

UNIVERSIDADE DO ESTADO DO AMAZONAS
ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA

THAINÁ REIS BRASIL RIBEIRO

ANÁLISE DA APLICABILIDADE ECONÔMICA DO AUTOCONSUMO REMOTO DE
ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NO AMAZONAS

MANAUS – AM

2019

THAINÁ REIS BRASIL RIBEIRO

ANÁLISE DA APLICABILIDADE ECONÔMICA DO AUTOCONSUMO REMOTO DE
ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NO AMAZONAS

Monografia desenvolvida durante a disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II e apresentada à banca avaliadora do Curso de Engenharia Elétrica da Escola Superior de Tecnologia da Universidade do Estado do Amazonas, como pré-requisito para a obtenção do título de Engenheira Eletricista.

ORIENTADOR: PROF. DR. ISRAEL GONDRES TORNÉ

MANAUS – AM

2019

Universidade do Estado do Amazonas – UEA
Escola Superior de Tecnologia - EST

Reitor:

Cleinaldo de Almeida Costa

Vice-Reitor:

Cleto Cavalcante de Souza Leal

Diretora da Escola Superior de Tecnologia:

Ingrid Sammyne Gadelha Figueiredo

Coordenador do Curso de Engenharia Elétrica:

Walfredo Lucena da Costa Filho

Banca Avaliadora composta por:

Data da defesa: <05/12/2019>.

Prof. Dr. Israel Gondres Torné (Orientador)

Prof. Dr. Daniel Guzmán del Rio

Prof. Dr. Edry Antonio García Cisneros

CIP – Catalogação na Publicação

Ribeiro, Thainá R. B.

Análise Da Aplicabilidade Econômica Do Autoconsumo Remoto De Energia Elétrica Utilizando Um Sistema De Microgeração Fotovoltaica No Amazonas / Thainá Reis Brasil Ribeiro; [orientado por] Prof. Dr. Israel Gondres Torné. – Manaus: 2019.

<109> p.: il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade do Estado do Amazonas, 2019.

1. Energia. Geração Distribuída. 2. Sistemas Fotovoltaicos. 3. Microgeração. 4. Autoconsumo remoto. 5. Viabilidade Econômica. 6. Amazonas. I. Torné, Israel.

THAINÁ REIS BRASIL RIBEIRO

ANÁLISE DA APLICABILIDADE ECONÔMICA DO AUTOCONSUMO REMOTO DE
ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NO AMAZONAS.

Pesquisa desenvolvida durante a disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II e apresentada à banca avaliadora do Curso de Engenharia Elétrica da Escola Superior de Tecnologia da Universidade do Estado do Amazonas, como pré-requisito para a obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Nota obtida: _____ (_____)

Aprovada em ____/____/____.

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

BANCA EXAMINADORA

Orientador: Israel Gondres Torné, Dr.

Avaliador: Daniel Guzmán del Rio, Dr.

Avaliador: Edry Antonio García Cisneros, Dr.

Manaus – AM
2019

Dedico esta, bem como todas as minhas demais conquistas, a minha família, por sua capacidade de acreditar em mim, em especial a minha querida mãe, Sra. Izaura Naya Reis Brasil, pois seu cuidado e dedicação me proporcionaram, em muitos momentos, esperança e força para prosseguir.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus que permitiu que tudo isso acontecesse, ao longo da minha vida, e não somente nestes anos como universitária, mas que em todos os momentos da minha vida.

Ao meu orientador, Dr. Israel Gondres Torné, por todo apoio e paciência ao longo da elaboração do meu projeto final.

Também gostaria de deixar um agradecimento especial a empresa Premier System Automação LTDA, conhecida popularmente como Expertise Energia Solar, por possibilitar a execução deste trabalho científico.

Por fim, agradeço, imensamente, a todas as pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para minha trajetória universitária e para a realização do meu trabalho de conclusão de curso.

RESUMO

A energia é um recurso crítico na operação das organizações, pois em qualquer que seja o setor ou atividade econômica à qual elas pertencem, esta pode atingir até 60% do custo agregado ao produto final. Sendo assim, a disponibilidade deste insumo tem importância crucial nos aspectos econômicos associados, tais como, custos de produção e produtividade, além de impactos socioambientais vinculados ao esgotamento de recursos naturais e mudanças climáticas.

De acordo com dados do Ministério de Minas e Energia (MME) o setor industrial é o maior responsável pelo consumo de energia do país, correspondendo a cerca de 34% do consumo final, porém é o que menos investe em Geração Distribuída (GD) visto que, apesar do custo dos sistemas fotovoltaicos tenham caído notavelmente nos últimos anos, ainda é preciso um investimento consideravelmente alto para que consumidores de médio e grande porte tenham um aproveitamento significativo dos sistemas fotovoltaicos.

Acredita-se que sistemas de autoconsumo remoto serão uma solução amplamente utilizada pelas empresas de grande porte, grupos ou cooperativas quando obtiverem conhecimento suficiente sobre as vantagens da utilização da energia solar, assim, esse trabalho propõe uma análise da viabilidade econômica destes sistemas no Amazonas, estudando o desempenho técnico-econômico do projeto de três sistemas de Microgeração solar fotovoltaica de 75 Quilowatts pico (kWp), desenvolvidos e implementados pela empresa local, Premier System Automação LTDA, conhecida como Expertise Energia Solar, afim de fornecer créditos de energia elétrica para um Grupo Empresarial de Manaus.

Palavras-Chave: Energia. Geração Distribuída. Sistemas Fotovoltaicos. Microgeração. Autoconsumo remoto. Viabilidade Econômica. Amazonas.

ABSTRACT

Energy is a critical resource in the operation of organizations, as whatever industry or economic activity belongs to them, it can reach up to 60% of the value added to the end product. Thus, the availability of this input is of crucial importance in the associated economic aspects, such as production and reproduction costs, as well as socio-environmental impacts linked to the depletion of natural resources and climate change.

According to data from the Ministry of Mines and Energy (MME) or the industrial sector is the largest responsible for energy consumption in the country, accounting for about 34% of final consumption, but it is the least invested in Distributed Generation (GD).) whereas, although the cost of photovoltaic systems has fallen significantly in recent years, it is still a considerable considerable investment for medium and large consumers who have a significant use of photovoltaic systems.

Believe me if remote self-consumption systems will be a solution widely used by large companies, groups or cooperatives, when they get enough knowledge about the advantages of using solar energy, this work will be analyzed by economic and economical systems in the Amazon, study or technical-economic performance of the design of three 75-kWp peak (kWp) solar photovoltaic microgeneration systems, tested and implemented by the local company, Premier System Automation LTDA, known as Solar Energy Expertise, after requesting electricity discounts for a Manaus Business Group.

Keywords: Energy. Distributed generation. Photovoltaic systems. Microgeneration. Remote self-consumption. Economic viability. Amazons.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Geração Centralizada versus Geração Distribuída	20
Figura 2 Esquema de Entrada e saída de energia.	23
Figura 3 Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras	24
Figura 4 Sistema De Geração Compartilhada.....	25
Figura 5 Sistema de Autoconsumo Remoto	25
Figura 6 Alternativas Propostas No Relatório De AIR n° 0004/2018- SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.....	30
Figura 7 Radiação Solar Global Diária, Média Anual (MJ/m ² .dia).	37
Figura 8 Radiação Solar Global, Média Sazonal.....	38
Figura 9 Interface Comum Dos Portais Solares	40
Figura 10 Painel Solar Q CELLS L-G5.0.G Q.PEAK 72 CELULAS.....	41
Figura 11: Inversor SUNNY HIGHPOWER 75-10	42
Figura 12 String Box, PROAUTO CFB-16E-1S 1000DC.....	44
Figura 13 Suporte Metálico Para Aplicações Em Solo	45
Figura 14: Localização das três micro usinas solares	50
Figura 15: Cronograma De Instalação Da Usina Piloto	51
Figura 16 Disposição dos painéis solares no terreno	52
Figura 17 Detalhes da disposição dos painéis solares.....	52
Figura 18 Diagrama Unifilar da Subestação.....	53
Figura 19 Layout da malha de Aterramento do sistema fotovoltaico.....	54
Figura 20 Acúmulo De Água/Lama No Terreno Devido A Inclinação Do Relevo	56
Figura 21: Posição Dos Painéis Solares No Terreno	56
Figura 22 Duzentos E Setenta Painéis Instalados Na Parte Alta Do Lote 64.....	57
Figura 23 Detalhes da Fixação dos Módulos Solares	57
Figura 24 Posicionamento Da Subestação Aérea E Do Abrigo Destinados Aos Equipamentos Do Sistema Solar Fotovoltáico	58
Figura 25 Detalhes Do Abrigo Destinados Aos Equipamentos Do Sistema Solar Fotovoltáico	58
Figura 26 Equipamento De Conversão DC/AC E Proteção DC Do Sistema Solar Fotovoltáico	59
Figura 27 Proteção AC Do Sistema Solar Fotovoltáico	59
Figura 28 (a) Subestação Aérea De 112,5 kVA (b) Ramal De Interligação Da Subestação	60
Figura 29 Planta Do Sistema Solar Fotovoltáico Proposto Simulada No Software PV*SOL.....	60
Figura 30 Fluxo De Energia Da Micro Usina Solar.....	61
Figura 31 Desempenho Do Sistema Por Inversor	62
Figura 32 Irradiação Por Área Do Módulo	62
Figura 33 Temperatura Por Área De Módulo	63
Figura 34 Previsão De Rendimento	64
Figura 35 Energia Fotovoltáica Ao Longo Do Prazo Do Projeto.....	64
Figura 36 Produção De Energia Total Da Micro Usina No Mês De Setembro	66
Figura 37 Produção De Energia Total Da Micro Usina No Mês De Outubro.....	66
Figura 38 Produção De Energia Total Da Micro Usina No Mês De Novembro	67

Figura 39 Fluxo De Caixa Acumulado – Alternativa 0	74
Figura 40 Fluxo De Caixa Acumulado – Alternativa 1	74
Figura 41 Fluxo De Caixa Acumulado – Alternativa 2	75
Figura 42 Fluxo De Caixa Acumulado – Alternativa 3	75
Figura 43 Fluxo De Caixa Acumulado – Alternativa 4	76
Figura 44 Fluxo De Caixa Acumulado – Alternativa 5	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Unidades consumidoras com geração distribuída em outubro de 2019.....	22
Tabela 2 Alternativas Propostas No Relatório De AIR nº 0004/2018- SRD/SCG/SMA/ANEEL	30
Tabela 3 Produção Termo Elétrica Equivalente	32
Tabela 4 Identificação da Unidade Consumidora.....	32
Tabela 5 Secção Mínima Dos Condutores	36
Tabela 6 Produção De Energia	39
Tabela 7 Características do módulo Fotovoltaico.....	42
Tabela 8 Características do Inversor DC-AC	43
Tabela 9 Características da String Box	44
Tabela 10 Sistema solar fotovoltaico simulado	61
Tabela 11 Três Primeiros Meses De Produção De Energia Da Micro Usina	65
Tabela 12 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Alternativa 0	68
Tabela 13 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Alternativa 1	69
Tabela 14 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Alternativa 2	70
Tabela 15 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Alternativa 3.....	71
Tabela 16 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Alternativa 4.....	72
Tabela 17 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Alternativa 5.....	73
Tabela 18 Análise Geral Financeira Do Sistema – Usina 1.....	82
Tabela 19 Sistema Solar Fotovoltaico Simulado – Usinas 1,2 e 3.	82
Tabela 20 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Usinas 1, 2 e 3.....	83
Tabela 21 Análise Geral Financeira Do Sistema – Usinas 1, 2 e 3.....	84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional De Energia Elétrica
$C_{diário}$	Consumo Diário
C_{man}	Custo De Manutenção (US\$/kWh);
C_{mensal}	Consumo Mensal
C_{oper}	Custo De Operação (US\$/kWh);
$C_{sistema}$	Consumo Do Sistema
Cel	Custo Da Energia Elétrica;
CGH	Central Geradora Hidráulica
CO_2	Dióxido De Carbono
CONFINS	Contribuição Para Financiamento Da Seguridade Social.
E	Energia Gerada (kW);
EOL	Usinas Eolioelétricas
F	Fator De Anuidade;
F_A	Fator De Correção De Temperatura
FC	Fluxo de Caixa
FECOMÉRCIO	Federação Do Comércio De Bens, Serviços E Turismo
FV	Fotovoltaico
G_i	Irradiância Local
G_{ref}	Irradiância De Referência
GD	Geração Distribuída
H	Número De Horas Operacionais (h/Ano);
HSP	Horas De Sol Pleno
I	Corrente De Trabalho
I'	Capacidade De Corrente
$I_{Nom.disjuntor}$	Corrente Nominal Do Disjuntor
$I_{MÁX}$	Corrente Máxima
I_{mp}	Corrente De Operação
I_n	Corrente Nominal De Disjuntor
I_t	Investimento Total;
I_z	Corrente Nominal Do Cabo Corrigida

ICMS	Imposto Sobre Circulação De Mercadorias E Serviços
k	Taxa de Desconto
kW	Quilowatt Pico
kWh	Quilowatt Hora
kWp	Quilowatt
MME	Ministério De Minas E Energia
MW	Megawatts
N_{oct}	Condições De Operação Nominal Do Módulo
N_p	Número De Fileiras Ligadas Em Paralelo
N_s	Número De Módulos
NO_x	Óxidos De Nitrogênio
PBD	PayBack Descontado
PBS	PayBack Simples
P_{FV}	Potência Máxima Nominal Do Gerador Fotovoltaico
$P_{MÁX}^{INV}$	Potência DC Máxima Nominal Do Inversor
$P_{módulo}$	Potência Do Módulo Gerador Fotovoltaico Sob Condições De Referência
P_{mp}	Produção Fotovoltaica
PIM	Polo Industrial De Manaus
PIS	Programas De Integração Social
PRODIST	Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional
REN	Resolução Normativa
SO_2	Dióxido De Enxofre
T_A	Fator De Correção De Agrupamento De Cargas
T_a	Temperatura Ambiente
T_c	Temperatura Das Costas Dos Módulos
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima De Atratividade
T_{ref}	Temperatura T_c De Referência
UFV	Usinas Fotovoltaicas
UTE	Usinas Termelétricas
$V_{mp.ref}$	Tensão De Operação De Referência

V_{MAX}^{INV}	Tensão Máxima DC No Inversor
$V_{MÍN}^{INV}$	Tensão Mínima DC No Inversor
V_{mp}	Tensão De Operação
VPL	Valor Presente Líquido
y_{mp}	Coeficiente Que Relaciona Potência Ativa E Geração Em Função Da Temperatura
β_{mp}	Coeficiente Que Relaciona Tensão De Operação E Geração Em Função Da Temperatura

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	16
1	REFERENCIAL TEÓRICO	20
1.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	20
1.1.1	Normatização Vigente	22
1.1.1.1	Projeto – aprovação e instalação	26
1.1.1.2	Potência instalada	27
1.1.1.3	Sistema de compensação	27
1.1.1.4	Fatura.....	28
1.1.1.5	Imposto.....	28
1.1.1.6	Medição de energia elétrica	29
1.1.1.7	Responsabilidades por dano ao sistema elétrico	29
1.1.2	Revisão da REN 482/2012	29
1.2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE.....	31
1.2.1	Potencial de redução de poluentes	31
1.2.2	Etapas projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede	32
1.2.2.1	Identificação da unidade consumidora	32
1.2.2.2	Método para o dimensionamento do sistema.....	32
1.2.3	Potencial da geração solar fotovoltaica no Amazonas	37
1.2.4	Monitoramento do sistema solar fotovoltaico conectado à rede	39
2	MATERIAIS E MÉTODOS	41
2.1	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PROPOSTO	41
2.1.1	Componentes Do Sistema Solar Fotovoltaico	41
2.1.1.1	Módulos Fotovoltaicos.....	41
2.1.1.2	Inversor	42
2.1.1.3	String Box.....	43
2.1.1.4	Suporte metálico	44
2.1.1.5	Subsistema de Corrente Contínua	45
2.1.1.6	Subsistema de Corrente Alternada	46
2.2	CUSTO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	46
2.3	TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE (TMA)	47
2.4	VALOR PRESENTE LÍQUIDO	47
2.5	TAXA INTERNA DE RETORNO	48

2.6	PAYBACK	48
2.6.1	PayBack Simples.....	48
2.6.2	PayBack Descontado.....	48
2.7	SOFTWARE DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL.....	49
3	IMPLEMENTAÇÃO	50
3.1	IMPLEMENTAÇÃO FÍSICA.....	50
3.1.1	Elaboração Dos Projetos.....	51
3.1.2	Infraestrutura.....	55
3.1.3	Instalação e montagem dos projetos	57
3.2	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL	60
4	RESULTADOS	64
4.1	PRODUÇÃO DE ENERGIA	64
4.1.1	Produção de Energia Simulada em Software	64
4.1.2	Produção de Energia Real da Micro Usina	65
4.2	CUSTO DA ENERGIA.....	67
4.3	VALOR PRESENTE LÍQUIDO	67
4.4	TAXA INTERNA DE RETORNO	78
4.5	PAYBACK	80
4.5.1	Payback simples	80
4.5.2	Payback descontado.....	80
4.6	ANÁLISE GERAL FINANCEIRA	81
	CONCLUSÃO	85
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	86
	ANEXO A - MEMORIAL DESCRITIVO DA INSTALAÇÃO	90
	ANEXO B - DIAGRAMA UNIFILAR... ..	108
	ANEXO C - DIAGRAMA MULTIFILAR.....	109

INTRODUÇÃO

A energia é um recurso crítico na operação das organizações, pois em qualquer que seja o setor ou atividade econômica à qual elas pertencem, esta pode atingir até 60% do custo agregado ao produto final. Sendo assim, a disponibilidade deste insumo tem importância crucial nos aspectos econômicos associados, tais como, custos de produção e produtividade, além de impactos socioambientais vinculados ao esgotamento de recursos naturais e mudanças climáticas.

Observando o cenário atual, onde o crescimento da demanda de energia é uma preocupação pertinente a todos os grandes consumidores, como afirma o vice-presidente da Federação do Comércio de Bens, Serviços e Turismo (Fecomércio), Anderson Frota, em sua avaliação feita já em 2012, a preocupação com o aumento do consumo abrange todos os setores da economia e que os investimentos aplicados estão longe de suportar a demanda que está por vir.

Para Frota (2016), a preocupação do empresariado é a mesma independente do setor. Mesmo com um crescimento econômico menor que o Produto Interno Bruto (PIB), se não houver investimentos, o setor ficará estrangulado pela falta de energia elétrica.

Visto que, a saturação das fontes tradicionais de energia é um problema eminente, haverá um momento em que as usinas geradoras de energia existentes não suprirão a demanda de energia de forma satisfatória, seja por limitação da potência disponível ou pelo custo elevado da disponibilidade. Neste momento, a geração distribuída desenvolve o papel de diversificação da matriz energética, barateando o custo para aqueles que se propõem a investir, proporcionando equilíbrio no fornecimento de energia para todas as classes e gerando empregos e estabilidade na produção da indústria corroborando para o desenvolvimento econômico.

De acordo com dados do Ministério de Minas e Energia (MME) o setor industrial é o maior responsável pelo consumo de energia do país, correspondendo a cerca de 34% do consumo final, porém é o que menos investe em Geração Distribuída (GD) visto que, apesar do custo dos sistemas fotovoltaicos tenham caído notavelmente nos últimos anos, ainda é preciso um investimento consideravelmente alto para que consumidores de médio e grande porte tenham um aproveitamento significativo dos

sistemas fotovoltaicos. Assim, a classe de maior consumo sente-se insegura em investir sem ter garantias concretas de retorno financeiro.

Utilizando aspectos técnicos aplicados ao dimensionamento das micro usinas fotovoltaicas, é sabido que a capacidade de geração da usina está diretamente relacionada com a área que ocupa, pois os painéis solares tem em média 1,9 m², assim instalar um sistema fotovoltaico de grande porte exige áreas amplas e sem sombreamento, o que muitas vezes não é a realidade das empresas, assim, opta-se pelo autoconsumo remoto para viabilizar o empreendimento.

Uma vez que, o Polo Industrial de Manaus (PIM) que reúne mais de 600 indústrias de ponta nos segmentos eletroeletrônico, duas rodas, naval, mecânico, metalúrgico e termoplástico, entre outros, que são responsáveis por um consumo de energia relevante e pouquíssimo investimento em geração distribuída de energia, observa-se a necessidade de esclarecer as dúvidas dos investidores locais e disponibilizar dados pertinentes para dar credibilidade ao negócio, como por exemplo, o projeto piloto de energia solar de 41 kWp, instalado em uma empresa multinacional francesa conhecida por fabricar produtos à base de plástico, exclusivamente para sanar as dúvidas dos gestores da empresa quanto a eficiência do sistema e previsão de PayBack (GALLO, 2017).

O uso da energia solar oferece vantagens a longo prazo para o País, viabilizando o desenvolvimento de regiões remotas onde o custo da eletrificação pela rede convencional é demasiadamente alto com relação ao retorno financeiro do investimento, regulando a oferta de energia em períodos de estiagem, diminuindo a dependência do mercado convencional de energia e reduzindo as emissões de gases poluentes na atmosfera (TIBA, 2000).

As oportunidades de utilização do potencial econômico relacionado com a exploração dos recursos energéticos da radiação solar dependem quase que exclusivamente de dois fatores (PEREIRA et al, 2006):

- a) desenvolvimento de tecnologia de conversão e armazenamento dessa energia a um custo acessível;
- b) estabelecimento de uma política energética atrativa no País.

Grande parte dos potenciais investidores e produtores do setor energético não dispõem de conhecimento, com o embasamento científico suficiente, sobre as opções

de fontes renováveis de energia e, por conta disso, tendem a evitar os riscos econômicos e financeiros associados ao desenvolvimento de projetos nesse setor (TIBA, 2000).

De um modo geral, as informações necessárias são:

- a) levantamento em alta resolução espacial do potencial energético solar da região;
- b) conhecimento sobre a variabilidade dessas fontes renováveis associada à fatores naturais e antropogênicos;
- c) conhecimento da demanda do cliente;
- d) área disponível para a instalação do sistema solar fotovoltaico;
- e) custo final do sistema e tempo de retorno do investimento.

Uma vez que este tipo de energia requer um baixo custo de manutenção, além de ser totalmente modular, em outras palavras, o gerador fotovoltaico pode ser projetado de acordo com a demanda específica do cliente, facilitando a instalação e garantido a satisfação do mesmo, este se torna uma excelente solução para os problemas relacionados ao contínuo aumento de demanda de energia que atinge todas as regiões do país, não sendo diferente no Amazonas.

Acredita-se que sistemas de autoconsumo remoto serão uma solução amplamente utilizada pelas empresas de grande porte, grupos ou cooperativas quando obtiverem conhecimento suficiente sobre as vantagens da utilização da energia solar, tendo em vista que, uma vez que um sistema solar de porte relevante seja instalado e analisado no território amazonense, os maiores consumidores de energia elétrica da região poderão vislumbrar a viabilidade econômica dos sistemas de autoconsumo remoto, utilizando a microgeração fotovoltaica, através de dados concretos e palpáveis, contemplando as variáveis locais de irradiação, temperatura, latitude e longitude, entre outros parâmetros relevantes que causam dúvida quanto a efetividade do investimento.

Assim, esse trabalho propõe analisar a viabilidade econômica destes sistemas no Amazonas, estudando o desempenho técnico-econômico do projeto de três sistemas de microgeração solar fotovoltaica de 75 Quilowatts pico (kWp), desenvolvidos e implementados pela empresa local, Premier System Automação LTDA, conhecida como Expertise Energia Solar, afim de fornecer créditos de energia

elétrica para um Grupo Empresarial de Manaus utilizando uma série de informações adquiridas durante o período de formação de engenharia elétrica, tais como: Instalações elétricas prediais e industriais, eficiência energética, energias renováveis, introdução a economia, circuitos elétricos, materiais elétricos, sistemas de potência e muitos outros relacionados ao SEP.

Na sessão de número um aborda-se conceitos básicos sobre geração distribuída, legislação vigente e energia solar fotovoltaica, necessários para o entendimento das sessões seguintes.

Posteriormente, na sessão de número dois, são introduzidos os parâmetros gerais do sistema solar fotovoltaico proposto, bem como a descrição dos materiais utilizados e ainda, os métodos adotados para a análise financeira do mesmo.

Em sequência, na sessão de número 3, o leitor tem conhecimento sobre a implementação do projeto solar físico e computacional, onde são coletados os dados utilizados para a análise financeira proposta.

Por fim, na sessão de número quatro são expostos os resultados verificados por meio de cálculos, gráficos e tabelas, considerando a norma atual e todas as alternativas previstas na revisão da norma.

1 REFERENCIAL TEÓRICO

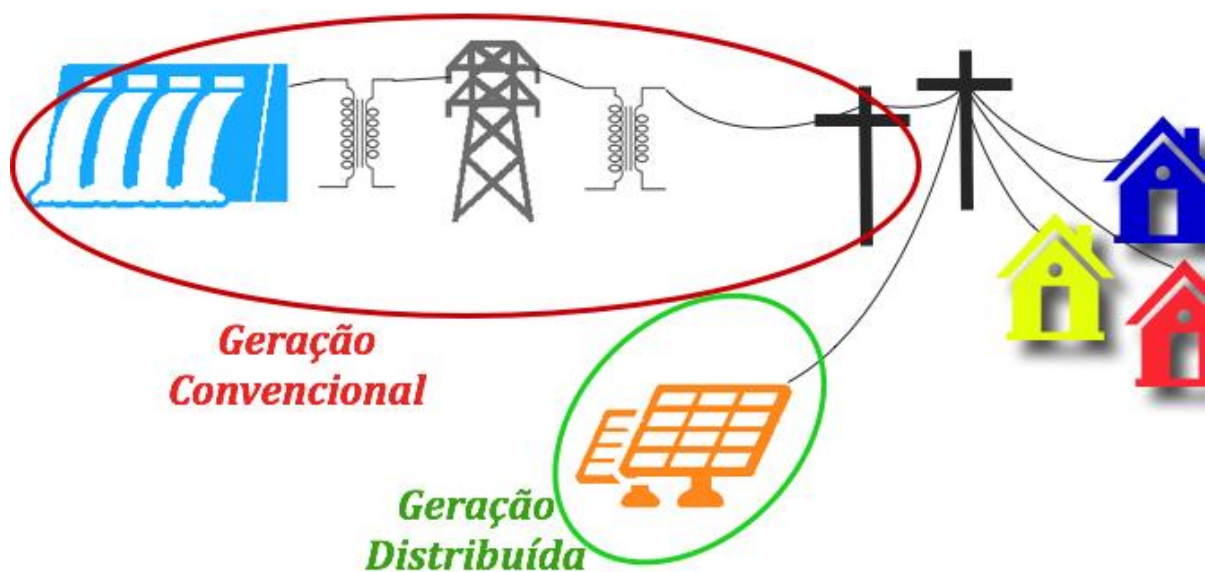
Nesta seção serão abordados os conceitos teóricos, necessários para o entendimento das sessões seguintes. Sendo estes:

- a) geração distribuída;
- b) energia solar fotovoltaica.

1.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Geração Distribuída é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada em pontos diversos, através de sistemas geradores que ficam próximos ou até mesmo na própria unidade consumidora (casas, empresas e indústrias) e que são ligados à rede elétrica pública, independente da potência, tecnologia e fonte de energia, desde que sejam fontes renováveis de energia. Portanto, essa modalidade difere diretamente da geração centralizada, onde as grandes usinas geradoras são quem produzem a energia e a enviam aos consumidores através das linhas e redes de transmissão, chegando até eles pelas distribuidoras locais. A Figura 1 exibe a diferença entre geração de energia centralizada e geração de energia distribuída.

Figura 1 Geração Centralizada versus Geração Distribuída



As tecnologias de geração distribuída têm evoluído para incluir potências cada vez menores. Desde 2012, com a implementação da Resolução Normativa (REN) 482, que estabeleceu o sistema de compensação de energia, o mercado de Geração Distribuída no Brasil vem crescendo exponencialmente, vencendo até mesmo as dificuldades burocráticas que envolvem a implantação dos sistemas.

No ano de 2017, os sistemas residenciais eram os principais protagonistas no cenário brasileiro de GD, correspondendo a 79% do total. O setor comercial ficava com 16% dos sistemas enquanto os outros 5% se dividiam entre uso rural, industrial, poder público e outras unidades consumidoras. É interessante notar o grande avanço ocorrido entre o final de 2015 e 2017, quando mais de 80% dos sistemas foram instalados, mesmo diante de um cenário de forte retração econômica. De fato, muitos dos clientes optaram pela geração distribuída exatamente como forma de proteger-se da alta nos preços da energia e ganhar competitividade em momentos onde os concorrentes estão cortando investimentos.

Em 2018, o número de conexões de micro e minigeração distribuída chegou a mais de 20 mil instalações, com atendimento a 30 mil Unidades Consumidoras, o que representa uma potência instalada de 247,30 Megawatts (MW) – suficiente para atender 367 mil residências. A classe de consumo residencial atingia 58,71% de conexões, seguida novamente da classe comercial com 35,25% das instalações. Atualmente, contamos com 81.117 usinas classificadas como geração distribuída, onde 112.152 unidades consumidoras são beneficiadas com o sistema de crédito de energia regulamentado pela REN 482 (2012), tendo uma potência instalada total de 984.951,33 kW.

As fontes renováveis que o consumidor pode utilizar para gerar a sua energia, definidas pela resolução da ANEEL, são a solar, eólica, biomassa e hídrica. Destas, a que possui o maior potencial de captação e utilização em nosso País, de forma disparada, é a solar, quase 99% de todos os sistemas de micro ou minigeração utilizam a luz do sol para gerar energia elétrica através de células fotovoltaicas, conforme na Tabela 1.

Tabela 1 Unidades consumidoras com geração distribuída em outubro de 2019.

Tipo	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
CGH	96	7.710	93.149,60
EOL	60	104	10.360,86
UFV	127.255	159.600	1.462.385,43
UTE	186	3.951	49.647,84

Fonte: ANEEL (2019)

Por usarem fontes limpas e alternativas, essa geração distribuída também traz uma diversificação na matriz energética do país, que ganha também com a geração de empregos para o desenvolvimento de um novo mercado e cadeia produtiva nacional.

1.1.1 Normatização Vigente

A modalidade de Geração Distribuída, bem como, a Geração Fotovoltaica foi regulamentada no Brasil pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012 através da REN n° 482, que trata sobre condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica além do sistema de compensação de energia elétrica, conhecido como modelo Net-Metering, que garante que painéis solares ou outros geradores de energia renovável conectados a uma rede elétrica pública possam transferir sua energia excedente para a rede, permitindo que os clientes compensem o custo da energia extraída da concessionária.

A REN n°482 não mantém o seu texto original, sofrendo alterações, em grande parte, decorrentes da REN 517, de 11 de dezembro de 2012 e da REN 687, de 24 de novembro de 2015 que alteraram desde o conceito de mini e microgeração distribuída, aspectos de projeto, da compensação de energia entre outros.

Algumas definições importantes para esta pesquisa, encontradas no Capítulo I, Art. 2º, na Resolução Normativa 482, são listadas a seguir (ANEEL, 2012):

a) microgeração distribuída

Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW.

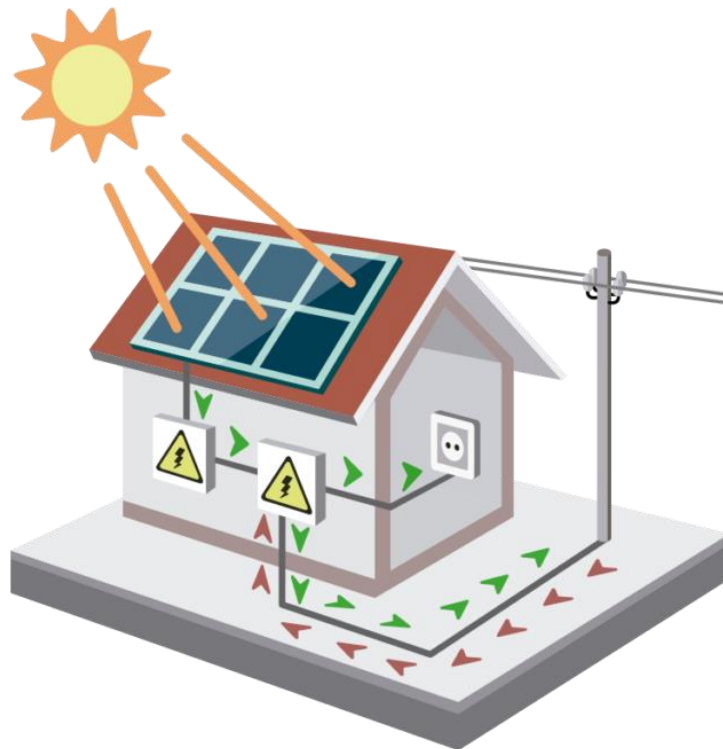
b) minigeração distribuída

Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW.

c) sistema de compensação de energia elétrica

Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. A Figura 2 demonstra o fluxo da energia em unidades consumidoras com geração própria de energia elétrica.

Figura 2 Esquema de Entrada e saída de energia.



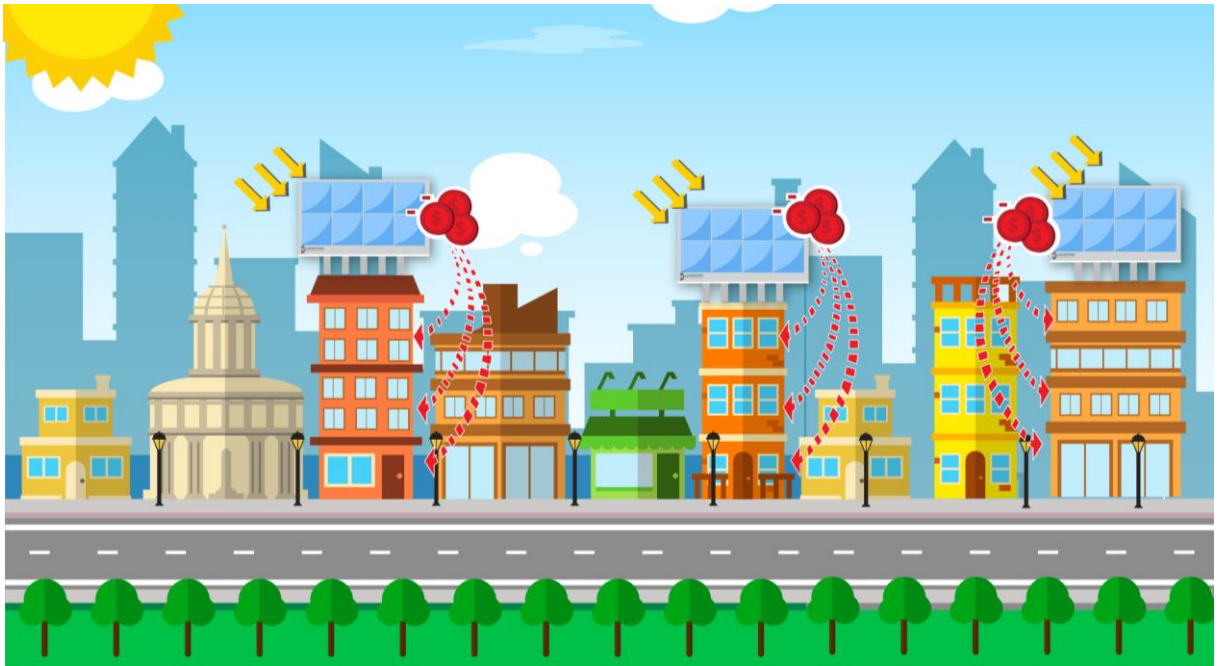
Fonte: Solar (2018)

d) empreendimento com múltiplas unidades consumidoras

Caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e

desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento, em compatibilidade com a Figura 3.

Figura 3 Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras



Fonte: Projetos (2018)

e) geração compartilhada

Caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada, de forma similar a Figura 4.

Figura 4 Sistema De Geração Compartilhada

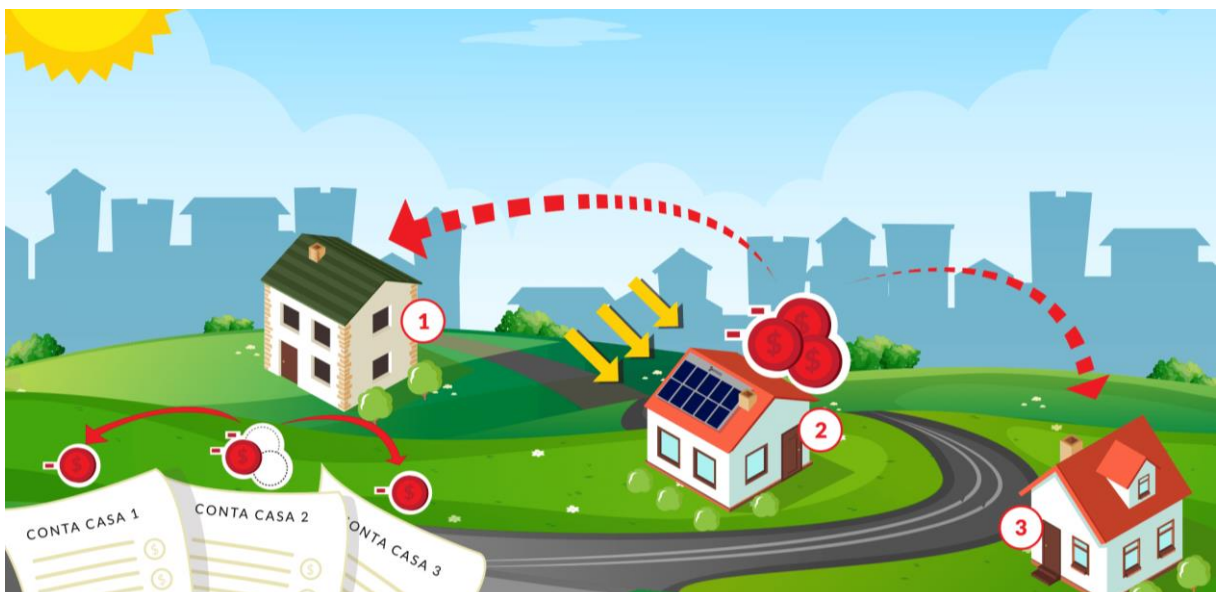


Fonte: Projetos (2018)

f) autoconsumo remoto

Caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada, como na Figura 5.

Figura 5 Sistema de Autoconsumo Remoto



Fonte: Projetos (2018)

A Resolução Normativa ANEEL n°. 610, diz, ainda, sobre a definição geral de unidade consumidora, retratada a seguir:

g) unidade consumidora

Conjunto composto por instalações, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas (ANEEL, 2014).

Para cada característica de fornecimento da energia compensada pela geração fotovoltaica são adotadas particularidades previstas nas normas regulamentadoras, a respeito do acesso aos sistemas de distribuição, da medição de energia elétrica, responsabilidades por dano ao sistema elétrico e disposições gerais, pontuadas a seguir.

1.1.1.1 Projeto – aprovação e instalação

As seguintes etapas são necessárias para a aprovação da Geração Distribuída:

- a) solicitação de acesso: deve conter o formulário de solicitação de acesso para micro e minigeração distribuída, disponíveis em anexos no módulo 3 do Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional (PRODIST);
- b) parecer de acesso: a concessionária tem um prazo de 15 dias para emitir o parecer de acesso, caso a documentação esteja incorreta e/ou incompleta a mesma deverá notificar o acessante sobre todas as informações pendentes;
- c) instalação da geração e solicitação de vistoria: de posse do parecer de acesso, o acessante deve instalar a geração e solicitar a vistoria em até 120 dias;
- d) vistoria: a concessionária dispõe de 7 dias para realizar a vistoria;
- e) relatório: são dispensados 5 dias para entregar o relatório com as pendências detectadas para que o consumidor possa realizar os ajustes;
- f) o consumidor realiza os ajustes solicitados pela concessionária;
- g) aprovar o ponto, trocar medição e iniciar o sistema de compensação: a distribuidora dispõe de até 5 dias para realizar estes procedimentos.

1.1.1.2 Potência instalada

A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída, Geração Compartilhada e Autoconsumo Remoto está atrelada a potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, de forma que, poderá ser excedida se o consumidor solicitar o aumento da potência disponibilizada, mesmo que a carga instalada não sofra alteração (ANEEL, 2012).

Para o caso dos Empreendimentos Com Múltiplas Unidades Consumidoras a determinação do limite da potência instalada deve-se considerar a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento (ANEEL, 2012).

1.1.1.3 Sistema de compensação

A energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, sendo assim, a unidade consumidora recebe um crédito em quantidade de energia ativa que deverá ser consumida em um prazo de 60 meses. Porém, é importante ressaltar que, segundo as normas, mesmo quando a potência ativa fornecida pela central geradora exceda a potência consumida da distribuidora na unidade consumidora é cobrado um valor mínimo referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, devido os custos onerados a distribuidora (ANEEL, 2015).

Para unidades consumidoras em local diferente da geração, o faturamento deve considerar a energia consumida, reduzida do percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, salvo que, em empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, o excedente é toda a potência injetada na rede.

Dando ênfase ao aspecto financeiro, os créditos gerados devem ser considerados como geração em período fora de ponta no caso de se utilizá-los em outra unidade consumidora (ANEEL, 2012).

Nota: Para os casos de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, deve ser comprovado por meio de um documento de instrumento jurídico, a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores, para que estes obtenham o acesso (ANEEL, 2012).

1.1.1.4 Fatura

A fatura de energia elétrica deve conter, em geral, de forma clara e objetiva, informações sobre a identificação do consumidor e da unidade consumidora, o valor total devido e a data de vencimento, as grandezas medidas e faturas, as tarifas aplicadas e aos respectivos valores relativos aos produtos e serviços prestados, o histórico de consumo e aos impostos e contribuições incidentes (ANEEL, 2010). Acrescidos dos itens mencionados, a fatura dos consumidores que possuem microgeração ou minigeração distribuída deve conter, também, os seguintes itens (ANEEL, 2012):

- a) informação da participação da unidade consumidora no sistema de compensação de energia elétrica;
- b) o saldo anterior de créditos em kWh;
- c) a energia elétrica ativa consumida, por posto tarifário;
- d) a energia elétrica ativa injetada, por posto tarifário;
- e) histórico da energia elétrica ativa consumida e da injetada nos últimos 12 ciclos de faturamento;
- f) o total de créditos utilizados no ciclo de faturamento, discriminados por unidade consumidora;
- g) o total de créditos expirados no ciclo de faturamento;
- h) o saldo atualizado de créditos;
- i) a próxima parcela do saldo atualizado de créditos a expirar e o ciclo de faturamento em que ocorrerá.

1.1.1.5 Imposto

a) ICMS

O convênio ICMS nº 16/2015, adotado hoje por todos os Estados brasileiros, concedeu isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada, ou seja, o consumidor é tributado apenas pela energia excedente (BRASIL, 2015).

b) PIS/COFINS

O governo federal publicou no dia 07 de outubro de 2015 a Lei 13169/2015 que trata da desoneração do PIS e COFINS que incide sobre a geração distribuída de energia solar.

1.1.1.6 Medição de energia elétrica

De acordo com as especificações técnicas do PRODIST, a distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição para microgeração distribuída, porém o consumidor de minigeração deve arcar com os custos de adequação do sistema de medição, sendo responsabilidade da distribuidora arcar com os demais custos após a instalação do novo medidor (ANEEL, 2006).

1.1.1.7 Responsabilidades por dano ao sistema elétrico

Na hipótese de ocorrer dano ao sistema elétrico devido a geração distribuída, cabe a distribuidora comunicar o consumidor, de forma escrita, específica e com entrega comprovada, a ocorrência dos danos, assim como a comprovação das despesas incorridas para que o consumidor realize o ressarcimento à distribuidora de indenizações por danos a equipamentos elétricos acarretados a outros consumidores, que, comprovadamente, tenham decorrido do uso da carga ou geração provocadora dos distúrbios (ANEEL, 2012).

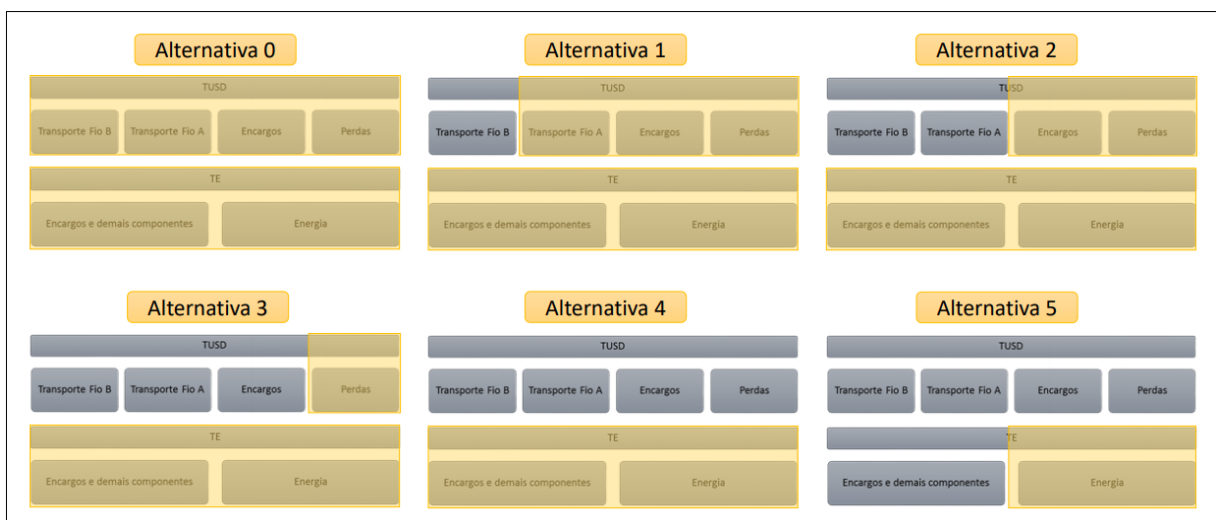
1.1.2 Revisão da REN 482/2012

Diversos pontos estão em discussão na revisão da norma, entre eles, o faturamento, os procedimentos de acesso, limites de potência, fontes de energia enquadráveis como micro ou minigeração, entre outros (PORTAL SOLSTÍCIO ENERGIA, 2019). Mas o principal ponto é a forma como é feita a compensação de energia. De um lado, as distribuidoras de energia elétrica alegam que o atual Sistema de Compensação de Energia Elétrica não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição pois transfere os custos da associação dos sistemas a rede de energia aos demais usuários que não optaram por instalar sistemas de geração distribuída. De outro lado, instaladores e consumidores interessados em gerar sua própria energia ressaltam os benefícios da geração distribuída e consideram que o modelo atual deve permanecer para colaborar com a solidificação deste mercado (ANEEL, 2018).

Para solucionar esse impasse foi desenvolvido o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) que tem por previsão a publicação de um novo regulamento com vigência a partir de 2020. (GRIHUB, 2019).

Foram levantadas seis possibilidades para o novo modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica que se diferenciam pela forma como a energia injetada na rede é taxada, cada alternativa considera determinadas componentes da tarifa de fornecimento de energia para a valoração final, conforme indica a Figura 6.

Figura 6 Alternativas Propostas No Relatório De AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018



Fonte: ANEEL (2018).

As alternativas acima são explicadas, de forma simplificada, na Tabela 2.

Tabela 2 Alternativas Propostas No Relatório De AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL

Alternativa	Disposição	Porcentagem de custo agregado ao kWh utilizado.
0	mantém o sistema exatamente como é atualmente	0%
1	o consumidor com geração própria paga pelo valor correspondente ao transporte e à distribuição da energia que foi consumida	28%
2	o consumidor com geração própria paga por todo o transporte	34%
3	o consumidor com geração própria paga por todo o transporte e pelos encargos	41%
4	o consumidor com geração própria paga por todo o transporte, encargos e pelas perdas no transporte de energia	49%
5	o consumidor com geração distribuída paga por todos os componentes tarifários com exceção da parcela correspondente à compra de energia	63%

Fonte: ANEEL (2018).

O processo de revisão passa por quatro etapas principais: consulta pública, audiência pública para discussão do relatório de AIR, audiência pública para discussão da minuta de texto e a publicação da resolução aprimorada.

1.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE

Os primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede foram instalados na Alemanha, no começo dos anos 90. Já naquela época havia diversos requisitos de segurança para a operação das pequenas usinas movidas a energia solar, e que compartilhavam a rede de distribuição de eletricidade sob os cuidados das concessionárias locais. Dentre os muitos requisitos, pedia-se que os inversores fossem capazes de gerar eletronicamente a corrente alternada de forma similar a um gerador eletromagnético comum, assim como ter a capacidade de se desligar e religar automaticamente, caso fosse necessário fazer manutenções nas linhas elétrica.

Com o passar do tempo os requisitos de segurança foram estendidos, e surgiram também requisitos de qualidade de energia. E assim evoluíram aos inversores interativos conectados à rede da modernidade, que são equipamentos de certa forma inteligentes, capazes de gerenciar automaticamente o sistema fotovoltaico, do qual são o componente principal. Para garantir tanto os requisitos de segurança como os de qualidade de energia, são utilizadas técnicas para o cálculo do sistema SFV que podem ser manuais ou computacionais.

1.2.1 Potencial de redução de poluentes

Os sistemas fotovoltaicos têm a vantagem de reduzir a emissão de poluentes na atmosfera, como o Dióxido de Enxofre (SO₂), Óxidos de Nitrogênio (NO_x), poeiras e Dióxido de carbono (CO₂), conforme destaca o relatório de painel ligado à ONU Meio Ambiente, de 12 de maio de 2017, há claros benefícios ambientais com o uso dessas tecnologias, particularmente nas reduções da emissão de gases do efeito estufa e substâncias que causam a poluição do ar.

A Tabela 3 demonstra em valores anuais a taxa de redução destes poluentes para sistemas hipotéticos de 10kWp, 250kWp e 3000kWp, que representam, respectivamente, sistemas de microgeração de pequeno, médio e grande porte.

Tabela 3 Produção Termo Elétrica Equivalente

Poluente	10 kWp	250 kWp	3000 kWp
SO ₂	9,71048 kg	242,76195 kg	2913,14338
NO _x	12,22426 kg	305,60662 kg	3667,27941
Poeiras	0,43199 kg	10,79963 kg	129,59559
CO ₂	7,22426 t	180,60662 t	2167,27941

Fonte: Própria.

1.2.2 Etapas projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede

1.2.2.1 Identificação da unidade consumidora

É primordial que o projetista tenha conhecimento sobre a unidade consumidora em que será instalado o sistema FV, qual o seu consumo e/ou qual a porcentagem do consumo que o cliente deseja suprir, bem como dados climáticos, inclinação do telhado, tipo de ligação da unidade consumidora e itens afins. A Tabela 4 ilustra alguns dados que devem ser questionados (VILLALVA, 2015).

Tabela 4 Identificação da Unidade Consumidora

Código único	
Endereço do local da instalação	
Cidade e estado	
CNPJ	
Telefone	
E-mail	
Latitude	
Longitude	
Altitude	
Temperatura média	
Irradiância média	
Umidade relativa (média anual)	
Classificação da unidade consumidora	
Tipo de ligação da unidade consumidora	
Potência consumida pela UC	
Porcentagem desejada para compensação de energia	

Fonte: Própria.

1.2.2.2 Método para o dimensionamento do sistema

Potência do sistema

Considerando o mês com exatos 30 dias, calcularemos o consumo diário da unidade consumidora conforme mostrado a seguir:

$$C_{diário} = \frac{C_{mensal}}{30} \text{ (kWh/dia)} \quad (1)$$

Considerando que o sistema fotovoltaico deva suprir a unidade consumidora em X%, o consumo do sistema será equivalente a:

$$C_{sistema} = C_{diário} * \frac{(X\%)}{100} \text{ (kWh/dia)} \quad (2)$$

Por fim, a potência necessária para atingir o objetivo do projeto seria de:

$$P_{SFCR} = \frac{C_{sistema} * 1,37}{HSP * 0,95} \text{ (kW)} \quad (3)$$

E assim, pode-se determinar o módulo solar e inversor de frequência que atenderá o projeto, pois as especificações técnicas dos módulos e inversores fornecem informação muito importante para o dimensionamento e a instalação dos sistemas fotovoltaicos. A configuração do sistema FV determina o número, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores. Atendendo a que os inversores são fabricados para vários níveis de potência, e que a potência total do sistema fotovoltaico é determinada pela área útil disponível, é utilizado uma razão entre as potências do gerador fotovoltaico e do inversor. Qualquer eventual desvio deverá ser considerado com base nesta razão, e é definido para o seguinte intervalo de potência:

$$0,7 * P_{FV} < P_{MÁX}^{INV} < 1,2 * P_{FV} \quad (4)$$

Módulo fotovoltaico

O valor da tensão de trabalho do inversor resulta do somatório das tensões individuais dos módulos que estão ligados em série numa fileira. Atendendo a que a

tensão do módulo e, por conseguinte, a tensão total do gerador fotovoltaico depende da temperatura e as situações operacionais, são determinantes para o dimensionamento.

Sabendo disso, se faz necessário calcular uma serie de parâmetros, iniciando pela temperatura das costas dos Módulos. Para isso o projetista dispõe de duas equações, cabe ao mesmo identificar qual a melhor opção para a aplicação (VILLALVA, 2015).

Para fins de cálculos, utiliza-se:

$$T_{c1} = T_a + (N_{OCT} - 20) * \frac{G_i}{800} \quad (^\circ C) \quad (5)$$

Ou

$$T_{c2} = 30 + 0,0175(G_1 - 300) + 1,14(T_a - T_{ref}) \quad (^\circ C) \quad (6)$$

Conhecendo o valor da temperatura das costas do módulo e dispondo dos valores da potência do módulo Gerador Fotovoltaico sob condições de referência, Irradiância de referência e coeficiente que relaciona potência ativa e geração em função da temperatura, partimos para o cálculo da produção fotovoltaica através da expressão (CARNEIRO, 2019):

$$P_{mp} = P_{módulo} \left(\frac{G_i}{G_{ref}} \right) [1 + \gamma_{mp} (T_c - T_{ref})] \quad (kW) \quad (7)$$

Com os resultados acima o projetista pode determinar a tensão e a corrente de operação do sistema utilizando as seguintes equações:

Tensão de Operação

$$V_{mp} (T_c) = V_{mp.ref} + \beta_{vmp.ref} (T_c - T_{ref}) \quad (V) \quad (8)$$

Corrente de Operação

$$I_{mp} = \frac{P_{mp} (T_c)}{V_{mp} (T_c)} \quad (A) \quad (9)$$

Número De Módulos Por Fileira

O número máximo de módulos que é possível ligar em série, N_s é obtido através da seguinte equação (CARNEIRO, 2009):

$$N_s < \frac{V_{MÁX}^{INV}}{V_{mp}} \quad (10)$$

Pode-se determinar, também, o número mínimo de módulos por fileira, através da equação:

$$N_s < \frac{V_{MÍN}^{INV}}{V_{mp}} \quad (11)$$

Número De Fileiras Em Paralelo

O número de fileiras ligadas em paralelo N_p resulta do quociente entre a corrente de entrada para o inversor e a corrente que atravessa cada fileira de módulos, assim (CARNEIRO, 2009):

$$N_p < \frac{I_{mp}}{I_{MÁX}} \quad (12)$$

De forma a completar o dimensionamento, deve-se calcular a corrente de trabalho, de acordo com a seguinte expressão:

$$I = N_p * I_{MÁX} \quad (13)$$

Secção dos condutores

Para determinar a secção correta dos condutores aplicados no sistema, deve-se utilizar quatro parâmetros: Secção mínima definida em norma, queda de tensão, proteção contra sobrecarga e capacidade de corrente (VILLALVA, 2015).

Vale salientar que haverá divergência entre os resultados e a sessão adotada deverá ser a de maior dimensão.

Secção Mínima

Segundo informações retiradas da NBR 5410 a secção mínima dos condutores de cobre isolado deve respeitar os critérios descritos na Tabela 5 (ABNT NBR 5410:2004):

Tabela 5 Secção Mínima Dos Condutores

Aplicação	Secção Mínima
Iluminação	1,5 mm ²
Força/ TUG	2,5 mm ²
Sinalização e Controle	0,5 mm ²

Fonte: ABNT (2004).

Sabendo que, o sistema em questão é um sistema de força a secção mínima adotada para os condutores devem ser de 2,5 mm².

Queda De Tensão

Para calcular a sessão nominal dos condutores utilizando o método de queda de tensão é preciso ter o valor do comprimento dos cabos a corrente elétrica do projeto, a queda de tensão nominal adotada e a resistividade do condutor. Conforme visto na equação abaixo (CARNEIRO, 2019):

$$S = \frac{2 * \rho * d * I}{\Delta V * N_{NOM}} \text{ mm}^3 \quad (14)$$

Capacidade De Corrente

Adota-se a seguinte expressão:

$$I' = \frac{I_{mp}}{F_A * T_A} \text{ (A)} \quad (15)$$

Proteção contra sobrecarga

Para determinar a proteção contra sobrecarga utilizaremos os dois critérios expostos abaixo (ELETROBRÁS, 2016):

Critério 1:

$$I' < I_{Nom.disjuntor} < I_z \text{ (A)} \quad (16)$$

Onde,

$$I_z = n * I_c * T_A * F_A \quad (17)$$

Critério 2:

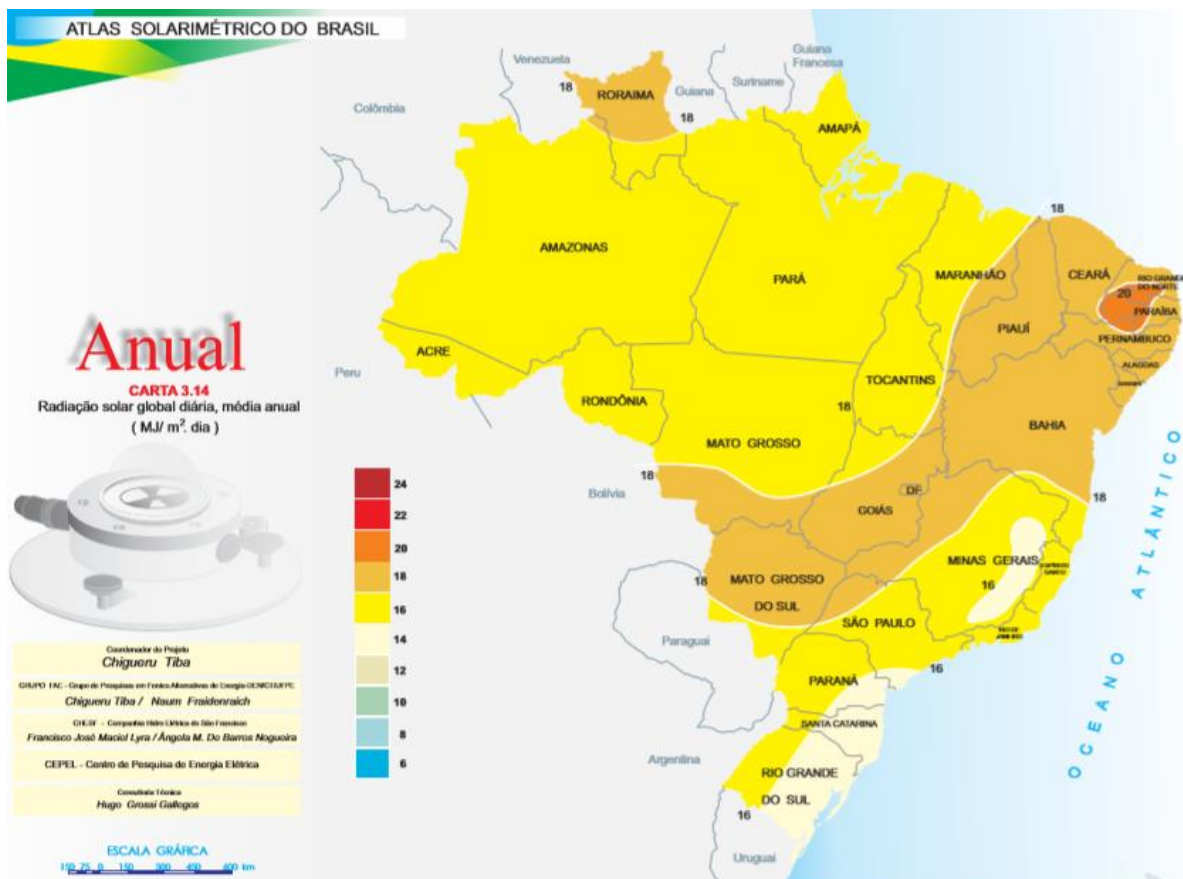
$$1,35 * I_n < 1,45 * I_z \quad (A) \quad (18)$$

A partir deste critério determinaremos os dispositivos de proteção.

1.2.3 Potencial da geração solar fotovoltaica no Amazonas

É de conhecimento generalizado que contamos com um recurso solar de excelente qualidade, em boa parte do país devido estar localizado na sua maior parte na região inter-tropical. Porém isto não é suficiente para garantir o bom aproveitamento dos sistemas fotovoltaicos, se faz necessário também conhecer como o recurso se distribui no território nacional ao longo de todo o ano (PEREIRA et al, 2006). A Figura 7, retirada do Atlas Solarimétrico do Brasil, mostra esta variação.

Figura 7 Radiação Solar Global Diária, Média Anual (MJ/m².dia).

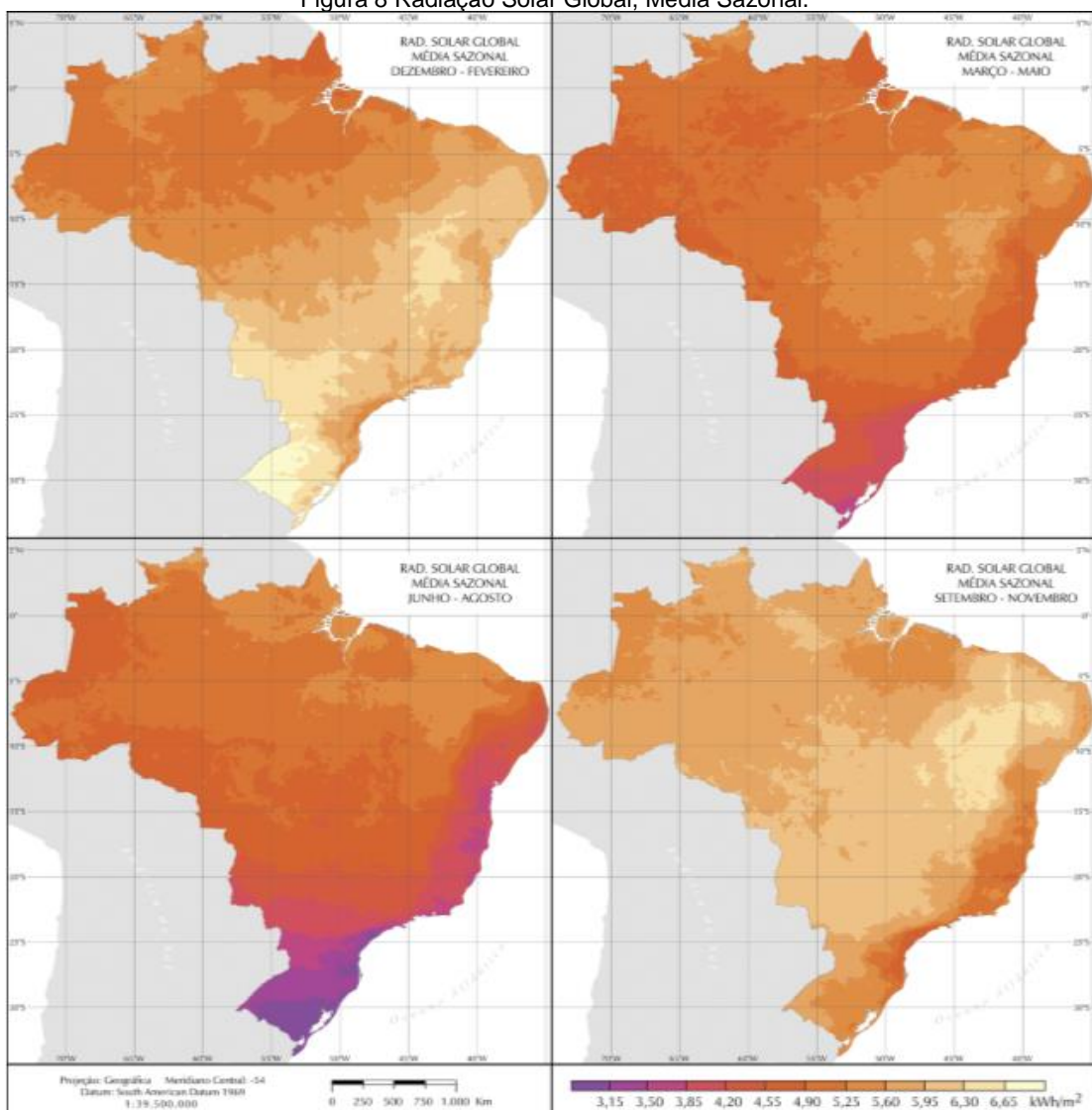


Fonte: Tiba et al. (2000).

Apesar das diferentes características climáticas existentes no Brasil, percebe-se que a média de irradiação global anual possui boa uniformidade, ou seja, sem grandes variações e ainda, médias anuais relativamente altas em todo país. Estes valores de irradiação solar global incidente no território brasileiro são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como Alemanha, França e Espanha, onde os projetos solares são altamente difundidos, contando com fortes incentivos governamentais (PEREIRA et al, 2006).

É sabido, como mostra a Figura 8, que existe uma variação da incidência de radiação solar entre o inverno e verão em todo o território brasileiro, porém dentre as cinco regiões, o norte apresenta melhor estabilidade, ganhando, por exemplo, das regiões Sul e Sudeste, onde os sistemas fotovoltaicos já atingem um número considerável de conexões e são bem vistos financeiramente.

Figura 8 Radiação Solar Global, Média Sazonal.



Fonte: Pereira et al. (2006).

O fato do Amazonas ter menor variação de radiação solar é justificado no Atlas Brasileiro de Energia Solar, conforme exposto abaixo:

O decréscimo natural da incidência de radiação solar no topo da atmosfera que ocorre no Inverno em decorrência de fatores astronômicos associados ao sistema Sol-Terra é compensado na região amazônica por uma menor nebulosidade associada ao deslocamento da ZCIT em direção ao hemisfério norte (PEREIRA et al, 2006).

Assim, observa-se confiabilidade no abastecimento de energia na região proveniente dos sistemas fotovoltaicos, de forma que podemos estimar a produção de energia anual dos sistemas, conforme a Tabela 6, utilizando os dados disponíveis no Atlas Solarimétrico do Brasil, tendo como referência o local com os dados históricos e de radiação solar nas imediações de Manaus/AM, para micro usinas de 10kWp, 250kWp e 3000kWp, que representam, respectivamente, sistemas de pequeno, médio e grande porte.

Tabela 6 Produção De Energia

Mês	10 kWp		250 kWp		3000 kWp	
	Total diário [kWh]	Total mensal [kWh]	Total diário [kWh]	Total mensal [kWh]	Total diário [kWh]	Total mensal [kWh]
Janeiro	35,34283088	1095,625919	883,5707721	27390,64798	10602,84926	328687,7757
Fevereiro	33,56204044	973,3005515	839,051011	24332,51379	10068,61213	291990,1654
Março	35,2734375	1093,482077	881,8359375	27337,05193	10582,03125	328044,6232
Abril	38,04227941	1141,272059	951,0569853	28531,80147	11412,68382	342381,6176
Mai	36,59420956	1134,424173	914,855239	28360,60432	10978,26287	340327,2518
Junho	33,70772059	1011,22932	842,6930147	25280,733	10112,31618	303368,796
Julho	39,63924632	1228,811581	990,9811581	30720,28952	11891,7739	368643,4743
Agosto	42,67371324	1322,884651	1066,842831	33072,11627	12802,11397	396865,3952
Setembro	42,86075368	1285,825368	1071,518842	32145,63419	12858,2261	385747,6103
Outubro	39,08318015	1211,579963	977,0795037	30289,49908	11724,95404	363473,989
Novembro	41,87132353	1256,14568	1046,783088	31403,642	12561,39706	376843,704
Dezembro	35,48851103	1100,14614	887,2127757	27503,65349	10646,55331	330043,8419

Fonte: Própria.

1.2.4 Monitoramento do sistema solar fotovoltaico conectado à rede

Os inversores modernos já utilizam um sistema de comunicação para fornecer dados pertinentes a geração de energia solar, similar ao ilustrado na Figura 9. A

interface é, em geral, um portal online onde operadores de sistemas fotovoltaico podem se registrar de maneira simples e gratuita, permitindo um monitoramento confortável e claro, além da análise de toda a instalação de energia solar - seja em casa, no computador, ou em viagens. O sistema obtém suas informações através de um Datamanager integrado no inversor, que transmite todos os dados necessários ao portal através de uma conexão LAN ou WLAN.

Dentre os dados disponibilizados pelos sistemas integrados aos inversores, temos:

- estimativa de economia na conta de energia/ rentabilidade do sistema;
- gás carbônico reduzido;
- gráfico de energia anual produzida;
- gráfico de energia diária produzida;
- gráfico de energia mensal produzida;
- potência gerada;
- quantidade de árvores/plantações poupadas em virtude da geração solar fotovoltaica.

Figura 9 Interface Comum Dos Portais Solares



Fonte: Fronius (2019).

2 MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PROPOSTO

O sistema proposto consiste de um arranjo fotovoltaico de 295,65 kWp de potência instalada, dividido estrategicamente em três micro usinas, situadas na área rural de Manaus. Cada micro usina utiliza um gerador de 98,55 kWp, com arranjos compostos por 270 (duzentos e setenta) módulos fotovoltaicos idênticos de potência 365 (trezentos e sessenta e cinco) Wp. Os módulos serão conectados em um arranjo com 15 (quinze) conjuntos paralelos contendo, cada um contendo, 18 (dezoito) módulos conectados em série, conectado a um inversor de 75 (setenta e cinco) kW. Cada arranjo ocupará uma área de aproximadamente 513 m².

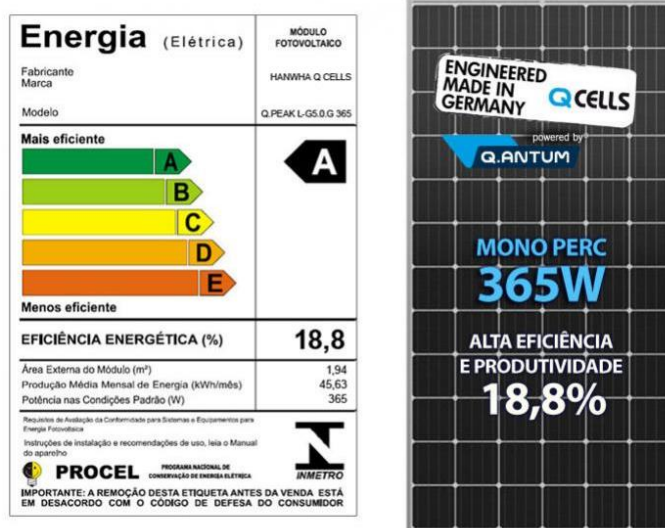
Para uma previsão de retorno financeiro, são utilizados alguns métodos. Utilizando uma taxa percentual de juros $i = 6,50\%$ a.a. e considerando a produção diária de 394,20 kWh, podemos adotar uma produção anual de 143,883 kWh e, sendo a tarifa local igual a R\$0,941413 kWh, é previsto uma economia anual de R\$ 135.453,33, sem considerar as perdas do sistema.

2.1.1 Componentes Do Sistema Solar Fotovoltaico

2.1.1.1 Módulos Fotovoltaicos

O módulo escolhido é composto por 72 células de silício monocristalino, potência nominal de 365W e vida útil de 25 anos de degradação da produção devido ao envelhecimento de 0,7 % ao ano. O modelo escolhido é equivalente ao ilustrado na Figura 10.

Figura 10 Painel Solar Q CELLS L-G5.0.G Q.PEAK 72 CELULAS



Fonte: Aldo Solar (2019).

As demais informações técnicas estão contidas na Tabela 7.

Tabela 7 Características do módulo Fotovoltaico

Características Técnicas	
Fabricante	Q Cells
Modelo	Q-Peak LG5
Tecnologia de construção	Silício monocristalino
Características Elétricas	
Potência no ponto máximo de potência	365W
Corrente de Curto Circuito	9,75A
Tensão em Circuito Aberto	48,16V
Corrente no ponto máximo de potência	9,27A
Tensão no ponto máximo de potência	39,38V
Eficiência	18,8%
Tolerância de potências	+5W
Desempenho mínimo sob condições de teste padrão STC	(1000 W/m ² , 25 °C, espectro AM 1,5 G)
Características de Mecânicas	
Dimensões (estrutura incluída)	1960 mm X 991 mm X 35 mm
Peso	22,5 kg ± 5%

Fonte: Q.peak... ([20--?]).

2.1.1.2 Inversor

O inversor DC/AC utilizado foi o Sunny Highpower PEAK1, exposto na Figura 11, sucessor do Sunny Tripower 60-10, é um inversor de 75 kW ideal para instalar em plantas entre 75 kW e 1 MWp em telhados pouco complexos e plantas em solo, fabricado pela SMA, pode admitir até 112.5 kWp de potência na entrada e possui apenas 77kg.

Figura 11: Inversor SUNNY HIGHPOWER 75-10



Fonte: Sma Solar Technology Ag (2019)

Os dados técnicos do inversor estão presentes na Tabela 8.

Tabela 8 Características do Inversor DC-AC

Características Técnicas	
Fabricante:	SMA
Modelo	SUNNY HIGHPOWER PEAK1 – SHP 75-10
Num. De rastreadores MPP	1
Strings por entrada MPPT	1
Características da Entrada (CC)	
Máx. potência do gerador fotovoltaico	112.500Wp
Potência atribuída (CC)	76.500W
Tensão máx. de entrada	1000V
Intervalo de tensão MPP	570V a 800V
Tensão de entrada inicial	565V
Corrente máxima de entrada	140A
Corrente máxima de curto-circuito	210A
Características da Saída (CA)	
Potência atribuída	75.000W
Potência aparente máx.	75.000VA
Potência reativa máxima	75.000var
Tensão nominal	3-NPE 400V (230V+230V+230V+N)
Intervalo de tensão	360V a 530V
Frequência de rede	60Hz (54Hz a 65Hz)
Corrente máxima de saída	109A
THD<1%	<1%
Rendimento máximo	98,8%

Fonte: SUNNY... ([199-?]).

2.1.1.3 String Box

A CFB-16E-1S 1000DC, ilustrada na Figura 12, é fabricada pela PROAUTO, uma String Box de 16 entradas e 1 saída, de forma que, proporciona a ligação em paralelo de 16 arranjos, além de exercer sua principal função de isolar o sistema de produção de energia fotovoltaica para impedir o risco de propagação de acidentes elétricos, como os curtos-circuitos e os surtos elétricos.

Figura 12 String Box, PROAUTO CFB-16E-1S 1000DC



Fonte: Aldo Solar (2019).

Suas características são relacionadas na Tabela 9.

Tabela 9 Características da String Box

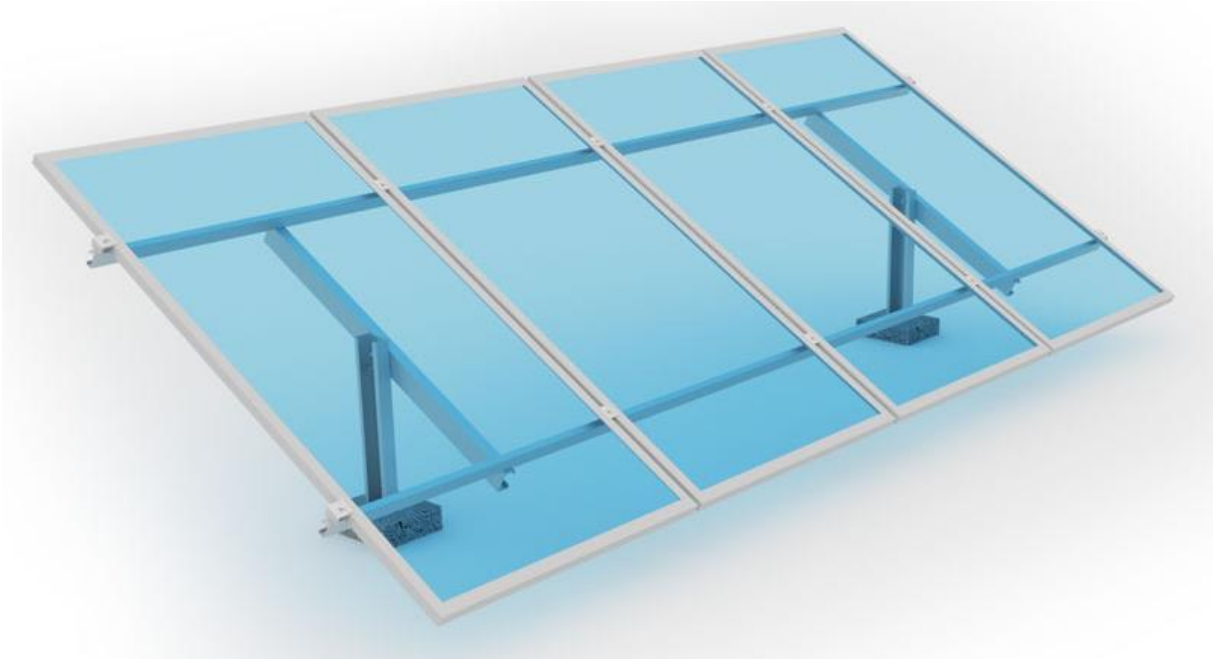
Características do Produto	
Fabricante:	PROAUTO - Produtos de Automação
Modelo	CFB-16E-1S 1000DC
Tensão Nominal	1000DC
Corrente Máxima por Entrada	15A
Proteção de Surto	950530 – DGYPVSC 1000 - DEHN
Características das Entradas	
Número de Entradas DC	16
Fusíveis (no polo positivo e negativo)	15A
Características da Saída	
Número de Saídas DC	1
Características da Gerais	
Materiais	Plástico ABS
Dimensões (L x A x P) mm	565 x 310 x 150
Grau de Proteção	IP65

Fonte: Cfb-16e-1s... ([20--?]).

2.1.1.4 Suporte metálico

O arranjo fotovoltaico será posicionado sobre o solo através de estruturas de suporte. O componente responsável por realizar a fixação do módulo é a longarina de aço, junto dos fixadores centrais e finais, conforme a Figura 13.

Figura 13 Suporte Metálico Para Aplicações Em Solo



Fonte: Aldo Solar (2019).

Como os demais componentes do sistema, o suporte metálico deve atender a especificações das normas aplicáveis, tais como: NBR 6123 (Dimensionado segundo cargas de vento), NBR 6323 (Aço zincado), NBR 8800 (Dimensionamento da estrutura segundo).

2.1.1.5 Subsistema de Corrente Contínua

Compreendido pelos elementos que estão relacionados com a conexão entre os módulos fotovoltaicos e conexão com o inversor interativo.

Condutores

Os condutores para a ligação dos módulos fotovoltaicos até a String Box possuem seção transversal de 6 mm^2 , isolamento XLPE a 90°C e tensão de isolamento de 1 kV , segundo dados do apêndice A.

Para o trecho entre a String Box e o Inversor são utilizados, também, cabos de isolamento XLPE a 90°C e tensão de isolamento de 1 kV , porém com seção transversal de 50 mm^2 .

Dispositivos De Proteção

A proteção completa do sistema DC é feita através da Caixa de Junção (String Box), mencionada no item 2.1.1.3, composta por dispositivo de proteção contra surto

(DPS), classe II, 1000Vcc e 40kA e fusíveis de 1000Vcc e 15A, Além de uma chave seccionado de 1000Vcc e 140A, acoplada a entrada do inversor DC/AC.

2.1.1.6 Subsistema de Corrente Alternada

O subsistema de corrente alternada compreende os elementos (condutores e dispositivos de proteção) relacionados com a conexão entre o inversor interativo do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede e a rede pública de distribuição de energia elétrica por meio do quadro geral da unidade consumidora.

Condutores

Os condutores para a ligação do Inversor até a rede pública possuem seção transversal mínima de 35 mm², isolamento XLPE a 90°C e tensão de isolamento de 1kV, segundo dados do apêndice A.

Dispositivos De Proteção

Como dispositivo de seccionamento geral e proteção, no lado da corrente alternada, um disjuntor termomagnético, tripolar, com uma corrente nominal de 125A associado a um DPS Classe II de 375 Vca e 30kA.

2.2 CUSTO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para Calazans (2015), o uso do sistema solar fotovoltaico depende ainda de incentivos para alcançar viabilidade econômica, observando o custo da tecnologia atual e desconsiderando os benefícios indiretos de geração limpa que esta energia fornece.

Os investimentos em Energia Solar fotovoltaica têm por objetivo obter lucro através da redução dos gastos associados a compra de energia. Sendo assim é necessário calcular o custo da produção de energia elétrica para determinar a viabilidade do investimento.

O custo de produção de energia elétrica no sistema fotovoltaico pode ser determinado a partir da seguinte equação (SILVEIRA, TINA, LAMAS, 2013):

De forma que,

$$C_{el} = \frac{(It * f) + C_{man} + C_{oper}}{H * E} \quad (19)$$

Outra maneira para estimar o preço de implantação de um sistema de energia solar fotovoltaica é através de simuladores online, como por exemplo o portal solar, que solicitam algumas informações básicas do interessado, como o Estado, a Cidade do empreendimento e o consumo médio de energia em kWh e entregam instantaneamente a potência necessária para alimentar uma propriedade (residências, indústrias ou usinas), calculada em função do consumo em quilowatt-hora (kWh) e assim, em conformidade com seus bancos de dados, disponibilizam ao interessado o valor correspondente ao sistema (SOUZA, 2016).

2.3 TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE (TMA)

A taxa mínima de atratividade é uma taxa de juros determinada pelo investidor, que diz o quanto o investimento deve render para ser atrativo aos olhos do investidor. A TMA é única para cada investidor e não existe fórmula matemática para calculá-la (SANTOS; VENDITE, 2009).

2.4 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

Valor Presente Líquido (VPL), ou método do valor atual, é a diferença entre o valor investido e o valor resgatado ao fim do investimento, trazidos ao valor presente, podendo apresentar três resultados: positivo, nulo e negativo. Este índice pode ser determinado pela equação 20.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} - inv \quad (20)$$

VPL positivo

O valor investido será recuperado e haverá um ganho.

VPL igual a zero (nulo)

Significa que aplicar ou não fará diferença.

VPL negativo

O valor do investimento estará resgatando um valor menor que o valor investido, então não se deve aplicar neste investimento.

2.5 TAXA INTERNA DE RETORNO

Segundo Santos e Vendite (2009), “a taxa que relaciona o valor investido com o valor resgatado ao fim do investimento. Ou seja, a taxa necessária para trazeremos o valor final do investimento para o valor presente e este seja igual ao valor investido”.

Em outras palavras, a TIR demonstra o quanto rende um projeto de investimento, considerando a mesma periodicidade dos fluxos de caixa do projeto. Para calcular a TIR de um investimento deve-se igualar o VPL a zero, conforme a equação 21.

$$VPL = 0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} - inv \quad (21)$$

2.6 PAYBACK

O conceito de PayBack está atrelado ao tempo que o investidor precisa esperar para que o investimento inicial seja igualado ou superior ao retorno financeiro do projeto. A partir da determinação do fluxo de caixa (FC) esperado para o projeto pode-se calcular PayBack do negócio utilizando dois métodos: O PayBack Simples (PBS) e o PayBack Descontado (PBD) (SECCO; LAIMER; JÚNIOR, 2016).

2.6.1 PayBack Simples

Desconsidera-se a variação do capital no tempo, conforme as equações 22.

$$\sum_{t=0}^{PDS} FC_t = 0 \quad (22)$$

2.6.2 PayBack Descontado

O PayBack descontado é igual ao PayBack simples, com a diferença de que considera os fluxos descontados (trazidos a valor presente) para encontrar quando os fluxos de caixa pagam o investimento inicial, ou seja, este considera o valor do dinheiro no tempo (SECCO; LAIMER; ANDRES JÚNIOR, 2016). Conforme a equação 23.

$$\sum_{t=0}^{PDS} \frac{FC_t}{(1+k)^t} = 0 \quad (23)$$

Para encontrar o valor exato do momento em que ocorrerá o período de PayBack basta dividir o último fluxo de caixa negativo pela soma do último fluxo negativo com o primeiro fluxo positivo.

2.7 SOFTWARE DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

Para enriquecer a análise financeira do projeto a Planta do sistema foi desenhada no software de simulação de sistemas fotovoltaicos PV*SOL, fornecido online pela empresa alemã Valentin Software GmbH, onde foi coletada a estimativa de produção anual de energia elétrica do sistema proposto, visto que a usina foi inaugurada no mês 09 de 2019, sendo assim, os dados reais de produção foram limitados aos meses de setembro, outubro e novembro.

O software em questão é conhecido pelas seguintes facilidades (VALENTIN SOFTWARE GMBH, 2019):

- a) o menu orienta o usuário na elaboração do projeto, passo a passo, numa sequência lógica e simples;
- b) em poucos cliques é possível criar cenários 3D, compreensíveis por clientes leigos;
- c) o cenário pode ser criado a partir de mapas de satélite (ex. Google Earth);
- d) modelos 3D gerados com drones ou em programas arquitetônicos (ex. Google Sketchup) podem ser importados;
- e) o software prevê horizonte, prédios, recortes no telhado, vegetação, antenas e muito mais para o cálculo do sombreamento, que é crítico para instalações fotovoltaicas
- f) módulos e inversores são configurados e verificados na montagem do projeto;
- g) a simulação usa dados climáticos precisos e detalhados;
- h) o resultado é apresentado em um relatório, que inclui retorno financeiro e outros gráficos;

3 IMPLEMENTAÇÃO

3.1 IMPLEMENTAÇÃO FÍSICA

As usinas serão implantadas na zona rural de Manaus, mais precisamente no ramal Cláudio Mesquita Gleba, nos lotes 64, 65 e 66, de acordo com a Figura 14.

Figura 14: Localização das três micro usinas solares



Fonte: Google(2019)

Cada lote possui uma matrícula de IPTU distinta, possibilitando a solicitação de três unidade consumidoras distintas, subdividindo uma Mini Usina Solar de 295,65 kWp em três Micro¹ Usinas de 98,55 kWp de potência instalada e utilizando um inversor de 75 kW, evitando assim, o custo adicional de um contrato de demanda.

A primeira usina (usina 01) foi instalada no lote 64, em um processo de 92 dias, seguindo todas as etapas do cronograma disposto na Figura 15. Os geradores destinados aos lotes 65 e 66 serão instalados no primeiro semestre de 2020, após analisado o rendimento do sistema piloto. De forma que, os dados necessários para embasar está análise serão coletados a partir dos resultados apresentados pela usina 01, servindo de referência para as demais, visto que os três geradores apresentam a mesma configuração e estão localizados na mesma região.

¹ A classificação de micro e mini usina fotovoltaica se dá a partir da potência de saída do inversor, por este motivo, o sistema proposto nesta aplicação é classificado como Microgeração.

Figura 15: Cronograma De Instalação Da Usina Piloto

Cronograma Projeto Avistão		Mai	Jun	Jul	Ago	Set
1.0	Elaboração dos Projetos Elétricos e Fotovoltaicos					
1.1	Projeto Fotovoltaico (Painéis, Inversores, Cabos, Proteções)					
1.2	Projeto Arquitetônico (distribuição dos painéis e das caixas de passagem)					
1.3	Projeto da Subestação					
1.4	Aprovação junto à Concessionária de Energia					
1.5	CREA (ART)					
2.0	Infraestrutura					
2.1	Limpeza do terreno					
2.2	Terraplanagem					
2.3	Construção do Muro					
3.0	Instalação e Montagem dos Projetos Elétricos e Fotovoltaicos					
3.1	Aterramento (Construção da malha de Terra e instalação de SPDA)					
3.2	Infraestrutura Elétrica (Dutos, Caixas de passagem, Passagem de Cabos)					
3.3	Instalação do transformador de 112 KVA no poste					
3.4	Construção das bases dos Painéis					
3.5	Fixação das estruturas metálicas dos painéis nas bases					
3.6	Montagem e fixação dos painéis					
3.7	Instalações elétricas dos painéis nos supressores e no aterramento					
3.8	Instalação do inversor SMA (Interligar com os Painéis e Transformador)					
3.9	Testes sem Carga (Sem interligar com a rede da Concessionária)					
3.10	Vistoria da Amazonas Energia					
3.11	Testes com Carga (Interligar com a rede da Concessionária)					
3.12	Entrega da Obra					

Fonte: Arquivos Da Empresa Premier System Automação LDТА.

3.1.1 Elaboração Dos Projetos

Projeto fotovoltaico

O projeto fotovoltaico submetido a análise da concessionária é composto por um dossiê contemplado pelos seguintes documentos:

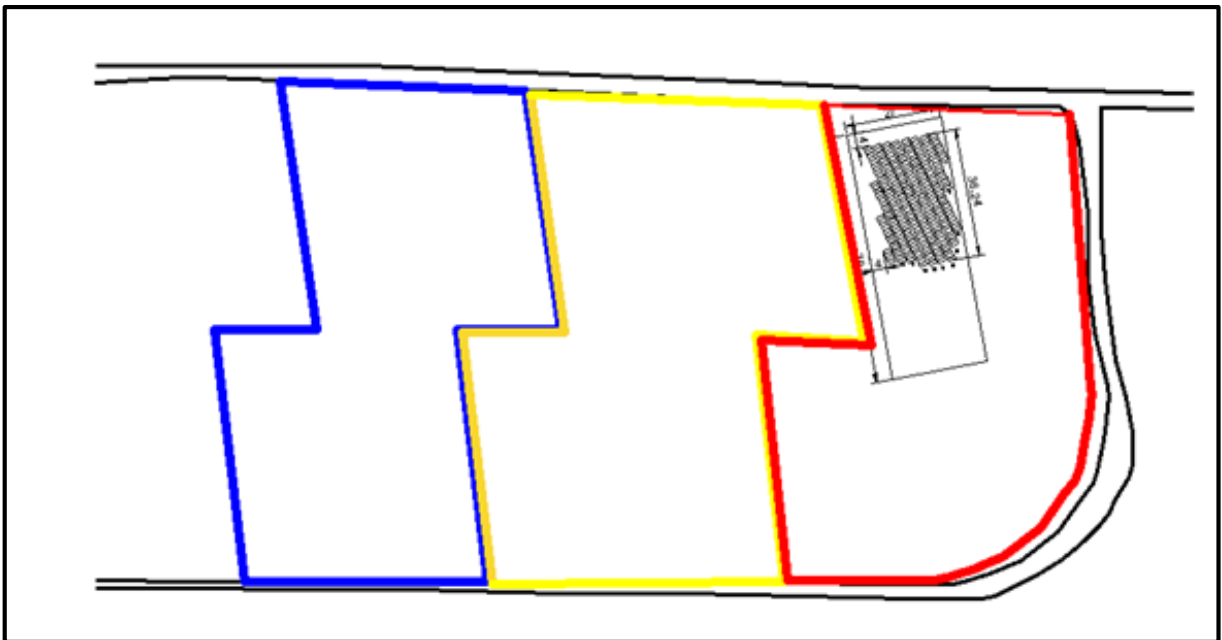
- a) formulário de solicitação de acesso para microgeradores;
- b) formulário de registro de central geradora;
- c) memorial descritivo do sistema;
- d) formulário de registro na ANEEL;
- e) memorial dos dados necessários para registro na ANEEL;
- f) prancha 01 - diagrama unifilar;
- g) prancha 02 - diagrama multifilar;
- h) prancha 03 - planta de situação;
- i) prancha 04 - padrão de entrada (vista frontal);
- j) prancha 05 – padrão de entrada (vista lateral);
- k) documentação técnica do inversor;
- l) documentação técnica do módulo fotovoltaico;
- m) documentação técnica da caixa de junção;

- n) carta de apresentação do sistema solar fotovoltaico;
- o) anotação de responsabilidade técnica.

Projeto Arquitetônico

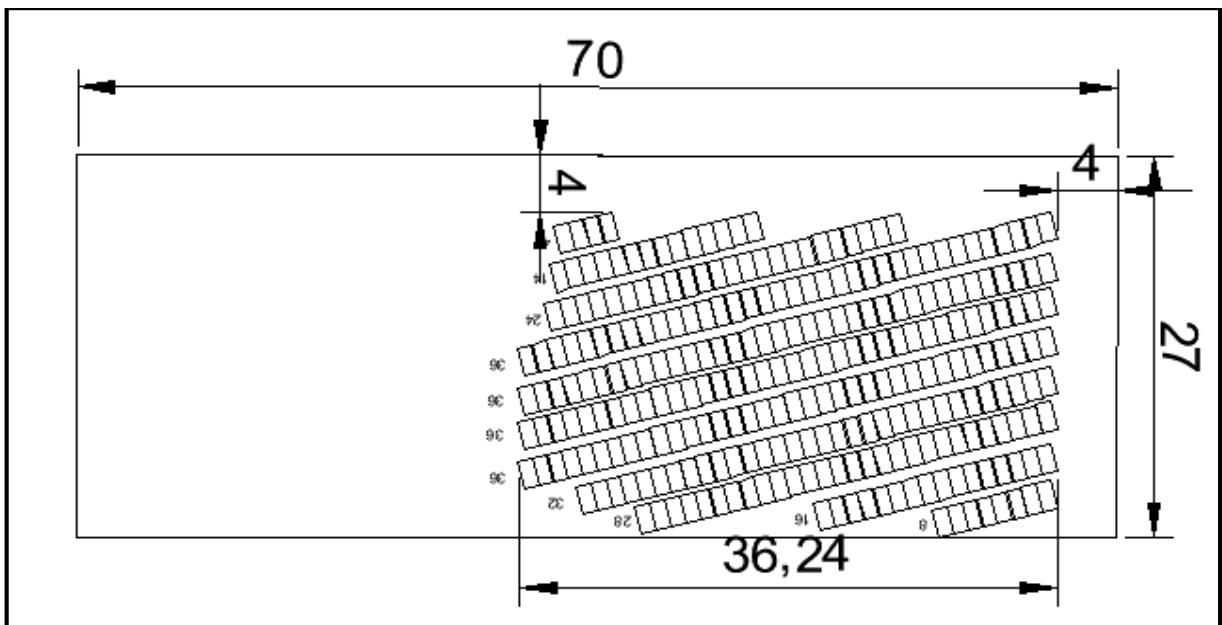
O projeto arquitetônico contempla a disposição dos painéis solares no terreno, em acordo com arranjos determinados no memorial descritivo do projeto fotovoltaico. Nesta aplicação o projeto foi configurado conforme a Figura 16 e 17.

Figura 16 Disposição dos painéis solares no terreno



Fonte: Própria.

Figura 17 Detalhes da disposição dos painéis solares

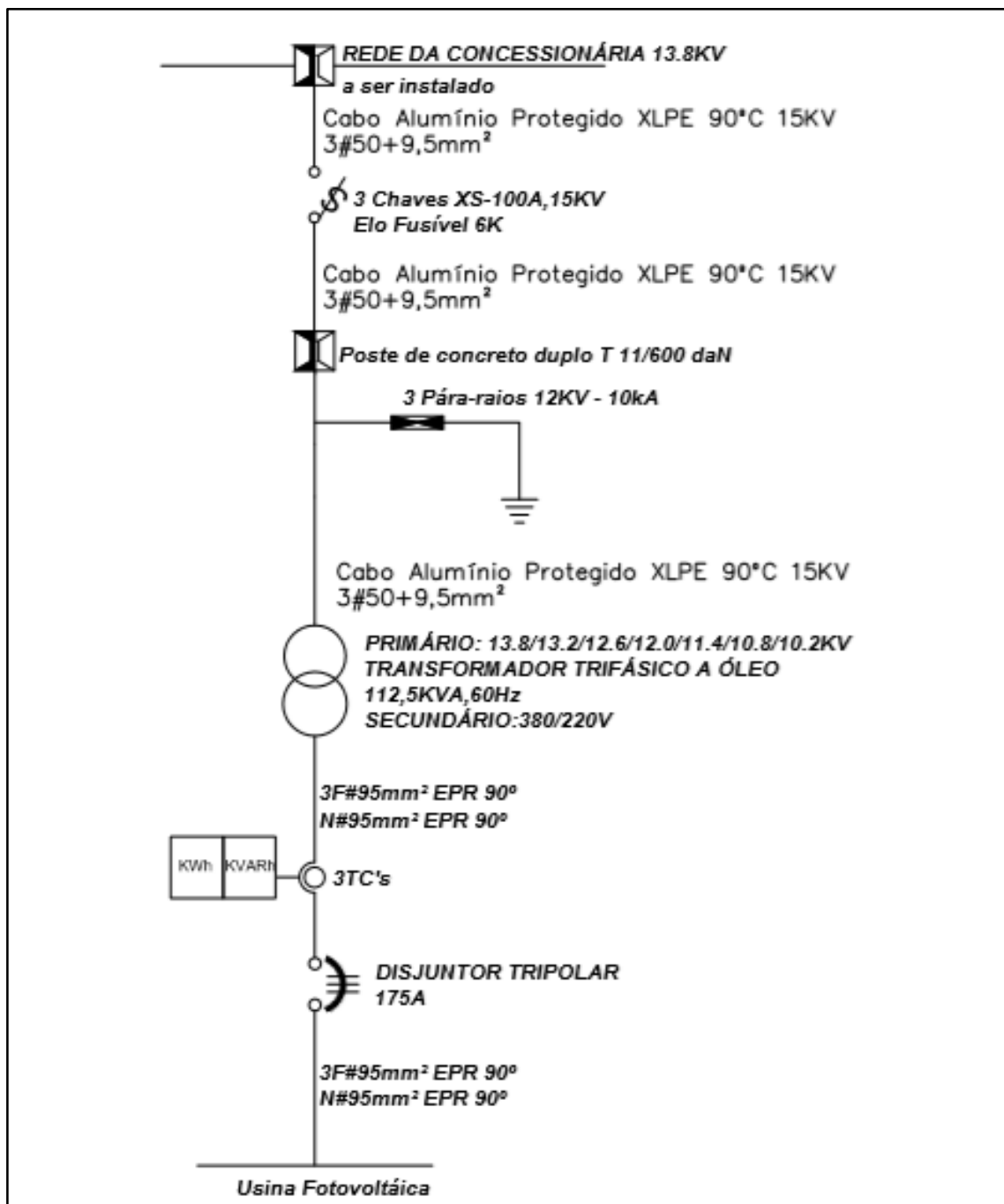


Fonte: Própria.

Projeto da Subestação

A subestação projetada é de classificação N° 1, com transformador instalado em poste de seção DT, de 112,5 kVA e tensão no secundário de 380/220 V, conforme o diagrama unifilar² contido na Figura 18. Por possuir um Trafo de 112,5 kVA, o consumidor está dentro da norma para atendimento em média tensão, sem contrato de demanda.

Figura 18 Diagrama Unifilar da Subestação



Fonte: Própria.

² Todos os diagramas presentes neste trabalho foram desenvolvidos no software AutoCAD.

Dimensionamento dos Condutores

A seção dos condutores e barramentos foram dimensionadas em função da potência do transformador, como indica a Equação 24³.

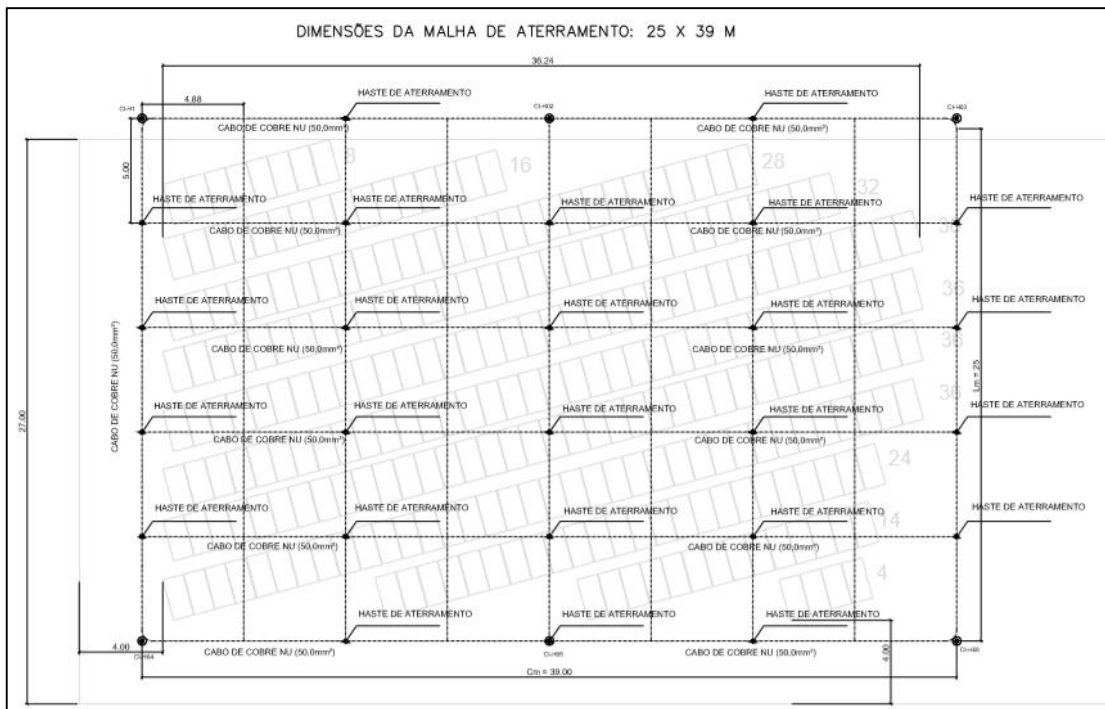
$$I_B = \frac{112.500 \text{ VA}}{(\sqrt{3} * 380V)} = 170,92 \text{ A} = \text{Corrente de Projeto} \quad (24)$$

O cabeamento do ramal de entrada da unidade consumidora, em concordância com a subestação instalada, é de 95 mm² conforme a NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão – item 6.2.5.1.2 e tabela 37 - Capacidades de condução de corrente, em ampères para o método de referência B1 – 3 condutores carregados, conforme indicado na IEC 60364-5-52, isolamento de XLPE/EPR e temperatura no condutor de 90°C e a capacidade de condução de corrente é de 269 A com dispositivo de proteção com corrente nominal de 175 A.

Projeto do Aterramento/ SPDA

A malha de aterramento projetada apresenta a configuração da Figura 19.

Figura 19 Layout da malha de Aterramento do sistema fotovoltaico



Fonte: Própria.

³ O local da instalação não possuirá carga além do sistema fotovoltaico, tendo em vista isso, os condutores e cargas serão dimensionados com base no Trafo utilizado

Características da malha de aterramento

- a) as interligações entre as estruturas metálicas dos painéis e a malha de aterramento deverão ser feitas com cabo de cobre nu de 35mm²;
- b) deverão ser instaladas hastes de aterramento tipo "copperweld" 5/8" x 3,00m (alta camada), e interligadas a 50cm abaixo do solo com cabo de cobre nú #50mm² através de soldas exotérmicas;
- c) as emendas em cruzamentos entre os condutores da malha de aterramento deverão ser feitas por meio de solda exotérmica conforme os detalhamentos.
- d) os condutores nos cantos da malha de aterramento deverão ser instalados de forma curvada.
- e) o sistema deverá ter uma manutenção preventiva anual e sempre que atingido por descargas atmosféricas para verificar eventuais irregularidades e garantir a eficiência do aterramento;
- f) para proteção de equipamentos eletro-eletrônicos, as instalações elétricas deverão ser protegidas por supressores de surtos individuais.
- g) para detalhes ver desenho esquemáticos junto ao projeto;
- h) antes do fechamento das valas de aterramento, realizar a avaliação do aterramento do sistema, por injeção de corrente através da terra, entre um ponto da malha de aterramento e um eletrodo externo. após a conclusão dos serviços, realizar novamente os ensaios de aterramento e continuidade elétrica em todo o sistema;
- i) para a junção de metais diferentes utilizar conexões bimetálicas;
- j) os eletrodos de aterramento, formados de condutores em anel, devem ser instalados externos ao volume à proteger, a uma distância da ordem de 1m (já considerada no tamanho da malha) das fundações da estrutura, e a uma profundidade de 0.50m;
- k) a continuidade elétrica entre as diversas partes deve ser executada de modo que assegure durabilidade.

3.1.2 Infraestrutura

Nessa fase do projeto foi realizada a limpeza do terreno, onde foram retiradas pedras, vegetações e todo tipo de materiais sólidos e volumosos que estivesse sob a

superfície do terreno, de forma a tornar o lote apto para que o aterro, construção do muro e escavações iniciassem.

Visto que os lotes apresentam um inclinação consideravelmente grande, observou-se um grande acúmulo de água/lama no local, conforme a Figura 20.

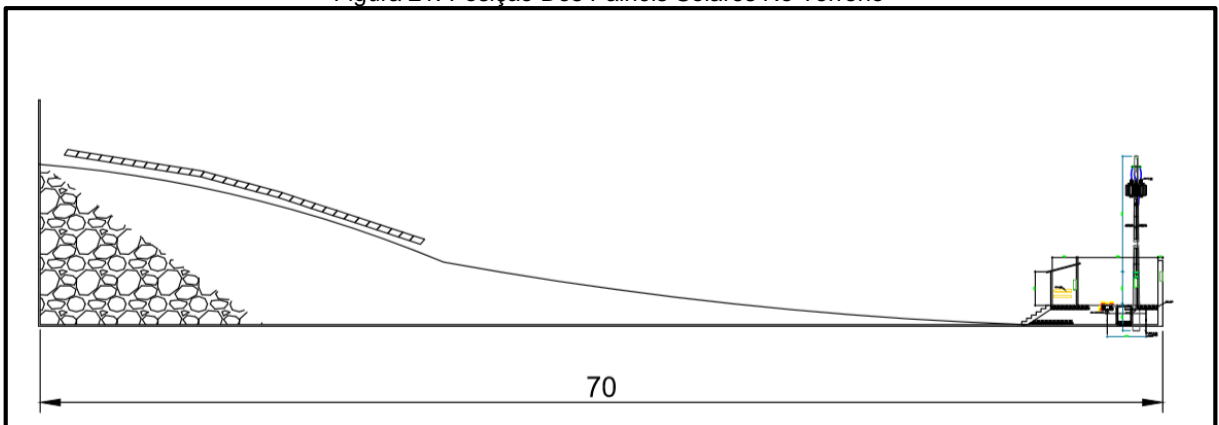
Figura 20 Acúmulo De Água/Lama No Terreno Devido A Inclinação Do Relevo



Fonte: Arquivos Da Empresa Premier System Automação LDТА.

Para evitar a proliferação de insetos e animais pequenos e a degradação das estruturas metálicas de sustentação dos painéis solares foi realizado a drenagem do local, bem como a alocação dos módulos solares na parte alta do terreno, como indica a Figura 21.

Figura 21: Posição Dos Painéis Solares No Terreno



Fonte: Arquivos Da Empresa Premier System Automação LDТА.

3.1.3 Instalação e montagem dos projetos

O resultado da implementação dos itens 3.1 e 3.2, descritos acima, é ilustrado a seguir por meio das Figuras 22 à 28.

Figura 22 Duzentos E Setenta Painéis Instalados Na Parte Alta Do Lote 64



Fonte: Arquivos Da Empresa Premier System Automação LDTA.

Figura 23 Detalhes da Fixação dos Módulos Solares



Fonte: Arquivos Da Empresa Premier System Automação LDTA.

Figura 24 Posicionamento Da Subestação Aérea E Do Abrigo Destinados Aos Equipamentos Do Sistema Solar Fotovoltaico



Fonte: Arquivos Da Empresa Premier System Automação LDTA.

Figura 25 Detalhes Do Abrigo Destinados Aos Equipamentos Do Sistema Solar Fotovoltaico



Fonte: Arquivos Da Empresa Premier System Automação LDTA.

Figura 26 Equipamento De Conversão DC/AC E Proteção DC Do Sistema Solar Fotovoltaico



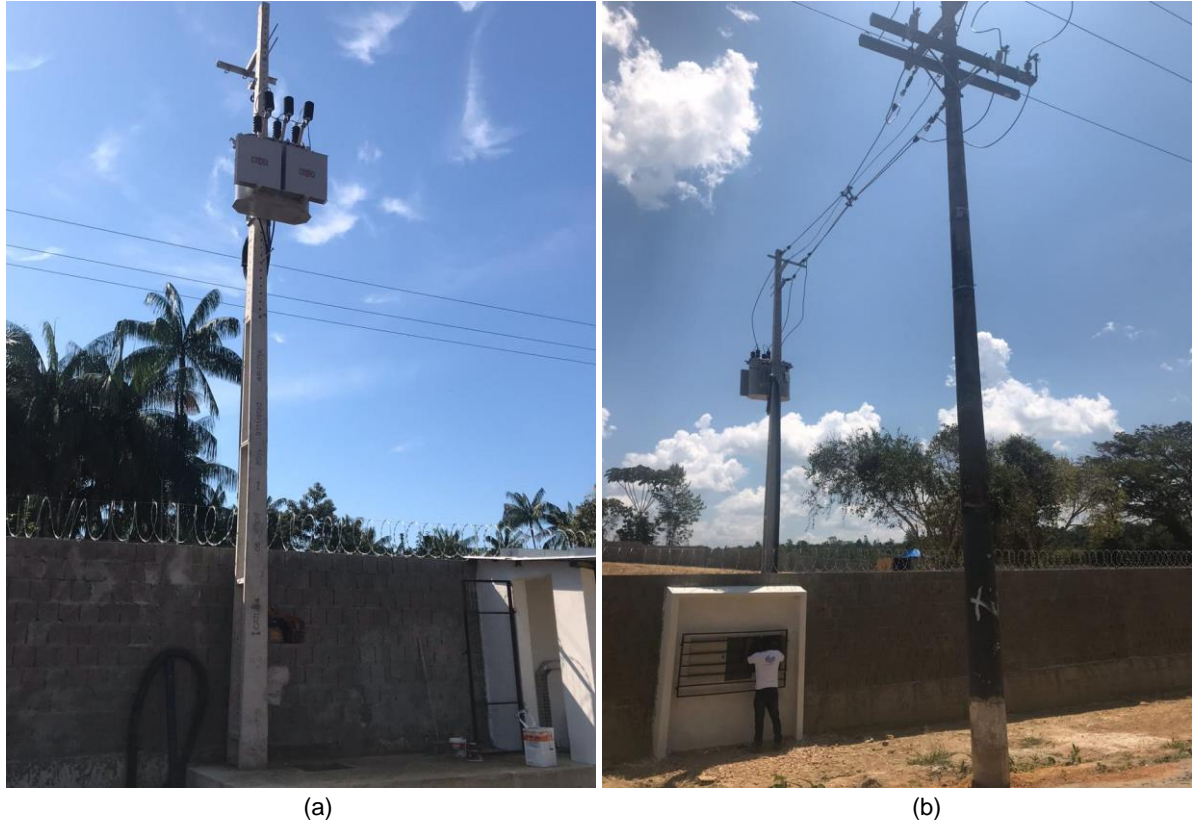
Fonte: Arquivos Da Empresa Premier System Automação LDTA.

Figura 27 Proteção AC Do Sistema Solar Fotovoltaico



Fonte: Arquivos Da Empresa Premier System Automação LDTA.

Figura 28 (a) Subestação Aérea De 112,5 kVA (b) Ramal De Interligação Da Subestação



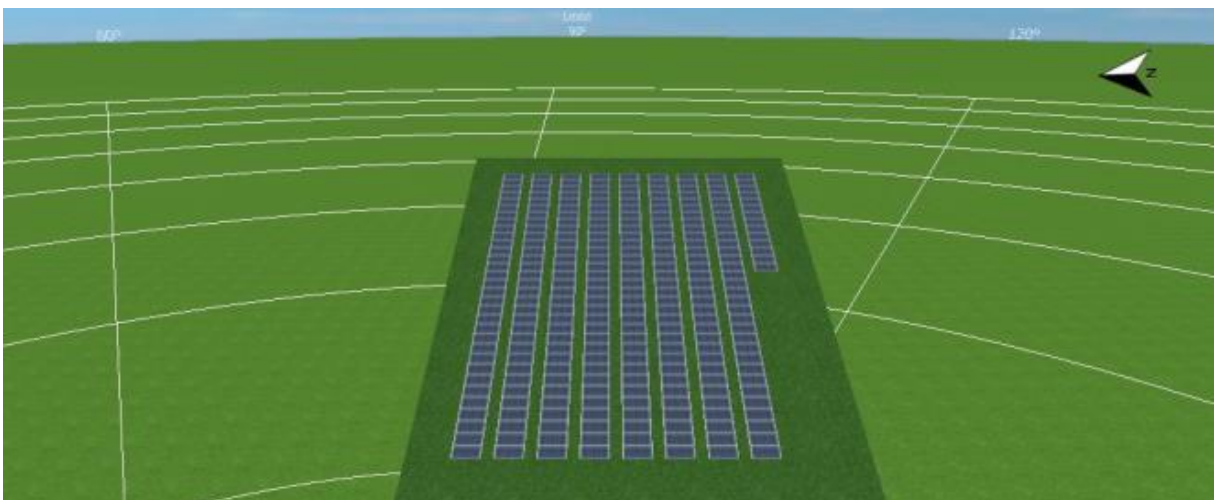
Fonte: Arquivos Da Empresa Premier System Automação LDTA.

3.2 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

A Planta foi modelada no software PV*Sol conforme o memorial descritivo contido no Anexo A, utilizando, portanto, as mesmas especificações do projeto físico.

A Figura 29 mostra a modelagem dos painéis fotovoltaicos em visualização 3D.

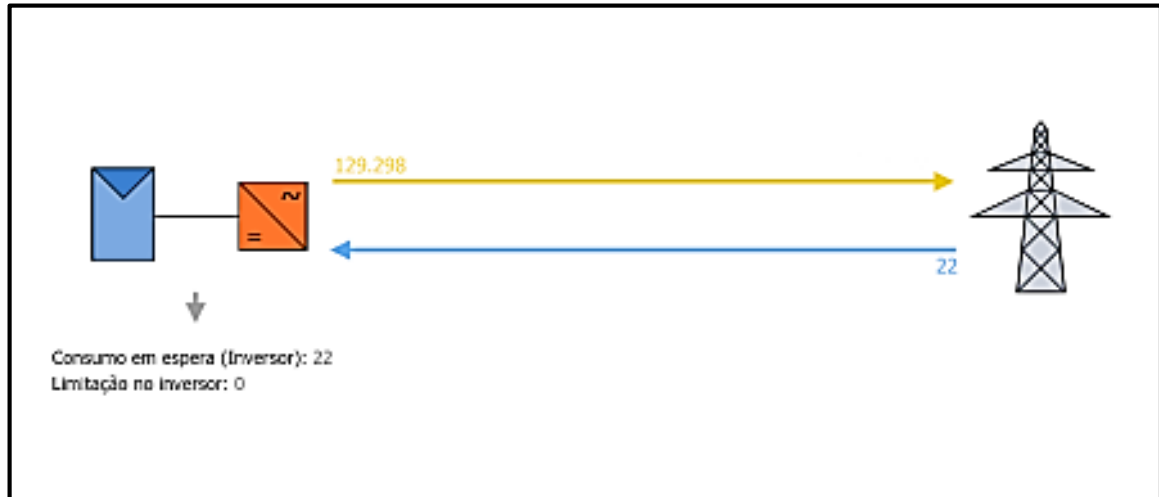
Figura 29 Planta Do Sistema Solar Fotovoltaico Proposto Simulada No Software PV*SOL



Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Para tal configuração, é apresentado o fluxo de energia contido na Figura 30.

Figura 30 Fluxo De Energia Da Micro Usina Solar



Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

A Tabela 10 expõe os parâmetros gerais do projeto simulado.

Tabela 10 Sistema solar fotovoltaico simulado

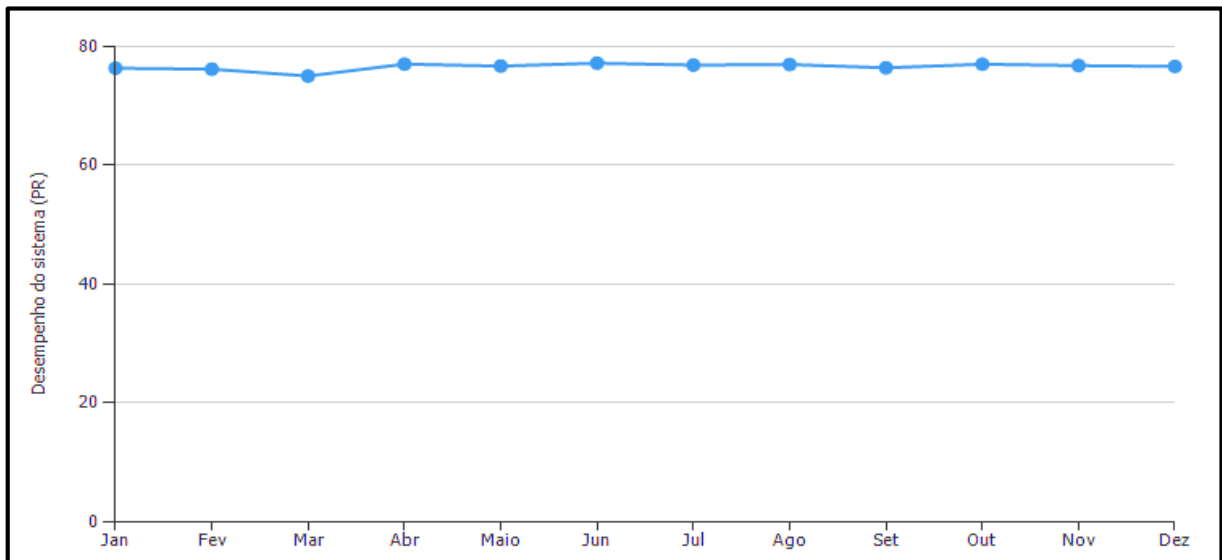
Dados do sistema		
Potência do gerador fotovoltaico	98,55	kWp
Rendimento anual específico	1.312,01	kWh/ kWp
Desempenho do sistema (PR)	76,6	%
Diminuição do rendimento por sombreamento	0,0	%/ano
Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	129.298	kWh/Ano
Consumo em espera (inversor)	22	kWh/ano
Emissões de CO ₂ evitadas	77.579	kg/ano
Potência do gerador fotovoltaico	98,6	kWp
Prazo do projeto	25	Anos
Juro do capital	1,5	%
Parâmetros econômicos		
Taxa interna de retorno	33,90	%
Fluxo de caixa acumulado	R\$5.509.141,21	R\$
Prazo de amortização	3,5	Anos
Custos de geração da energia	0,24	R\$/kWh
Investimento específico	4.058,85	R\$/kWp
Investimento	400.000,00	R\$
Pagamentos únicos	50.000,00	R\$
Custos anuais	2.000,00	R\$/Ano
Remuneração e Economia		
Remuneração total no primeiro ano	125.576,21	R\$/Ano
Inflação da tarifa de injeção	6,5	%/Ano

Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

O *software* usa dados climáticos precisos para enriquecer a simulação, a exemplo da visualização no modo 3D, que fornece informações detalhadas sobre o sombreamento em várias horas do dia e ano, e conseqüentemente sobre possíveis reduções no rendimento. Sendo assim, os gráficos relacionados ao rendimento da usina serão usados como referência para a análise financeira do projeto.

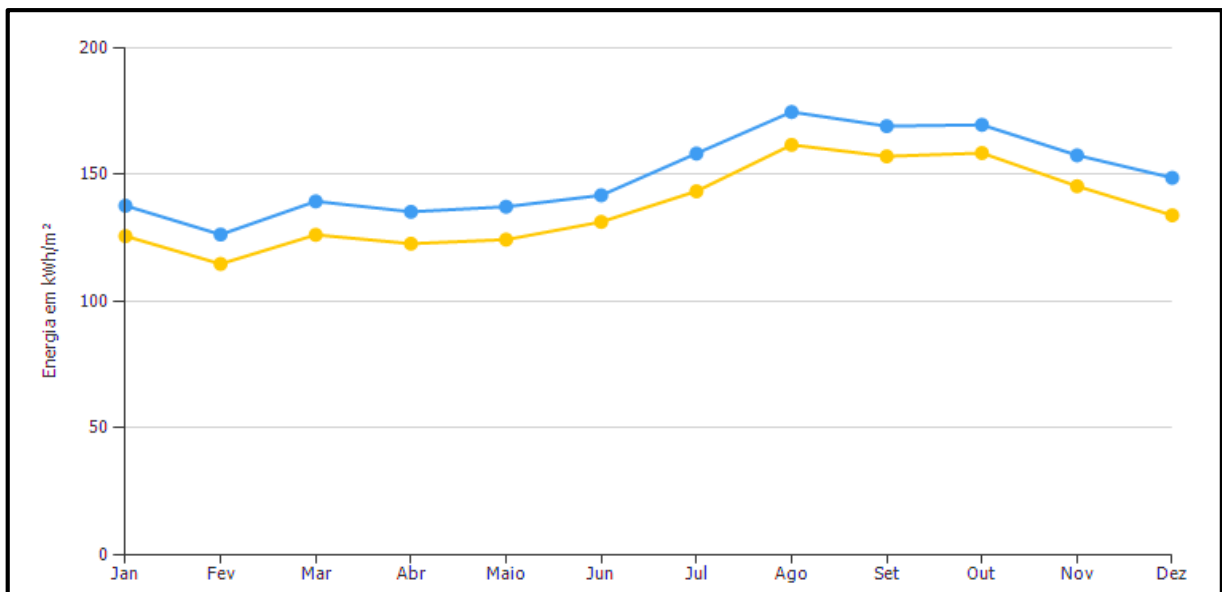
Os gráficos mencionados são apresentados nas Figuras 31, 32 e 33, expondo respectivamente, a previsão de rendimentos, o desempenho do sistema, a irradiação e temperatura por área de módulo, a energia fotovoltaica ao longo do prazo do projeto e, por fim, o fluxo de caixa estimado do projeto.

Figura 31 Desempenho Do Sistema Por Inversor



Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

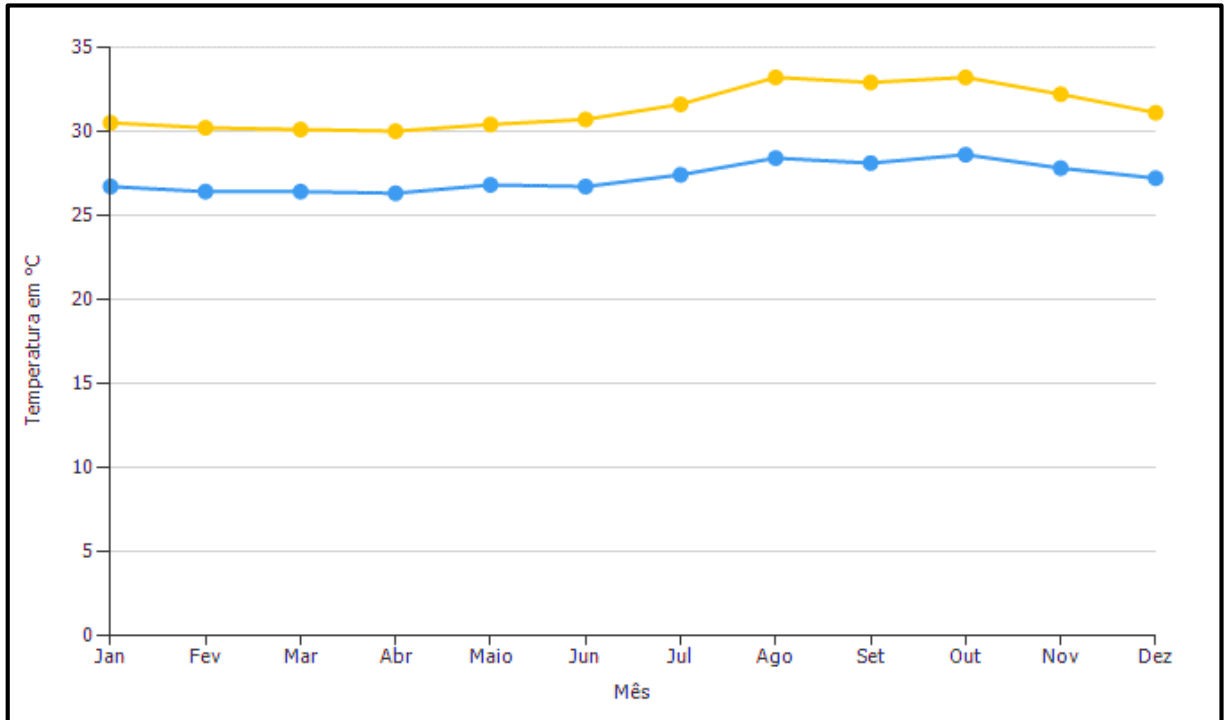
Figura 32 Irradiação Por Área Do Módulo



Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Sendo o traço azul referente a irradiação sobre o plano horizontal (1.795,5 kWh/m²/ano) e o traço amarelo referente a irradiação sobre o plano inclinado oeste (1.644,9 kWh/m²/ano).

Figura 33 Temperatura Por Área De Módulo



Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

De forma que, o traçado amarelo indica a temperatura do módulo fotovoltaico e o traçado azul indica a temperatura exterior.

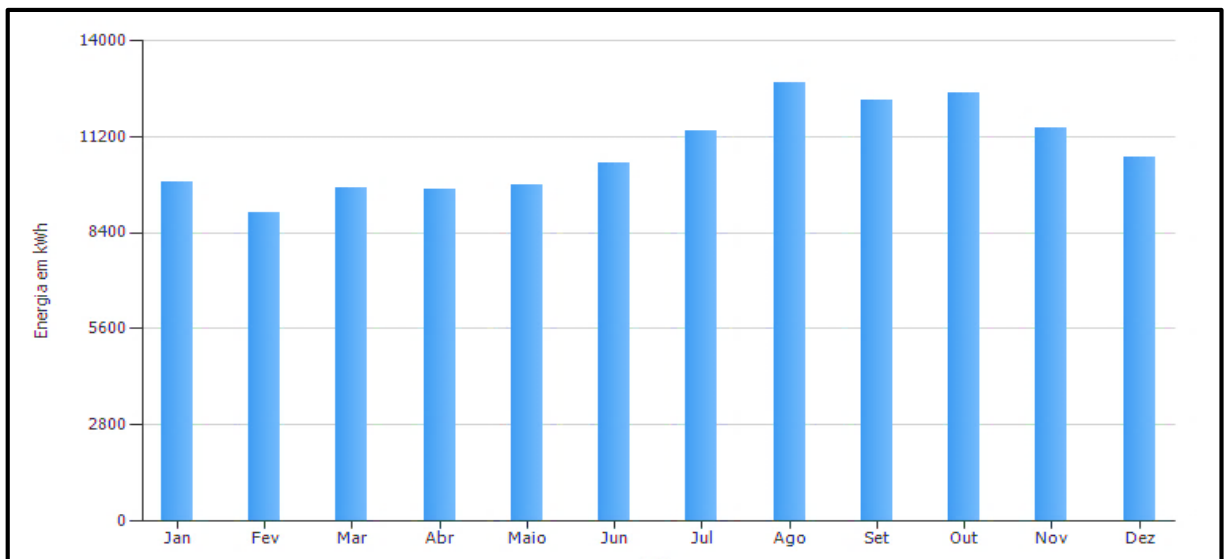
4 RESULTADOS

4.1 PRODUÇÃO DE ENERGIA

4.1.1 Produção de Energia Simulada em Software

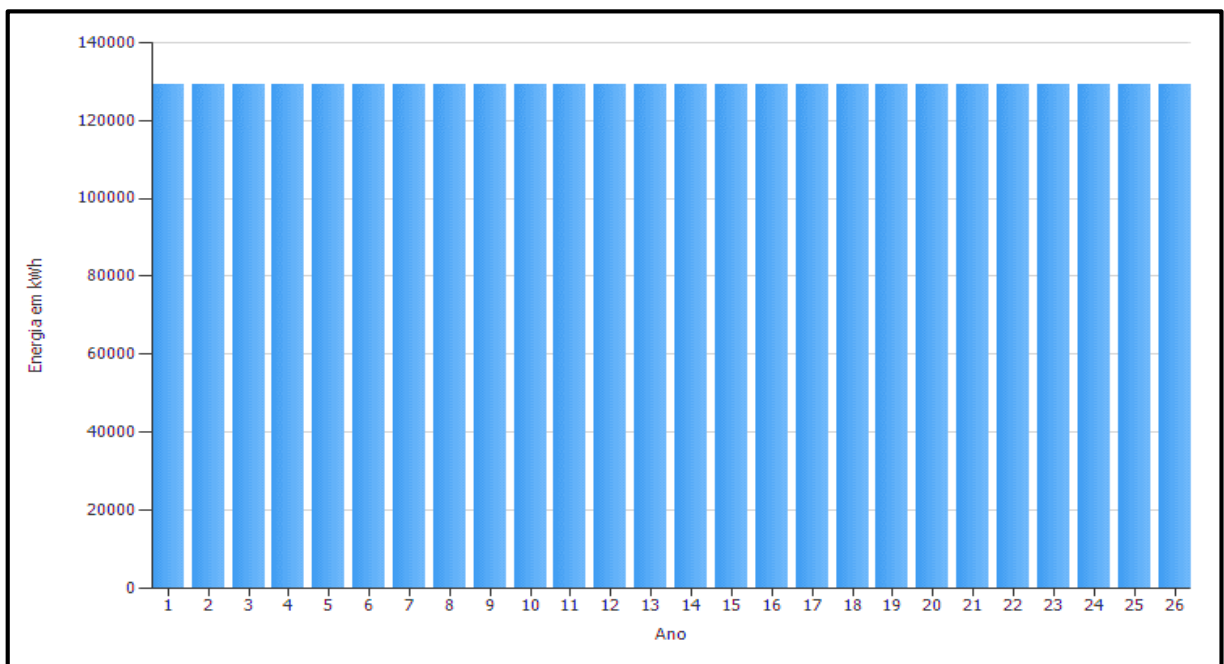
O *software* utilizado gerou uma previsão mensal de produção de energia no decorrer de um ano completo, exibido na Figura 34, utilizando os dados de temperatura e irradiação média de Manaus catalogados em sua base de dados. Subsequentemente, foi feita a média de produção anual no período de vida útil do sistema solar, equivalente a 25 anos, conforme a Figura 35.

Figura 34 Previsão De Rendimento



Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Figura 35 Energia Fotovoltaica Ao Longo Do Prazo Do Projeto



Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

4.1.2 Produção de Energia Real da Micro Usina

A usina foi concluída e conectada à rede de distribuição de energia da concessionária dia 02 de setembro de 2019, sendo assim, os dados coletados são referente aos meses de setembro, outubro e novembro. As Figuras 36, 37 e 38 mostram a produção de energia total diária da micro usina, bem como a média da produção, retiradas da Tabela 11.

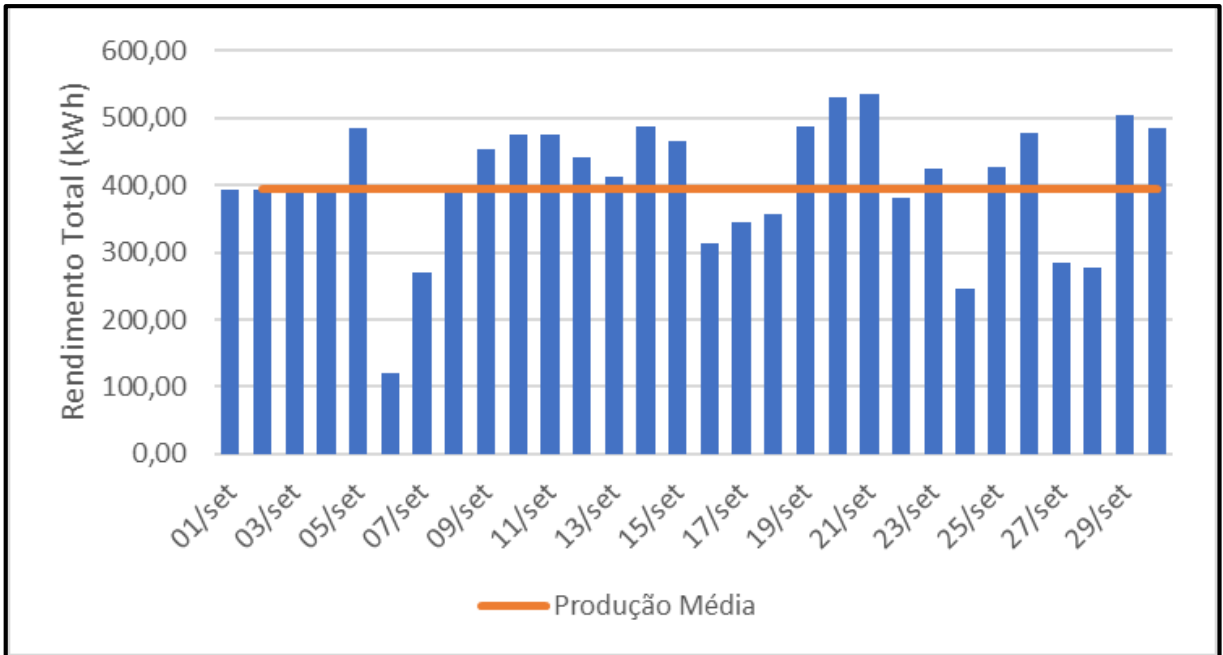
Tabela 11 Três Primeiros Meses De Produção De Energia Da Micro Usina

Dia	Setembro	Outubro	Novembro
01	393,28 ⁴	477,29	274,15
02	393,28 ⁴	469,27	303,56
03	393,28 ⁴	252,10	399,99
04	393,28 ⁴	283,62	422,01
05	484,77	360,53	432,31
06	119,52	421,05	423,70
07	270,63	480,35	405,91
08	391,00	360,28	335,23
09	453,13	448,82	375,63
10	475,48	234,93	156,18
11	475,08	373,66 ⁴	309,37
12	441,25	123,14	239,83
13	412,92	443,03	60,58
14	487,40	347,46	315,42
15	465,75	168,02	340,48 ⁴
16	312,59	420,70	142,83
17	344,12	438,60	276,12
18	356,44	364,21	382,03
19	486,55	357,32	330,79
20	531,81	349,00	282,12
21	535,55	373,66 ⁴	412,69
22	381,77	189,62	359,05
23	423,37	521,56	365,83
24	245,05	455,90	437,50
25	427,45	389,40	454,21
26	476,93	453,71	399,53
27	283,82	489,61	420,49
28	277,54	359,52	424,83
29	505,12	354,63	401,54
30	483,85	352,81	330,49
31	-	469,73	-
Produção Total Mensal	12.122,00	11.583,53	10.214,40
Média Diária da Produção	393,28	373,66	340,48

Fonte: Sma Solar Technology AG (2019).

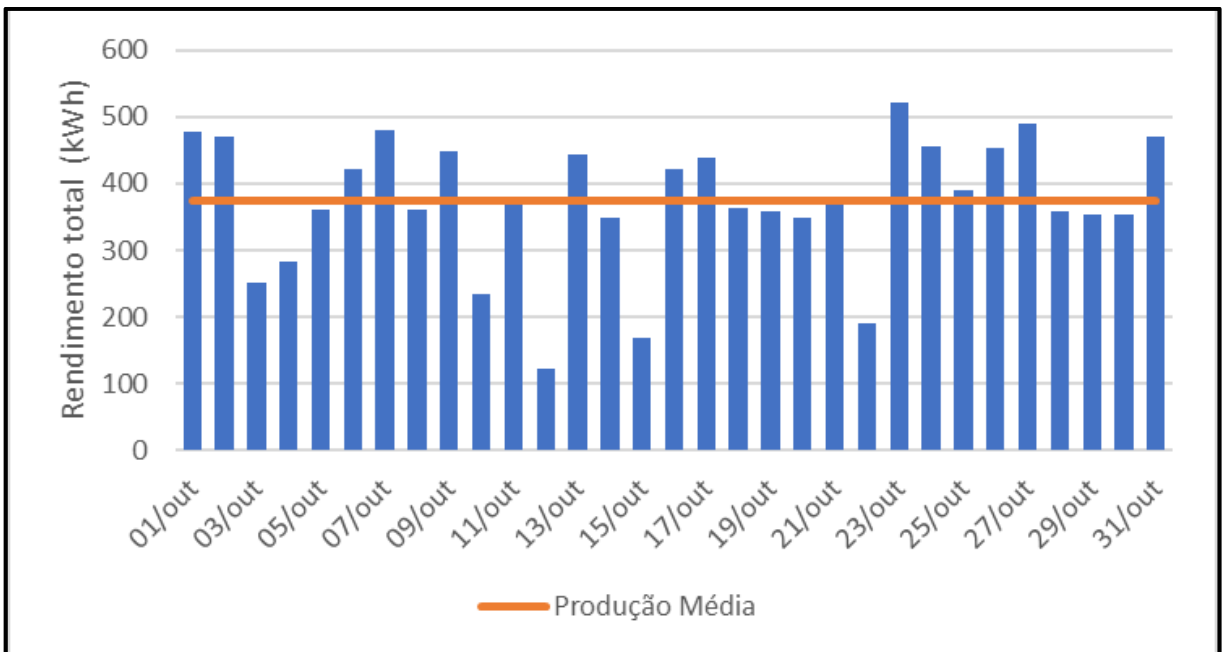
⁴ Os dados da Tabela 11 foram coletados através do sistema de monitoramento da SMA, visto que este sistema depende de um sinal de internet eficiente para enviar os dados coletados para a plataforma. Houveram dias em que não foi possível obter a produção de energia, para estes, foi adotado o valor médio de produção de energia do mês equivalente afim de não prejudicar a análise.

Figura 36 Produção De Energia Total Da Micro Usina No Mês De Setembro



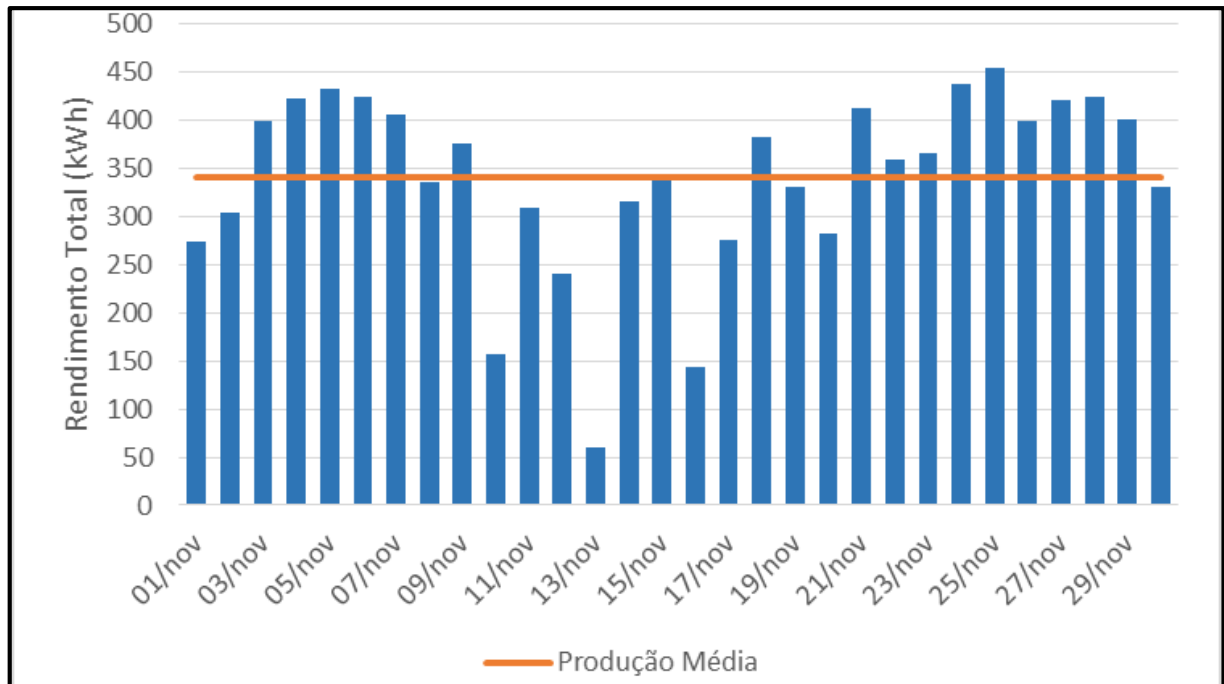
Fonte: Sma Solar Technology AG (2019).

Figura 37 Produção De Energia Total Da Micro Usina No Mês De Outubro



Fonte: Sma Solar Technology AG (2019).

Figura 38 Produção De Energia Total Da Micro Usina No Mês De Novembro



Fonte: Sma Solar Technology AG (2019).

A Tabela 11, indica uma produção mensal de energia muito próxima à produção mensal de energia estimada na simulação, representada na Figura 34, para os meses equivalentes, logo, espera-se que o sistema tenha uma desenvoltura similar ao gerador simulado e conseqüentemente, tenha a mesma desenvoltura financeira.

4.2 CUSTO DA ENERGIA

O investimento inicial para a construção da Micro Usina Fotovoltaica foi de R\$ 400.000,00. Dessa forma, para despesa em manutenção, temos:

$$C_{man} = 0,5\% * I_t = R\$ 2.000,00 \quad (25)$$

Considerando ainda, o fator de anuidade igual a 6,5% e 4 horas diárias de operação, temos:

$$C_{el} = \frac{(450.000 \times 0,065) + 400.000 * \left(\frac{0,5}{100}\right) + 0}{129.298} = R\$ 0,243623 \quad (26)$$

4.3 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

Para determinar o valor presente líquido foi utilizado a análise do fluxo de caixa do sistema, considerando as perdas de energia calculadas na simulação, acrescentando o custo de R\$ 50.000,00 referente ao segundo inversor que será necessário no 16º ano de funcionamento da usina, visto que este tem vida útil,

estipulada pelo fabricante, de 15 anos e, como medida preventiva, foi levado em consideração as seis possibilidades para o novo modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica que estão sendo discutidos na revisão da Resolução Normativa vigente. Conforme as Tabela 12 à 17.

Tabela 12 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Alternativa 0

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$400.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.970,44	-R\$1.941,32	-R\$1.912,63	-R\$1.884,37	-R\$1.856,52
Pagamentos únicos	-R\$50.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$120.533,97	R\$130.055,36	R\$136.714,69	R\$143.715,00	R\$151.073,75
Fluxo de caixa anual	-R\$331.436,47	R\$128.114,04	R\$134.802,06	R\$141.830,63	R\$149.217,23
Fluxo de caixa acumulado	-R\$331.436,47	-R\$203.322,43	-R\$68.520,38	R\$73.310,25	R\$222.527,49
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.829,08	-R\$1.802,05	-R\$1.775,42	-R\$1.749,18	-R\$1.723,33
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$158.809,30	R\$166.940,94	R\$175.488,95	R\$184.474,65	R\$193.920,46
Fluxo de caixa anual	R\$156.980,22	R\$165.138,89	R\$173.713,53	R\$182.725,47	R\$192.197,12
Fluxo de caixa acumulado	R\$379.507,71	R\$544.646,60	R\$718.360,13	R\$901.085,59	R\$1.093.282,72
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.697,87	-R\$1.672,77	-R\$1.648,05	-R\$1.623,70	-R\$1.599,70
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$203.849,92	R\$214.287,81	R\$225.260,16	R\$236.794,33	R\$248.919,10
Fluxo de caixa anual	R\$202.152,05	R\$212.615,03	R\$223.612,10	R\$235.170,63	R\$247.319,40
Fluxo de caixa acumulado	R\$1.295.434,77	R\$1.508.049,80	R\$1.731.661,90	R\$1.966.832,54	R\$2.214.151,94
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.576,06	-R\$1.552,77	-R\$1.529,82	-R\$1.507,21	-R\$1.484,94
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$261.664,70	R\$275.062,93	R\$289.147,19	R\$303.952,63	R\$319.516,16
Fluxo de caixa anual	R\$260.088,64	R\$273.510,16	R\$287.617,37	R\$302.445,41	R\$318.031,22
Fluxo de caixa acumulado	R\$2.474.240,58	R\$2.747.750,74	R\$3.035.368,11	R\$3.337.813,52	R\$3.655.844,74
	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.463,00	-R\$1.441,38	-R\$1.420,07	-R\$1.399,09	-R\$1.378,41
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$335.876,60	R\$353.074,75	R\$371.153,52	R\$390.157,99	R\$410.135,56
Fluxo de caixa anual	R\$334.413,60	R\$351.633,38	R\$369.733,45	R\$388.758,90	R\$408.757,15
Fluxo de caixa acumulado	R\$3.990.258,34	R\$4.341.891,71	R\$4.711.625,16	R\$5.100.384,06	R\$5.509.141,21

Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Tabela 13 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Alternativa 1

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$400.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.970,44	-R\$1.941,32	-R\$1.912,63	-R\$1.884,37	-R\$1.856,52
Pagamentos únicos	-R\$50.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$86.782,24	R\$93.637,46	R\$98.432,06	R\$103.472,15	R\$108.770,32
Fluxo de caixa anual	-R\$365.188,21	R\$91.696,14	R\$96.519,42	R\$101.587,78	R\$106.913,80
Fluxo de caixa acumulado	-R\$365.188,21	-R\$273.492,07	-R\$176.972,65	-R\$75.384,87	R\$31.528,93
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.829,08	-R\$1.802,05	-R\$1.775,42	-R\$1.749,18	-R\$1.723,33
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$114.339,77	R\$120.194,40	R\$126.348,81	R\$132.818,35	R\$139.619,15
Fluxo de caixa anual	R\$112.510,69	R\$118.392,35	R\$124.573,39	R\$131.069,16	R\$137.895,82
Fluxo de caixa acumulado	R\$144.039,62	R\$262.431,96	R\$387.005,35	R\$518.074,52	R\$655.970,33
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.697,87	-R\$1.672,77	-R\$1.648,05	-R\$1.623,70	-R\$1.599,70
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$146.768,18	R\$154.283,27	R\$162.183,16	R\$170.487,55	R\$179.217,16
Fluxo de caixa anual	R\$145.070,32	R\$152.610,50	R\$160.535,11	R\$168.863,85	R\$177.617,46
Fluxo de caixa acumulado	R\$801.040,65	R\$953.651,14	R\$1.114.186,25	R\$1.283.050,10	R\$1.460.667,56
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.576,06	-R\$1.552,77	-R\$1.529,82	-R\$1.507,21	-R\$1.484,94
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$188.393,76	R\$198.040,24	R\$208.180,65	R\$218.840,29	R\$230.045,74
Fluxo de caixa anual	R\$186.817,70	R\$196.487,47	R\$206.650,83	R\$217.333,07	R\$228.560,80
Fluxo de caixa acumulado	R\$1.647.485,26	R\$1.843.972,73	R\$2.050.623,55	R\$2.267.956,63	R\$2.496.517,43
	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.463,00	-R\$1.441,38	-R\$1.420,07	-R\$1.399,09	-R\$1.378,41
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$241.824,96	R\$254.207,31	R\$267.223,69	R\$280.906,56	R\$295.290,04
Fluxo de caixa anual	R\$240.361,96	R\$252.765,94	R\$265.803,62	R\$279.507,47	R\$293.911,63
Fluxo de caixa acumulado	R\$2.736.879,39	R\$2.989.645,32	R\$3.255.448,94	R\$3.534.956,41	R\$3.828.868,03

Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Tabela 14 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Alternativa 2

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$400.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.970,44	-R\$1.941,32	-R\$1.912,63	-R\$1.884,37	-R\$1.856,52
Pagamentos únicos	-R\$50.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$79.548,25	R\$85.832,04	R\$90.226,96	R\$94.846,93	R\$99.703,45
Fluxo de caixa anual	-R\$372.422,19	R\$83.890,71	R\$88.314,33	R\$92.962,56	R\$97.846,93
Fluxo de caixa acumulado	-R\$372.422,19	-R\$288.531,48	-R\$200.217,15	-R\$107.254,59	-R\$9.407,66
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.829,08	-R\$1.802,05	-R\$1.775,42	-R\$1.749,18	-R\$1.723,33
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$104.808,64	R\$110.175,24	R\$115.816,64	R\$121.746,89	R\$127.980,79
Fluxo de caixa anual	R\$102.979,56	R\$108.373,19	R\$114.041,21	R\$119.997,70	R\$126.257,45
Fluxo de caixa acumulado	R\$93.571,90	R\$201.945,09	R\$315.986,30	R\$435.984,00	R\$562.241,46
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.697,87	-R\$1.672,77	-R\$1.648,05	-R\$1.623,70	-R\$1.599,70
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$134.533,89	R\$141.422,54	R\$148.663,91	R\$156.276,06	R\$164.277,99
Fluxo de caixa anual	R\$132.836,03	R\$139.749,76	R\$147.015,85	R\$154.652,37	R\$162.678,29
Fluxo de caixa acumulado	R\$695.077,48	R\$834.827,25	R\$981.843,10	R\$1.136.495,47	R\$1.299.173,76
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.576,06	-R\$1.552,77	-R\$1.529,82	-R\$1.507,21	-R\$1.484,94
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$172.689,65	R\$181.532,01	R\$190.827,14	R\$200.598,22	R\$210.869,61
Fluxo de caixa anual	R\$171.113,59	R\$179.979,24	R\$189.297,32	R\$199.091,00	R\$209.384,66
Fluxo de caixa acumulado	R\$1.470.287,34	R\$1.650.266,59	R\$1.839.563,90	R\$2.038.654,91	R\$2.248.039,57
	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.463,00	-R\$1.441,38	-R\$1.420,07	-R\$1.399,09	-R\$1.378,41
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$221.666,93	R\$233.017,12	R\$244.948,48	R\$257.490,77	R\$270.675,27
Fluxo de caixa anual	R\$220.203,93	R\$231.575,74	R\$243.528,40	R\$256.091,68	R\$269.296,86
Fluxo de caixa acumulado	R\$2.468.243,50	R\$2.699.819,25	R\$2.943.347,65	R\$3.199.439,33	R\$3.468.736,20

Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Tabela 15 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Alternativa 3

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$400.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.970,44	-R\$1.941,32	-R\$1.912,63	-R\$1.884,37	-R\$1.856,52
Pagamentos únicos	-R\$50.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$71.110,73	R\$76.728,01	R\$80.656,78	R\$84.786,71	R\$89.128,11
Fluxo de caixa anual	-R\$380.859,71	R\$74.786,69	R\$78.744,14	R\$82.902,34	R\$87.271,59
Fluxo de caixa acumulado	-R\$380.859,71	-R\$306.073,02	-R\$227.328,88	-R\$144.426,54	-R\$57.154,95
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.829,08	-R\$1.802,05	-R\$1.775,42	-R\$1.749,18	-R\$1.723,33
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$93.691,81	R\$98.489,19	R\$103.532,21	R\$108.833,45	R\$114.406,13
Fluxo de caixa anual	R\$91.862,72	R\$96.687,13	R\$101.756,78	R\$107.084,26	R\$112.682,80
Fluxo de caixa acumulado	R\$34.707,78	R\$131.394,91	R\$233.151,69	R\$340.235,96	R\$452.918,76
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.697,87	-R\$1.672,77	-R\$1.648,05	-R\$1.623,70	-R\$1.599,70
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$120.264,16	R\$126.422,14	R\$132.895,44	R\$139.700,19	R\$146.853,37
Fluxo de caixa anual	R\$118.566,29	R\$124.749,37	R\$131.247,38	R\$138.076,49	R\$145.253,66
Fluxo de caixa acumulado	R\$571.485,05	R\$696.234,42	R\$827.481,80	R\$965.558,29	R\$1.110.811,95
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.576,06	-R\$1.552,77	-R\$1.529,82	-R\$1.507,21	-R\$1.484,94
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$154.372,82	R\$162.277,29	R\$170.586,50	R\$179.321,18	R\$188.503,10
Fluxo de caixa anual	R\$152.796,75	R\$160.724,52	R\$169.056,68	R\$177.813,96	R\$187.018,16
Fluxo de caixa acumulado	R\$1.263.608,71	R\$1.424.333,23	R\$1.593.389,91	R\$1.771.203,87	R\$1.958.222,04
	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.463,00	-R\$1.441,38	-R\$1.420,07	-R\$1.399,09	-R\$1.378,41
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$198.155,18	R\$208.301,48	R\$218.967,30	R\$230.179,26	R\$241.965,31
Fluxo de caixa anual	R\$196.692,18	R\$206.860,10	R\$217.547,23	R\$228.780,17	R\$240.586,90
Fluxo de caixa acumulado	R\$2.154.914,22	R\$2.361.774,32	R\$2.579.321,55	R\$2.808.101,72	R\$3.048.688,62

Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Tabela 16 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Alternativa 4

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$400.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.970,44	-R\$1.941,32	-R\$1.912,63	-R\$1.884,37	-R\$1.856,52
Pagamentos únicos	-R\$50.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$61.469,68	R\$66.325,38	R\$69.721,50	R\$73.291,50	R\$77.044,30
Fluxo de caixa anual	-R\$390.500,76	R\$64.384,06	R\$67.808,86	R\$71.407,13	R\$75.187,78
Fluxo de caixa acumulado	-R\$390.500,76	-R\$326.116,70	-R\$258.307,84	-R\$186.900,70	-R\$111.712,92
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.829,08	-R\$1.802,05	-R\$1.775,42	-R\$1.749,18	-R\$1.723,33
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$80.989,26	R\$85.136,22	R\$89.495,52	R\$94.078,03	R\$98.895,18
Fluxo de caixa anual	R\$79.160,18	R\$83.334,17	R\$87.720,10	R\$92.328,85	R\$97.171,85
Fluxo de caixa acumulado	-R\$32.552,74	R\$50.781,43	R\$138.501,53	R\$230.830,37	R\$328.002,22
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.697,87	-R\$1.672,77	-R\$1.648,05	-R\$1.623,70	-R\$1.599,70
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$103.958,99	R\$109.282,09	R\$114.877,74	R\$120.759,92	R\$126.943,29
Fluxo de caixa anual	R\$102.261,12	R\$107.609,31	R\$113.229,69	R\$119.136,22	R\$125.343,58
Fluxo de caixa acumulado	R\$430.263,35	R\$537.872,66	R\$651.102,35	R\$770.238,57	R\$895.582,15
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.576,06	-R\$1.552,77	-R\$1.529,82	-R\$1.507,21	-R\$1.484,94
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$133.443,26	R\$140.276,07	R\$147.458,73	R\$155.009,18	R\$162.946,24
Fluxo de caixa anual	R\$131.867,20	R\$138.723,30	R\$145.928,91	R\$153.501,96	R\$161.461,30
Fluxo de caixa acumulado	R\$1.027.449,35	R\$1.166.172,65	R\$1.312.101,56	R\$1.465.603,52	R\$1.627.064,82
	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.463,00	-R\$1.441,38	-R\$1.420,07	-R\$1.399,09	-R\$1.378,41
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$171.289,70	R\$180.060,39	R\$189.280,16	R\$198.972,02	R\$209.160,15
Fluxo de caixa anual	R\$169.826,71	R\$178.619,01	R\$187.860,09	R\$197.572,94	R\$207.781,74
Fluxo de caixa acumulado	R\$1.796.891,53	R\$1.975.510,54	R\$2.163.370,63	R\$2.360.943,57	R\$2.568.725,30

Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

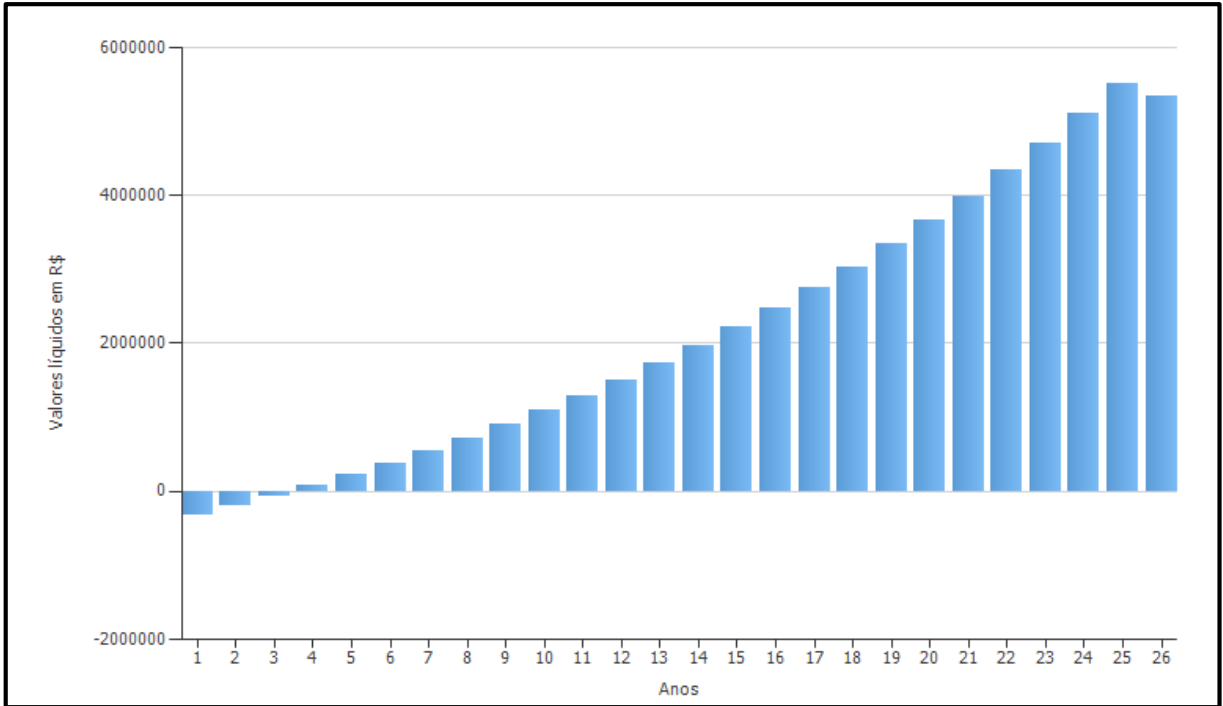
Tabela 17 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Alternativa 5

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$400.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.970,44	-R\$1.941,32	-R\$1.912,63	-R\$1.884,37	-R\$1.856,52
Pagamentos únicos	-R\$50.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$44.594,65	R\$48.117,33	R\$50.581,12	R\$53.171,07	R\$55.893,63
Fluxo de caixa anual	-R\$407.375,79	R\$46.176,01	R\$48.668,49	R\$51.286,70	R\$54.037,11
Fluxo de caixa acumulado	-R\$407.375,79	-R\$361.199,79	-R\$312.531,30	-R\$261.244,60	-R\$207.207,49
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.829,08	-R\$1.802,05	-R\$1.775,42	-R\$1.749,18	-R\$1.723,33
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$58.755,59	R\$61.764,10	R\$64.926,66	R\$68.251,15	R\$71.745,87
Fluxo de caixa anual	R\$56.926,51	R\$59.962,05	R\$63.151,24	R\$66.501,97	R\$70.022,54
Fluxo de caixa acumulado	-R\$150.280,98	-R\$90.318,93	-R\$27.167,69	R\$39.334,28	R\$109.356,81
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.697,87	-R\$1.672,77	-R\$1.648,05	-R\$1.623,70	-R\$1.599,70
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$75.419,53	R\$79.281,30	R\$83.340,80	R\$87.608,17	R\$92.094,04
Fluxo de caixa anual	R\$73.721,66	R\$77.608,52	R\$81.692,75	R\$85.984,47	R\$90.494,33
Fluxo de caixa acumulado	R\$183.078,48	R\$260.687,00	R\$342.379,74	R\$428.364,21	R\$518.858,54
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.576,06	-R\$1.552,77	-R\$1.529,82	-R\$1.507,21	-R\$1.484,94
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$96.809,60	R\$101.766,62	R\$106.977,46	R\$112.455,11	R\$118.213,24
Fluxo de caixa anual	R\$95.233,54	R\$100.213,85	R\$105.447,63	R\$110.947,89	R\$116.728,30
Fluxo de caixa acumulado	R\$614.092,08	R\$714.305,93	R\$819.753,56	R\$930.701,46	R\$1.047.429,75
	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$1.463,00	-R\$1.441,38	-R\$1.420,07	-R\$1.399,09	-R\$1.378,41
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$124.266,20	R\$130.629,10	R\$137.317,81	R\$144.349,00	R\$151.740,22
Fluxo de caixa anual	R\$122.803,21	R\$129.187,73	R\$135.897,74	R\$142.949,91	R\$150.361,81
Fluxo de caixa acumulado	R\$1.170.232,96	R\$1.299.420,69	R\$1.435.318,42	R\$1.578.268,34	R\$1.728.630,15

Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

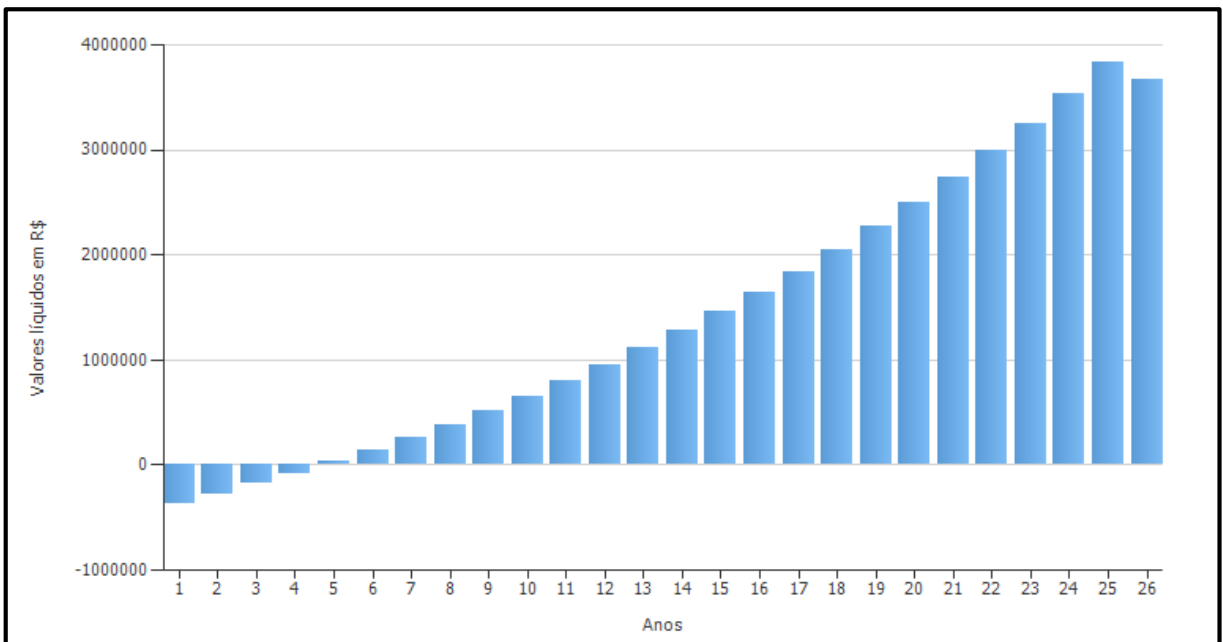
As Figuras 39 à 44 exibem o fluxo de caixa acumulado para cada alternativa de revisão da REN 482.

Figura 39 Fluxo De Caixa Acumulado – Alternativa 0



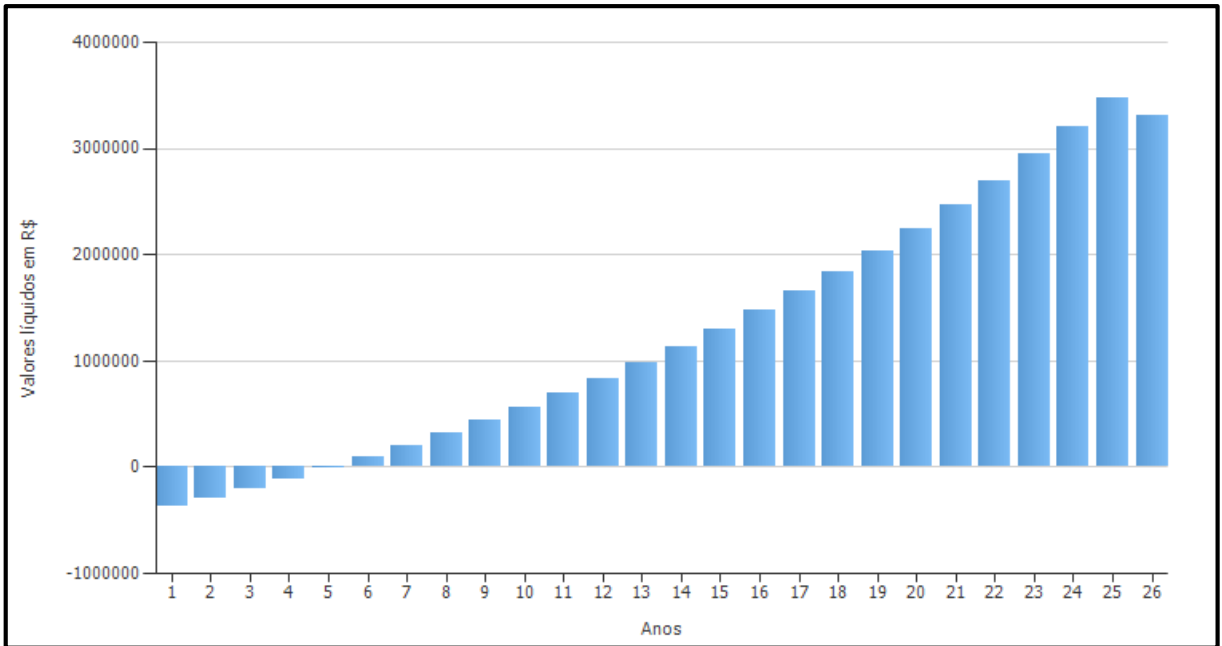
Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Figura 40 Fluxo De Caixa Acumulado – Alternativa 1



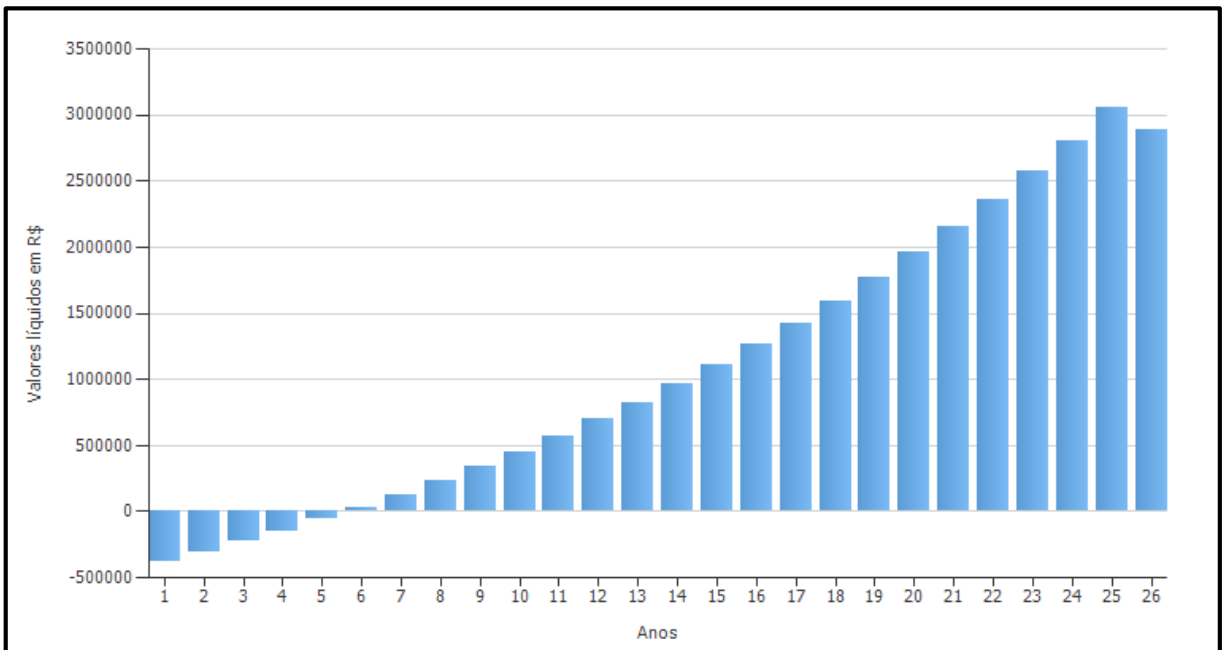
Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Figura 41 Fluxo De Caixa Acumulado – Alternativa 2



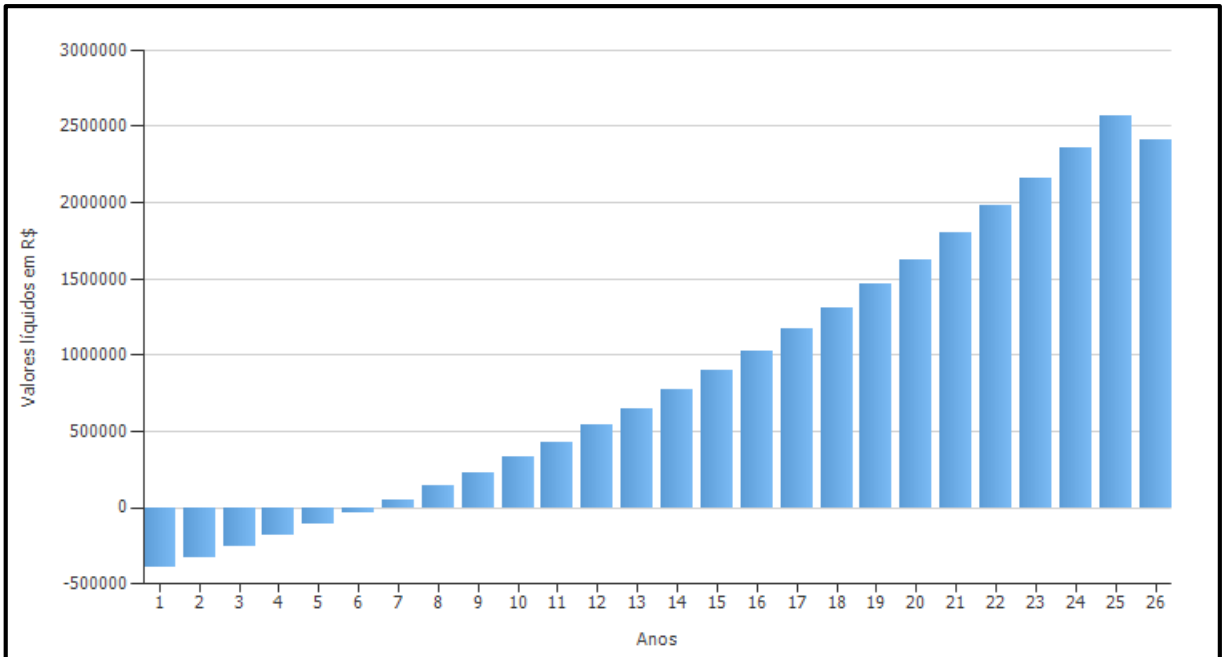
Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Figura 42 Fluxo De Caixa Acumulado – Alternativa 3



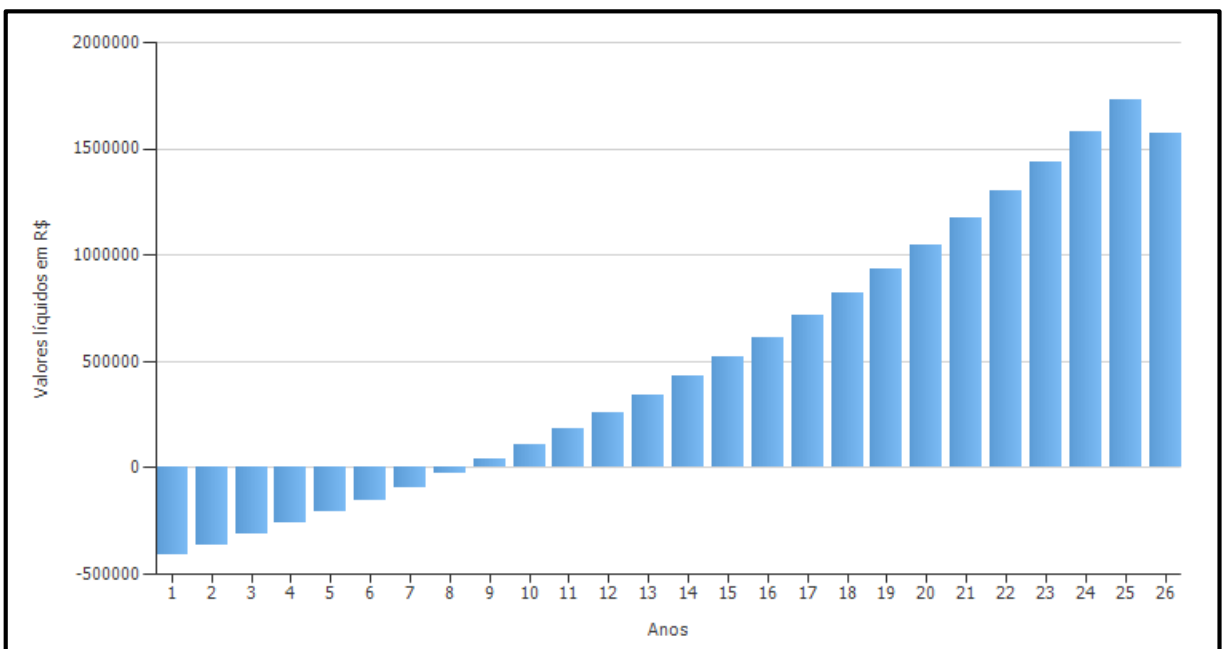
Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Figura 43 Fluxo De Caixa Acumulado – Alternativa 4



Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Figura 44 Fluxo De Caixa Acumulado – Alternativa 5



Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Adotando a o TMA igual a 0,14, o VPL do Sistema será apresentado abaixo, conforme as variações no fluxo de caixa para cada alternativa de compensação de créditos discutida.

Alternativa 0

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=25} \frac{FC}{(1 + 0,14)^n} = 1.110.172,54 - 450.000,00 = R\$ 660.172,54 \quad (27)$$

Como o VPL é positivo, esse projeto se mostrou viável financeiramente.

Alternativa 1

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=25} \frac{FC}{(1 + 0,14)^n} = 794.184,29 - 450.000,00 = R\$ 344.184,29 \quad (28)$$

Como o VPL é positivo, esse projeto se mostrou viável financeiramente para as condições de compensação de crédito sugeridas.

Alternativa 2

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=25} \frac{FC}{(1 + 0,14)^n} = 727.149,61 - 450.000,00 = R\$ 277.149,61 \quad (29)$$

Como o VPL é positivo, esse projeto se mostrou viável financeiramente para as condições de compensação de crédito sugeridas.

Alternativa 3

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=25} \frac{FC}{(1 + 0,14)^n} = 648.962,28 - 450.000,00 = R\$ 198.962,28 \quad (30)$$

Como o VPL é positivo, esse projeto se mostrou viável financeiramente para as condições de compensação de crédito sugeridas.

Alternativa 4

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=25} \frac{FC}{(1 + 0,14)^n} = 559.622,28 - 450.000,00 = R\$ 109.622,28 \quad (31)$$

Como o VPL é positivo, esse projeto se mostrou viável financeiramente para as condições de compensação de crédito sugeridas.

Alternativa 5

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=25} \frac{FC}{(1 + 0,14)^n} = 403.247,64 - 450.000,00 = -R\$ 46.752,36 \quad (32)$$

Como o VPL é negativo, esse projeto se mostrou inviável financeiramente para as condições de compensação de crédito sugeridas.

4.4 TAXA INTERNA DE RETORNO

$$VPL = 0 \quad (33)$$

Alternativa 0

$$\sum_{n=1}^{n=25} \frac{FC}{(1 + TIR)^n} = \frac{-450.000}{(1 + TIR)^0} + \frac{120.533,97}{(1 + TIR)^1} + \dots + \frac{408.757,15}{(1 + TIR)^{25}} = 0 \quad (34)$$

TIR \cong 33,90%

Sendo a taxa interna de retorno maior que a TMA adotada, o projeto se mostrou viável financeiramente.

Alternativa 1

$$\sum_{n=1}^{n=25} \frac{FC}{(1 + TIR)^n} = \frac{-450.000}{(1 + TIR)^0} + \frac{86.782,24}{(1 + TIR)^1} + \dots + \frac{293.911,63}{(1 + TIR)^{25}} = 0 \quad (35)$$

"TIR \cong 25,93%"

Sendo a taxa interna de retorno maior que a TMA adotada, o projeto se mostrou viável financeiramente.

Alternativa 2

$$\sum_{n=1}^{n=25} \frac{FC}{(1 + TIR)^n} = \frac{-450.000}{(1 + TIR)^0} + \frac{79.548,25}{(1 + TIR)^1} + \dots + \frac{269.296,86}{(1 + TIR)^{25}} = 0 \quad (36)$$

"TIR \cong 24,18%"

Sendo a taxa interna de retorno maior que a TMA adotada, o projeto se mostrou viável financeiramente.

Alternativa 3

$$\sum_{n=1}^{n=25} \frac{FC}{(1 + TIR)^n} = \frac{-450.000}{(1 + TIR)^0} + \frac{71.110,73}{(1 + TIR)^1} + \dots + \frac{240.586,90}{(1 + TIR)^{25}} = 0 \quad (37)$$

"TIR \cong 22,09%"

Sendo a taxa interna de retorno maior que a TMA adotada, o projeto se mostrou viável financeiramente.

Alternativa 4

$$\sum_{n=1}^{n=25} \frac{FC}{(1 + TIR)^n} = \frac{-450.000}{(1 + TIR)^0} + \frac{61.469,68}{(1 + TIR)^1} + \dots + \frac{207.781,74}{(1 + TIR)^{25}} = 0 \quad (38)$$

"TIR \cong 19,62%"

Sendo a taxa interna de retorno maior que a TMA adotada, o projeto se mostrou viável financeiramente.

Alternativa 5

$$\sum_{n=1}^{n=25} \frac{FC}{(1+TIR)^n} = \frac{-450.000}{(1+TIR)^0} + \frac{44.594,65}{(1+TIR)^1} + \dots + \frac{150.361,81}{(1+TIR)^{25}} = 0 \quad (39)$$

"TIR \cong 14,96%"

Sendo a taxa interna de retorno maior que a TMA adotada, o projeto se mostrou viável financeiramente.

4.5 PAYBACK

4.5.1 Payback simples

De acordo com as Tabelas 12 à 17:

Alternativa 0

$$\sum_{t=0}^{t=3,5} FC_t = 0 \quad (40)$$

PBS = 3,5 anos

Alternativa 1

$$\sum_{t=0}^{t=4,7} FC_t = 0 \quad (41)$$

PBS = 4,7 anos

Alternativa 2

$$\sum_{t=0}^{t=5,1} FC_t = 0 \quad (42)$$

PBS = 5,1 anos

Alternativa 3

$$\sum_{t=0}^{t=5,6} FC_t = 0 \quad (43)$$

PBS = 5,6 anos

Alternativa 4

$$\sum_{t=0}^{t=6,4} FC_t = 0 \quad (44)$$

PBS = 6,4 anos

Alternativa 5

$$\sum_{t=0}^{t=8,4} FC_t = 0 \quad (45)$$

PBS = 8,4 anos

4.5.2 Payback descontado

Alternativa 0

$$\sum_{t=0}^{5,04} \frac{FC_t}{(1 + 0,14)^t} = 0 \quad (46)$$

PBS = 5,04 anos

Alternativa 1

$$\sum_{t=0}^{7,34} \frac{FC_t}{(1 + 0,14)^t} = 0 \quad (47)$$

PBS = 7,34 anos

Alternativa 2

$$\sum_{t=0}^{9,01} \frac{FC_t}{(1 + 0,14)^t} = 0 \quad (48)$$

PBS = 9,01 anos

Alternativa 3

Identifica-se que, considerando as condições atuais de tarifação da energia solar, o empresário irá recuperar o capital investido em 5,04 anos, ou seja, aproximadamente 63 meses após a instalação do sistema, já considerando perdas na produção de energia, custo de eventuais manutenções nos equipamentos e a substituição do inversor após os 15 anos de vida útil do equipamento.

Uma vez que a energia solar seja tributada conforme a alternativa 5, da proposta de revisão da REN 482, o empresário não irá recuperar o valor do investimento, se levado em consideração a inflação do mesmo demonstrada pelo cálculo do payback composto.

4.6 ANÁLISE GERAL FINANCEIRA

A Tabela 18 demonstra a análise geral financeira da primeira micro usina instalada, considerando o sistema de compensação atual e as novas possibilidades para modelo do sistema de compensação de energia elétrica que estão sendo discutidos na revisão da Resolução Normativa.

$$\sum_{t=0}^{10,04} \frac{FC_t}{(1 + 0,14)^t} = 0 \quad (49)$$

PBS = 10,04 anos

Alternativa 4

$$\sum_{t=0}^{15,03} \frac{FC_t}{(1 + 0,14)^t} = 0 \quad (50)$$

PBS = 15,03 anos

Alternativa 5

$$\sum_{t=0}^{>25} \frac{FC_t}{(1 + 0,14)^t} = 0 \quad (51)$$

PBS > 25 anos

Tabela 18 Análise Geral Financeira Do Sistema – Usina 1

Alternativa	FCt	VPL	TIR	PBS	PBD
0	R\$ 5.509.141,21	R\$ 660.172,54	33,90 %	3,5 anos	5,04 anos
1	R\$ 3.828.868,03	R\$ 344.184,29	25,96 %	4,7 anos	7,34 anos
2	R\$ 3.468.736,20	R\$ 277.149,61	24,18 %	5,1 anos	9,01 anos
3	R\$ 3.048.688,62	R\$ 198.962,28	22,09 %	5,6 anos	10,04 anos
4	R\$ 2.568.725,30	R\$ 109.622,28	19,62 %	6,4 anos	15,03 anos
5	R\$ 1.728.630,15	- R\$ 46.752,36	14,96 %	8,4 anos	> 25 anos

Fonte: Própria.

Utilizando como base a primeira micro usina instalada, a tarifa atual de energia elétrica para sistemas trifásicos no Amazonas e a legislação vigente de compensação de energia, ou seja, a alternativa 0 da revisão da REN 482, temos o rendimento das demais micro usinas projetadas. As Tabelas 19 e 20 mostram os resultados gerais do empreendimento, considerando as três micro usinas solares propostas instaladas e funcionando conforme a proposta inicial.

Tabela 19 Sistema Solar Fotovoltaico Simulado – Usinas 1,2 e 3.

Dados do sistema		
Potência do gerador fotovoltaico	295,65	kWp
Rendimento anual específico	3936,03	kWh/ kWp
Desempenho do sistema (PR)	76,6	%
Diminuição do rendimento por sombreamento	0	%/ano
Injeção na rede no primeiro ano (incl. Degradação do módulo)	387894	kWh/Ano
Consumo em espera (inversor)	66	kWh/ano
Emissões de CO ₂ evitadas	232737	kg/ano
Potência do gerador fotovoltaico	295,8	kWp
Prazo do projeto	25	Anos
Juro do capital	1,5	%
Parâmetros econômicos		
Taxa interna de retorno	33,9	%
Fluxo de caixa acumulado	R\$16.527.423,63	R\$
Prazo de amortização	3,5	Anos
Custos de geração da energia	0,24	R\$/kWh
Investimento específico	4.058,85	R\$/kWp
Investimento	1.200.000,00	R\$
Pagamentos únicos	150.000,00	R\$
Custos anuais	6.000,00	R\$/Ano
Remuneração e Economia		
Remuneração total no primeiro ano	376.728,63	R\$/Ano
Inflação da tarifa de injeção	6,5	%/Ano

Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Tabela 20 Demonstração Do Fluxo De Caixa Da Micro Usina – Usinas 1, 2 e 3.

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$1.200.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$5.911,32	-R\$5.823,96	-R\$5.737,89	-R\$5.653,11	-R\$5.569,56
Pagamentos únicos	-R\$150.000,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$361.601,91	R\$390.166,08	R\$410.144,07	R\$431.145,00	R\$453.221,25
Fluxo de caixa anual	-R\$994.309,41	R\$384.342,12	R\$404.406,18	R\$425.491,89	R\$447.651,69
Fluxo de caixa acumulado	-R\$994.309,41	-R\$609.967,29	-R\$205.561,14	R\$219.930,75	R\$667.582,47
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$5.487,24	-R\$5.406,15	-R\$5.326,26	-R\$5.247,54	-R\$5.169,99
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$476.427,90	R\$500.822,82	R\$526.466,85	R\$553.423,95	R\$581.761,38
Fluxo de caixa anual	R\$470.940,66	R\$495.416,67	R\$521.140,59	R\$548.176,41	R\$576.591,36
Fluxo de caixa acumulado	R\$1.138.523,13	R\$1.633.939,80	R\$2.155.080,39	R\$2.703.256,77	R\$3.279.848,16
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$5.093,61	-R\$5.018,31	-R\$4.944,15	-R\$4.871,10	-R\$4.799,10
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$611.549,76	R\$642.863,43	R\$675.780,48	R\$710.382,99	R\$746.757,30
Fluxo de caixa anual	R\$606.456,15	R\$637.845,09	R\$670.836,30	R\$705.511,89	R\$741.958,20
Fluxo de caixa acumulado	R\$3.886.304,31	R\$4.524.149,40	R\$5.194.985,70	R\$5.900.497,62	R\$6.642.455,82
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$4.728,18	-R\$4.658,31	-R\$4.589,46	-R\$4.521,63	-R\$4.454,82
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$784.994,10	R\$825.188,79	R\$867.441,57	R\$911.857,89	R\$958.548,48
Fluxo de caixa anual	R\$780.265,92	R\$820.530,48	R\$862.852,11	R\$907.336,23	R\$954.093,66
Fluxo de caixa acumulado	R\$7.422.721,74	R\$8.243.252,22	R\$9.106.104,33	R\$10.013.440,56	R\$10.967.534,22
	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Custos operacionais	-R\$4.389,00	-R\$4.324,14	-R\$4.260,21	-R\$4.197,27	-R\$4.135,23
Pagamentos únicos	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tarifa de injeção	R\$1.007.629,80	R\$1.059.224,25	R\$1.113.460,56	R\$1.170.473,97	R\$1.230.406,68
Fluxo de caixa anual	R\$1.003.240,80	R\$1.054.900,14	R\$1.109.200,35	R\$1.166.276,70	R\$1.226.271,45
Fluxo de caixa acumulado	R\$11.970.775,02	R\$13.025.675,13	R\$14.134.875,48	R\$15.301.152,18	R\$16.527.423,63

Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

Considerando todas as alternativas de revisão da norma, temos a análise financeira geral do sistema exposta na Tabela 21.

Tabela 21 Análise Geral Financeira Do Sistema – Usinas 1, 2 e 3.

Alternativa	FC_t	VPL	TIR	PBS	PBD
0	R\$16.527.423,63	R\$1.980.517,62	33,90 %	3,5 anos	5,04 anos
1	R\$11.486.604,09	R\$1.032.552,87	25,96 %	4,7 anos	7,34 anos
2	R\$10.406.208,60	R\$831.448,83	24,18 %	5,1 anos	9,01 anos
3	R\$9.146.065,86	R\$596.886,84	22,09 %	5,6 anos	10,04 anos
4	R\$7.706.175,90	R\$328.866,84	19,62 %	6,4 anos	15,03 anos
5	R\$5.185.890,45	-R\$140.257,08	14,96 %	8,4 anos	> 25 anos

Fonte: Valentin Software GMBH (2019).

CONCLUSÃO

Os dados analisados através do monitoramento remoto da usina indicam uma produção mensal de energia muito próxima à produção mensal de energia estimada na simulação apresentada, com isso, entende-se que o sistema instalado fisicamente tenha desenvoltura similar ao gerador simulado e conseqüentemente, tenha a mesma desenvoltura financeira.

Mediante isto, constatamos que as micro usinas projetadas possuirão melhor rentabilidade que uma aplicação com rendimento de 15% ao ano para a realidade atual de compensação de créditos de energia e para os quatro primeiros cenários de alteração da tributação da energia previstas na revisão REN 482. Sendo assim, demonstra-se que os sistemas de autoconsumo remoto são uma solução financeira eficaz para empresas de grande porte, grupos ou cooperativas situadas na região amazônica, mesmo considerando todos os fatores negativos regionais da instalação, como sombreamento, humidade e temperatura ambiente alta, perdas do sistema, entre outros.

Caso a Resolução Normativa vigente seja alterada conforme a proposta da alternativa 5, o sistema de autoconsumo remoto analisado e outros sistemas similares, não serão atrativos para o empresário. De fato, foi constatado que a alternativa 5 torna o investimento financeiro inviável, sendo preferível manter a quantia investida em uma aplicação financeira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALDO SOLAR (Maringá). **Gerador De Energia SMA Solo Romagnole Aldo Solar**. 2019. Disponível em: <<https://www.aldo.com.br/loja/produto/49356-4/gerador-de-energia-sma-solo-romagnole-aldo-solar-gef-9855kwp-q-cells-mono-perc-365w-sunny-75kw-1mppt-trif-380v>>. Acesso em: 20 out. 2019.
- ANEEL (Org.). **Unidades Consumidoras Com Geração Distribuída**. 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 07 jun. 2019.
- ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2. ed. Brasília, 2016.
- ANEEL. **MÓDULO 8 – QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA – PRODIST**. Brasília, 2006. 88 p.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 144**, de 7 de setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 517**, de 11 de dezembro de 2012. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 610**, de 1 de abril de 2014. Regulamenta as modalidades de pré-pagamento e pós-pagamento eletrônico de energia elétrica. Brasília,
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 687**, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 786**, de 14 de outubro de 2017. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília,
- ANEEL. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012: Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL**. 2018. Versão nº 1 - Pré-Participação Pública.

Disponível

em:

<<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>>. Acesso em: 26 set. 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão 2-57 (Pedido 208272 Impresso: 22/01/2010). Rio de Janeiro: Abnt, 2004. 209 p.

BRASIL. Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Decreto Nº 5.163 de 30 de Julho de 2004**. Brasil, Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: 15 fev. 2019.

BRASIL. **Lei nº 13203, de 8 de dezembro de 2015**. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nºs 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Brasília.

CALAZANS, Alvaro, et al. **Economic analysis of a photovoltaic system connected to the grid in Recife, Brazil**. Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015 IEEE 42nd. IEEE, 2015.

CARNEIRO, Joaquim. **Dimensionamento De Sistemas Fotovoltaicos (Sistemas Ligados À Rede E Sistemas Autônomos)**. Escola de Ciências Departamento de Física Campus de Azurém, 2009.

CFB-16E-1S 1000DC: COMBINER FUSE BOX. COMBINER FUSE BOX. Sorocaba-Sp: Proauto & Hehn, [20--?]. 1 p. (0711018).

ELETROBRÁS DISTRIBUIÇÃO AMAZONAS. **MPN-DC-01/N-006: CONEXÃO DE ACESSANTES À REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA TENSÃO - MICROGERADORES**. Manaus, 2016. 48 p.

ELETROBRÁS DISTRIBUIÇÃO AMAZONAS. **MPN-DC-01/N-007: NORMA TÉCNICA PARA CONEXÃO DE ACESSANTES À REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO - MICROGERADORES**. 1 ed. Manaus, 2016. 42 p.

FRONIUS (Org.). **MONITORAMENTO E ANÁLISE COM FRONIUS SOLAR.WEB**. 2019. Disponível

em:

<<https://www.fronius.com/en/photovoltaics/products/home/system-monitoring/visualisation/fronius-solar-web-app/fronius-solar-web-app>>. Acesso em: 30 maio 2019.

- GALLO, Márcio. **Polo Industrial de Manaus**. 2017. Disponível em: <<http://site.suframa.gov.br/assuntos/polo-industrial-de-manaus>>. Acesso em: 25 maio 2019.
- GOOGLE. **Google Earth**. Disponível em: <<https://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/>>. Acesso em: 10 out. 2019.
- GRIHUB. **Mudanças propostas em revisão de REN 482 geram divergências**. 2019. Disponível em: <https://www.griclub.org/news/infrastructure/mudancas-propostas-em-revisao-de-ren-482-geram-divergencias_933.html>. Acesso em: 26 set. 2019.
- LÍBELO, Erika. **O que é Geração Distribuída?** 2016. Disponível em: <<http://www.mundodaenergia.com/2016/01/o-que-e-geracao-distribuida/>>. Acesso em: 30 abr. 2019.
- MME, Ministério de Minas e Energia et al (Org.). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília: Mme/epe, 2017. 271 p. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/PDE2026.pdf/474c63d5-a6ae-451c-8155-ce2938fbf896>>. Acesso em: 20 mar. 2019.
- Pereira, E.B., Colle, S. **A energia que vem do sol**. Ciência Hoje. 22(130): 24-35. 1997.
- PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: Inpe, 2006. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2019.
- PORTAL SOLSTÍCIO ENERGIA (Campinas). **REVISÃO DA REN 482 – A REVISÃO DAS REGRAS DO SETOR DE ENERGIA SOLAR**. 2019. Disponível em: <<https://www.solsticioenergia.com/2019/05/17/revisao-da-ren-482/>>. Acesso em: 15 set. 2019.
- PROJETOS, Engenharia de (Org.). **Saiba tudo sobre Autoconsumo remoto e Geração Compartilhada**: Autoconsumo remoto. 2018. Disponível em: <<https://www.engenhariadeprojetos.com.br/geracao-compartilhada-autoconsumo-remoto>>. Acesso em: 30 abr. 2019.
- Q.PEAK L-G5.0.G 355-370: **MÓDULO SOLAR Q.ANTUM**. MÓDULO SOLAR Q.ANTUM. Germany: Qcells, [20--?]. 2 p.
- SANTOS, Ieda Maria Antunes dos; VENDITE, Laércio Luis. **Análise de Investimentos**. 2009. Disponível em: <<https://www.ime.unicamp.br/~mac/db/2009-2S-033337.pdf>>. Acesso em: 10 ago. 2019.

SECCO, Cheila Inácia; LAIMER, Claudionor Guedes; ANDRES JÚNIOR, Décio A.. **Fatores Internos E Externos Que Influenciam O Desempenho Empresarial: Um Estudo De Caso Na Indústria De Embalagens**. Raci, Getúlio Vargas, v. 10, p. 21. Jan./Jul 2016.

SILVEIRA, Jose Luz et al. **The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil**. Renewable and Sustainable Energy Reviews 20 (2013): 133-141.

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG (Alemanha). **SUNNY HIGHPOWER 75-10 – O CAMPEÃO PARA PLANTAS DE ATÉ 1 MW**. Disponível em: <<https://www.sma-south-america.com/pt/redacao/detalhes-das-noticias/news/3785-sunny-highpower-75-10-o-campeao-para-plantas-de-ate-1-mw.html>>. Acesso em: 20 out. 2019.

Sma Solar Technology AG. **Sunny Portal**. Disponível em: <<https://www.sunnyportal.com/Templates/Start.aspx?ReturnUrl=%2f>>. Acesso em: 10 nov. 2019.

SOLAR, Engie. **O mundo gira em torno do sol. Por que não sua energia?** Entenda como funciona o sistema de compensação de energia elétrica. 2018. Disponível em: <<https://blog-solar.engie.com.br/sistema-de-compensacao-de-energia-eletrica/>>.

Acesso em: 25 abr. 2019.

SOUZA, Márcia Pires. **Análise da viabilidade de utilização da energia solar como fonte alternativa de geração de energia na cidade de Manaus**. 2016. 33 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2016.

SUNNY HIGHPOWER PEAK1. Niestetal: Sma Solar Technology, [199-?]. 4 p.

TIBA, Chigueru et al (Org.). **Atlas Solarimétrico do Brasil**: banco de dados solarimétricos. Recife: Universitária da UFPE, 2000. 116 p. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2019.

VALENTIN SOFTWARE GMBH. **PV*SOL Premium**. Disponível em: <<https://www.valentin-software.com/en>>. Acesso em: 11 nov. 2019.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2ed. Ver. Atual. São Paulo:Érica, 2015.

ANEXO A - MEMORIAL DESCRITIVO DA INSTALAÇÃO

SISTEMA DE MICROGERAÇÃO DE 98,55 KWP
INTITULADO
PROJETO SOLAR FOTOVOLTAICO

MANAUS/AM

COMPONENTES:

1. Módulos fotovoltaicos
2. Caixa de Junção (String Box)
3. Inversor DC/AC
4. Barramento
5. Aterramento
6. Padrão de entrada da unidade consumidora
7. Sinalização de Segurança

1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos serão montados em suportes de aço galvanizado, com um ângulo de 10°, terão todos a mesma exposição. Os sistemas de fixação da estrutura deverão resistir a rajadas de vento, com velocidade de até 120 km/h.

O gerador é composto de 270 módulos fotovoltaicos, conectados em 1 (um) arranjo com 15 (quinze) conjuntos paralelos contendo, cada um, 18 módulos conectados em série, de acordo com o esquema elétrico. O mesmo possui vida útil estimada de 25 anos de degradação da produção devido ao envelhecimento de 0,7 % ao ano.

CARACTERÍSTICAS DO GERADOR FOTOVOLTAICO	
Número de módulos:	270
Número de inversores:	1
Potência nominal:	98.550 W
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS MÓDULOS	
Fabricante:	Q Cells
Sigla:	Q-Peak LG5
Tecnologia de const.:	Silício monocristalino
Características elétricas	
Potência a MPP (P_{MPP}):	365 W
Eficiência (η):	$\geq 18,8$
Tensão em MPP (V_{MPP}):	39,38 V
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC}):	48,16 V
Corrente em MPP (I_{MPP}):	9,27 A
Corrente de Curto-Circuito (I_{SC}):	9,75 A
Características mecânicas	
Dimensões:	1960 mm X 991 mm X 35 mm (Estrutura incluída)
Peso:	22,5 kg \pm 5%

Os valores de tensão variam conforme a temperatura de funcionamento (mínima, máxima e de regime) e estão dentro dos valores aceitáveis de funcionamento do inversor.

Cada série de módulos é equipado com um diodo de bloqueio para isolar cada conjunto de módulos das outras, nos casos de sombreamento acidentais, falhas, etc.

A linha elétrica proveniente dos módulos fotovoltaicos é posta a terra mediante descarregadores de sobretensão com indicação ótica de fora de serviço.

1.1 CABEAMENTO DC

A seção transversal do cabo foi dimensionada em função da corrente máxima de serviço.

De acordo com a norma europeia IEC 60364-7-712 **o cabo da fileira** tem que ser capaz de transportar 1,25 vezes a corrente nominal de curto circuito do gerador e estar protegido contra falhas de terra e curto circuito.

Nesse projeto, os cabos devem suportar pelo menos:

$$I = I_{sc} \times 1,25$$

$$I = 9,75 \times 1,25 = 12,19 \text{ A.}$$

Outro ponto importante é a queda de tensão nos cabos deve ser reduzida com o aumento da bitola do condutor, evitando uma queda de tensão significativa.

Os cabos serão de cobre e possuirão uma seção nominal de 6mm² de espessura, para alimentação dos barramentos DC de distribuição e terminais, deverão ter isolamento para 1000V, extra flexível, classe 5 (NBR7288) sem emenda ao logo do percurso/encaminhamento, obedecendo ao código de cores e especificações mostrado na tabela abaixo:

CONDUTOR	CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS
Pólo positivo / Pólo negativo	Vermelho / Preto
Material	Cobre
Seção transversal	6mm ²
Espessura	0,70 mm
Isolamento do condutor	EPR
Tensão de Isolamento	1000V

2. CAIXA DE JUNÇÃO (STRING BOX)

A caixa de junção é composta por dispositivo de proteção contra surto (DPS) e chave seccionadora.

Os elementos comuns de uma caixa de junção são:

2.1 DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS (DPS)

Os Dispositivos de proteção contra surtos elétricos ou descargas atmosféricas (DPS) são como disjuntores que protegem a parte interna da residência, desligando a energia da rede elétrica quando há uma descarga atmosférica muito forte. O tipo Classe II é usado para proteger o local, em geral, do aumento excessivo da tensão (sobretensão). Esses dispositivos são aplicados em residências e indústrias.

Especificação do DPS:

Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS), monopolar, Classe II (NBR IEC 61.643-11), do tipo limitador de tensão, composto por varistor de óxido de zinco (MOV) associado a um dispositivo de desconexão térmica (sobretensão) e elétrica (sobrecorrente).



Fabricante	ABB
Padrão de referência	IEC 61643-11, UTE C 61740-51, prEN 50539-11 UL 1449 4th edition
Modelo	OVR PV T2 40 QS
Configuração	Y
Tipo / Classe	T2 / II
Descarga nominal	40kA
Tensão Máxima de Operação	1000Vcc
Tempo de resposta	≤25ns
Peso do DPS	80 g
Aplicação do DPS	Proteção de sistema fotovoltaico
Nível de Proteção	0,4 kV

2.2 PORTA FUSÍVEL

O porta-fusível é específico para o tipo de fusível usado, para o fusível gPV será usado o MODELO 485101 do fabricante DF ELECTRIC ou similar.



Fabricante	DF ELECTRIC
Aplicação do Fusível	Fusíveis 10x38mm
Característica do fusível	gPV
Tipo de fusível	Cerâmico / Industrial
Corrente máxima	30A

2.3 FUSÍVEIS

Os Fusíveis⁵ dos módulos protegem os cabos positivos e negativos do excesso de corrente.

É necessário que o dispositivo de proteção atue em:

$$I > * I_{cc}^6 \times 1,25$$

Logo temos,

$$I > 9,75 \times 1,25$$

$$I > 12,19 A$$

Portanto o fusível será o gPV da SOLAR PV que atua para correntes de 15A e suas dimensões são de 10x38mm.

Especificação do Fusível ou similar:



Fabricante	SOLAR PV
Tipo de Fusível	Baixa tensão
Característica do fusível	gPV
Tipo de fusível	Cerâmico / Industrial
Capacidade de ruptura	30kA
Corrente nominal	15 A
Tensão nominal	1000 Vcc
Tamanho do fusível	10x38mm
Material de contato	Cobre
Aplicação dos fusíveis	Proteção de sistema fotovoltaico
Cobertura do contato	Prateado

⁵ Este tipo de fusível é fabricado para atuar, obrigatoriamente, em corrente contínua e deve suporta no mínimo 600Vdc.

⁶ Icc = corrente de curto-circuito

3. INVERSOR DC/AC

O sistema de conversão é composto por 03 (três) conversores estáticos (inversor).

O Inversor DC/AC utiliza um sistema idôneo de transferência de potência a rede de distribuição, em conformidade aos requisitos técnicos e normas de segurança. Os valores de tensão e corrente do dispositivo de entrada são compatíveis com o sistema fotovoltaico, enquanto os valores de saída são compatíveis com os valores da rede ao qual está conectado ao sistema.

As principais características do grupo conversor são:

- a. Inversor de comutação forçada com PWM (Pulse-width modulation), sem clock e/ou tensão de referência ou de corrente, semelhante a um sistema não idôneo a suportar a tensão e frequência de intervalo normal. Este sistema está em conformidade com as normas da ABNT e com o sistema de rastreamento de potência máxima MPPT
- b. Entrada do gerador CC gerenciado com pólos não ligados ao terra.
- c. Conforme as normas gerais de limitação de Emissões EMF e RF: Conformidade IEC 110-1, IEC 110-6, IEC 110-8.
- d. Proteção de desligamento da rede quando o sistema estiver fora da faixa de tensão e frequência da rede e com falha de sobrecorrente, conforme os requisitos da IEC 11-20 e normas da distribuidora de energia elétrica local. Reset automático das proteções de início automático.
- e. Em conformidade com a ABNT.
- f. Grau de proteção adequado a localização nas proximidades do campo fotovoltaico (IP65).
- g. Declaração de conformidade do fabricante de acordo com normas técnica aplicáveis, com referência aos ensaios realizados por institutos certificadores.
- h. Tensão de entrada adequada para o intervalo de tensão de saída do gerador fotovoltaico.
- i. Máxima eficiência 90% a 70% da potência nominal.

A unidade de conversão consiste no uso de 3 (três) inversores:

DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR	
Fabricante:	SMA
Modelo	SUNNY HIGHPOWER PEAK1 - SHP 75-10
Num. de rastreadores MPP	1

Strings por entrada MPPT	1
Características elétricas	
Potência Atribuída CA	75.000 W
Potência Aparente CA máx.	75.000 VA
Tensão Nominal CA	3/PE, 400V a 480V, $\pm 10\%$
Intervalo de Tensão CA	360 V a 530 V
Tensão mín. de entrada (400Vca/480Vca)	565 V/680 V
Tensão de entrada inicial (400Vca/480Vca)	600 V/720 V
Intervalo de Tensão MPP (400Vca/480Vca)	570 V a 800 V/ 685 V a 800 V
Tensão máxima de entrada	1000 V
Tensão atribuída de entrada (com 400 Vca/ com 480 Vca)	630 V/ 710 V
Máxima corrente de saída (com 400 Vca)	109 A
Máxima corrente de entrada ($I_{dc \max}$) /curto-circuito (I_{sc})	140 A / 210 A
Máxima eficiência	98,8%

Inversor 01	MPPT 1
Módulos em Série	18
Conj. de módulos em paralelo	15
Exposições	1
Tensão MPPT	708,84 V
Número de Módulos	270

3.1 AJUSTES

Este modelo de Inversor possui uma Interface, cujo Menu de proteção da rede permite os seguintes ajustes:

REQUISITOS DE PROTEÇÃO	PARAMETRIZADO	TEMPO MÁXIMO DE ATUAÇÃO
Proteção de subtensão	0,8 p.u.	0,4 s
Proteção de sobretensão	1,1 p.u.	0,2 s
Proteção de subfrequência	57,5 Hz	0,2 s
Proteção de sobrefrequência	62,0 Hz	0,2 s
Proteção de sobrecorrente	125 A	
Relé de Sincronismo	10° 10 % tensão 0,3 Hz	Não aplicável
Proteção de injeção de componente c.c. (I_{cc}) na rede elétrica	Se $I_{cc} > 0,5 \cdot I_N^7$	1s
Anti-ilhamento	Após perda da rede, 2 s para desconexão. Após normalização da rede, de 20 a 300 s para Reconexão.	

⁷ I_N : Corrente nominal do sistema de microgeração distribuída.

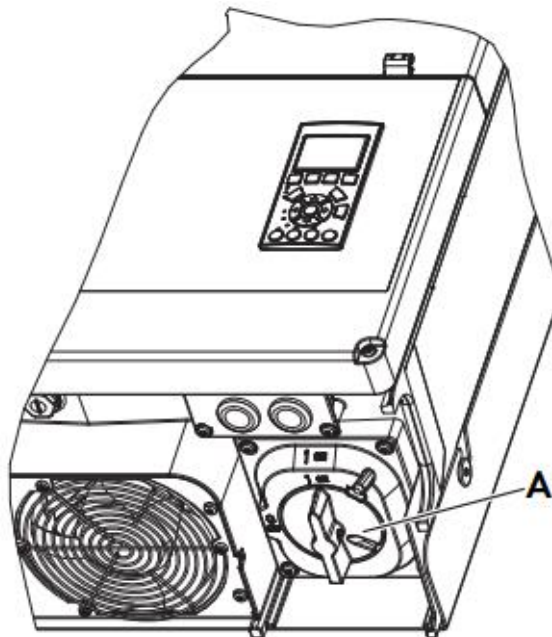
3.2 PROTEÇÕES DC – CHAVE SECCIONADORA

O inversor SMA SHP 75-10, 75kW, com 1 rastreador MPP, que converte a corrente contínua do gerador fotovoltaico em corrente alternada trifásica adequada à rede, injetando-a depois na rede eléctrica pública.

Chave Seccionadora DC:

O inversor apresentando possui, **integrado a ele, uma chave seccionadora ao lado da entrada DC (conforme figura abaixo)**. Tendo em vista isso, dispensa a necessidade da chave seccionadora, conforme indicações do fabricante.

A - Chave Seccionadora DC - PV



Tal chave é capaz de suprir toda a necessidade DC do sistema fotovoltaico. A mesma possui **1000 Vdc e corrente nominal de operação de 140 A e uma corrente máxima de curto-circuito de 210 A**, e a mesma é capaz de suportar a corrente no cabo principal CC, $I = 9,75 \times 15 = 146,25 \text{ A}$, com base nos cálculos de dimensionamento.

Os cabos para conexão da string box ao inversor, devem suportar pelo menos:

$$I = I_{sc} \times 15$$

$$I = 9,75 \times 15 = 146,25 \text{ A.}$$

Outro ponto importante é a queda de tensão nos cabos deve ser reduzida com o aumento da bitola do condutor, evitando uma queda de tensão significativa.

Os cabos serão de cobre e possuirão uma seção nominal de 50 mm² de espessura, para alimentação dos barramentos DC de distribuição e terminais, deverão ter isolamento para 1000V, extra flexível, classe 5 (NBR7288) sem emenda ao logo do percurso/encaminhamento, obedecendo ao código de cores e especificações mostrado na tabela abaixo:

CONDUTOR	CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS
Pólo positivo / Pólo negativo	Vermelho / Preto
Material	Cobre
Seção transversal	50 mm ²
Espessura	1,0 mm
Isolamento do condutor	EPR
Tensão de Isolamento	1000V

3.3 MICROGERAÇÃO COM INVERSORES

O sistema de minigeração distribuída deve operar em sincronismo com a rede elétrica e dentro dos limites de variação de frequência definidos.

Para os sistemas que se conectem à rede através de inversores (tais como centrais solares, eólicas ou microturbinas) deverão ser seguidas as diretrizes abaixo;

Quando a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,5 Hz, o sistema de Microgeração distribuída deve cessar o fornecimento de energia à rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 59,9 Hz (para sistemas isolados entre 59,7 a 59,9 Hz é aceitável), respeitando o tempo de reconexão.

Depois de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema de Minigeração distribuída não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um período de 20s a 300s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz, o sistema de Minigeração distribuída deve reduzir a potência ativa injetada na rede segundo a equação:

$$\Delta P = [f_{rede} - (f_{nominal} + 0,5)] \times R$$

Sendo:

ΔP : variação da potência ativa injetada (em %) em relação à potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5 Hz (P_M);

f_{rede} : é a frequência da rede;

$f_{nominal}$: é a frequência nominal da rede;

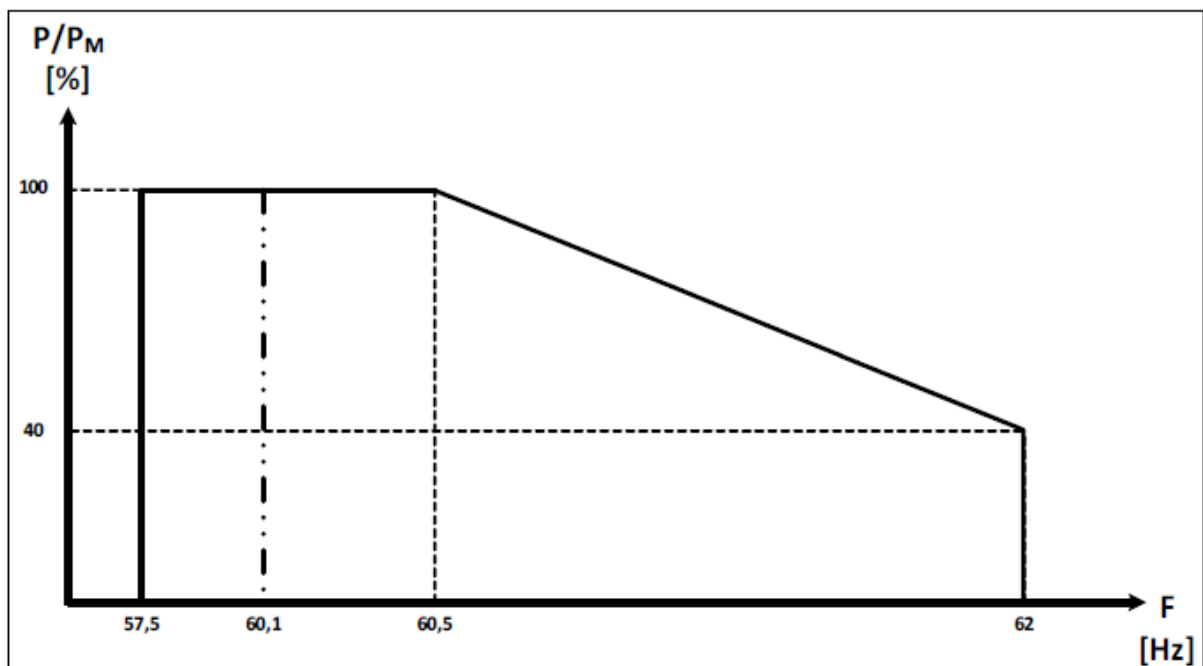
R: taxa de redução desejada da potência ativa injetada (em %/Hz), ajustada em

-40%/Hz. A resolução da medição de frequência deve ser $\leq 0,01\text{Hz}$.

Se, após iniciado o processo de redução da potência ativa, a frequência da rede reduzir, o sistema de Minigeração distribuída deve manter o menor valor de potência ativa atingindo ($P_M - \Delta P_{\text{Máximo}}$) durante o aumento da frequência, sendo P_M a potência ativa injetada no momento em que a frequência excede a 60,5 Hz. O sistema de Minigeração distribuída só deve aumentar a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para faixa de $60\text{ Hz} \pm 0,05\text{ Hz}$, por no mínimo 300 segundos (para sistemas isolados será aceita a faixa de $60\text{ Hz} \pm 0,03\text{ Hz}$). O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20% de P_M por minuto.

Quando a frequência da rede ultrapassar 62 Hz, o sistema de Minigeração distribuída deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 60,1 Hz (para sistemas isolados entre 60,1 a 60,3 Hz é aceitável), respeitando o tempo de reconexão descrito anteriormente. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20% da potência ativa injetada no momento que a frequência excede 60,5 Hz (P_M) por minuto;

A figura a seguir ilustra a curva de operação do sistema de Minigeração distribuída com inversor em função da frequência da rede para a desconexão por sobre e subfrequência.



3.4 CABEAMENTO PRINCIPAL CA

Este cabo estabelece a ligação entre o Inversor e o Quadro de distribuição da unidade consumidora conectado à rede, limitando os condutores em apenas uma saída seccionada.

De acordo com os cálculos de corrente de saída do inversor temos $I = 109 \times 1,25 = 136,25 \text{ A}$, logo o condutor de interligação será de 35 mm^2 considerando eventual queda de tensão.

Condutor	Característica específica
Fase / Neutro	Preto / Azul
Material	Cobre
Seção transversal	35 mm^2
Espessura	1,0mm
Isolamento do condutor (Material)	XLPE 90°C
Tensão de Isolamento	0,6/1kv CA

3.5 DISJUNTOR CA:

Na eventualidade de ocorrência de falhas, ou para a condução dos trabalhos de manutenção e de reparação, será necessário isolar o inversor do gerador barramento para isso utilizaremos um DISJUNTOR CA, dimensionado conforme a equação abaixo:

$$I_{(disjuntor) \text{ CA}} > I_{max \text{ inversor}} (109 \text{ A})$$

O modelo selecionado para o projeto (ou similar):



Fabricante	Schneider Eletric
Descrição de pólos	3P
Corrente nominal (In)	125 A 60°
Capacidade de corte nominal em serviço	6kA 440Vca em conformidade com a IEC 60898
Tipo de proteção	Sobrecarga / curto circuito
Tensão de operação nominal	400V

3.6 CERTIFICADOS

Os certificados internacionais dos produtos apresentados estão em anexo.

3.7 FATOR DE POTÊNCIA

O fator de potência no ponto de conexão está compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo.

4. BARRAMENTO DE INTERLIGAÇÃO

Para interligação do sistema de Microgeração ao autotransformador será utilizado um barramento, capaz de suportar a corrente de saída dos inversores, interligando o sistema a entrada do autotransformador.

O barramento ideal para suportar a corrente de saída em cada fase será de 500 A.

Em concordância com as normas técnicas, a corrente do barramento de interligação deverá suportar a corrente de saída dos inversores:

$$I_{\text{barramento}} > I_{\text{saída}}$$

$$500 \text{ A} > 109 \text{ A}$$

5. ATERRAMENTO

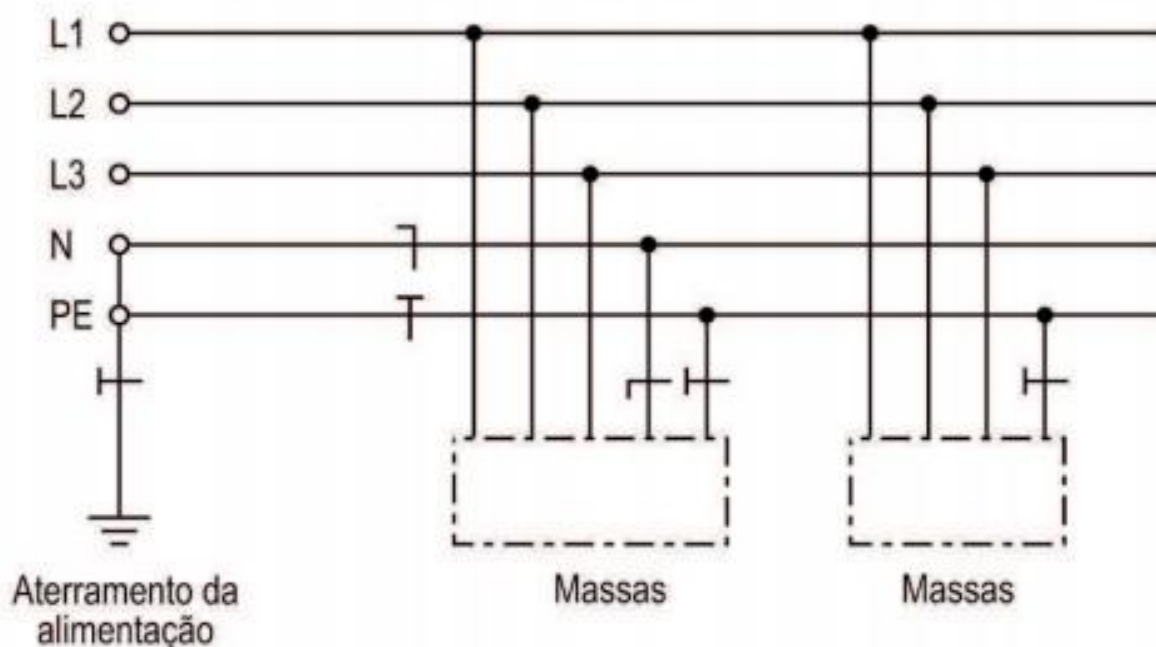
As esquadrias dos módulos e as estruturas metálicas de montagem deverão ser adequadamente aterradas.

Para isto, as esquadrias dos módulos e as estruturas de montagem deverão ser interligadas por um condutor de aterramento diretamente ao barramento de aterramento da instalação, conforme desenho elétrico. No mesmo estão aterrados inversor e caixa de junção (string box).

Em concordância com a NBR 5410, todas as massas da instalação situadas em uma mesma edificação devem estar vinculadas à equipotencialização principal da edificação. Para isto, o barramento onde estão interligadas as esquadrias dos módulos, estruturas de montagem, inversor e caixa de junção está interligado diretamente ao barramento principal de aterramento, tornando-os assim equipotencializados.

5.1 ESQUEMA DE ATERRAMENTO

O esquema de aterramento do projeto solar fotovoltaico é o TN. Este esquema possui um ponto de alimentação diretamente aterrado, sendo as massas ligadas a esse ponto através de condutores de proteção. Para este projeto, é considerado a variante TN-S; de acordo com a figura abaixo.



No esquema de aterramento adotado, o condutor neutro e o condutor de proteção elétrica são distintos; como mostrado na figura acima.

6. PADRÃO DE ENTRADA DA UNIDADE CONSUMIDORA

A unidade consumidora é localizada em área rural com o padrão de entrada de livre acesso estando em conformidade com o tipo de fornecimento de energia elétrica em ligação trifásica com o tipo de medição indireta com instalação em muro e ramal de ligação aéreo e está atendendo todos os requisitos técnicos da NDEE-01-Norma Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão (13,8 KV e 34,5 KV), conforme desenho detalhado do padrão de entrada em anexo.

A unidade consumidora (UC) fará parte de um sistema de autoconsumo remoto, gerando créditos para outra UC. Vale ressaltar que a mesma não apresentará consumo.

A subestação instalada é de classificação N° 1, com transformador instalado em poste de seção DT, de 112,5 kVA e tensão no secundário de 380/220 V. O consumidor, por possuir um Trafo de 112,5 kVA está dentro da norma para atendimento sem contrato de demanda.

O local da instalação não possuirá carga além do sistema fotovoltaico, tendo em vista isso, os condutores e cargas serão dimensionados com base no Trafo utilizado.

6.1 DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES:

A seção dos condutores e barramentos devem ser dimensionadas em função da potência do transformador:

$$I_B = 112.500 \text{ VA} / (\sqrt{3} * 380\text{V}) = 170,92 \text{ A} = \textit{Corrente de Projeto}$$

O condutor ideal para essa instalação será de 95 mm².

$$SC1 = 1\#95\text{mm}^2 \text{ (R)} + 1\#95\text{mm}^2 \text{ (S)} + 1\#95\text{mm}^2 \text{ (T)} + 1\#95\text{mm}^2 \text{ (N)} + 1\#50\text{mm}^2 \text{ (PE)}.$$

$$I_N = 175 \text{ A} = \textit{Corrente nominal do dispositivo de proteção}.$$

$$I_z = 269 \text{ A} = \textit{Capacidade de condução de corrente dos condutores}.$$

O padrão de entrada deve possuir dispositivo de proteção geral contra sobrecorrentes, a fim de limitar e interromper o fornecimento de energia, bem como proporcionar proteção à rede da distribuidora contra eventuais defeitos a partir do

ramal interno do consumidor. Para que a coordenação entre condutores e dispositivos de proteção fique assegurada.

O cabeamento do ramal de entrada da unidade consumidora, agora em concordância com a subestação instalada, é de 95 mm² conforme a NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão – item 6.2.5.1.2 e tabela 37 - Capacidades de condução de corrente, em ampères para o método de referência B1 – 3 condutores carregados, conforme indicado na IEC 60364-5-52, isolação de XLPE e temperatura no condutor de 90°C e a capacidade de condução de corrente é de 269 A com dispositivo de proteção com corrente nominal de 175 A.

Conforme a NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão – item 6.4.3.1.3 e tabela 58 – Seção mínima do condutor de proteção, para os condutores de fase que apresentarem seção (S) maior que 35 mm², a seção mínima correspondente aos condutores de proteção será a metade da seção mínima dos condutores de fase (S/2). Quando a aplicação da tabela conduzir a seções não padronizadas, devem ser escolhidos condutores com seção padronizada mais próxima. Tendo em vista isto, o condutor de proteção (PE) do ramal de entrada da unidade consumidora será de 50 mm², isolação de XLPE e temperatura no condutor de 90°C.

Para a proteção atendendo a NBR 5410:2004, item 5.3.4.1, condição alínea:

$$a) I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$170,92 \text{ A} \leq 175 \text{ A} \leq 312 \text{ A};$$

b) Nota: É possível assumir que a temperatura limite de sobrecarga dos condutores não venha a ser mantida por um tempo superior a 100 horas durante 12 meses consecutivos, ou por 500 horas ao longo de vida útil do condutor.

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z$$

Conforme NBR IEC 60898;

$$I_2 = 1,45 \times I_n;$$

Logo:

$$1,45 \times I_n \leq 1,45 \times I_z$$

$$1,45 \times 175 \leq 1,45 \times 269 \text{ A}$$

$$\mathbf{175 \leq 269 \text{ ou } 253,75 \leq 390,05 \text{ A}}$$

7. SINALIZAÇÃO DE SEGURANÇA

Junto ao padrão de entrada de energia será instalada uma placa de advertência com os seguintes dizeres: “**RISCO ELÉTRICO – GERAÇÃO PRÓPRIA**” e uma Bandeirola no Ramal de Entrada, conforme as figuras abaixo:

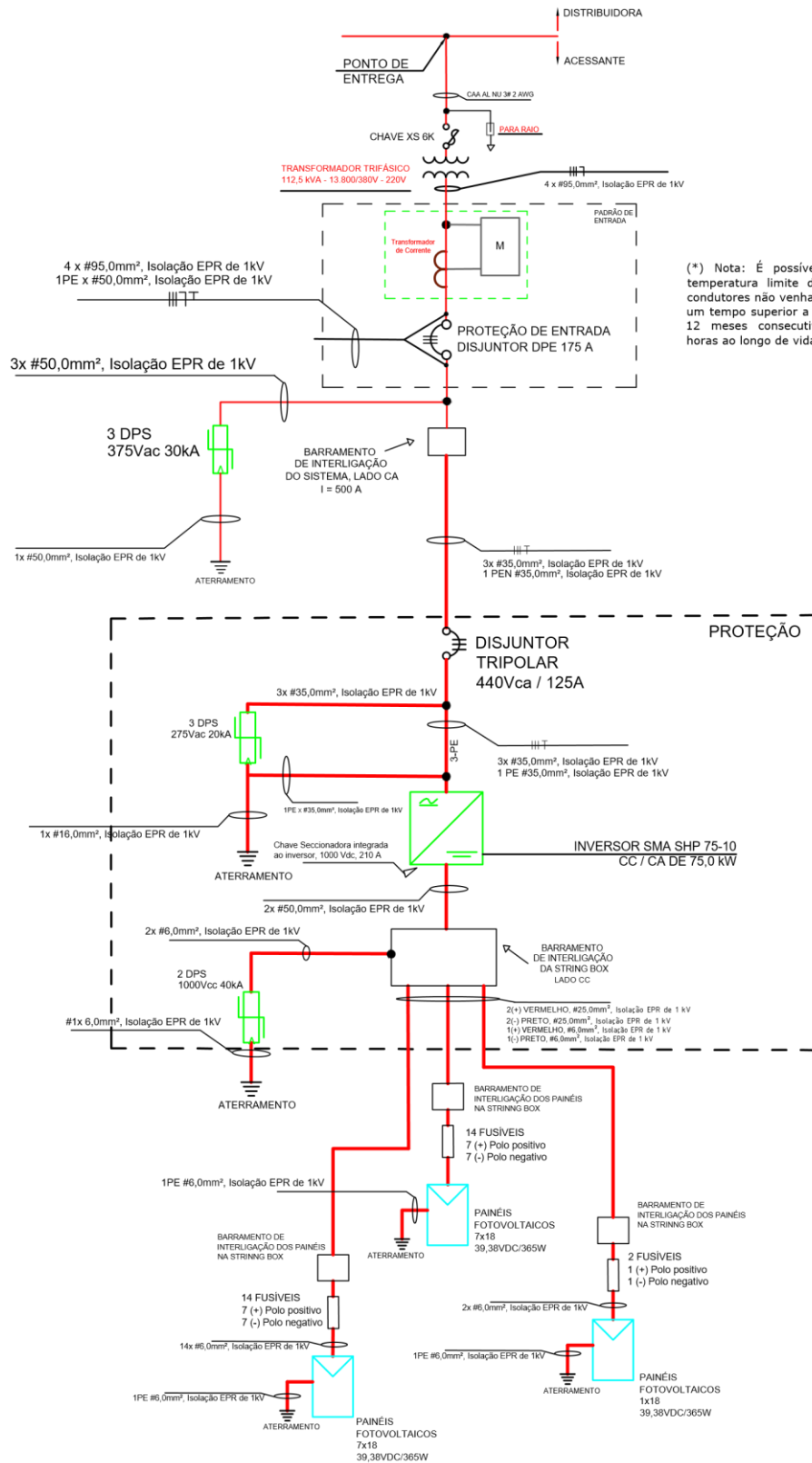
Modelo de placa de advertência



Modelo de bandeirola para o ramal de ligação da unidade com microgeração.



ANEXO B – DIAGRAMA UNIFILAR

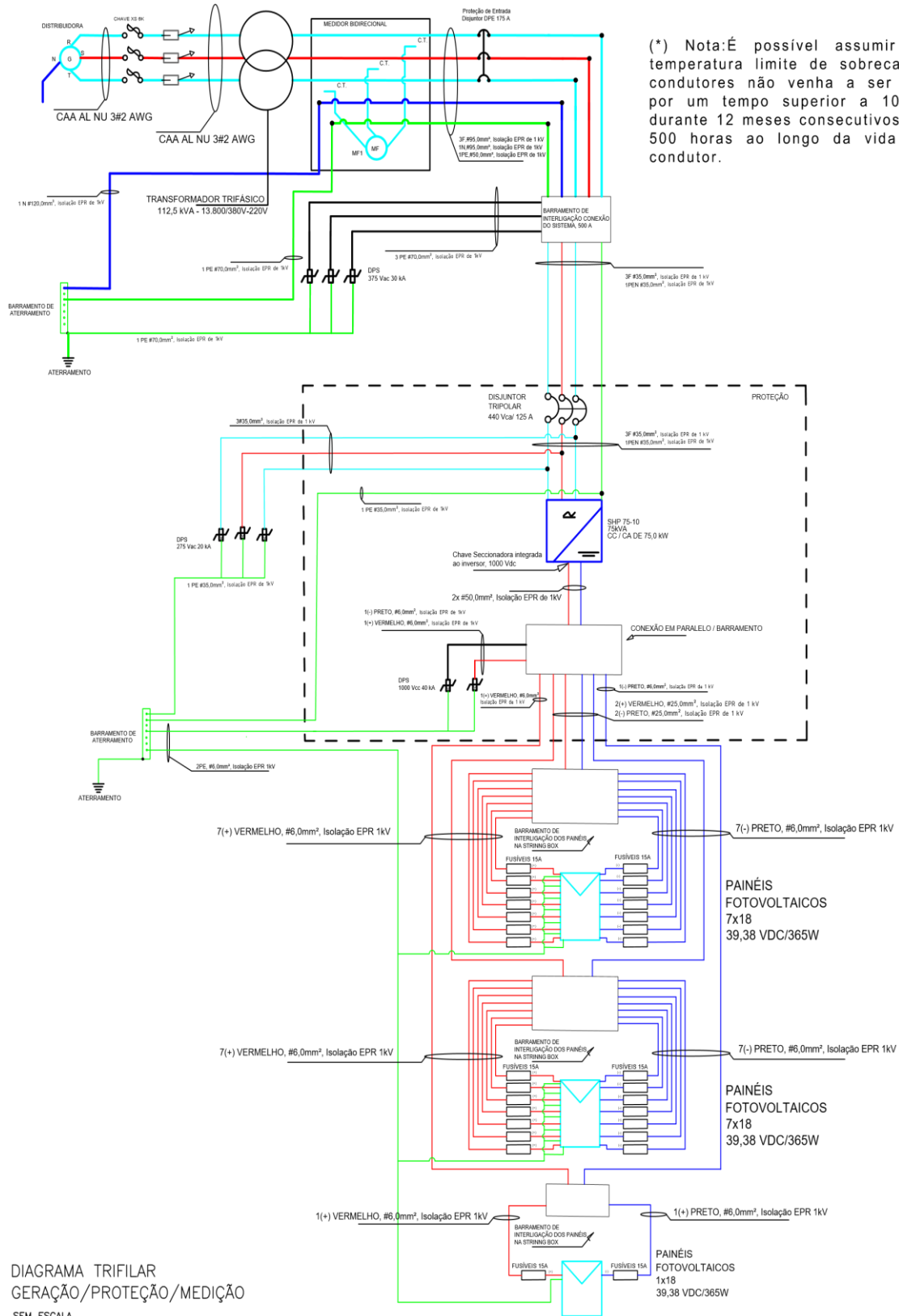


(*) Nota: É possível assumir que a temperatura limite de sobrecarga dos condutores não venha a ser mantida por um tempo superior à 100 horas durante 12 meses consecutivos, ou por 500 horas ao longo de vida útil do condutor.

PROJETO DESENHADO EM CAD

DIAGRAMA UNIFILAR
 GERAÇÃO/PROTEÇÃO/MEDIÇÃO
 SEM ESCALA

ANEXO C - DIAGRAMA MULTIFILAR



(*) Nota: É possível assumir que a temperatura limite de sobrecarga dos condutores não venha a ser mantida por um tempo superior a 100 horas durante 12 meses consecutivos, ou por 500 horas ao longo da vida útil do condutor.

PROJETO DESENHADO EM CAD

DIAGRAMA TRIFILAR
GERAÇÃO/PROTEÇÃO/MEDIÇÃO
SEM ESCALA