER*, são necessários os dados de latitude e longitude, o qual, a partir dessas informações irá calcular a irradiação solar diária média mensal em qualquer cidade do globo terrestre, sendo assim, os dados de radiação solar são obtidos pelo próprio programa.

Vale ressaltar que para o estudo de caso ser mais preciso, é fundamental levar em consideração a incidência solar onde será aplicada a inserção da GD, pois é de extrema importância para o desenvolvimento do projeto a ser instalado no sistema elétrico do consumidor comercial.

Neste trabalho, as simulações são destinadas apenas na região sul do Brasil e os recursos solares utilizados do município de Santa Maria, Rio Grande do Sul, o qual é apresentado na Figura 5, comparando os dados com o CRESESB, 2021.

Figura 5 - Parâmetros solares de Santa Maria – RS



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 5, observa-se a variação significativa da radiação solar de um mês para outro, em Santa Maria o nível de radiação solar diária é maior nos meses de Setembro à Março, já nos meses de Abril à Agosto, o nível de radiação solar diária apresenta valores mais baixos.

Outra parametrização significativa no *software HOMER* a ser cadastrada são as propriedades técnicas e econômicas dos painéis fotovoltaicos, apresentados na Figura 6, os quais foram considerados dos Painéis Fotovoltaicos da marca DAH Solar, com garantia de fabricação de 10 anos e garantia de 80% de geração por 25 anos.

Figura 6 - Propriedades técnicas e econômicas do Painel Fotovoltaico

PV Inputs
File Edit Help

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
0.265	700	700	50
0.300	750	750	50
0.450	964	964	50
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Size (kW)
0.000
0.265
1.000
3.000
8.000
10.000

Properties

Output current AC DC

Lifetime (years) {.}

Derating factor (%) {.}

Slope (degrees) {.}

Azimuth (degrees W of S) {.}

Ground reflectance (%) {.}

Advanced

Tracking system

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C) {.}

Nominal operating cell temp. (°C) {.}

Efficiency at std. test conditions (%) {.}

Cost Curve

Help Cancel OK

Fonte: Autora (2021).

Como demonstrado na Figura 6, é de extrema importância a potência do painel fotovoltaico, o custo de aquisição e de substituição e o custo estimado de operação e manutenção anual (sendo um dado importante a ser acrescentado para uma melhor simulação).

É possível considerar a quantidade de painéis fotovoltaicos com a vida útil dos mesmos, para que o *Homer* possa escolher a melhor alternativa de sistema elétrico dentre as opções simuladas. Assim como, deve-se levar em consideração a escolha da bateria para o armazenamento de energia elétrica.

2.7.2 Bateria

Para a escolha da bateria é importante observar a capacidade nominal da mesma e o preço de aquisição, isso levando em consideração a vida útil, as quais são apresentadas na Figura 7, sendo a parametrizações da bateria.

Figura 7 - Propriedades técnicas e econômicas da bateria

Battery Inputs

File Edit Help

Choose a battery type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the battery bank, such as mounting hardware, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Battery type: **Copy of Copy of Surrette 4K** Details... New... Delete

Battery properties:

Manufacturer: Rolls/Surrette
Website: www.rollsbattery.com

Nominal voltage: 51.8 V
Nominal capacity: 189 Ah (9.79 kWh)
Lifetime throughput: 9.8 kWh

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	8000	8000	160.00
2	16000	16000	320.00
4	24000	24000	480.00
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Batteries
0
1
2
4
6
8
10

Advanced

Batteries per string: (51.8 V bus)

Minimum battery life (yr): {.}

Cost Curve

Cost (000 \$) vs Quantity

Legend: Capital (red line), Replacement (blue line)

Help Cancel OK

Fonte: Autora (2021).

Pela análise da Figura 7 é perceptível que o *software Homer*, propicia uma modelagem adequada para a bateria, com a possibilidade de cadastrar suas propriedades técnicas e econômicas.

Outra questão importante a ser considerada é a quantidade de baterias a serem utilizadas no sistema elétrico, para assim, o *Homer* realizar a melhor escolha dentre as opções de simulação, nesse caso foram consideradas até 10 (dez) baterias. É de

grande relevância considerar a quantidade de conversores dado o tamanho do sistema elétrico em questão.

2.7.3 Conversor Corrente Contínua / Corrente Alternada - Inversor

O *software Homer* também propicia uma modelagem do conversor-inversor, com a possibilidade de cadastrar suas propriedades técnicas e econômicas. Na Figura 8, apresenta-se como se dá a sua parametrização.

Figura 8 - Propriedades técnicas e econômicas do conversor-inversor

Converter Inputs
File Edit Help

A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or vice-versa. A converter can be an inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the converter, such as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each converter capacity in the Sizes to Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverter capacity.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs				Sizes to consider
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)	Size (kW)
16.000	9200	9200	184	9.450
18.000	10000	10000	200	10.000
20.000	10800	10800	216	12.000
{.}	{.}	{.}	{.}	14.000
				16.000
				18.000
				20.000

Inverter inputs

Lifetime (years) {.}

Efficiency (%) {.}

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%) {.}

Efficiency (%) {.}

Cost Curve

Cost (000 \$)

Size (kW)

— Capital — Replacement

Help Cancel OK

Fonte: Autora (2021).

Pela análise da Figura 8 percebe-se que para as simulações é considerada uma quantidade de conversores-inversores, para que o *Homer* possa escolher a melhor opção dado o sistema elétrico estudado, assim como, leva-se em consideração a vida útil do mesmo, utilizando como parâmetro o Inversor Fotovoltaico de 20kW da Fronius.

Portanto, apresentou-se neste capítulo os modelos de perfil de carga do consumidor comercial, baseando-se no sistema elétrico do mesmo sem a implementação de estratégias de GLD, assim como, foram apresentados os perfis de carga com as estratégias de GLD.

Vale ressaltar que as estratégias de GLD utilizadas neste trabalho são: Conservação Estratégica (CE) e Preenchimento de Vales (PV). Assim como, foram apresentadas as composições tarifárias do Grupo A, as quais tem como foco neste trabalho a Tarifa Verde e a Tarifa Azul.

Neste capítulo apresenta-se os componentes de geração, os quais são utilizados nas simulações através do *software Homer* para a obtenção dos resultados desta dissertação, dado o estudo de caso do consumidor comercial.

Sendo assim, apresenta-se a metodologia proposta para este trabalho.

3 METODOLOGIA PROPOSTA DE GLD EM CONSUMIDORES COMERCIAIS DO GRUPO A

Neste capítulo serão abordadas as técnicas e estratégias de GLD utilizadas e como são utilizadas, assim como, as tarifas comerciais levadas em consideração como forma de estratégia. Será apresentado o perfil de carga do estudo de caso deste trabalho, que por sua vez, terá como implementação a inserção e a tecnologia da Geração Distribuída no sistema elétrico do consumidor comercial. Por último, será abordado a modelagem do estudo de caso do *software* de simulação *HOMER*.

Contudo, torna-se um estudo aplicado, pois possibilita a solução de práticas a serem adotadas na sociedade. Assim como, torna-se exploratória por ter que conhecer o problema em questão, para o tornar explícito, fazendo com que a partir disso seja construído estratégias para a solução e/ou amenização do estudo de caso adotado.

Como metodologia proposta segue o fluxograma:

- 1- Analisar o perfil de carga do consumidor dentro da sua classe de consumo;
- 2- Aplicação das tarifas horárias dada a concessionária local do Grupo A (Verde e Azul);
- 3- Aplicação das estratégias de GLD, tanto econômicas quanto técnicas, sendo as escolhidas para este estudo de caso as seguintes: a redução de pico, a conservação estratégica e o deslocamento de carga;
- 4- Como GD, foi aplicada a fonte renovável de energia solar, sendo simulada com a orientação solar do estudo de caso em questão;
- 5- Para as simulações das estratégias adotadas de GLD, utilizou-se o *software* de simulação *HOMER*;
- 6- Por último são analisadas as simulações do estudo de caso.

A Figura 9 apresenta o fluxograma da metodologia.

Figura 9 - Fluxograma da metodologia



Fonte: Autora (2021).

Conforme pode ser visualizado na Figura 9, a metodologia proposta está dividida em 5 etapas, que são:

1ª etapa: amostragem das curvas de cargas, sem as estratégias de GLD e com as estratégias de GLD utilizadas no estudo de caso do consumidor comercial;

2ª etapa: inserção das tarifas horárias do Grupo A (Verde e Azul), considerando a concessionária local, a qual o consumidor comercial faz parte;

3ª etapa: caracterização da fonte renovável para a geração de eletricidade, também considerando a região local do consumidor comercial;

4ª etapa: inserção dos aspectos técnicos e econômicos da GD;

5ª etapa: simulação do estudo de caso no *software HOMER*.

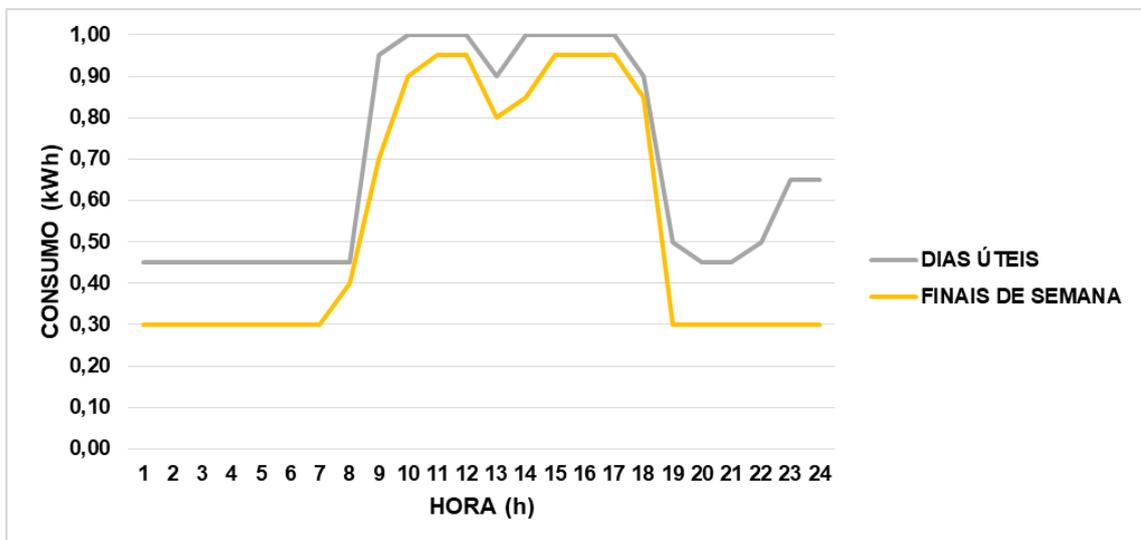
Sendo assim, apresenta-se 1ª etapa dada a Figura 9, sendo as curvas de carga utilizadas para a simulação deste estudo de caso.

3.1 PERFIS DE CARGA CONSIDERADOS NA SIMULAÇÃO DO ESTUDO DE CASO DO CONSUMIDOR COMERCIAL

Neste item é apresentado as curvas de cargas utilizadas neste trabalho, considerando o comportamento do consumidor comercial utilizou-se 2 (duas) técnicas de GLD levando em consideração o estudo de caso, sendo elas: a conservação estratégica (substituindo aparelhos com tecnologias ultrapassadas por uma mais inovadora e eficiente, fazendo com que a economia e o consumo de eletricidade seja mais consciente e orgânica nos horários fora do pico também); e o preenchimento de vales (baseia-se em incentivar a preencher os vales existentes fora do horário de pico, fazendo o consumidor utilizar mais energia elétrica no período em que a mesma é mais barata).

Na Figura 10 apresenta a curva de carga do sistema elétrico em questão, o qual será aplicado as estratégias de GLD e a inserção de GD.

Figura 10 - Curva de carga do sistema elétrico



Fonte: Autora (2021).

Pela análise da Figura 10, percebe-se o comportamento do consumidor comercial, com isso, é possível realizar algumas análises neste estudo de caso, levando em consideração a tarifação do Grupo A (Tarifas Verde e Azul), a inserção da GD e das estratégias de GLD. Considerando a Conservação Estratégica (CE), que se baseia na mudança da curva de carga incentivando a substituição de equipamentos obsoletos por equipamentos mais eficientes e com novas tecnologias.

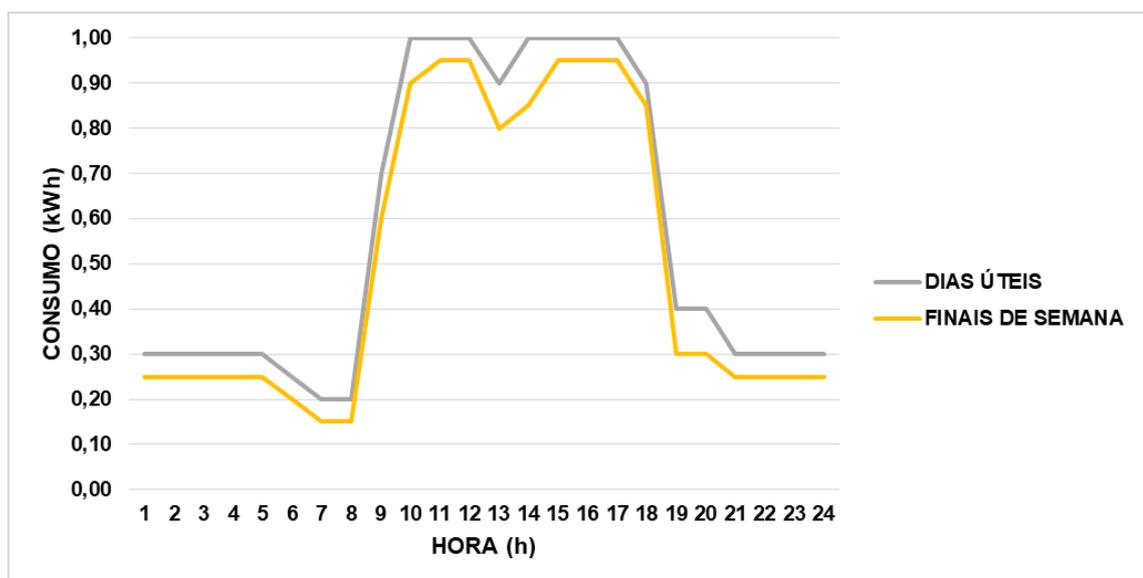
Levando em consideração a estratégia de GLD CE, no estudo de caso foi considerado a substituição da iluminação externa, a qual é composta de 20 (vinte) luminárias Vapor de Sódio 250 *Watts* (W) pela substituição de 20 (vinte) luminárias LEDs (*Light Emitting Diode*). A iluminação externa é acionada aproximadamente no horário das 18h, ficando acesa até 7h da manhã do outro dia.

Com isso, considerando essa substituição e um sistema de Telegestão, que no período de primavera – verão (setembro até março), pode-se programar para as mesmas acionarem a iluminação externa por volta das 19 horas e 30 minutos e realizar o desligamento por volta das 05 horas e 30 minutos, têm-se aproximadamente uma diminuição de 33,90% na conta de energia elétrica.

Para a estratégia de GLD CE ser de fato validada, foi considerada que no mês com a iluminação externa de Vapor Externo de 250W, consome uma energia por dia de 8.850W, considerando o mês de 30 dias, há um consumo de 265.500W. Realizando a substituição por luminárias LEDs de 150W com a Telegestão da iluminação externa, haverá um consumo diário de 3.000W por dia e um consumo mensal de 90.000W.

A Figura 11 apresenta a estratégia de GLD CE aplicada no estudo de caso.

Figura 11 - Curva de carga utilizando a estratégia de GLD CE

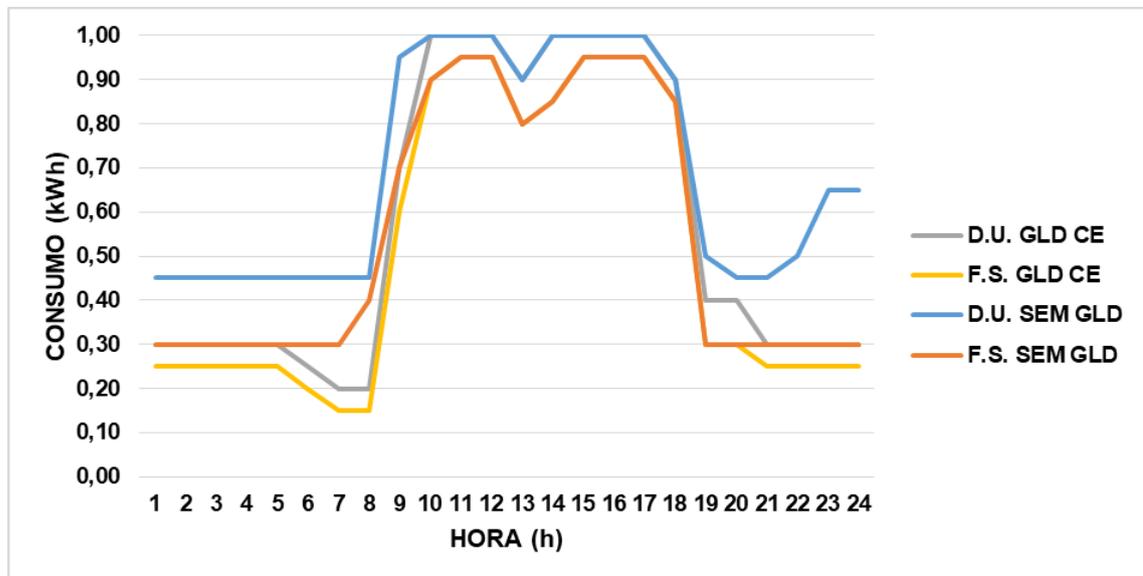


Fonte: Autora (2021).

A Figura 11 apresenta apenas a curva de carga com a estratégia de GLD CE, já na Figura 12 é apresentada uma curva de carga comparativa, a qual é a curva de

demanda do sistema elétrico sem a estratégia de GLD com a curva de carga com a aplicação da estratégia de GLD CE.

Figura 12 - Curva de carga comparativa (sem GLD x com GLD CE)



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 12 é perceptível a economia na conta de energia elétrica aplicando a estratégia de GLD CE, impactando automaticamente no valor pago da demanda de energia.

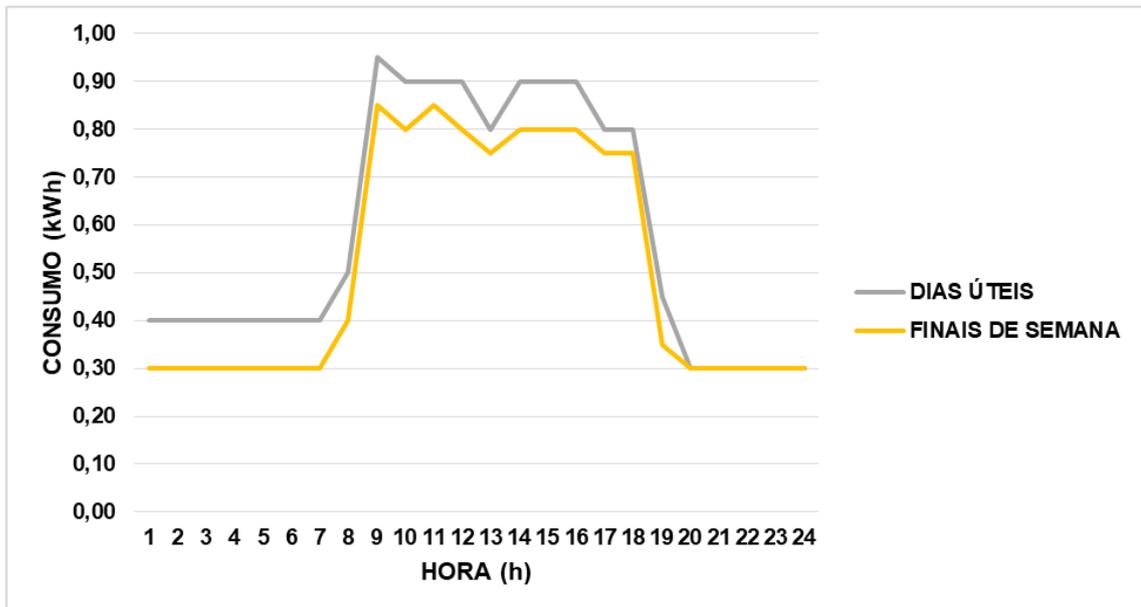
Já para a 2ª (segunda) estratégia de GLD DC, a qual se baseia no gerenciamento de cargas, incentivando o deslocamento da carga do horário de pico para o horário fora do pico. Sendo assim, essa estratégia combina os efeitos do corte de energia na ponta e do preenchimento de vale. Essa medida possui um motivador financeiro, pois impõe tarifas mais caras no horário de pico e tarifas mais baratas no momento de menor carregamento do sistema elétrico, impulsionando a transferência de carga para horários fora da ponta.

Para a estratégia de GLD PV ser de fato validada, considerou-se o mesmo consumo de energia elétrica, assim como, a mesma demanda do sistema elétrico do estudo de caso. Entretanto, neste caso, o foco é tornar mais harmônica a curva de carga, trabalhando com deslocamento/gerenciamento de cargas nos horários que o sistema está mais sobrecarregado e também, diminuindo o consumo e a demanda no horário de pico, que a tarifa horária e a tarifa da demanda possuem um custo mais

elevado. Sendo assim, há uma redução no horário de pico de 1,07%, não levando em consideração nenhuma outra estratégia de GLD e nem a inserção de GD.

A Figura 13 apresenta a estratégia de GLD PV aplicada no estudo de caso.

Figura 13 - Curva de carga utilizando a estratégia de GLD PV

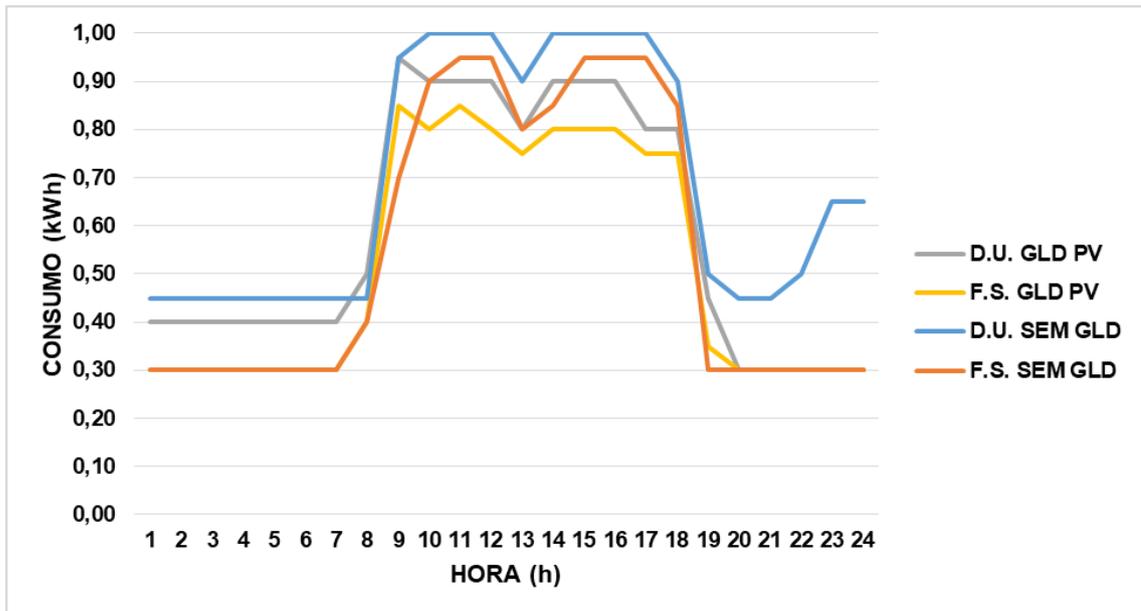


Fonte: Autora (2021).

A Figura 13 apresenta apenas a curva de carga com a estratégia de GLD PV, já na Figura 14 apresenta uma curva de carga comparativa, a qual é a curva de demanda do sistema elétrico sem a estratégia de GLD com a curva de carga com a aplicação da estratégia de GLD PV.

Na Figura 14 é perceptível a economia na conta de energia elétrica aplicando a estratégia de GLD PV, impactando automaticamente no valor pago da demanda de energia.

Figura 14 -Curva de carga comparativa (sem GLD x com GLD PV)



Fonte: Autora (2021).

Ainda analisando a Figura 14 percebe-se que por menor que seja o percentual de melhoria na curva de carga e no consumo de energia elétrica ao longo do dia, ainda assim vale a pena prestar atenção em pequenos hábitos, os quais conseguem não sobrecarregar tanto o sistema elétrico do consumidor comercial do estudo de caso em questão. Por fim, é perceptível que investir em estratégias de GLD é de grande valia para um melhor funcionamento do sistema elétrico.

Além das curvas de cargas para a simulação do estudo de caso deste trabalho, foi levado em consideração, como estratégia de GLD, as tarifas comerciais do Grupo A (Verde e Azul).

3.2 TARIFAS COMERCIAIS UTILIZADAS COMO ESTRATÉGIAS

Neste estudo de caso, utilizou-se os preços das tarifas horárias do Grupo A (Verde e Azul) da concessionária local do consumidor comercial. Com isso, é possível realizar comparações para então tomar decisões dada à tarifação horária e o preço diferenciado da demanda das tarifas Azul e Verde, sendo assim, uma possibilidade estratégica dentro da GLD.

Dada a proposta da metodologia, as simulações têm como base a cidade de Santa Maria (RS), sendo a RGE Sul a concessionária de energia que atende essa

região. Dessa forma, as tarifas utilizadas nas simulações são apresentadas na Tabela 2, as quais estão destacadas em amarelo.

Tabela 2 - Valores tarifários RGE Sul

Tarifas	Preço (R\$/kWh)	Preço (R\$/kW)
Convencional	0,859	
Branca Ponta	1,115	
Branca Intermediária	0,724	
Branca Fora Ponta	0,499	
Verde Ponta	1,512	27,18
Verde Fora Ponta	0,357	27,18
Azul Ponta	0,525	40,57
Azul Fora Ponta	0,357	27,18

Fonte: CPFL (2021).

Observa-se que na Tabela 2 a tarifa azul no posto fora de ponta é 58,44% menor do que a tarifa convencional, sendo que no posto da tarifa de ponta é 38,88% a tarifa azul é menor que a tarifa convencional. Isso, determina um comportamento diferenciado nesse horário quanto ao consumo de energia elétrica por parte do consumidor, isso para que o mesmo possa ter uma contribuição na diminuição de custos com a eletricidade. Além do mais, o valor da demanda na tarifa azul é diferenciada dada a diferenciação do posto tarifário.

Percebe-se também que a tarifa verde no posto de ponta é 76,02% maior que a tarifa convencional, e a mesma tarifa no posto de fora ponta é 58,44% menor que a convencional, sendo que para este posto tarifário há a inserção no valor da tarifa dada a demanda contratada em kW, que no caso da tarifa verde é um preço único, sendo ele de R\$ 27,18 por kW por mês. Já para a tarifa azul, os valores tarifários no horário de fora ponta são os mesmos da tarifa verde, entretanto, o que varia é o valor da demanda contratada em kW por horário e o valor tarifário na ponta também é diferenciado.

Logo, conclui-se que utilizando a tarifa verde ou a tarifa azul em comparação com a Tarifa Convencional, o consumidor terá que aplicar estratégias de GLD e utilizar a GD nos postos tarifários de ponta e fora ponta, podendo utilizar a rede da concessionária de uma forma estratégica também dado o valor das tarifas e da demanda contratada.

A parametrização no *software HOMER* da tarifa verde nos horários de Ponta no valor de consumo de R\$1,512 e Fora Ponta no valor de consumo de R\$0,357. Já o valor da demanda nessa tarifa é a mesma, independente do horário, o qual tem um custo de R\$27,18 por kW por mês.

Já os valores na tarifa azul na parametrização do *software HOMER*, no horário de Ponta o valor de consumo é de R\$0,525 e um valor de demanda de R\$40,57, já no horário de Fora Ponta o valor de consumo é de R\$0,357 com um valor de demanda de R\$27,18 por kW por mês.

Contudo, vale ressaltar que neste trabalho consideramos apenas as tarifas do Grupo A, sendo as Tarifas Verde e Azul. Além do mais, considera-se a inserção da tecnologia de GD como a próxima etapa, a qual também é considerada uma estratégia de GLD neste trabalho como apresentada na Figura 9. E por fim, a simulação no *software HOMER* para a análise das simulações.

3.3 INSERÇÃO DA TECNOLOGIA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO NO SOFTWARE HOMER

Para o estudo de caso em questão, foi realizado uma análise dos parâmetros da simulação e das estratégias abordadas neste trabalho. Os parâmetros de simulação são as estratégias de GLD, que foram utilizadas as seguintes:

- Conservação Estratégica (CE) e;
- Preenchimento de Vales (PV).

Assim como, foram considerados os seguintes dados econômicos:

- A vida útil do projeto de 25 anos e;
- A taxa de juros anual de 4%.

Tendo como recursos naturais:

- A radiação solar do município de Santa Maria – RS e;
- A temperatura média mensal do ano na cidade em questão.

Também para a análise de simulação, foram considerados os seguintes parâmetros para as tecnologias de GD:

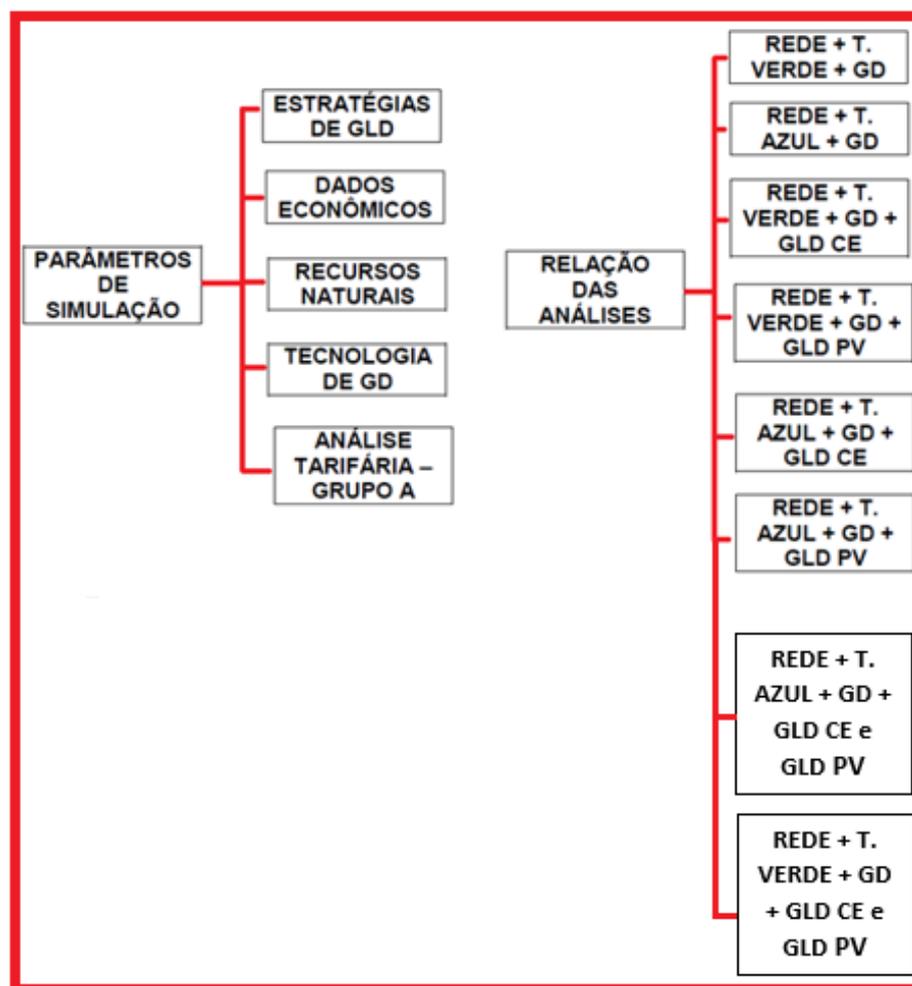
- O tipo de painel fotovoltaico;
- A bateria utilizada como armazenamento dado a capacidade instalada do sistema elétrico e;
- O conversor – inversor de CC para CA.

Por fim, foi considerada, em cada simulação, a análise tarifária do Grupo A, tanto no horário de Energia de Ponta (EP) quanto no horário de Energia de Fora Ponta (EFP), sendo as seguintes:

- Tarifa Verde e;
- Tarifa Azul.

Na Figura 15, apresenta-se o esquemático da relação das análises do estudo de caso em questão.

Figura 15 - Relação das análises do estudo de caso



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 15, apresenta-se o esquemático da relação das análises do estudo de caso do consumidor comercial o qual, atendendo a carga do sistema elétrico e de cada análise.

Foram feitas 8 (oito) tipos de análise, que são as seguintes:

1. Rede, Tarifa Verde e a GD;
2. Rede, Tarifa Azul e a GD;
3. Rede, Tarifa Verde, a GD e GLD: Conservação Estratégica – CE;
4. Rede, Tarifa Verde, a GD e GLD: Preenchimento dos – PV;
5. Rede, Tarifa Azul, a GD e GLD: Conservação Estratégica – CE;
6. Rede, Tarifa Azul, a GD e GLD: Preenchimento dos Vales – PV;
7. Rede, Tarifa Azul, a GD e GLD CE e GLD PV e;
8. Rede, Tarifa Verde, a GD e GLD CE e GLD PV.

Os tipos de análise são simulados no *software HOMER* e apresentam como o melhor resultado aquele que atende a carga do consumidor comercial e possui o menor VPL para os 25 anos de projeto, considerando uma taxa de juros anual de 4%.

4 APLICAÇÃO DO ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES

Para a aplicação do estudo de caso, foram adotadas algumas análises de simulações dado o estudo de caso do consumidor comercial, analisando as tarifas verde e azul, a inserção de GD e a aplicação de 2 (duas) estratégias de GLD conforme a curva de carga do consumidor.

Este trabalho se propôs verificar a vantagem econômica e a otimização do sistema elétrico dada as estratégias abordadas, assim como, um acompanhamento em tempo real do sistema elétrico, tornando assim o consumidor mais independente nas tomadas de decisões quanto ao seu consumo e sua demanda de energia elétrica.

Seguem as simulações das relações adotadas para a análise do estudo de caso, em todas as simulações foram consideradas a inserção de GD variando as tarifas e as estratégias de GLD, com o intuito de menor VPL. Sendo assim, as mesmas foram baseadas no sistema elétrico do consumidor comercial, o qual é apresentado a seguir.

4.1 ESTUDO DE CASO – PARQUE TECNOLÓGICO DE SANTA MARIA / RS

Para o estudo de caso foi escolhido o Parque Tecnológico de Santa Maria, o Tecnoparque, localizado na Região Central do Estado do Rio Grande do Sul, no município de Santa Maria. Destaca-se com a vocação do ensino, pesquisa e extensão geradas nas oito Instituições de Ensino Superior, com diversos cursos nas áreas tecnológicas, mestrados e doutorados, que transmitem a qualidade da pesquisa e do conhecimento aos empreendedores através do Santa Maria Tecnoparque¹.

O Santa Maria Tecnoparque tem por objetivo aproveitar as potencialidades da região na área tecnológica, através da criação de um ambiente de parcerias envolvendo as Universidades, Empresas, Militares e Órgãos Públicos, oportunizando o aumento da renda na região, reduzindo as desigualdades regionais do nosso Estado².

As áreas de atuação prioritárias do Santa Maria Tecnoparque são Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC), Defesa, Aeroespacial e Agrotecnologia, entretanto não se limita apenas a essas áreas. No total de sua infraestrutura, entre

¹ Material fornecido pela Prefeitura Municipal de Santa Maria - RS.

² Material fornecido pela Prefeitura Municipal de Santa Maria - RS.

auditório, espaços para restaurantes, empresas, o Tecnoparque consta com um total de 97 módulos. Assim como, laboratórios de uso comum, de simulações, de informática e de prototipação³.

Foi fornecido para esse estudo de caso a conta de energia elétrica, apresentada no Anexo A⁴, além de uma visita técnica para melhor adaptar e criar estratégias de GLD com a utilização de GD, levando em consideração a análise tarifária.

É de grande valia para este trabalho a oportunidade de criar algumas estratégias de GLD, com a inserção de GD e a análise tarifária deste estudo de caso, pois de alguma forma a aplicabilidade se torna mais palpável, tendo uma relevância de impactos econômicos e sustentáveis.

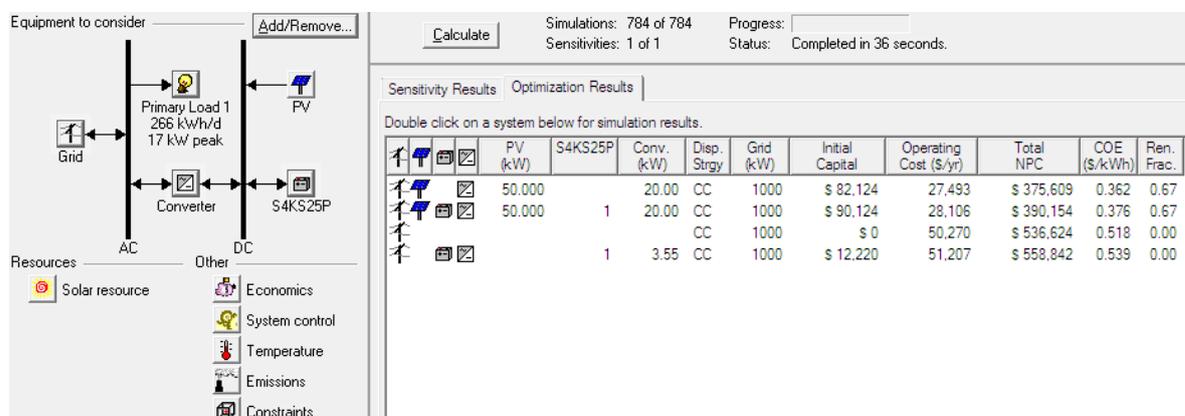
No Anexo A, percebe-se que o cliente é classificado na Tarifa Verde-A4, Poder Público Municipal, enquadrando-se perfeitamente no estudo de caso deste trabalho dado o consumo em kWh e o contrato de demanda existente em kW.

Com isso, apresenta-se as simulações dos tipos de caso combinadas.

4.2 REDE + TARIFA VERDE + GD

Considerando a curva de carga do estudo de caso apresentada na Figura 10, essa simulação contempla a rede elétrica, a tarifa verde e a inserção de GD. Na Figura 16, apresenta-se os resultados da composição desse sistema elétrico dado o estudo de caso.

Figura 16 - Resultados da simulação com Rede + Tarifa Verde + GD



Fonte: Autora (2021).

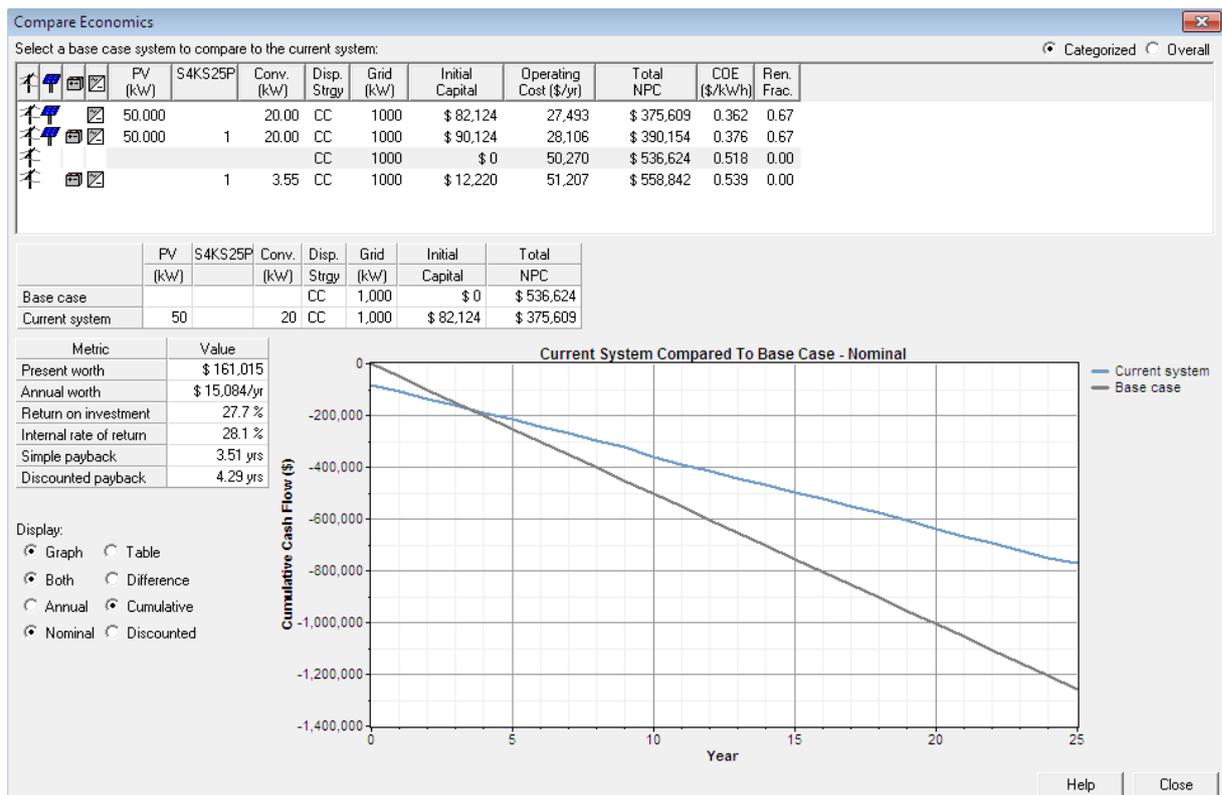
³ Material fornecido pela Prefeitura Municipal de Santa Maria - RS.

⁴ Material fornecido pela Prefeitura Municipal de Santa Maria - RS.

Na Figura 16, percebe-se como melhor resultado a utilização da rede elétrica (1000kW), a inserção de Painéis Fotovoltaicos com capacidade de 50kW e Conversores com capacidade de 20kW, isso considerando a Tarifa Verde.

Na Figura 17, apresenta-se o comparativo (Rede + Tarifa Verde + GD) com apenas a rede elétrica, sendo o sistema atual.

Figura 17 - Comparativo (Rede + Tarifa Verde + GD) com apenas a Rede Elétrica

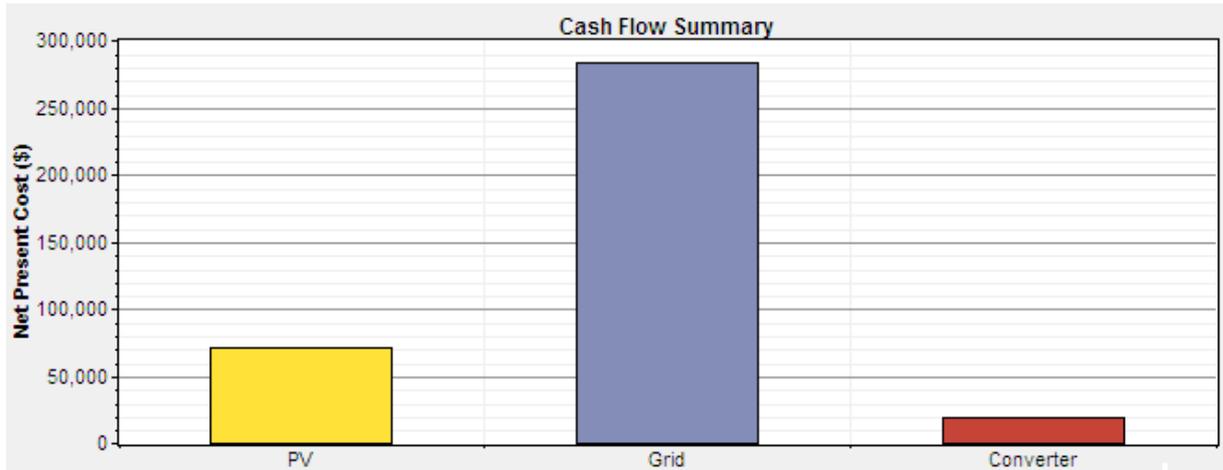


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 17, percebe-se que realizando o comparativo da rede elétrica com o melhor resultado composto com a inserção de GD e a aplicação da tarifa verde, o sistema se pagaria em aproximadamente 4 anos.

Na Figura 18, apresenta-se o fluxo de caixa referente a essa simulação.

Figura 18 - Resumo do Fluxo de caixa da (Rede + Tarifa Verde + GD)

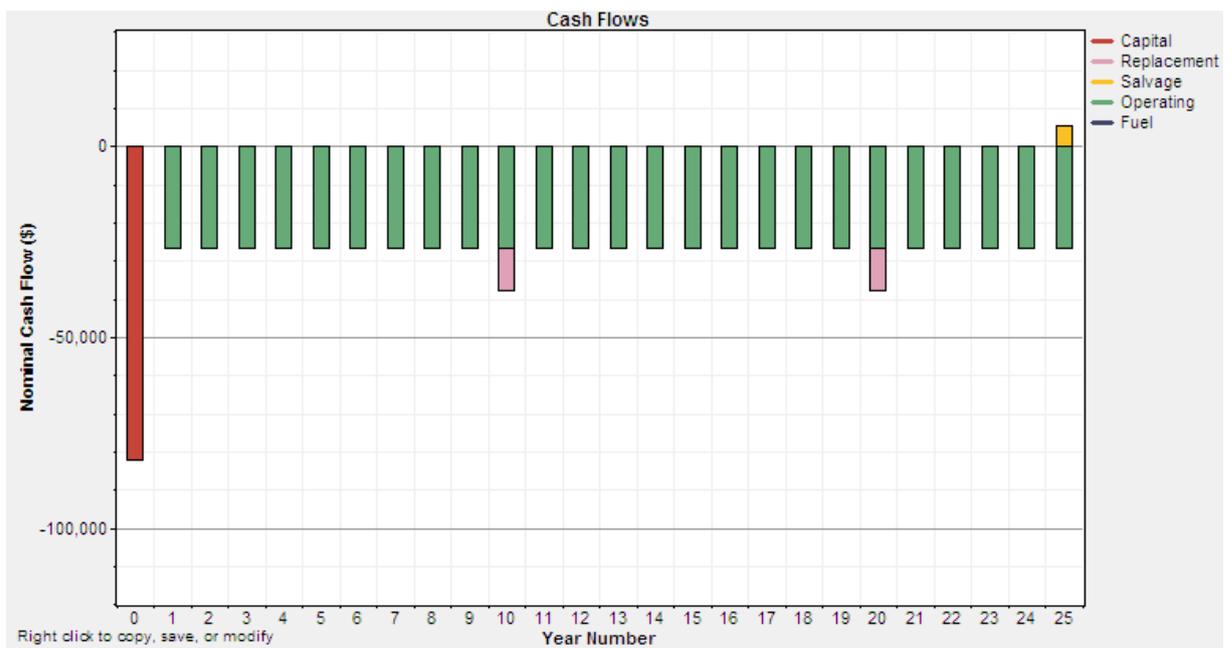


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 18, percebe-se que vale a pena o investimento em GD no sistema elétrico do consumidor comercial, ainda que o maior custo seja da rede elétrica, seguida dos painéis fotovoltaicos e logo após o custo dos conversores.

Na Figura 19, é demonstrado o investimento do capital e da operação dado o sistema elétrico simulado.

Figura 19 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Verde + GD)

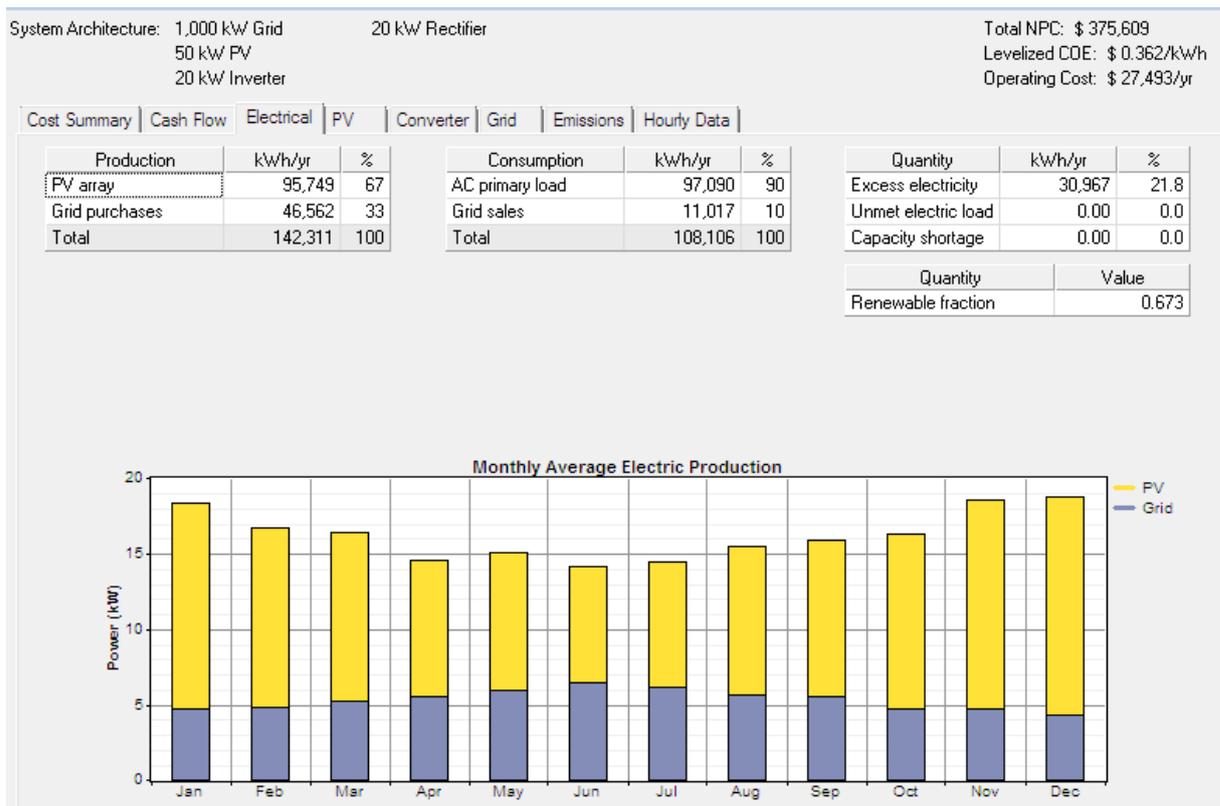


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 19, é perceptível que o custo com o capital inicial só é feito no primeiro ano, sendo em torno de R\$ 82.124,00, com um custo de operação anual de R\$ 27.493,00 e um custo total de investimento de R\$ 375.609,00. Além disso, no ano 10 e 20 deverá ser realizada a troca dos conversores, já que o mesmo tem uma vida útil de 10 anos.

Na Figura 20, demonstra-se a produção média de eletricidade nesta simulação.

Figura 20 - Produção média de eletricidade com (Rede + Tarifa Verde + GD)



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 20, verifica-se que nos meses de novembro até março utilizou-se mais a GD dada a incidência solar ser maior nesses meses, sendo assim, utilizando menos a rede elétrica.

Na Figura 21, é demonstrado a utilização da rede elétrica, assim como o excedente de energia elétrica gerada e a compensação do sistema.

Figura 21 – Dados do sistema elétrico com (Rede + Tarifa Verde + GD)

System Architecture: 1,000 kW Grid 20 kW Rectifier Total NPC: \$ 375,609
 50 kW PV Levelized COE: \$ 0.362/kWh
 20 kW Inverter Operating Cost: \$ 27,493/yr

Cost Summary | Cash Flow | Electrical | PV | Converter | Grid | Emissions | Hourly Data

Rate: All

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	3,502	1,329	2,173	17	0	660
Feb	3,263	960	2,304	16	0	657
Mar	3,885	948	2,937	17	0	672
Apr	4,022	674	3,349	16	0	664
May	4,411	622	3,789	17	0	683
Jun	4,627	481	4,146	17	0	694
Jul	4,581	494	4,087	17	0	681
Aug	4,187	717	3,470	16	0	672
Sep	3,977	826	3,150	16	0	668
Oct	3,547	1,056	2,491	16	0	660
Nov	3,371	1,363	2,008	17	0	686
Dec	3,188	1,547	1,641	16	0	652
Annual	46,562	11,017	35,545	17	18,566	8,049

Fonte: Autora (2021).

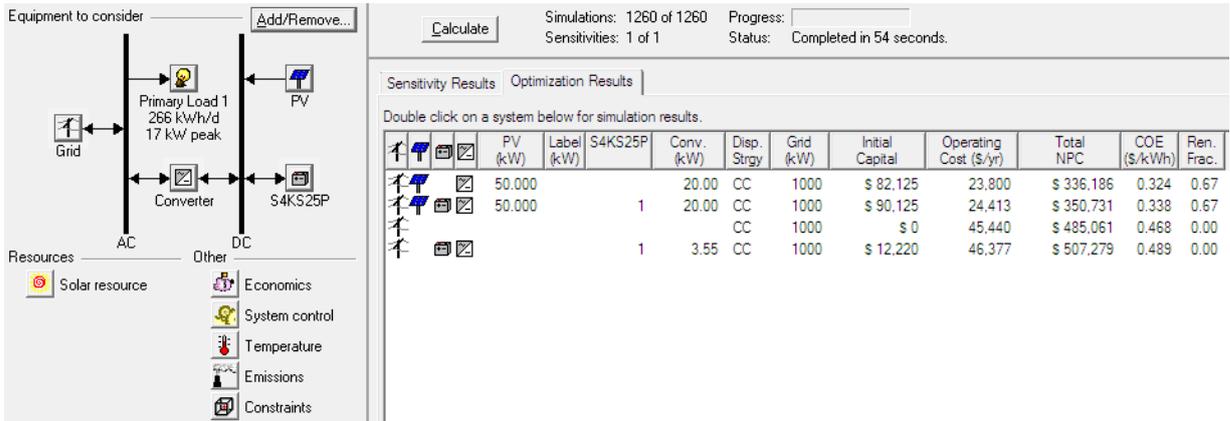
Na Figura 21, percebe-se que há excedente de energia anual de 11,017kWh, sendo assim, a energia gerada foi utilizada para o consumo do sistema elétrico, mas também gerou um excedente anual para o consumidor comercial, havendo assim compensação de energia elétrica anual de 35,545kWh.

Na próxima simulação, alterou-se apenas a tarifa de verde para a azul, seguindo a mesma curva de carga apresentada na Figura 10.

4.3 REDE + TARIFA AZUL + GD

Considerando a curva de carga do estudo de caso apresentada na Figura 10, essa simulação contempla a rede elétrica, a tarifa azul e a inserção de GD. Na Figura 22, apresenta-se os resultados da composição desse sistema elétrico dado o estudo de caso.

Figura 22 - Resultados da simulação com (Rede + Tarifa Azul + GD)

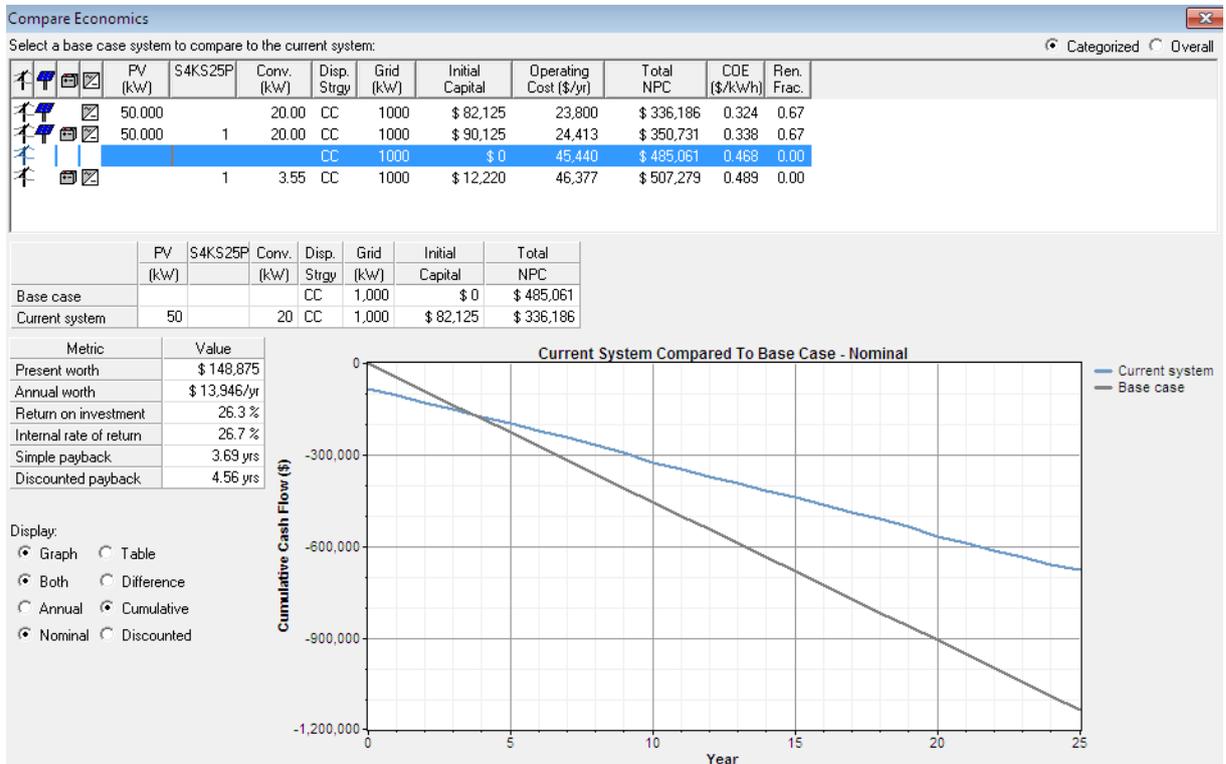


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 22, percebe-se como melhor resultado a utilização da rede elétrica (1000kW), a inserção de Painéis Fotovoltaicos com capacidade de 50kW e Conversores com capacidade de 20kW, isso considerando a Tarifa Azul.

Na Figura 23, apresenta-se o comparativo (Rede + Tarifa Azul + GD) com apenas a rede elétrica, sendo o sistema atual.

Figura 23 - Comparativo (Rede + Tarifa Azul + GD) com apenas a Rede Elétrica

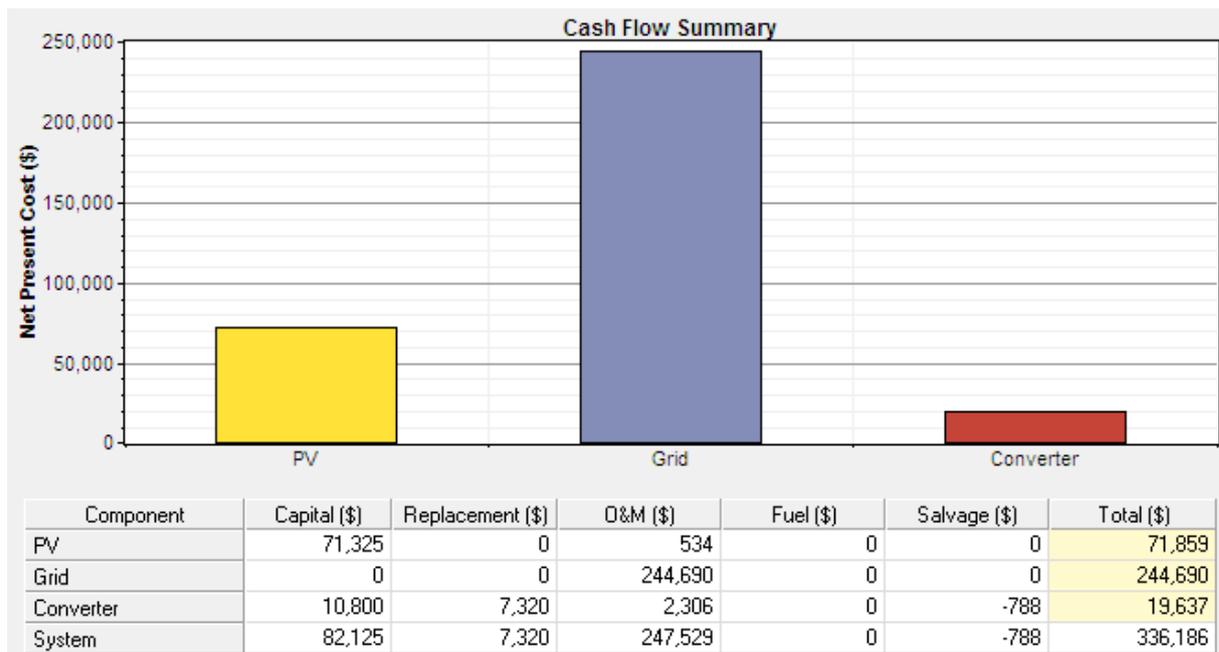


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 23, percebe-se que realizando o comparativo da rede elétrica com o melhor resultado composto com a inserção de GD e a aplicação da tarifa azul, o sistema se pagaria em aproximadamente 4 anos.

Na Figura 24, apresenta-se o fluxo de caixa da simulação (Rede + Tarifa Azul + GD).

Figura 24 - Fluxo de caixa da (Rede + Tarifa Azul + GD)

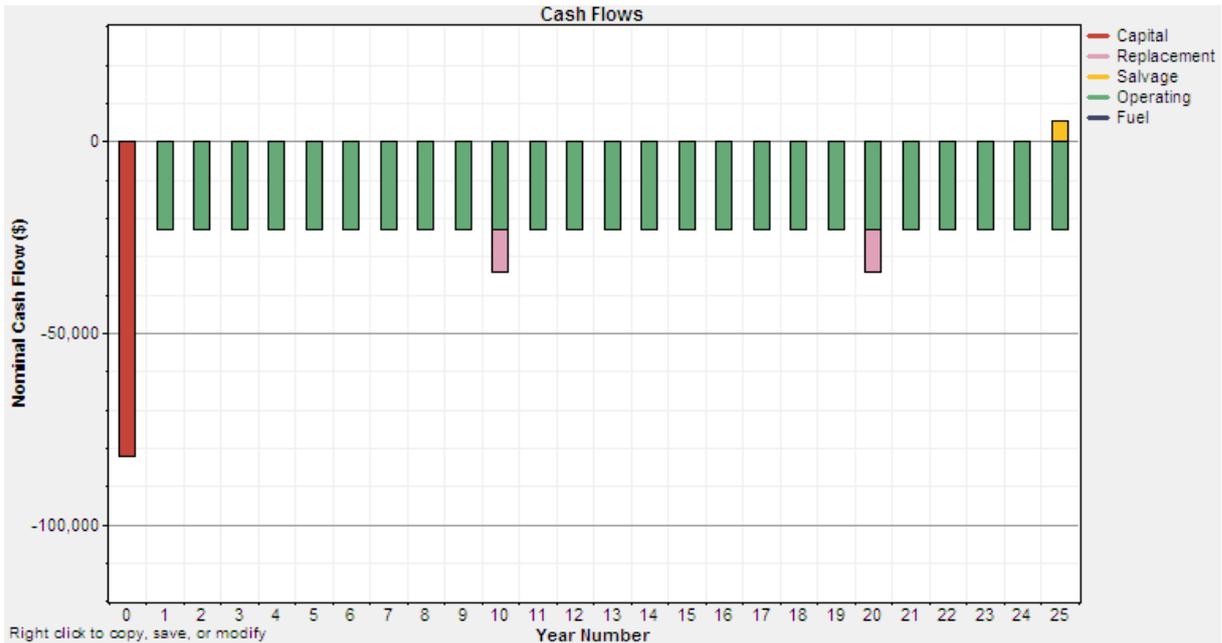


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 24, percebe-se que vale a pena o investimento em GD no sistema elétrico do consumidor comercial, ainda que o maior custo seja da rede elétrica, seguida dos painéis fotovoltaicos e logo após o custo dos conversores, um cenário parecido com a simulação anterior, alterando apenas a tarifa verde para a tarifa azul neste caso.

Na Figura 25, é demonstrado o investimento do capital e da operação dado o sistema elétrico simulado na tarifa azul.

Figura 25 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Azul + GD)

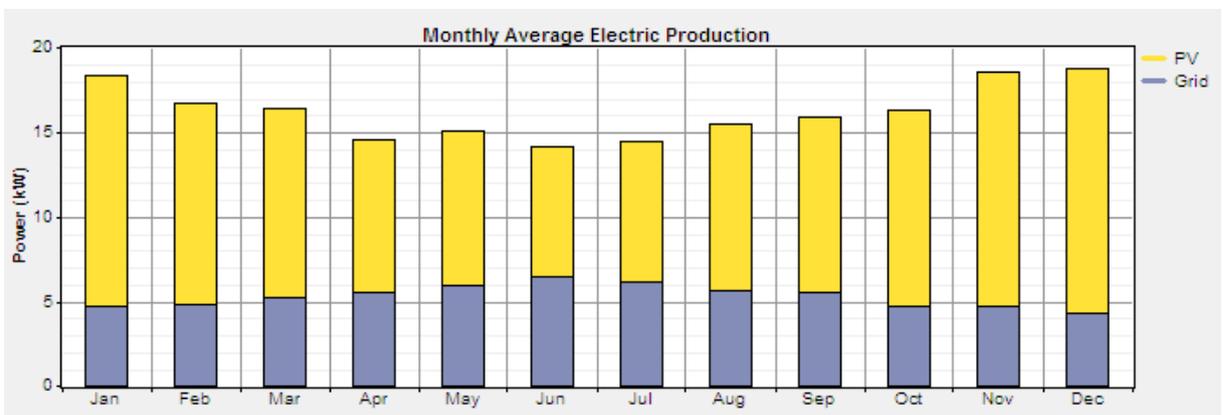


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 25, é perceptível que o custo com o capital inicial só é feito no primeiro ano, sendo em torno de R\$ 82.125,00, com um custo de operação anual de R\$ 23.800,00 e um custo total de investimento aproximadamente de R\$ 336.186,00. Além disso, no ano 10 e 20 deverá ser realizada a troca dos conversores, já que o mesmo tem uma vida útil de 10 anos.

Na Figura 26, demonstra-se a produção média de eletricidade do sistema elétrico em questão, o qual está sendo simulado.

Figura 26 - Produção média de eletricidade com (Rede + Tarifa Azul + GD)



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 26, verifica-se que nos meses de outubro até março utilizou-se mais a GD dada a incidência solar ser maior nesses meses, sendo assim, utilizando menos a rede elétrica da concessionário. Este cenário é similar à simulação anterior, alterando apenas a tarifa verde para a azul deste caso.

Na Figura 27, apresenta-se o comportamento do sistema elétrico que está sendo simulado.

Figura 27 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Azul + GD)

System Architecture: 1,000 kW Grid 20 kW Rectifier Total NPC: \$ 336,186
 50 kW PV Levelized COE: \$ 0.324/kWh
 20 kW Inverter Operating Cost: \$ 23,800/yr

Cost Summary | Cash Flow | Electrical | PV | Converter | Grid | Emissions | Hourly Data |

Rate: All

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	3,502	1,329	2,173	17	0	763
Feb	3,263	960	2,304	16	0	764
Mar	3,885	948	2,937	17	0	778
Apr	4,022	674	3,349	16	0	778
May	4,411	622	3,789	17	0	797
Jun	4,627	481	4,146	17	0	808
Jul	4,581	494	4,087	17	0	795
Aug	4,187	717	3,470	16	0	787
Sep	3,977	826	3,150	16	0	782
Oct	3,547	1,056	2,491	16	0	771
Nov	3,371	1,363	2,008	17	0	796
Dec	3,188	1,547	1,641	16	0	756
Annual	46,562	11,017	35,545	17	13,544	9,378

Fonte: Autora (2021).

Na Figura 27, percebe-se que há excedente de energia anual de 11,017kWh, sendo assim, a energia gerada foi utilizada para o consumo do sistema elétrico, mas também gerou um excedente anual para o consumidor comercial, havendo assim compensação de energia elétrica anual de 35,545kWh.

Portanto, comparando com a simulação anterior, percebe-se que o sistema elétrico não sofreu muita alteração além da mudança das tarifas verde para a azul.

Seguindo as simulações, a próxima é considerada com a curva de carga com estratégia de GLD CE e tarifa verde, além da GD.

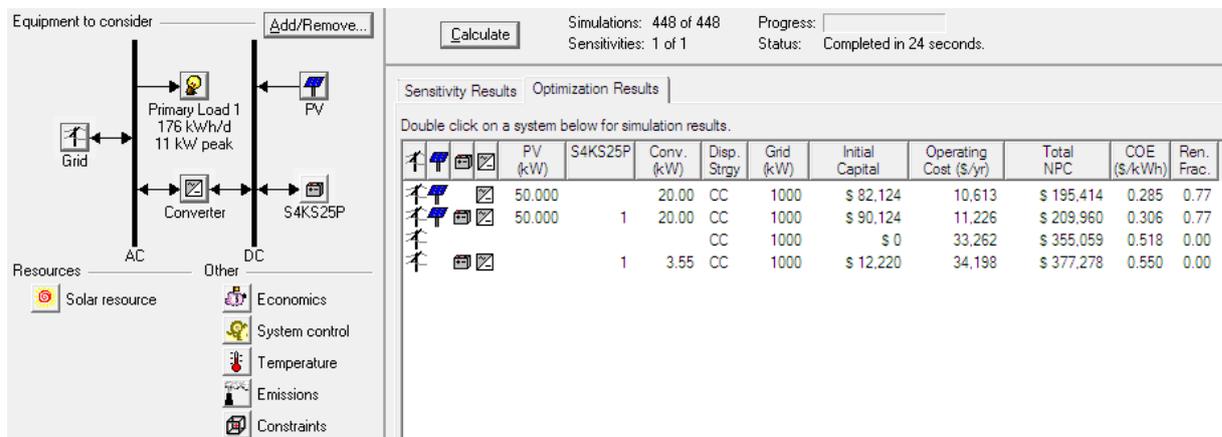
4.4 REDE + TARIFA VERDE + GD + GLD CE

Considerando a curva de carga do estudo de caso com a estratégia de GLD CE, a qual é apresentada na curva de carga na Figura 11, essa simulação contempla a rede elétrica, a tarifa verde, a inserção de GD e a estratégia de GLD CE.

Nesta simulação, tem-se uma diminuição de consumo de aproximadamente 33,90% do sistema atual. Atingiu-se essa economia realizando apenas a substituição de 20 luminárias de Vapor de Sódio 250W, as quais possuem um consumo de energia de aproximadamente 300W cada luminária, dada a lâmpada e o reator, por 20 luminárias de tecnologia LED de 150W.

Na Figura 28 apresenta-se os resultados da composição desse sistema elétrico dado o estudo de caso com a aplicação da estratégia de GLD CE, inserção de GD e tarifa verde.

Figura 28 - Resultados da simulação com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE)

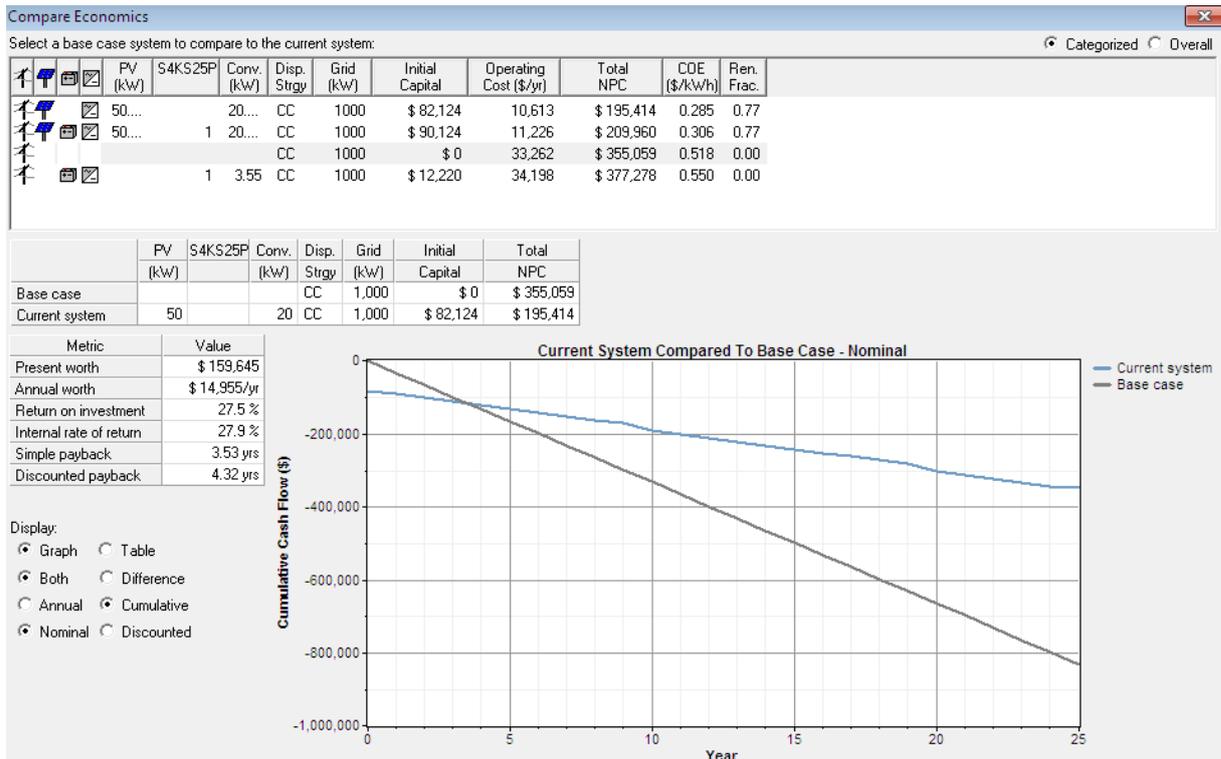


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 28 percebe-se como melhor resultado a utilização da rede elétrica (1000kW), a inserção de Painéis Fotovoltaicos com capacidade de 50kW e Conversores com capacidade de 20kW, isso considerando a Tarifa Verde e a estratégia de GLD CE.

Na Figura 29, apresenta-se o comparativo (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE) com apenas a rede elétrica, sendo o sistema atual.

Figura 29 - Comparativo (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE) com apenas a Rede Elétrica

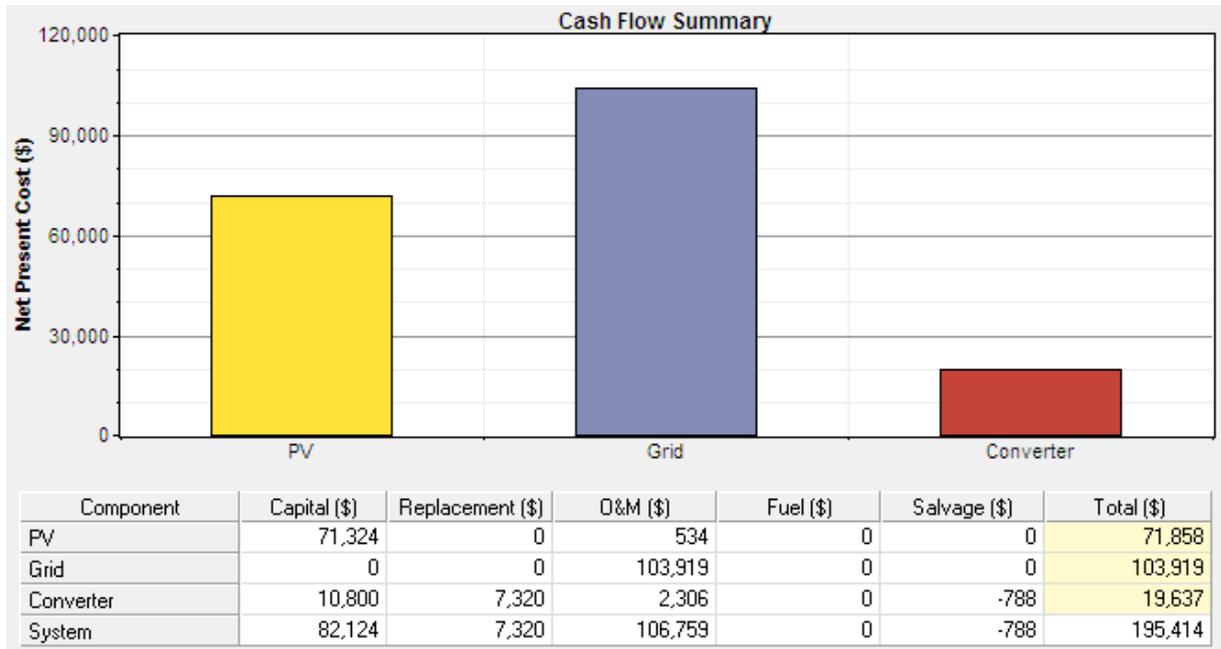


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 29, percebe-se que realizando o comparativo da rede elétrica com o melhor resultado composto com a inserção de GD, a aplicação da tarifa verde e a estratégia de GLD CE, o sistema se pagaria em aproximadamente 4 anos.

Na Figura 30, percebe-se o fluxo de caixa na simulação (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE).

Figura 30 - Fluxo de caixa com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE)



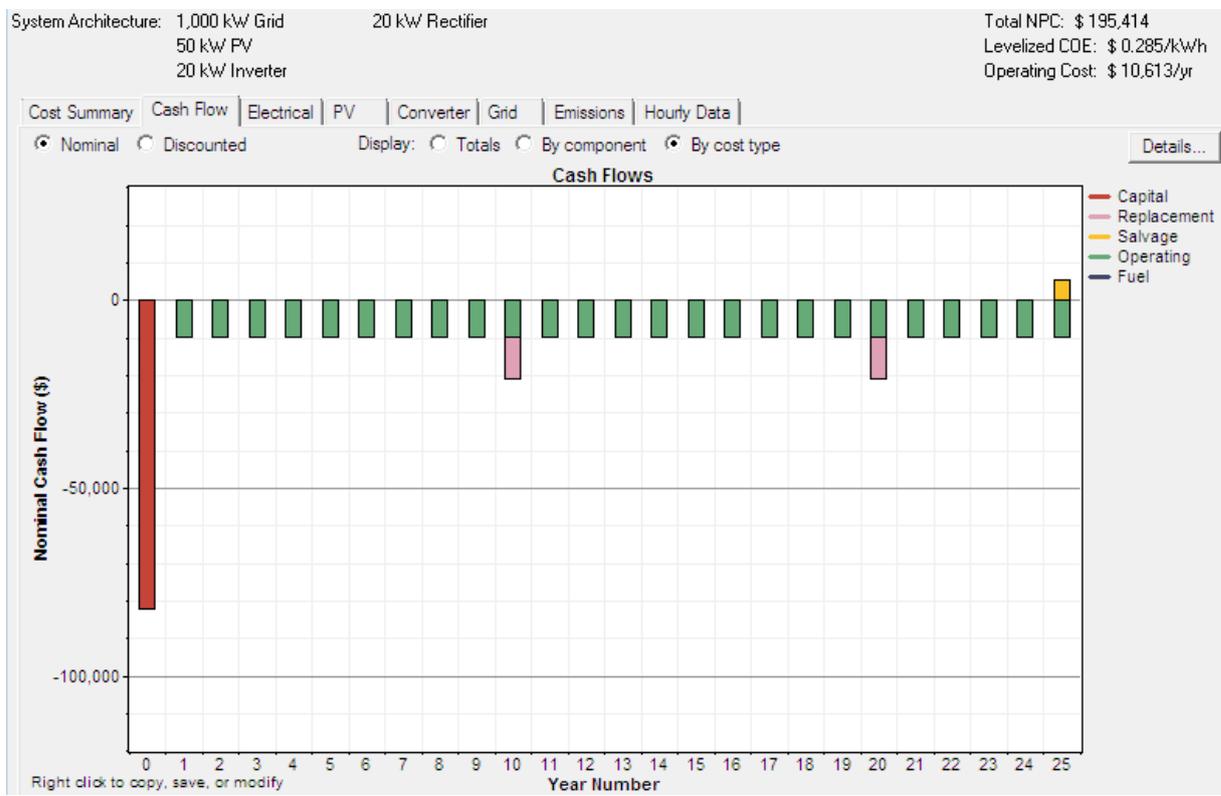
Fonte: Autora (2021).

Na Figura 30, percebe-se que na simulação (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE), vale a pena o investimento em GD no sistema elétrico do consumidor comercial, assim como a aplicação da estratégia de GLD CE aliado à tarifa verde.

Ainda analisando a Figura 30 é notório que mesmo custo da rede elétrica ser a mais elevada nessa composição do sistema elétrico, o custo do painéis fotovoltaicos tem um papel mais significativo, seguido dos conversores.

Na Figura 31, é demonstrado o fluxo de caixa para o consumo com (Rede + Tarifa Verde + DG + GLD CE).

Figura 31 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE)

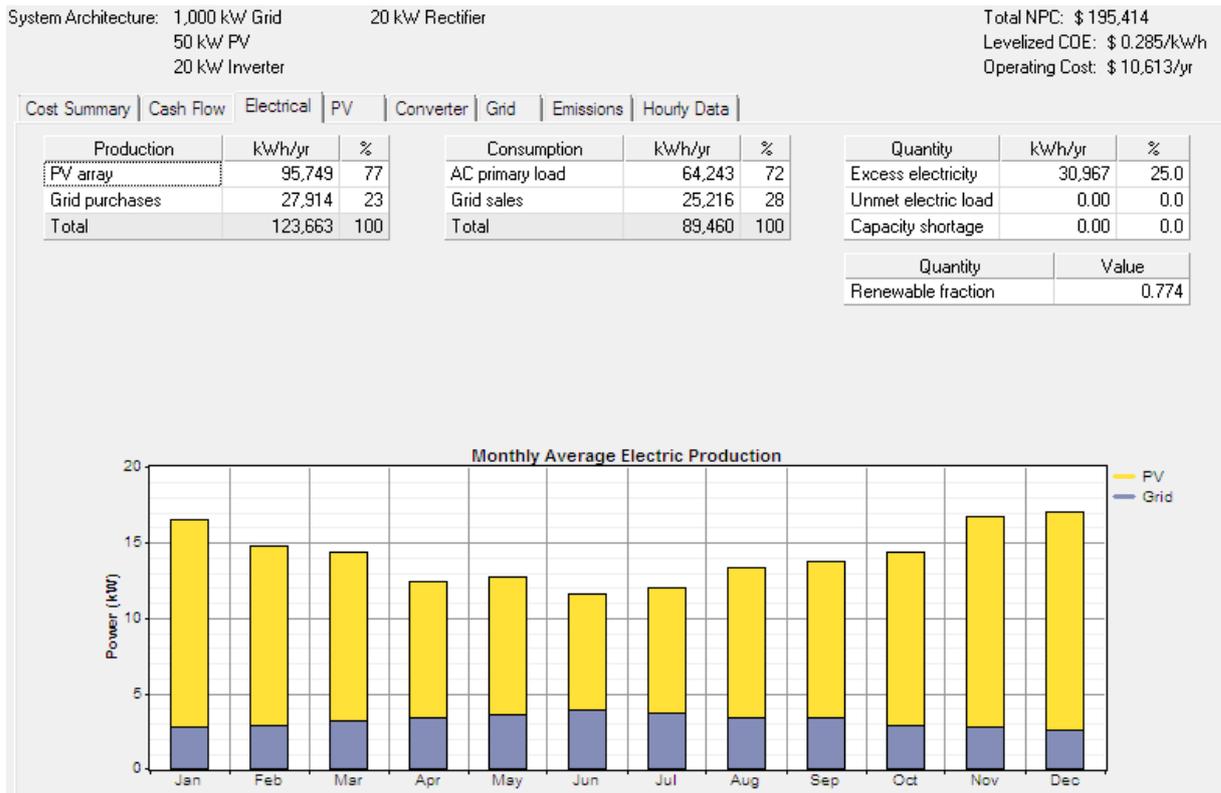


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 31 é perceptível que o custo com o capital inicial só é feito no primeiro ano, sendo em torno de R\$ 82.124,00, com um custo de operação anual de R\$ 10.613,00 e um custo total de investimento aproximadamente de R\$ 195.414,00. Além disso, no ano 10 e 20 deverá ser realizada a troca dos conversores, já que o mesmo tem uma vida útil de 10 anos.

Na Figura 32, demonstra-se a produção média de eletricidade dada a composição do sistema elétrico.

Figura 32 - Produção média de eletricidade com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE)



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 32, verifica-se que nos meses de novembro até março utilizou-se mais a GD dada a incidência solar ser maior nesses meses, contudo, é evidente que dada a composição do sistema elétrico em simulação, utilizou-se significativamente a GD, sendo assim, utilizando menos a rede elétrica da concessionária.

Na Figura 33, demonstra-se o comportamento do sistema elétrico dada a composição do mesmo.

Figura 33 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE)

System Architecture:		1,000 kW Grid	20 kW Rectifier	Total NPC: \$ 195,414		
		50 kW PV		Levelized COE: \$ 0.285/kWh		
		20 kW Inverter		Operating Cost: \$ 10,613/yr		
Cost Summary Cash Flow Electrical PV Converter Grid Emissions Hourly Data						
Rate: All						
Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	2,068	2,701	-633	11	0	432
Feb	1,938	2,154	-216	10	0	422
Mar	2,338	2,187	151	11	0	436
Apr	2,405	1,747	658	10	0	436
May	2,660	1,678	983	11	0	448
Jun	2,778	1,323	1,455	11	0	458
Jul	2,711	1,411	1,300	11	0	445
Aug	2,525	1,862	664	10	0	437
Sep	2,408	1,929	479	11	0	440
Oct	2,121	2,436	-315	10	0	424
Nov	2,025	2,727	-702	11	0	450
Dec	1,935	3,060	-1,126	11	0	428
Annual	27,914	25,216	2,697	11	4,479	5,257

Fonte: Autora (2021).

Na Figura 33, percebe-se que há excedente de energia anual de 25,216kWh e uma energia solicitada da rede elétrica anual de aproximadamente 27,914kWh. Sendo assim, a energia gerada foi utilizada para o consumo do consumidor comercial, havendo assim pouca compensação de energia elétrica anual de aproximadamente 2,697kWh.

A próxima simulação compreende a curva de carga com a estratégia de GLD PV e a tarifa verde, além da GD.

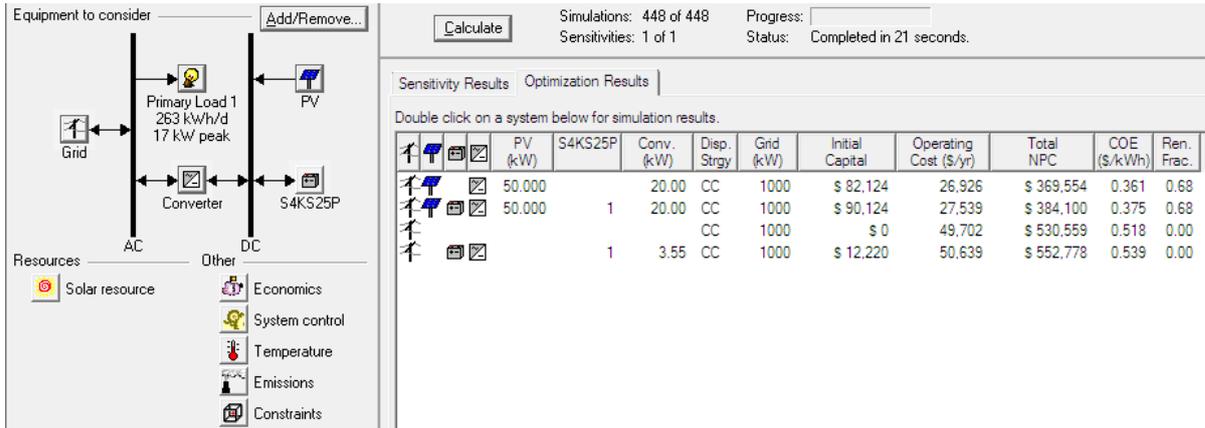
4.5 REDE + TARIFA VERDE + GD + GLD PV

Considerando a curva de carga do estudo de caso que é apresentada na Figura 13, essa simulação contempla a rede elétrica, a tarifa verde, a inserção de GD e a estratégia de GLD PV.

Nesta simulação, tem-se uma diminuição de consumo de apenas 1,07% na Energia de Ponta comparando com o sistema atual.

Na Figura 34, apresenta-se os resultados da composição desse sistema elétrico dado o estudo de caso com a aplicação da estratégia de GLD PV.

Figura 34 - Resultados da simulação com Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV

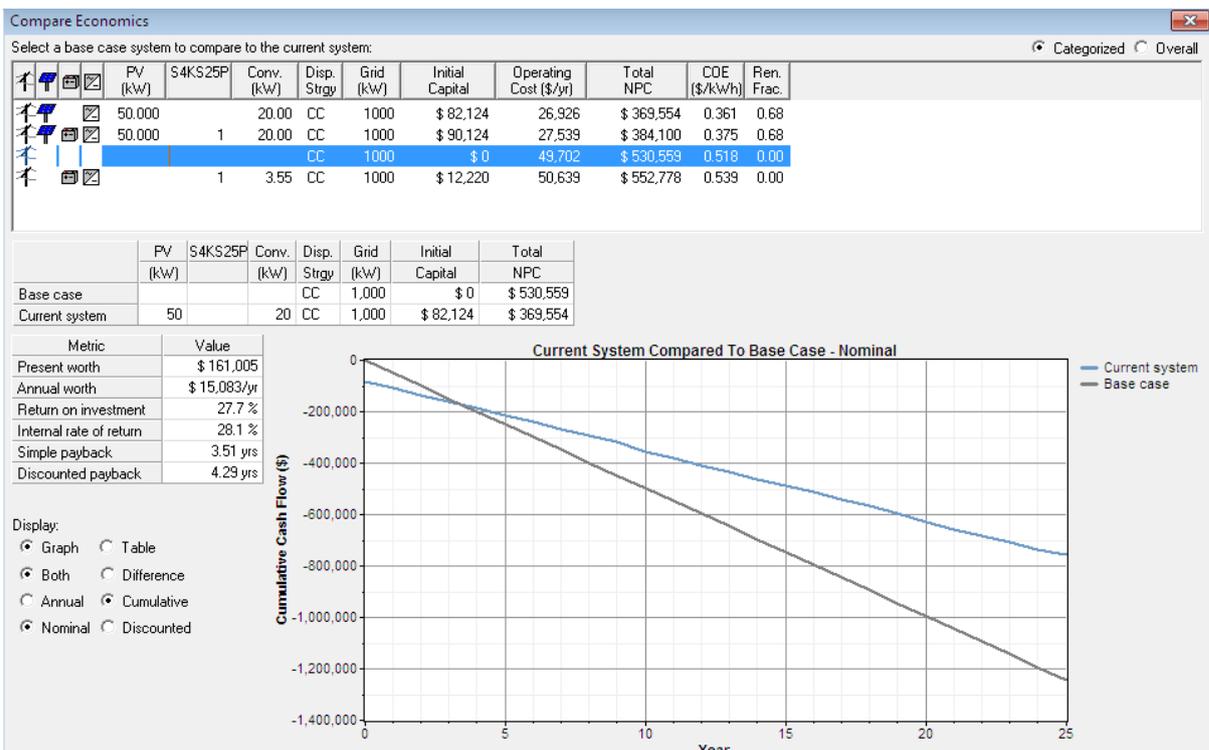


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 34, percebe-se como melhor resultado a utilização da rede elétrica (1000kW), a inserção de Painéis Fotovoltaicos com capacidade de 50kW e Conversores com capacidade de 20kW, isso considerando a Tarifa Verde e a estratégia de GLD PV.

Na Figura 35, apresenta-se o comparativo (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV) com apenas a rede elétrica, sendo o sistema atual.

Figura 35 - Comparativo (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV) com apenas a Rede Elétrica

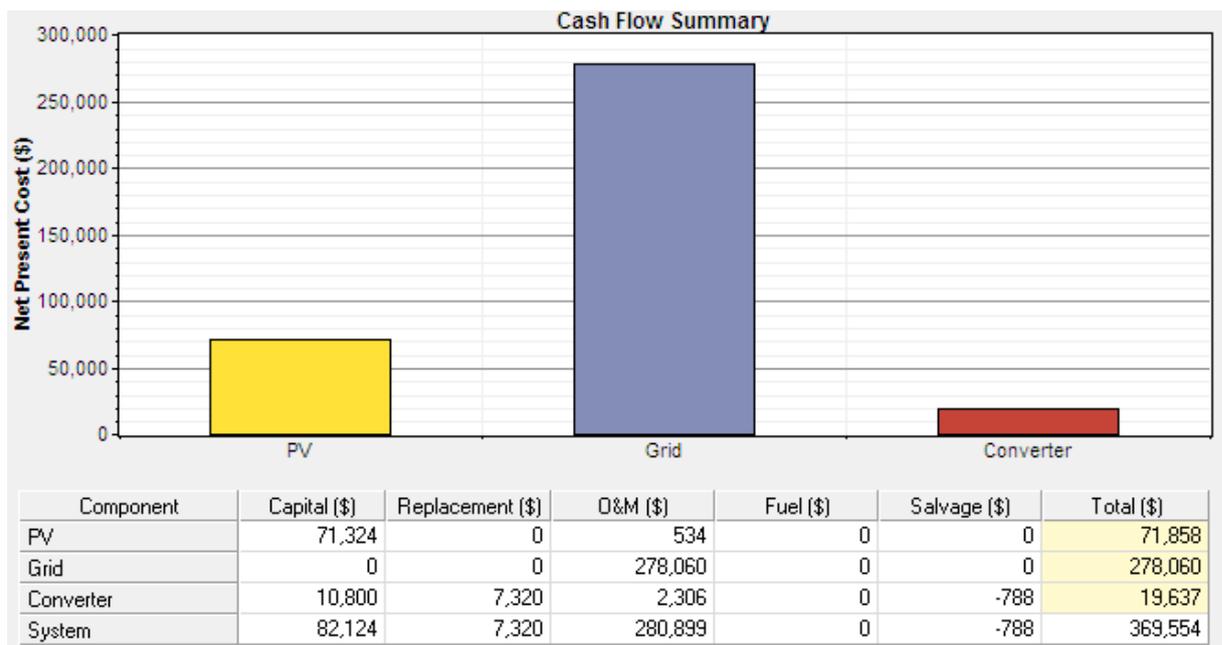


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 35, percebe-se que realizando o comparativo da rede elétrica com o melhor resultado composto com a inserção de GD, a aplicação da tarifa verde e a estratégia de GLD PV, o sistema se pagaria em aproximadamente 3 anos e 5 meses.

Na Figura 36, é demonstrado o fluxo de caixa na simulação com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV).

Figura 36 - Fluxo de caixa com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV)

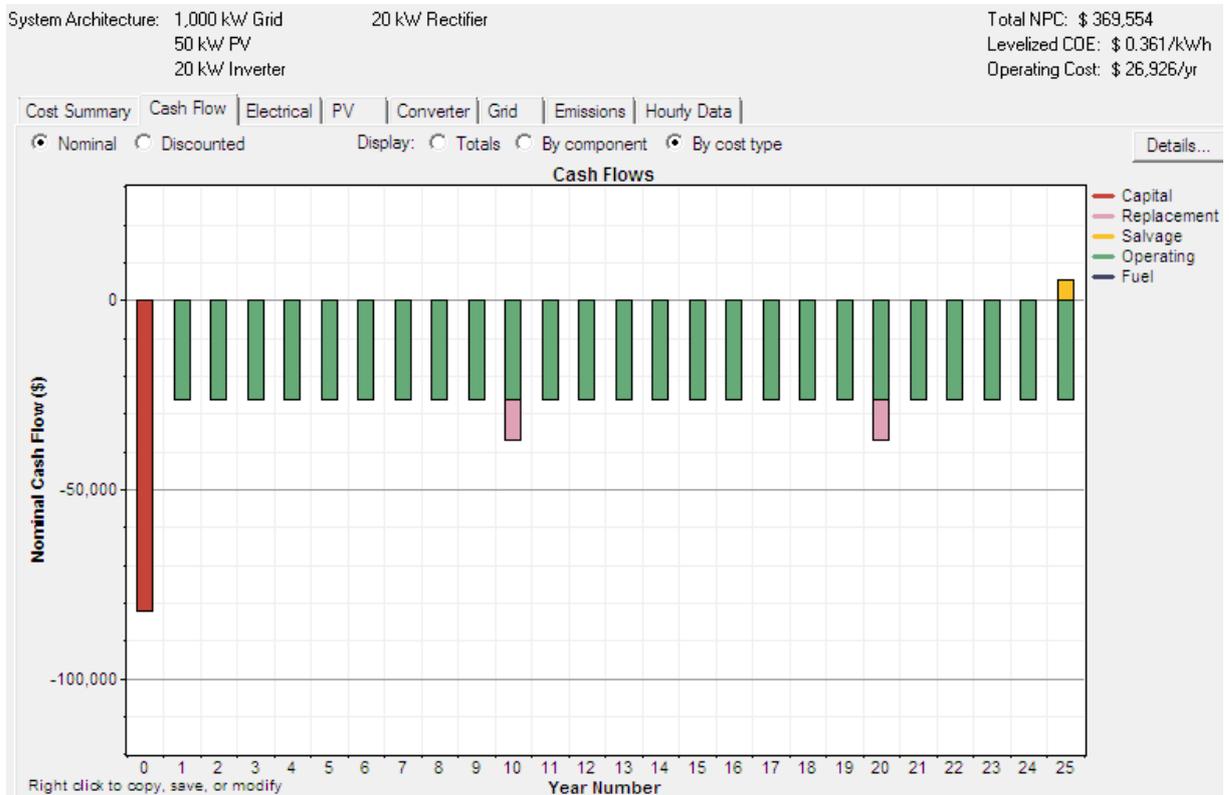


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 36, percebe-se que na seguinte simulação vale a pena a inserção de GD e a aplicação da estratégia de GLD PV, utilizando menos os painéis fotovoltaicos e mais a rede elétrica.

Na Figura 37, apresenta-se o fluxo de caixa do consumo.

Figura 37 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV)



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 37 é perceptível que o custo com o capital inicial só é feito no primeiro ano, sendo em torno de R\$ 82.124,00, com um custo de operação anual de R\$ 26.926,00 e um custo total de investimento aproximadamente de R\$ 369.554,00. Além disso, no ano 10 e 20 deverá ser realizada a troca dos conversores, já que o mesmo tem uma vida útil de 10 anos.

Na Figura 38, demonstra-se a produção média de eletricidade dada a composição do sistema elétrico simulado.

Figura 38 - Produção média de eletricidade do sistema com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV)



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 38, percebe-se que dos meses de novembro até março houve uma significativa geração de energia elétrica, com a utilização da energia solar, isso dada a composição do sistema elétrico aliado com a maior incidência do sol nesses meses.

Na Figura 39, demonstra-se o comportamento do sistema elétrico simulado.

Figura 39 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD PV)

System Architecture: 1,000 kW Grid 20 kW Rectifier Total NPC: \$ 369,554
 50 kW PV Levelized COE: \$ 0.361/kWh
 20 kW Inverter Operating Cost: \$ 26,926/yr

Cost Summary | Cash Flow | Electrical | PV | Converter | Grid | Emissions | Hourly Data

Rate: All

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	3,452	1,373	2,079	16	0	652
Feb	3,218	998	2,220	16	0	649
Mar	3,831	986	2,844	17	0	664
Apr	3,965	706	3,259	16	0	656
May	4,350	655	3,695	16	0	675
Jun	4,563	507	4,056	17	0	686
Jul	4,515	522	3,994	16	0	673
Aug	4,129	752	3,376	16	0	664
Sep	3,922	861	3,061	16	0	660
Oct	3,496	1,099	2,397	16	0	652
Nov	3,323	1,406	1,918	17	0	678
Dec	3,144	1,595	1,549	16	0	644
Annual	45,908	11,459	34,449	17	18,095	7,954

Fonte: Autora (2021).

Na Figura 39 é perceptível que há excedente de energia anual de 11,459kWh e uma energia solicitada da rede elétrica anual de aproximadamente 45,908kWh. Sendo assim, a energia gerada foi utilizada para o consumo do consumidor comercial, havendo assim uma compensação de energia elétrica anual de aproximadamente 34,449kWh.

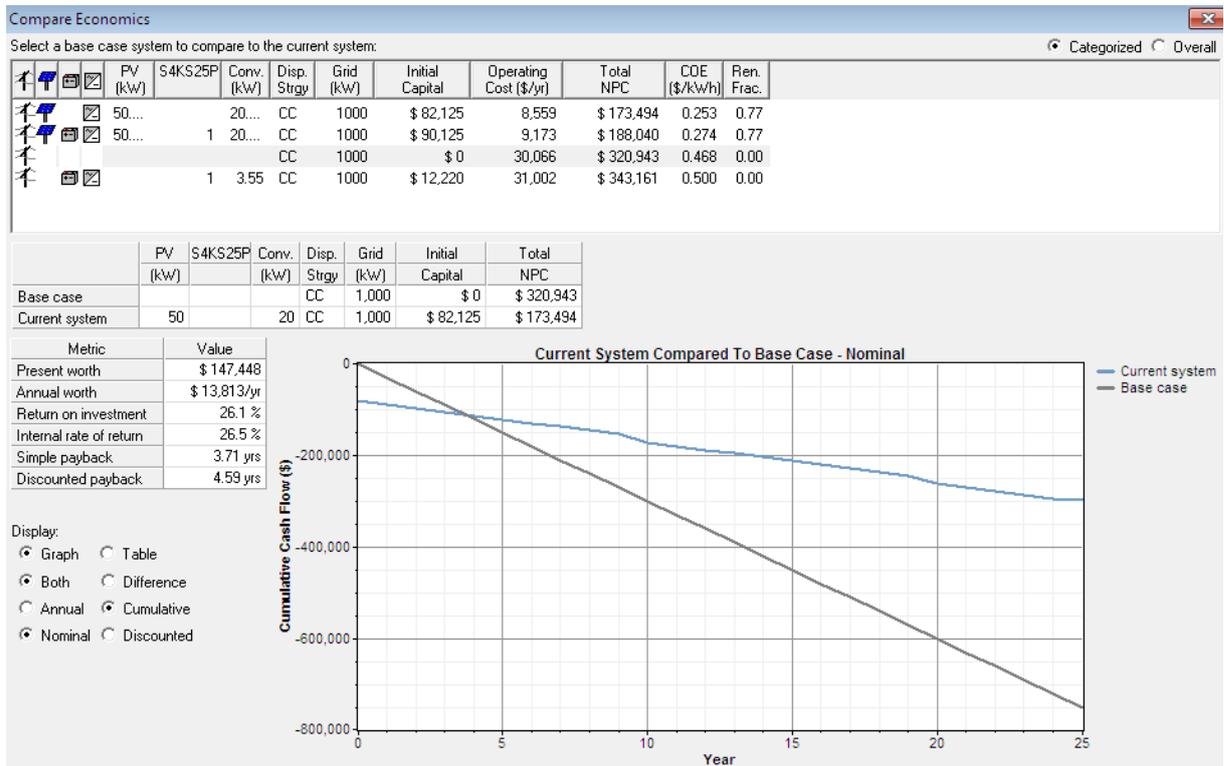
Na sequência das simulações, a próxima compreende a tarifa azul e a estratégia de GLD CE.

4.6 REDE + TARIFA AZUL + GD + GLD CE

Considerando a curva de carga do estudo de caso apresentada na Figura 11, essa simulação contempla a rede elétrica, a tarifa azul, a inserção de GD e a estratégia de GLD CE.

Nesta simulação, tem-se uma diminuição de consumo de aproximadamente 33,90% do sistema atual. Atingiu-se essa economia realizando apenas a substituição de 20 luminárias de Vapor de Sódio 250W, as quais possuem um consumo de energia de aproximadamente 300W cada luminária, dada a lâmpada e o reator, por 20 luminárias de tecnologia LED de 150W.

Figura 41 - Comparativo (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE) com apenas a Rede Elétrica

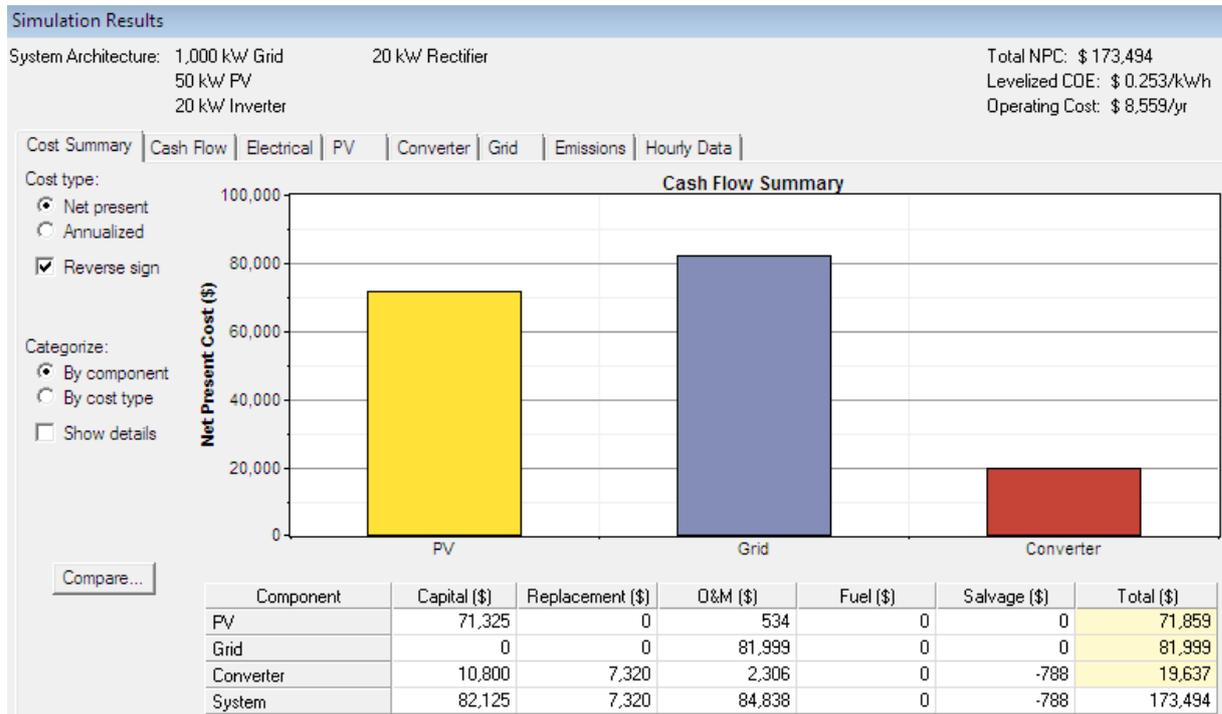


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 41, percebe-se que realizando o comparativo da rede elétrica com o melhor resultado composto com a inserção de GD, a aplicação da tarifa azul e a estratégia de GLD CE, o sistema se pagaria em aproximadamente 3 anos e 7 meses.

Na Figura 42, percebe-se o fluxo de caixa na simulação (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE).

Figura 42 - Fluxo de caixa com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE)

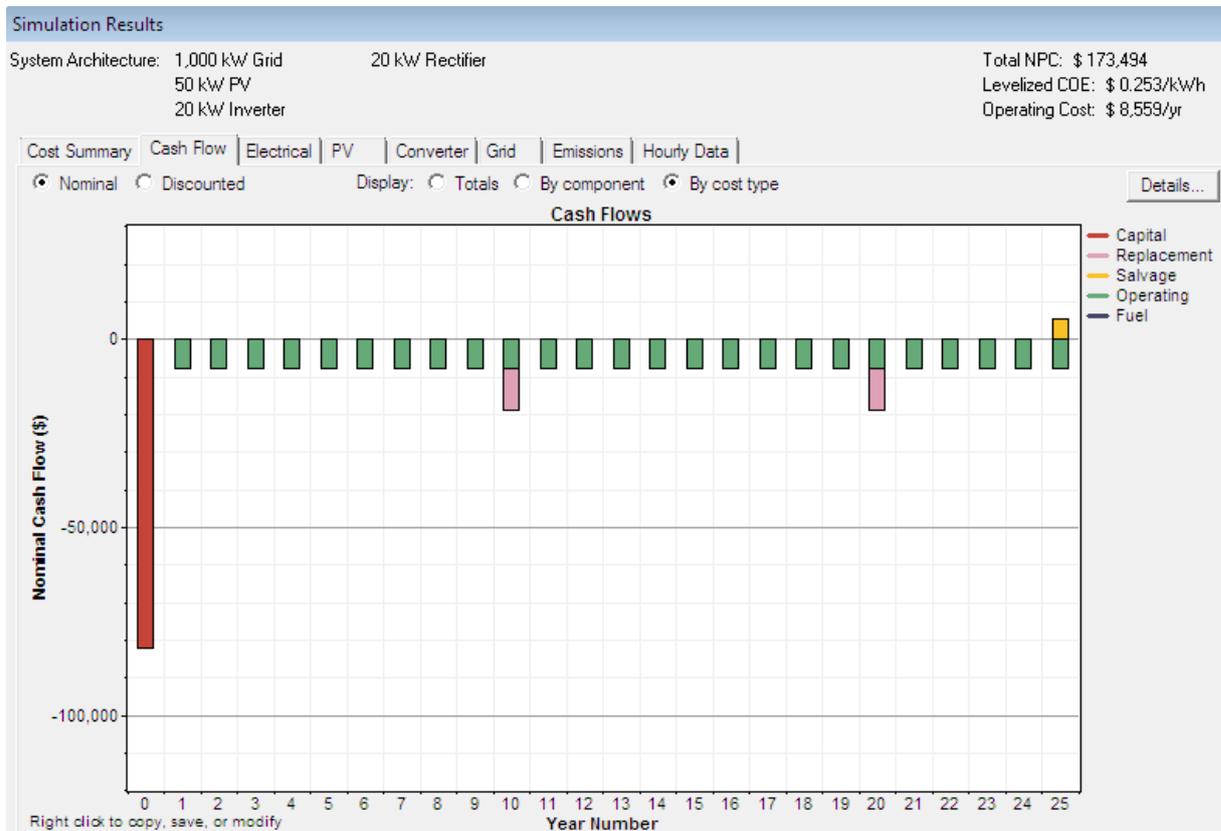


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 42, percebe-se que na simulação (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE), vale a pena o investimento em GD no sistema elétrico do consumidor comercial, assim como a aplicação da estratégia de GLD CE aliado à tarifa azul. É notável a participação dos painéis fotovoltaicos na composição desse sistema elétrico.

Na Figura 43, é demonstrado o fluxo de caixa para o consumo com (Rede + Tarifa Azul + DG + GLD CE).

Figura 43 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE)



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 43 é perceptível que o custo com o capital inicial só é feito no primeiro ano, sendo em torno de R\$ 82.125,00, com um custo de operação anual de R\$ 8.559,00 e um custo total de investimento aproximadamente de R\$ 173.494,00. Além disso, no ano 10 e 20 deverá ser realizada a troca dos conversores, já que o mesmo tem uma vida útil de 10 anos.

Na Figura 44, demonstra-se a produção média de eletricidade dada a composição do sistema elétrico.

Figura 44 - Produção média de eletricidade com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE)



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 44, verifica-se que nos meses de novembro até março utilizou-se mais a GD dada a incidência solar ser maior nesses meses, contudo, é evidente que dada a composição do sistema elétrico em simulação, utilizou-se significativamente a GD, sendo assim, utilizando menos a rede elétrica da concessionária.

Na Figura 45, demonstra-se o comportamento do sistema elétrico dada a composição do mesmo.

Figura 45 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE)

System Architecture: 1,000 kW Grid 20 kW Rectifier Total NPC: \$ 173,494
 50 kW PV Levelized COE: \$ 0.253/kWh
 20 kW Inverter Operating Cost: \$ 8,559/yr

Cost Summary | Cash Flow | Electrical | PV | Converter | Grid | Emissions | Hourly Data

Rate: All

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	2,068	2,701	-633	11	0	500
Feb	1,938	2,154	-216	10	0	490
Mar	2,338	2,187	151	11	0	504
Apr	2,405	1,747	658	10	0	512
May	2,660	1,678	983	11	0	523
Jun	2,778	1,323	1,455	11	0	534
Jul	2,711	1,411	1,300	11	0	521
Aug	2,525	1,862	664	10	0	513
Sep	2,408	1,929	479	11	0	516
Oct	2,121	2,436	-315	10	0	497
Nov	2,025	2,727	-702	11	0	522
Dec	1,935	3,060	-1,126	11	0	496
Annual	27,914	25,216	2,697	11	1,555	6,126

Fonte: Autora (2021).

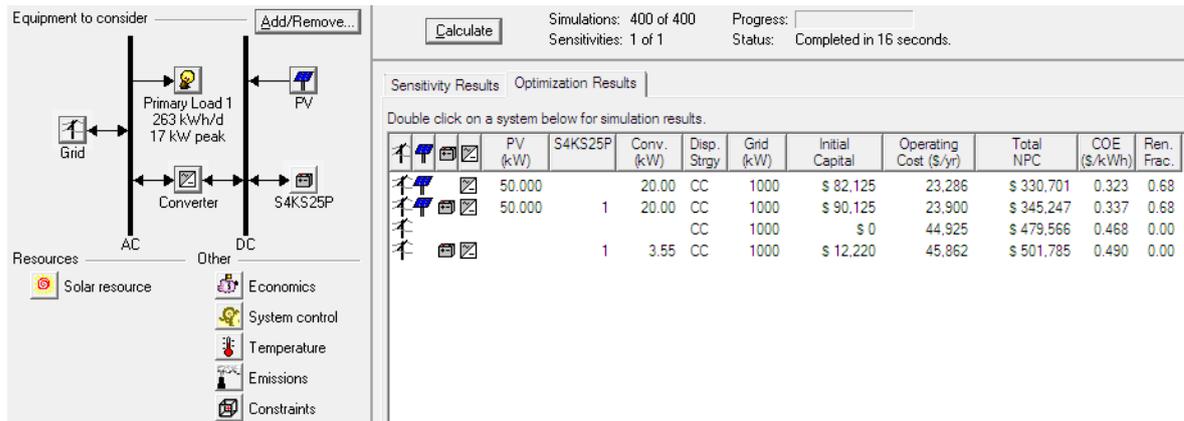
Na Figura 45, percebe-se que há excedente de energia anual de 25,216kWh e uma energia solicitada da rede elétrica anual de aproximadamente 27,914kWh. Sendo assim, a energia gerada foi utilizada para o consumo do consumidor comercial, havendo assim pouca compensação de energia elétrica anual de aproximadamente 2,697kWh.

A próxima simulação contempla a tarifa azul com a estratégia de GLD PV, além da GD.

4.7 REDE + TARIFA AZUL + GD + GLD PV

Considerando a curva de carga do estudo de caso que é apresentada na Figura 13, essa simulação contempla a rede elétrica, a tarifa azul, a inserção de GD e a estratégia de GLD PV. Nesta simulação, tem-se uma diminuição de consumo de 1,07% na Energia de Ponta comparando com o sistema atual. Na Figura 46, apresenta-se os resultados da composição desse sistema elétrico dado o estudo de caso com a aplicação da estratégia de GLD PV.

Figura 46 - Resultados da simulação com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV)

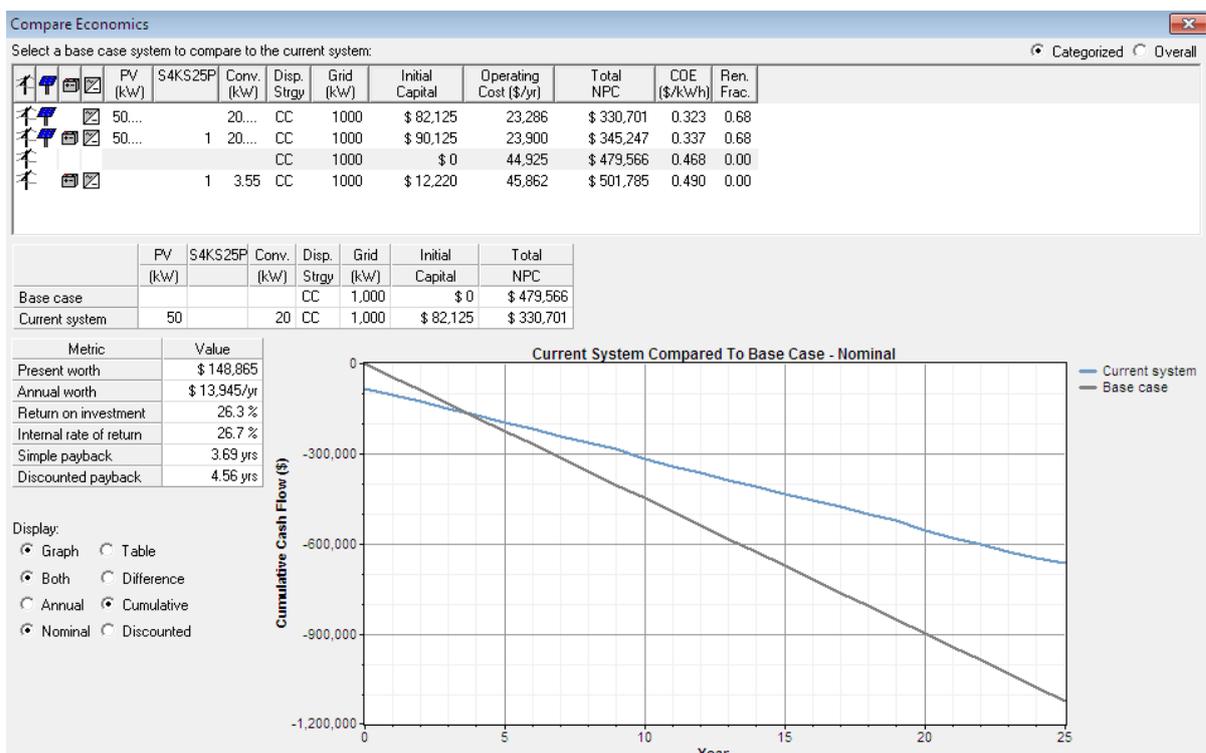


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 46, percebe-se como melhor resultado a utilização da rede elétrica (1000kW), a inserção de Painéis Fotovoltaicos com capacidade de 50kW e Conversores com capacidade de 20kW, isso considerando a Tarifa Azul e a estratégia de GLD PV.

Na Figura 47, apresenta-se o comparativo (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV) com apenas a rede elétrica, sendo o sistema atual.

Figura 47 - Comparativo (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV) com apenas a Rede Elétrica

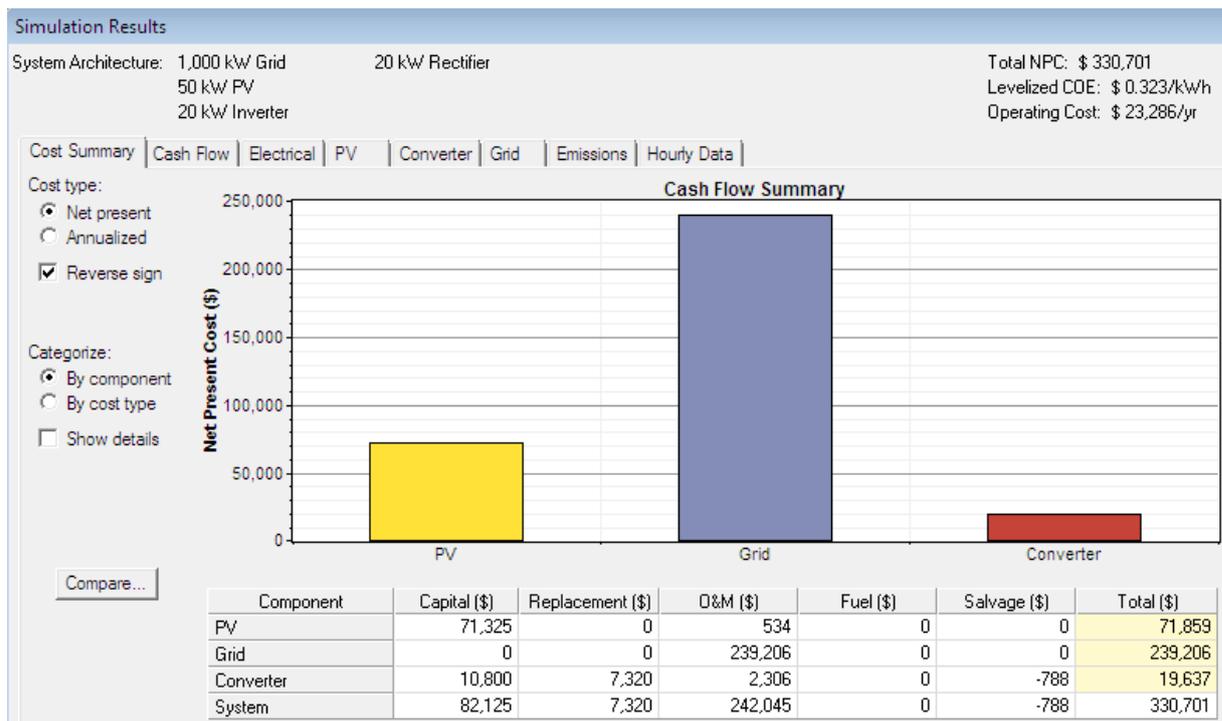


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 47, percebe-se que realizando o comparativo da rede elétrica com o melhor resultado composto com a inserção de GD, a aplicação da tarifa azul e a estratégia de GLD PV, o sistema se pagaria em aproximadamente 3 anos e 7 meses.

Na Figura 48, é demonstrado o fluxo de caixa na simulação com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV).

Figura 48 - Fluxo de caixa com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV)

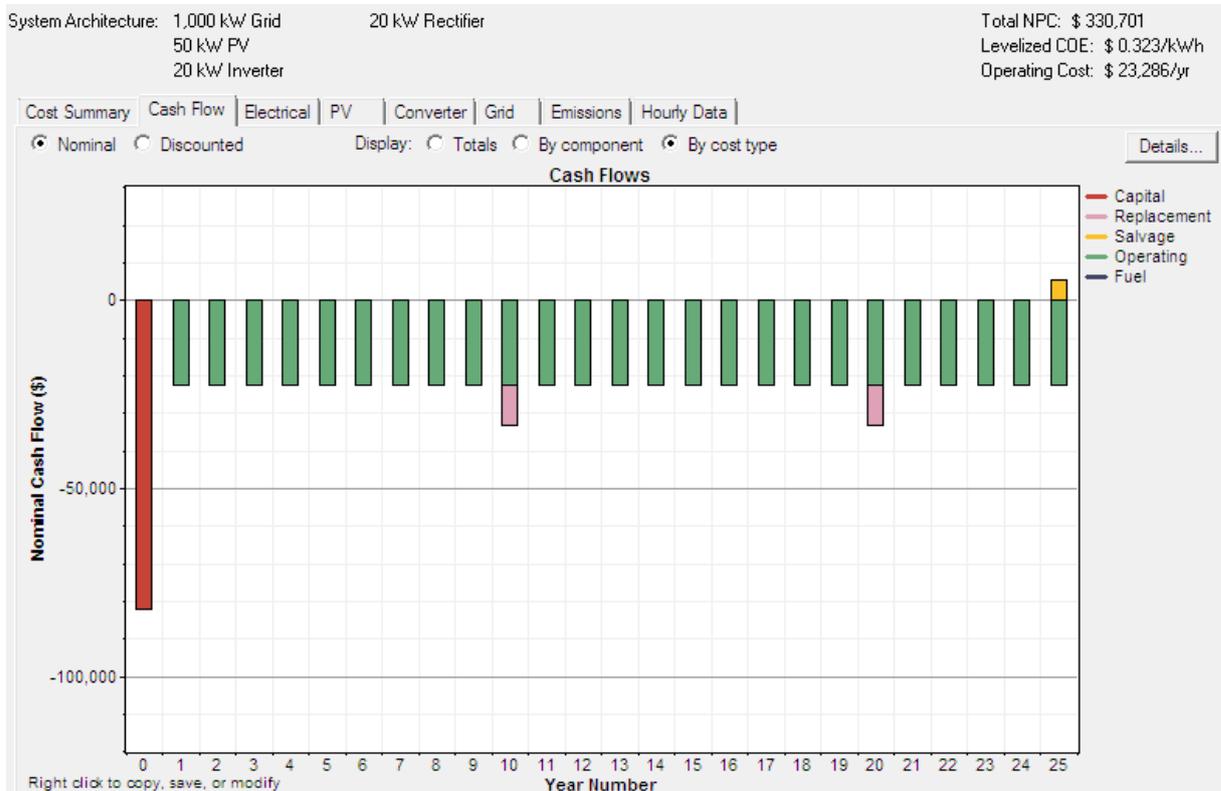


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 48, percebe-se que na seguinte simulação vale a pena a inserção de GD e a aplicação da estratégia de GLD PV, utilizando menos os painéis fotovoltaicos e mais a rede elétrica aliada à tarifa azul.

Na Figura 49, apresenta-se o fluxo de caixa do consumo da simulação da (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV).

Figura 49 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV

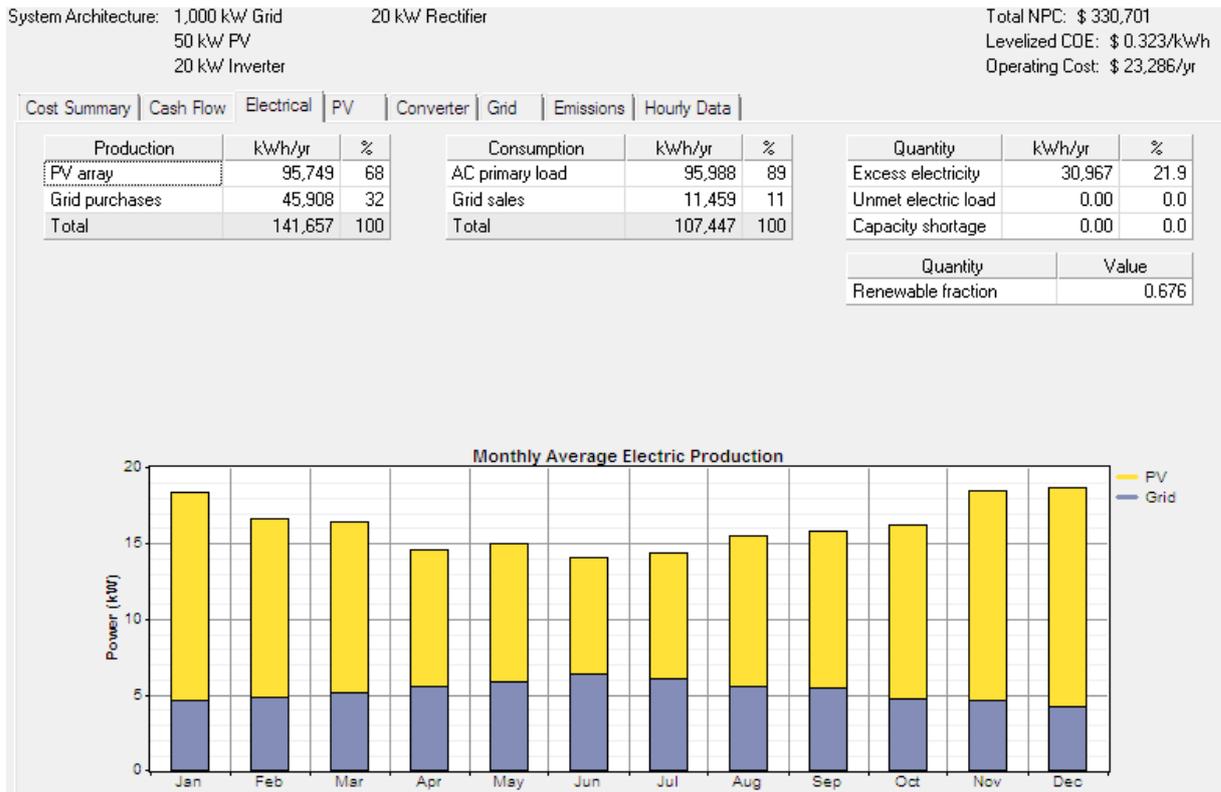


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 49 é perceptível que o custo com o capital inicial só é feito no primeiro ano, sendo em torno de R\$ 82.125,00, com um custo de operação anual de R\$ 23.286,00 e um custo total de investimento aproximadamente de R\$ 330.701,00. Além disso, no ano 10 e 20 deverá ser realizada a troca dos conversores, já que o mesmo tem uma vida útil de 10 anos.

Na Figura 50, demonstra-se a produção média de eletricidade dada a composição do sistema elétrico simulado.

Figura 50 - Produção média de eletricidade do sistema elétrico (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV)



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 50, percebe-se que dos meses de novembro até março houve uma significativa geração de energia elétrica, com a utilização da energia solar, isso dada a composição do sistema elétrico aliado com a maior incidência do sol nesses meses.

Na Figura 51, demonstra-se o comportamento do sistema elétrico simulado.

Figura 51 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD PV)

System Architecture: 1,000 kW Grid 20 kW Rectifier Total NPC: \$ 330,701
 50 kW PV Levelized COE: \$ 0.323/kWh
 20 kW Inverter Operating Cost: \$ 23,286/yr

Cost Summary | Cash Flow | Electrical | PV | Converter | Grid | Emissions | Hourly Data

Rate:

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	3,452	1,373	2,079	16	0	754
Feb	3,218	998	2,220	16	0	755
Mar	3,831	986	2,844	17	0	769
Apr	3,965	706	3,259	16	0	769
May	4,350	655	3,695	16	0	788
Jun	4,563	507	4,056	17	0	799
Jul	4,515	522	3,994	16	0	786
Aug	4,129	752	3,376	16	0	777
Sep	3,922	861	3,061	16	0	773
Oct	3,496	1,099	2,397	16	0	761
Nov	3,323	1,406	1,918	17	0	787
Dec	3,144	1,595	1,549	16	0	748
Annual	45,908	11,459	34,449	17	13,141	9,267

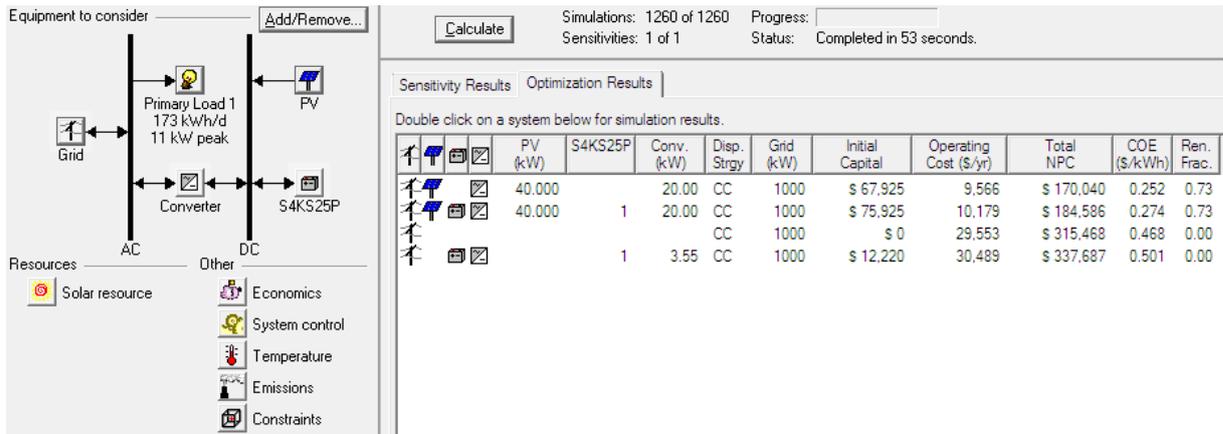
Fonte: Autora (2021).

Na Figura 51 é perceptível que há excedente de energia anual de 11,459kWh e uma energia solicitada da rede elétrica anual de aproximadamente 45,908kWh. Sendo assim, a energia gerada foi utilizada para o consumo do consumidor comercial, havendo assim uma compensação de energia elétrica anual de aproximadamente 34,449kWh.

4.8 REDE + TARIFA AZUL + GD + GLD CE E GLD PV

Nesta simulação analisa-se a aplicação das 2 (duas) estratégias de GLD, combinadas com a tarifa azul e a inserção de GD na rede elétrica do consumidor comercial do estudo de caso.

Figura 52 - Resultados da simulação com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE E GLD PV)

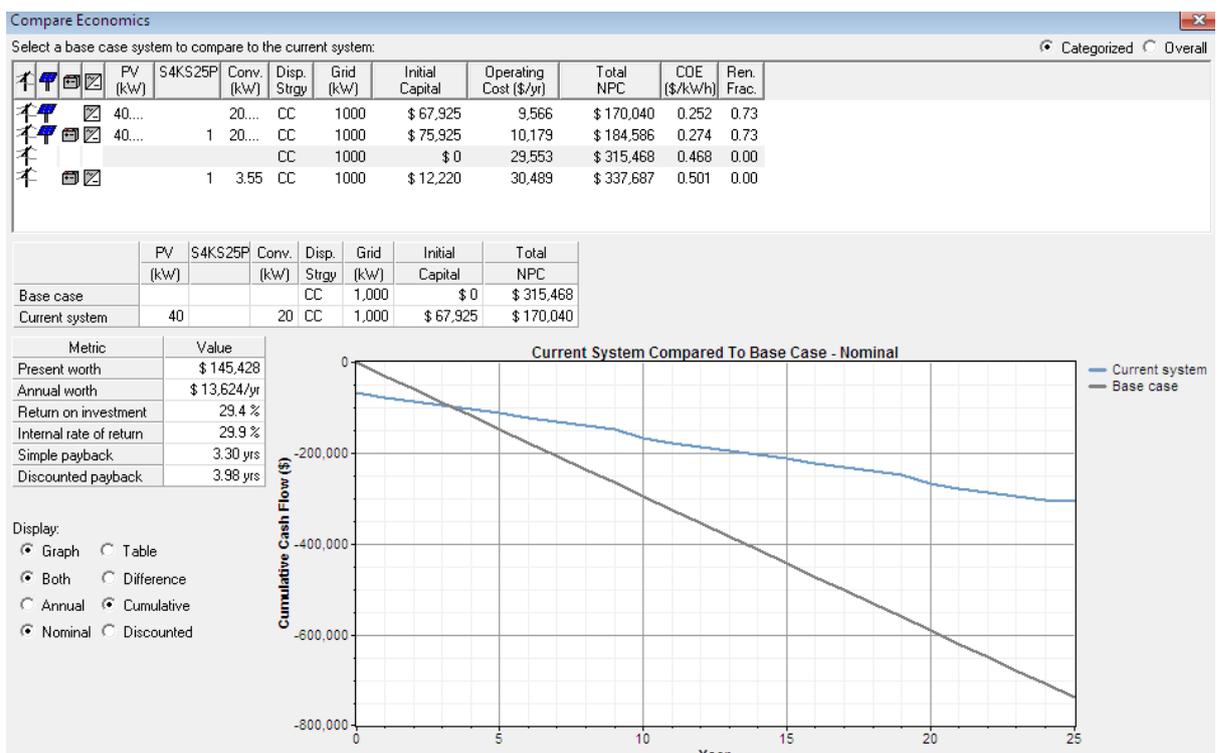


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 52, percebe-se como melhor resultado a utilização da rede elétrica (1000kW), a inserção de Painéis Fotovoltaicos com capacidade de 40kW e Conversores com capacidade de 20kW, isso considerando a Tarifa Azul e as estratégias de GLD CE e GLD PV.

Na Figura 53, apresenta-se o comparativo (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE e GLD PV) com apenas a rede elétrica, sendo o sistema atual.

Figura 53 - Comparativo (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE e GLD PV) com apenas a Rede Elétrica

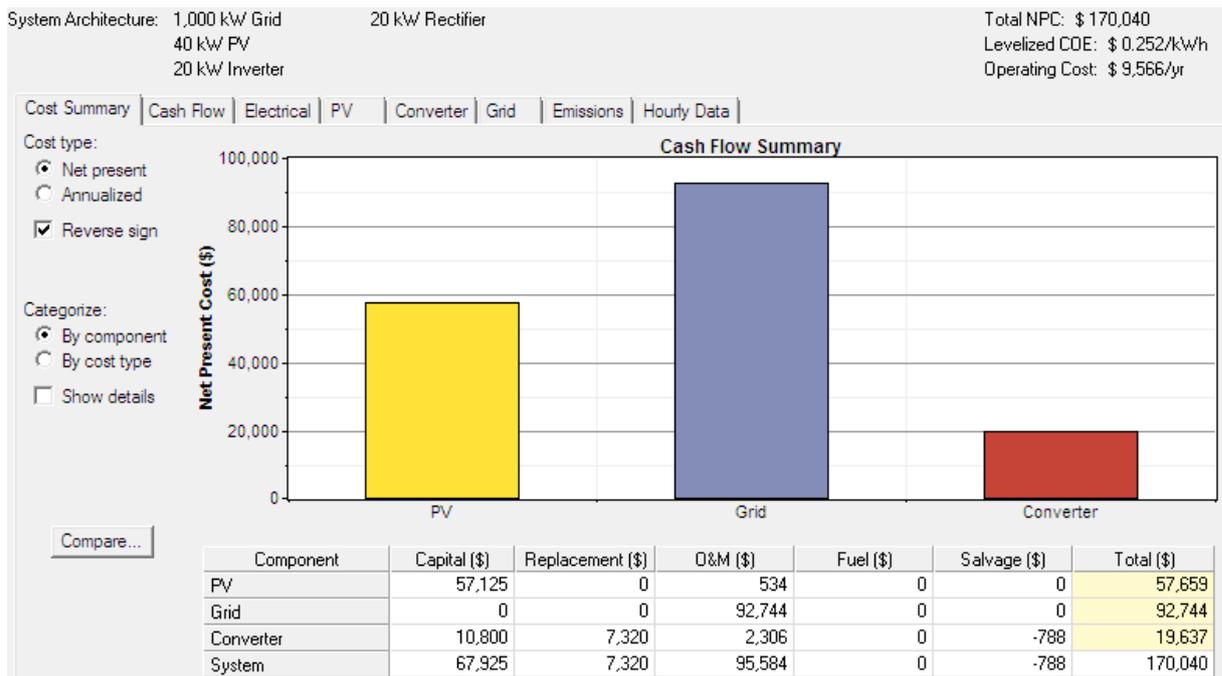


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 53, percebe-se que realizando o comparativo da rede elétrica com o melhor resultado composto com a inserção de GD, a aplicação da tarifa azul e as estratégias de GLD CE e GLD PV combinadas, o sistema se pagaria em aproximadamente 3 anos e 3 meses.

Na Figura 54, é demonstrado o fluxo de caixa na simulação com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE e GLD PV).

Figura 54 - Fluxo de caixa com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE e GLD PV)

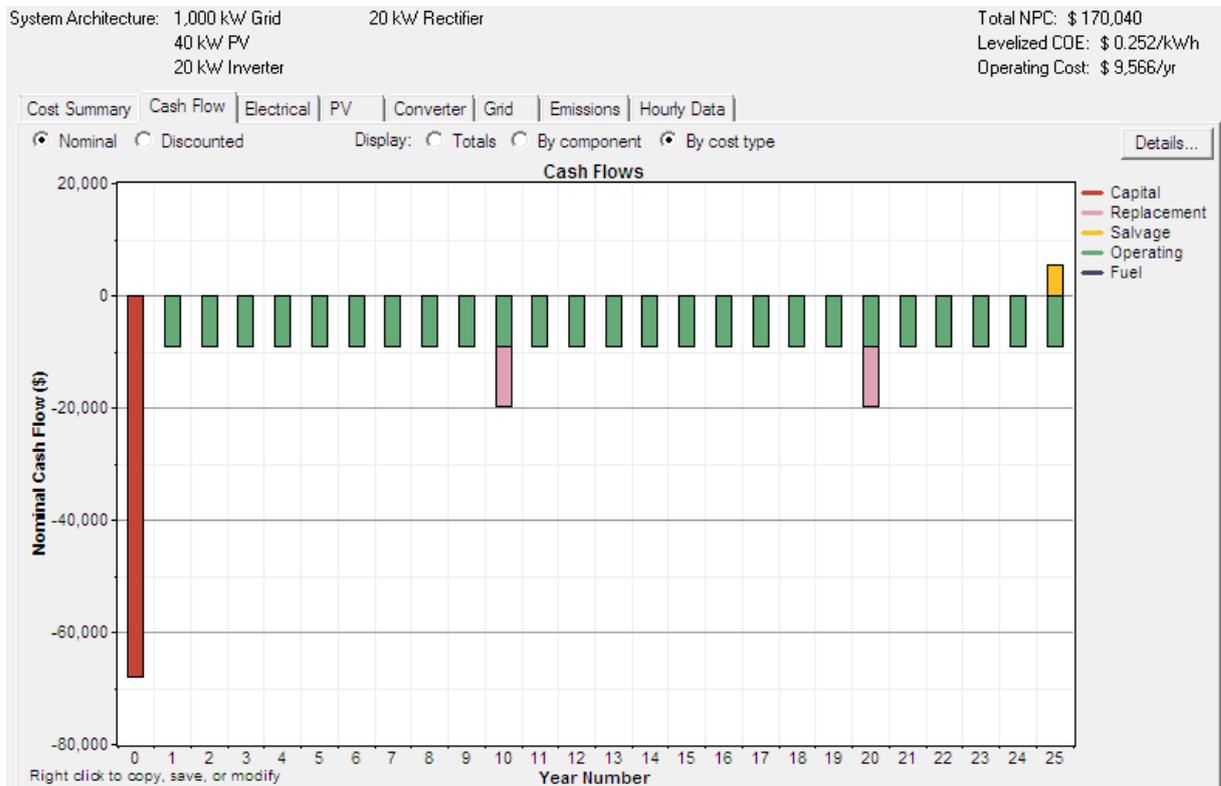


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 54, percebe-se que na seguinte simulação vale a pena a inserção de GD e a aplicação das estratégias de GLD CE e GLD PV, mesmo utilizando menos os painéis fotovoltaicos do que a rede elétrica aliada à tarifa azul.

Na Figura 55, apresenta-se o fluxo de caixa do consumo da simulação da (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE e GLD PV).

Figura 55 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE e GLD PV)



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 55 é perceptível que o custo com o capital inicial só é feito no primeiro ano, sendo em torno de R\$ 67.925,00, com um custo de operação anual de R\$ 9.566,00 e um custo total de investimento aproximadamente de R\$ 170.040,00. Além disso, no ano 10 e 20 deverá ser realizada a troca dos conversores, já que o mesmo tem uma vida útil de 10 anos.

Na Figura 56, demonstra-se a produção média de eletricidade dada a composição do sistema elétrico simulado.

Figura 56 - Produção média de eletricidade do sistema elétrico (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE e GLD PV)



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 56, percebe-se que dos meses de novembro até março houve uma significativa geração de energia elétrica, com a utilização da energia solar, isso dada a composição do sistema elétrico aliado com a maior incidência do sol nesses meses.

Na Figura 57, demonstra-se o comportamento do sistema elétrico simulado.

Figura 57 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Azul + GD + GLD CE e GLD PV)

System Architecture:		1,000 kW Grid	20 kW Rectifier	Total NPC: \$ 170,040		
		40 kW PV		Levelized COE: \$ 0.252/kWh		
		20 kW Inverter		Operating Cost: \$ 9,566/yr		
Cost Summary Cash Flow Electrical PV Converter Grid Emissions Hourly Data						
Rate: All						
Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	2,146	2,502	-356	11	0	494
Feb	2,010	1,939	71	10	0	490
Mar	2,404	1,998	406	11	0	501
Apr	2,478	1,511	967	10	0	505
May	2,736	1,498	1,238	11	0	517
Jun	2,867	1,178	1,689	11	0	525
Jul	2,811	1,223	1,588	11	0	515
Aug	2,595	1,647	947	10	0	508
Sep	2,473	1,779	694	10	0	508
Oct	2,182	2,161	21	10	0	495
Nov	2,079	2,529	-450	11	0	516
Dec	1,978	2,860	-882	10	0	488
Annual	28,758	22,826	5,933	11	2,628	6,060

Fonte: Autora (2021).

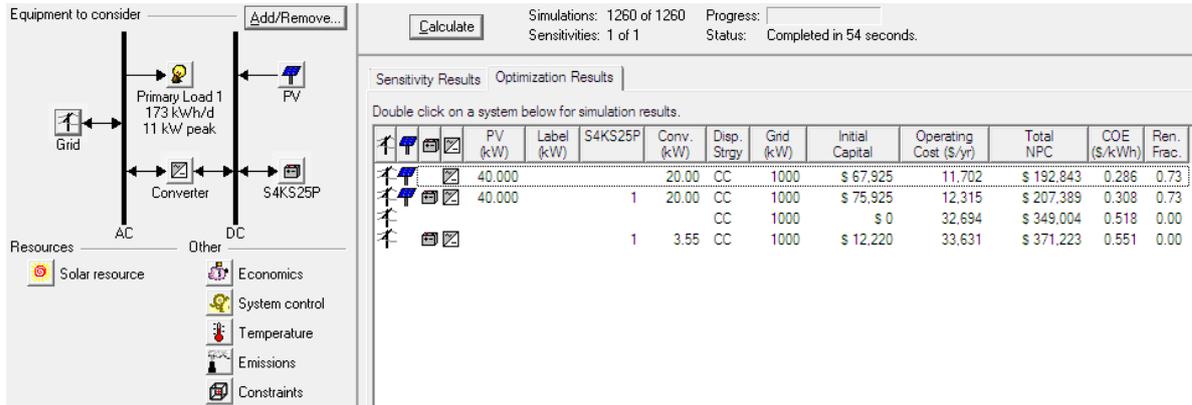
Na Figura 57 é perceptível que há excedente de energia anual de 22,826kWh e uma energia solicitada da rede elétrica anual de aproximadamente 28,758kWh. Sendo assim, a energia gerada foi utilizada para o consumo do consumidor comercial, havendo assim uma compensação de energia elétrica anual de aproximadamente 5,933kWh.

E para a última sequência das simulações é realizada a combinação da rede + tarifa verde + GD + GLD CE e GLD PV.

4.9 REDE + TARIFA VERDE + GD + GLD CE E GLD PV

Nesta última sequência de simulação analisa-se a aplicação das 2 (duas) estratégias de GLD, combinadas com a tarifa verde e a inserção de GD na rede elétrica do consumidor comercial do estudo de caso.

Figura 58 - Resultados da simulação com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE E GLD PV)

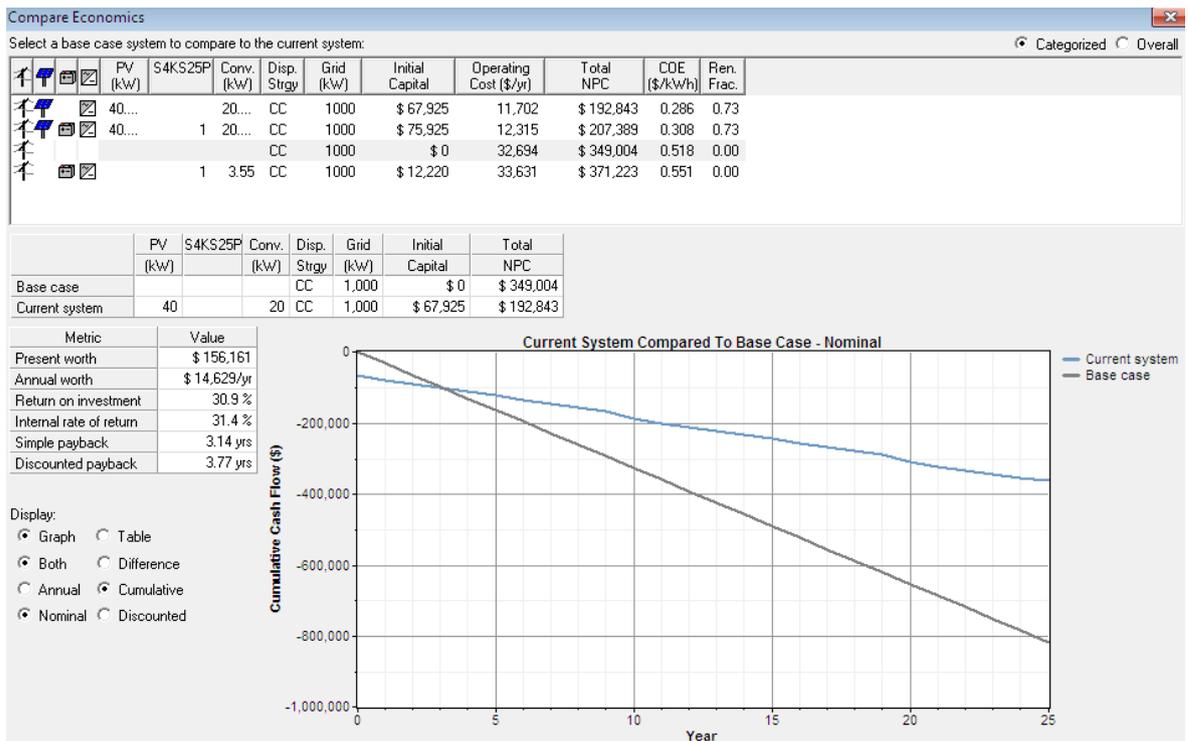


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 58, percebe-se como melhor resultado a utilização da rede elétrica (1000kW), a inserção de Painéis Fotovoltaicos com capacidade de 40kW e Conversores com capacidade de 20kW, isso considerando a Tarifa Verde e as estratégias de GLD CE e GLD PV.

Na Figura 59, apresenta-se o comparativo (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE e GLD PV) com apenas a rede elétrica, sendo o sistema atual.

Figura 59 - Comparativo (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE e GLD PV) com apenas a Rede Elétrica

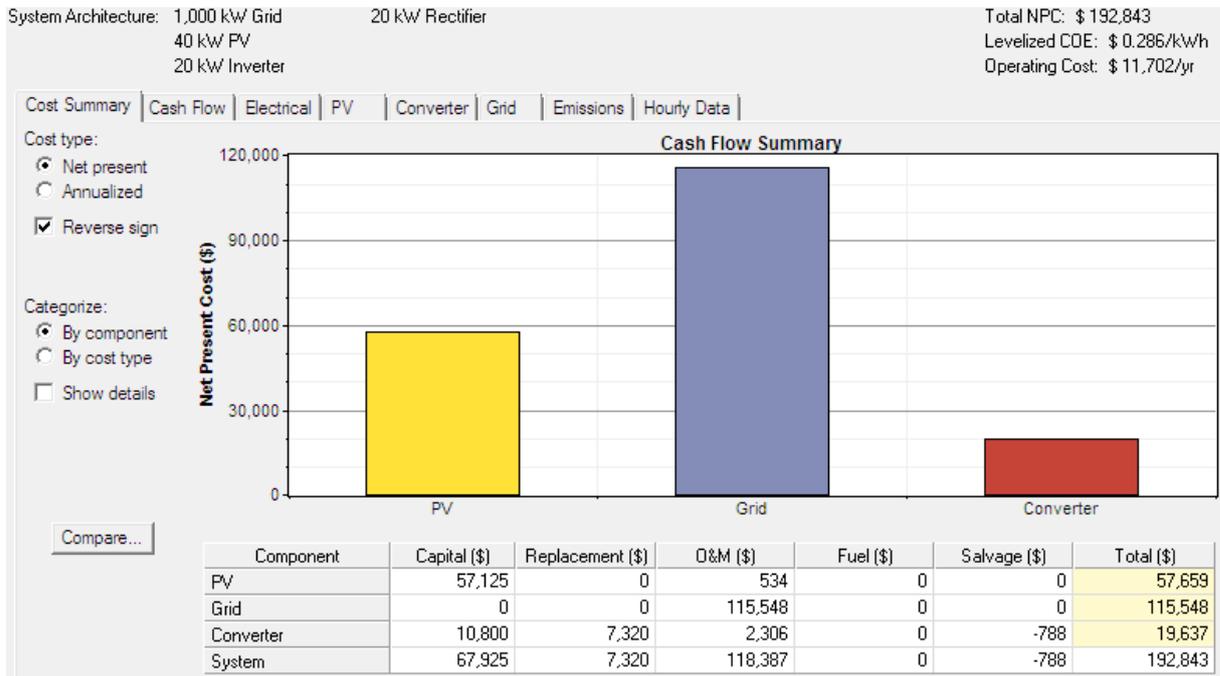


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 59, percebe-se que realizando o comparativo da rede elétrica com o melhor resultado composto com a inserção de GD, a aplicação da tarifa verde e as estratégias de GLD CE e GLD PV combinadas, o sistema se pagaria em aproximadamente 3 anos e 1 mês.

Na Figura 60, é demonstrado o fluxo de caixa na simulação com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE e PV).

Figura 60 - Fluxo de caixa com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE e GLD PV)

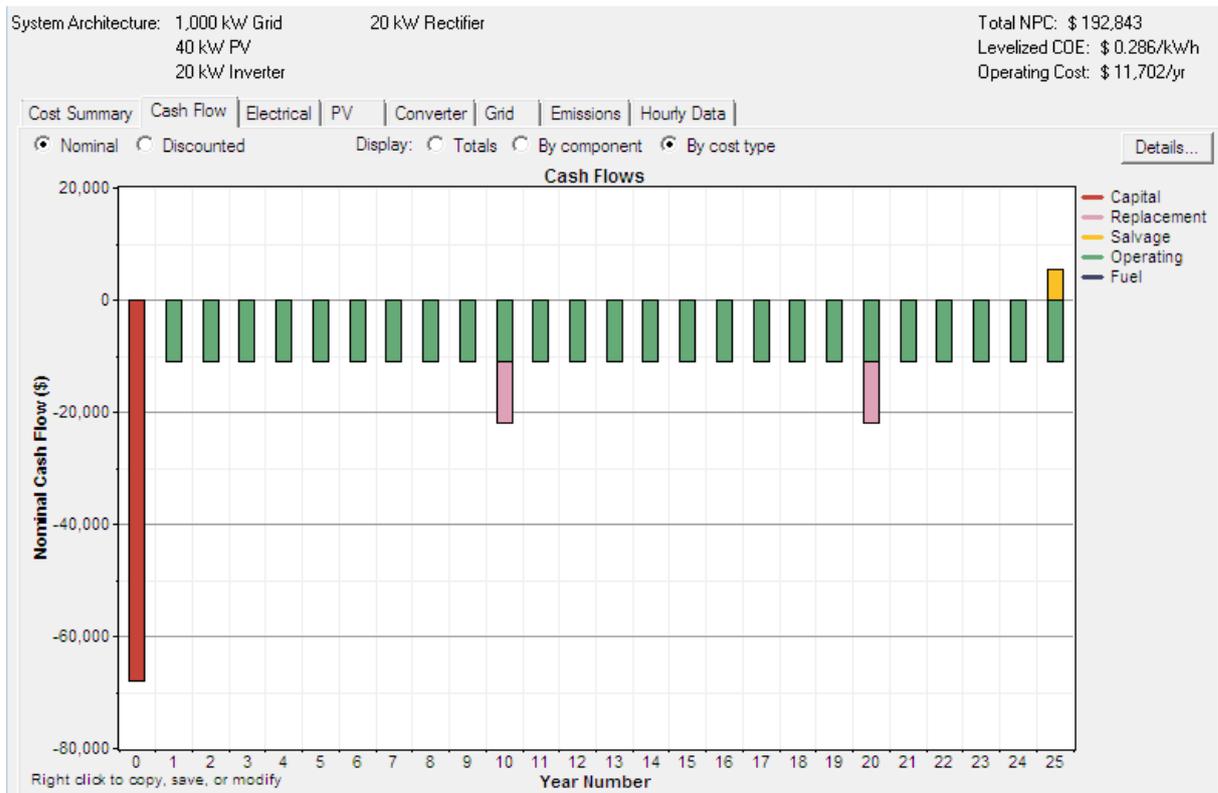


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 60, percebe-se que na seguinte simulação vale a pena a inserção de GD e a aplicação das estratégias de GLD CE e GLD PV, mesmo utilizando menos os painéis fotovoltaicos do que a rede elétrica aliada à tarifa azul.

Na Figura 61, apresenta-se o fluxo de caixa do consumo da simulação da (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE e GLD PV).

Figura 61 - Fluxo de caixa para o consumo do consumidor comercial com (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE e GLD PV)

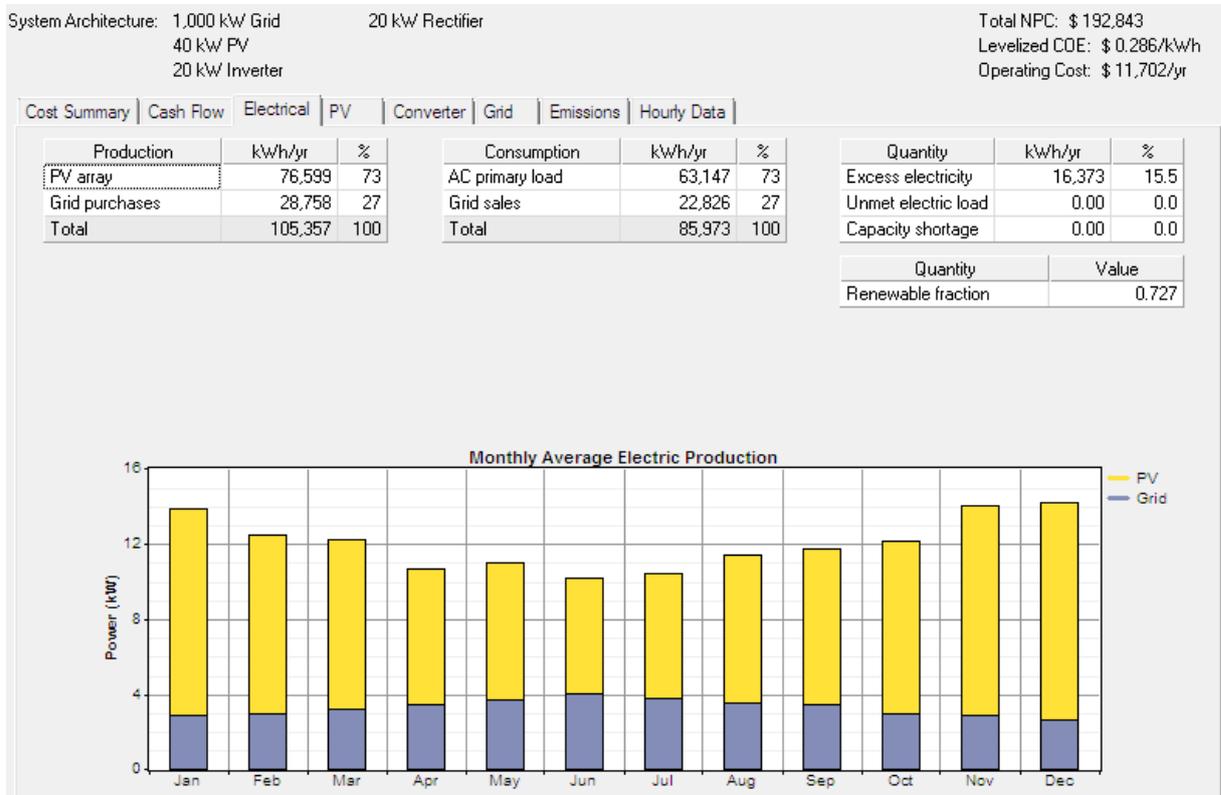


Fonte: Autora (2021).

Na Figura 61 é perceptível que o custo com o capital inicial só é feito no primeiro ano, sendo em torno de R\$ 67.925,00, com um custo de operação anual de R\$ 11.702,00 e um custo total de investimento aproximadamente de R\$ 192.843,00. Além disso, no ano 10 e 20 deverá ser realizada a troca dos conversores, já que o mesmo tem uma vida útil de 10 anos.

Na Figura 62, demonstra-se a produção média de eletricidade dada a composição do sistema elétrico simulado.

Figura 62 - Produção média de eletricidade do sistema elétrico (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE e GLD PV)



Fonte: Autora (2021).

Na Figura 62, percebe-se que dos meses de novembro até março houve uma significativa geração de energia elétrica, com a utilização da energia solar, isso dada a composição do sistema elétrico aliado com a maior incidência do sol nesses meses.

Na Figura 63, demonstra-se o comportamento do sistema elétrico simulado.

Figura 63 - Dados do sistema elétrico (Rede + Tarifa Verde + GD + GLD CE e GLD PV)

System Architecture:		1,000 kW Grid		20 kW Rectifier		Total NPC: \$ 192,843	
		40 kW PV				Levelized COE: \$ 0.286/kWh	
		20 kW Inverter				Operating Cost: \$ 11,702/yr	
Cost Summary Cash Flow Electrical PV Converter Grid Emissions Hourly Data							
Rate: All							
Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand	
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge	
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)	
Jan	2,146	2,502	-356	11	0	427	
Feb	2,010	1,939	71	10	0	422	
Mar	2,404	1,998	406	11	0	433	
Apr	2,478	1,511	967	10	0	430	
May	2,736	1,498	1,238	11	0	442	
Jun	2,867	1,178	1,689	11	0	451	
Jul	2,811	1,223	1,588	11	0	441	
Aug	2,595	1,647	947	10	0	434	
Sep	2,473	1,779	694	10	0	433	
Oct	2,182	2,161	21	10	0	424	
Nov	2,079	2,529	-450	11	0	444	
Dec	1,978	2,860	-882	10	0	421	
Annual	28,758	22,826	5,933	11	5,623	5,201	

Fonte: Autora (2021).

Na Figura 63 é perceptível que há excedente de energia anual de 22,826kWh e uma energia solicitada da rede elétrica anual de aproximadamente 28,758kWh. Sendo assim, a energia gerada foi utilizada para o consumo do consumidor comercial, havendo assim uma compensação de energia elétrica anual de aproximadamente 5,933kWh.

Com isso, conclui-se que a tarifa a qual o consumidor comercial faz parte atualmente está de acordo com o seu sistema elétrico, sendo ele o Grupo A4 – Tarifa Verde. Portanto, para um investimento em GD e aplicação de estratégias de GLD é notável que a mudança de tarifa, verde para azul, seria uma das alternativas para uma melhor eficiência, otimização, sustentabilidade e economia.

Portanto, de forma breve, realiza-se uma análise de todas as simulações realizadas neste estudo de caso.

4.10 ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES

Na Tabela 3, demonstra-se o melhor resultado para cada relação de análise de simulação. Destaca-se que os cenários favoreceram as aplicações das estratégias de GLD.

Conforme apresentado na Tabela 3, as simulações considerando as estratégias de GLD CE e GLD PV, e a inserção de GD dado o estudo de caso, vale a pena o investimento, tendo um retorno de investimento em torno de 4 anos.

Entretanto, analisou-se que aplicando as estratégias de GLD e a inserção de GD no Parque Tecnológico, valeria a pena a mudança da tarifa, alterando da verde para a azul.

Tabela 3 - Comparação dos resultados das simulações

Simulação	Capital Inicial	Custo de Operação	Total de Inv.	Ano de Retorno
R + T. V. + GD	R\$ 82.124,00	R\$ 27.493,00	R\$ 375.609,00	3 anos e 5 meses
R + T. A. + GD	R\$ 82.125,00	R\$ 23.800,00	R\$ 336.186,00	3 anos e 7 meses
R + T. V. + GD + GLD CE	R\$ 82.124,00	R\$ 10.613,00	R\$ 195.414,00	3 anos e 5 meses
R + T. V. + GD + GLD PV	R\$ 82.124,00	R\$ 26.926,00	R\$ 369.554,00	3 anos e 5 meses
R + T. A. + GD + GLD CE	R\$ 82.125,00	R\$ 8.559,00	R\$ 173.494,00	3 anos e 7 meses
R + T. A. + GD + GLD PV	R\$ 82.125,00	R\$ 23.286,00	R\$ 330.701,00	3 anos e 3 meses
R + T. A. + GD + GLD CE e GLD PV	R\$ 67.925,00	R\$ 9.566,00	R\$ 170.040,00	3 anos e 3 meses
R + T. V. + GD + GLD CE e GLD PV	R\$ 67.925,00	R\$ 11.702,00	R\$ 192.843,00	3 anos e 1 mês

Fonte: Autora (2021).

Este capítulo apresentou os resultados obtidos através das simulações realizadas no software Homer, onde analisou-se 8 (oito) cenários que estabelecem um comparativo entre a tarifa verde, azul e as estratégias de GLD adotadas neste trabalho.

Com isso, percebe-se que o avanço tecnológico permite um maior aproveitamento da matriz energética brasileira, assim como, o planejamento de estratégias de GLD, favorecendo o consumidor comercial e a concessionária de distribuição.

5 CONCLUSÃO

A grande vantagem que os consumidores comerciais de média e alta tensão possuem além da tarifa horária, é um contrato de demanda de energia elétrica com a concessionária a qual pertence. Sendo assim, influencia no comportamento da curva de carga desses consumidores comerciais quando atentos às novas tecnologias.

O grande desafio é realizar o gerenciamento de carga, uma vez que não é só uma necessidade desses consumidores em utilizar a energia elétrica no período de energia de ponta do sistema, assim como, todo um hábito cultural, pois sempre utilizaram a energia elétrica sem uma preocupação de melhoria de seu sistema e utilização da matriz energética para a geração de eletricidade.

As resoluções normativas da ANEEL, assim como as concessionárias, têm contribuído com os consumidores para a inserção de GD nos sistemas elétricos, fazendo com que as fontes renováveis sejam aproveitadas de forma eficiente e sustentável.

As tarifas possuem valores diferenciados para as horas e dias da semana, tendo intervalos definidos como ponta e fora de ponta, enquanto a tarifa verde possui apenas um único valor para a demanda, a tarifa azul já possui dois valores diferenciados de demanda, exigindo do consumidor uma maior flexibilidade da curva de carga e conseqüentemente incentivando apenas a aplicação de estratégias de GLD, dependendo do sistema elétrico do consumidor comercial.

Nesse sentido, para melhorar a curva de carga e otimizar o sistema elétrico do consumidor comercial, faz-se necessário utilizar das estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda e a Geração Distribuída.

Desse modo, foram avaliadas as estratégias de GLD possíveis de serem aplicadas ao consumidor comercial, fazendo uso das tarifas verde e azul, onde destacaram-se a estratégia de GLD de conservação estratégica e preenchimento dos vales, juntamente com a inserção de Geração Distribuída, utilizando a fonte renovável solar no município de Santa Maria para as simulações no software HOMER.

Dessa forma, foram obtidas as curvas de carga do consumidor comercial, sendo o Parque Tecnológico de Santa Maria, dados tarifários da Concessionária de Distribuição RGE Sul. Com isso, escolheu-se as tecnologias de GD (painéis fotovoltaicos, conversores e baterias), analisando as características técnicas e econômicas.

Com isso, simulou-se no software Homer alguns cenários com o objetivo de analisar a viabilidade técnica e econômica quanto a aplicação de estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, considerando a análise tarifária e a geração distribuída.

Dado isso, foram realizadas 2 (duas) simulações dentro da faixa de consumo do consumidor comercial sem a aplicação de GLD, apenas a inserção de GD e a aplicação das tarifas verde e azul. Assim como, as outras 6 (seis) simulações com estratégias de GLD, inserção de GD e aplicação das mesmas tarifas.

Tendo 2 casos como melhor opção a aplicação da estratégia de GLD Conservação Estratégica. Sobretudo, destaca-se ainda que os melhores resultados consideraram a inserção de GD, e as combinações das aplicações das estratégias de GLD Preenchimento dos Vales e Conservação Estratégica, fazendo com que o investimento inicial fosse mais baixo, assim como o custo de operação anual de todo o sistema.

Vale ressaltar ainda que o melhor caso dado a combinação das estratégias de GLD, valeria a pena o consumidor comercial, Tecnoparque, alterar da tarifa verde para a tarifa azul caso invista em um sistema com GD e estratégias de GLD.

Portanto, a metodologia apresentada obteve a aplicação de 2 (duas) estratégias de GLD, levando em consideração a análise tarifária do Grupo A, sendo as Tarifas Verde e Azul em conjunto com a inserção de GD nos consumidores comerciais de Média Tensão.

Dado também o avanço das tecnologias com as Redes Elétricas Inteligentes (REI), pode-se inserir e adaptar a aplicação de GLD, como estratégias de gerenciamento de carga por parte do consumidor ou até mesmo como resposta da demanda por parte da concessionária, fazendo com que haja um aumento na viabilidade do consumidor comercial de utilizar a análise tarifária e recursos naturais para otimizar e efficientizar o seu sistema elétrico.

5.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Dado os resultados apresentados neste trabalho, percebe-se o vasto campo a ser explorado, além disso, percebe-se que com as estratégias de GLD juntamente com a inserção de GD no sistema elétrico, pode-se otimizar e efficientizar o sistema de uma forma específica.

Além do mais, além de utilizar outras metodologias de GLD para os consumidores comerciais, dada a região do Brasil, pode-se utilizar outras fontes renováveis para a geração de energia elétrica.

Outro ponto a ser levado em consideração é analisar o comportamento do consumidor comercial e adequá-lo de forma mais precisa na classificação da concessionária, podendo assim, se utilizar das tarifas para um melhor aproveitamento e economia do consumo e demanda de energia elétrica.

Portanto, esse trabalho pode servir de base aos consumidores comerciais de Média e Alta Tensão, assim como a inserção de GD de forma particular e específica à curva de carga do cliente, visando sempre aprimorar as tecnologias já existentes com o intuito de otimizar as soluções, ter um acompanhamento mais prático, real e imediato do consumo de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, S. C. A.; FREIRE, R. L. **Geração de Energia Elétrica através de um Sistema Híbrido Diesel-Eólico para um Hospital**. Congresso Internacional sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural (AGRENER GD), 2008.

_____. **ANEEL**, de 16 de janeiro de 2020/1. ANEEL, 2020. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **ANEEL**, de 16 de janeiro de 2020/2. ANEEL, 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/postos-tarifarios>. Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **ANEEL**, de 16 de janeiro de 2020/3. ANEEL, 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **ANEEL. Resolução Normativa nº482**, de 17 de abril de 2012. ANEEL, 2012. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR++SRD++Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf>. Acesso em: 29 fev. 2021.

AYRES, H. M. **Desenvolvimento de Metodologias de Análise de Geradores Distribuídos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2010. 176 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica – Departamento de Sistemas de Energia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação de Campinas da Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2010.

BELLARMINE, G.T., TURNER, M.C. Energy conservation and management in the U.S. **Energy Conserv. Mgmt.**, vol. 35 no. 4, pp.363-373, 1994.

CAMPOS, A. **Gerenciamento Pelo Lado da Demanda: Um Estudo de Caso**. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa Interunidades (IEE/POLI/FEA), São Paulo, 2004.

CASTRO, R. **“Resposta da Demanda – Visão da CCEE”**. 1º Workshop de Resposta da Demanda, dez. 2016.

CORTEZ, N. H. V. **Gerenciamento da demanda em sistemas elétricos industriais utilizando algoritmos genéticos**. 2017. 107 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2017.

CPFL, **Portal Cooperativo, Taxas e Tarifas**. CPFL, 2021. Disponível em: <https://www.cpflempresas.com.br/institucional/tarifas.aspx?emp=D008>. Acesso em: 8 nov. 2021.

CRESESB, **Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito**, 2021. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/>. Acesso em: 25 set. 2021.

D. P. Bernardon...[et al.], **Sistemas de Distribuição no Contexto das Redes Elétricas Inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes**, 1. ed. Santa Maria: AGEPOC, 2015. 163p.L.

DONADON, A. R. **Proposta de Norma de Conexão de Fontes de Geração Distribuída à Rede de Baixa Tensão da Concessionária**. 2010. 97 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica - Comissão de Pós-graduação em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia Mecânica de Campinas da Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2010.

EPE, **Consumo de Energia Elétrica**. EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>. Acesso em: 13 jun. de 2020.

European Parliament. **The Potential of Electricity Demand Response 2017**. Disponível em: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/607322/IPOL_STU\(2017\)6](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/607322/IPOL_STU(2017)6). Acesso em: 05 set. 2021.

FARIA, P.; VALE, Z. Demand response in electrical energy supply: An optimal real time pricing approach. **Energy**, v. 36, n. 8, p. 5374–5384, 2011.

GELLINGS, C. W. **The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response**. Fairmont Press, 2009.

HOMER, Energy, 2021. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>. Acesso em: 15 out. 2021.

INITIATIVE, G. E. **Frequently Asked Questions: Real-Time Pricing**. Disponível em: <https://www.galvinpower.org/sitemap/>. Acesso em: 20 jul. 2021.

PJM. **Demand Response Strategy PJM Interconnection**. p. 55, 2017. Disponível em: <https://www.pjm.com/~media/library/reports-notice/demand-response/20170628-pjm-demand-response-strategy.ashx>. Acesso em: 19 mar. 2022.

RODRIGUES, A. F. **Análise da viabilidade de alternativas de suprimento descentralizado de energia elétrica a comunidades rurais de baixa renda com base em seu perfil de demanda**. 2006. 156 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

SIANAKI, O. A.; MASOUM, M. A.S.; POTDAR, V. A decision support algorithm for assessing the engagement of a demand response program in the industrial sector of the smart grid. **Curtin Research Publications**, v.115, p. 123-137, 2017.

ZHANG, Q.; GROSSMANN, I. E. Enterprise-wide optimization for industrial demand side management: Fundamentals, advances, and perspectives. **Chemical Engineering Research and Design**, Elsevier, v. 116, p. 114131, 2016.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Time Based Rate Programs**. Disponível em: https://www.smartgrid.gov/recovery_act/time_based_rate_programs.html. Acesso em: 20 jul. 2021.

ANEXO A

MUNICIPIO SANTA MARIA
R VENANCIO AIRES 2277
CENTRO
97010-005 SANTA MARIA RS

Conta de Energia Elétrica
Nº. 123041097 série U
Data de Emissão 01/11/2021
Data de Apresentação 05/11/2021
Página 01 de 02

Roteiro de Leitura	Lote	PN	Reservado ao Fisco
SMRATL63-0000000000	MC		31F2.FF9F.C7C6.7474.E81C.57BF.0392.958C

DADOS DO SEU CÓDIGO

PM SANTA MARIA
R CODESMA B, 1001BL HS
97030-430 SANTA MARIA /RS

Classificação: Tarifa Verde-A4 Poder Público Municipal
CNPJ:
Inscrição Estadual:
Conta Contrato Nº.

ATENDIMENTO	PN	SEU CÓDIGO	CONTA MÊS	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR
0800 721 1701 www.cpfempresas.com.br			OUT/2021	27/12/2021	8.300,41

DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO

Cod.	Descrição da Operação	Mês Ref.	Quant. Registrada	Quant. Faturada	Unid. Med.	Tarifa com Tributos R\$	Valor Total Operação R\$	Base Cálculo ICMS R\$	Aliq. ICMS%	ICMS	Base Cálculo PIS/COFINS	PIS 1,06%	COFINS 4,88%	
0605	Consumo Ponta [kWh] - TUSD	OUT/21	642,600	642,600	kWh	1,63196390	1.048,70	1.048,70	30,00	314,61	734,09	7,78	35,82	
0605	Consumo Fora Ponta [kWh]-TUSD	OUT/21	7.321,300	7.321,300	kWh	0,13167744	964,05	964,05	30,00	289,22	674,83	7,15	32,93	
0601	Cons Ponta - TE	OUT/21	642,600	642,600	kWh	0,66500156	427,33	427,33	30,00	128,20	299,13	3,17	14,60	
0601	Cons FPonta TE	OUT/21	7.321,300	7.321,300	kWh	0,41107454	3.009,60	3.009,60	30,00	902,88	2.106,72	22,33	102,81	
0601	Adicional Band Vermelha Ponta	OUT/21					138,57	138,57	30,00	41,57	97,00	1,03	4,73	
0601	Adicional Band Vermelha FPonta	OUT/21					1.578,97	1.578,97	30,00	473,69	1.105,28	11,72	53,94	
0602	Demanda [kW] - TUSD	OUT/21	21,504	21,504	KW	41,28022884	887,69	887,69	30,00	266,31	621,38	6,59	30,32	
0602	Demanda [kW] - TUSD	OUT/21		8,496	KW	28,8595104	245,50				245,50	2,60	11,98	
Subtotal							8.300,41							
Total Distribuidora							8.300,41							
Total a Pagar							8.300,41							

Demanda Contratada	Energia Contratada	Bandeiras Tarifárias	Micro/Minigeração
Única Ponta Fora Ponta Geração	30 Único Ponta Fora Ponta Reservado	Esc Hídrica : De 01 a 31/10 - 31 Dias Total : 31 Dias	

DATAS DE LEITURA

Leitura Anterior	30/09/2021
Leitura Atual	31/10/2021
Qtd de dias	31
Próxima Leitura Prevista	30/11/2021

TARIFA ANEEL

kWh Ponta TE	R\$ 0,43786000	kW Único	R\$ 27,18000000
kWh Fponta TE	R\$ 0,27056000		
kWh Ponta TUSD	R\$ 1,07454000		
kWh Fponta TUSD	R\$ 0,06670000		
kW Único	R\$ 27,18000000		

EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

Energia Ativa	40154182
Energia Reativa	40154182
Taxa de perda (%)	0,0

DEMONSTRATIVO DE UTILIZAÇÃO

Mês de Referência OUT/2021

Consumo Ponta - [kWh]			Consumo Fora de Ponta - [kWh]		
Mês	kWh	Dias	Mês	kWh	Dias
2021 OUT	642,00	31	2021 OUT	7321,00	31
SET	619,00	30	SET	6293,00	30
AGO	562,00	31	AGO	5504,00	31
JUL	539,00	31	JUL	5253,00	31
JUN	530,00	30	JUN	5220,00	30
MAI	553,00	31	MAI	5359,00	31
ABR	512,00	30	ABR	5347,00	30
MAR	541,00	31	MAR	5731,00	31
FEV	430,00	28	FEV	4891,00	28
JAN	433,00	31	JAN	5527,00	31
2020 DEZ	441,00	31	2020 DEZ	5342,00	31
NOV	273,00	19	NOV	3119,00	19
NOV	509,00	33	NOV	5322,00	33

NÍVEIS DE TENSÃO

Contratado	13,800
Mínimo	12,834
Máximo	14,490

Demanda - [kW]

Mês	kW	Dias
2021 OUT	21,00	31
SET	16,00	30
AGO	17,00	31
JUL	14,00	31
JUN	16,00	30
MAI	14,00	31
ABR	19,00	30
MAR	21,00	31
FEV	18,00	28
JAN	19,00	31
2020 DEZ	23,00	31
NOV	16,00	19
NOV	23,00	33

INDICADORES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA

Santa Maria 4	DIC	FIC	DMIC	DICRI
Padrão Mensal	3,68	2,40	2,57	9,77
Padrão Trimestral	7,36	4,80		
Padrão Anual	14,73	9,61		
Apurado Mensal	0,00	0,00	0,00	0,00

Período de Apuração Mês: 08/2021

Valor mensal do EUSD: R\$ 1.896,57