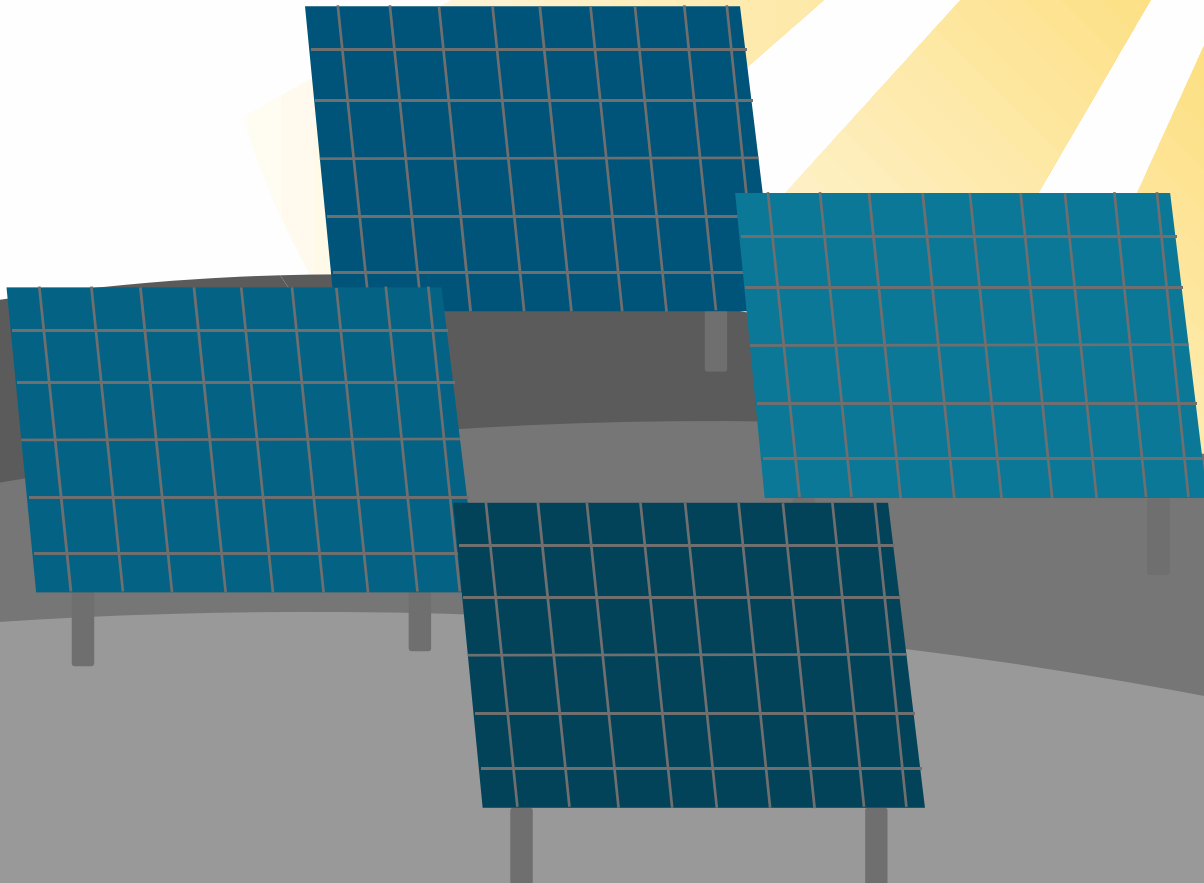




Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



Projeto Piloto de Sistema Agro Fotovoltaico Aplicado ao Setor Sucroenergético

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Mario Antonio Stefani
UFV110700

Orientador: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 15 de setembro de 2023.

Projeto de Sistema Agro Fotovoltaico Piloto Aplicado ao Setor Sucroenergético

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa para a obtenção dos créditos referentes à disciplina ELT 554 do curso de Especialização em Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica.

Aluno: Mario Antonio Stefani UFV110700

Orientador: Prof. Me. João Marcus S. Callegari

Viçosa, 15 de setembro de 2023.

RESUMO

Esse trabalho apresenta a abordagem Agro fotovoltaica (AFV) aplicada ao setor sucroenergético, mediante elaboração de um projeto piloto a ser implementado em usina sucroalcooleira localizada no noroeste do Estado de São Paulo.

O projeto apresenta arquitetura fotovoltaica dedicada a ser implementada sobre talhões de cana, em usina que possui cogeração termoelétrica por queima do bagaço residual da operação agroindustrial. A abordagem procura o uso simultâneo da mesma área de terra tanto para a lavoura visando produção agrícola, quanto para a cogeração de energia elétrica fotovoltaica, conjugando com a energia produzida por termoeletricidade oriunda da biomassa bagaço de cana.

Em estudos de viabilidade econômica preliminares, foi encontrado que a abordagem AFV no ramo sucroenergético possibilita sinergias, e permite obter ganhos econômicos significativos. No entanto, para atingir esta viabilidade, uma série de condicionantes devem ser respeitadas, determinantes para a forma que o projeto deva ser elaborado. Além disso, foram observados diversos efeitos cruzados que impactam no custo da atividade combinada, e assim determinam aspectos críticos do dimensionamento, a arquitetura do sistema, e, portanto, a viabilidade do empreendimento. A finalidade da implementação piloto, em escala reduzida, será a de confirmar estas condicionantes e hipóteses, e atestar a viabilidade tecno-econômica pretendida.

O empreendimento piloto é enquadrado no âmbito da minigeração distribuída, classificando a instalação para produção de energia no conceito de geração híbrida segundo recente regulamentação ANEEL 954/2021 e ANEEL 876/2020. A geração fotovoltaica possuirá subestação separada da existente termoelétrica, também com medições separadas, mas elas possuirão controle e gestão centralizados.

A potência instalada piloto do ramo fotovoltaico tem cerca de 280 kW, em talhão com área de 4,6 hectares. A interface do sistema AFV com a rede da concessionária é em média tensão trifásica 13,8 kV a 60 Hz. O arranjo fotovoltaico segue as abordagens AFV, de maneira que respeita as condicionantes impostas pelas práticas de manejo da lavoura. Para tanto os módulos fotovoltaicos são instalados em postes elevados a 8 m de altura, em conjuntos de 10 módulos, e possuem sensores. Os postes são posicionados entre as linhas de soca, no corredor ou nas linhas de drenagem do terreno. Os postes distam entre si ao redor de 35m. Cada conjunto de seis postes seguem para um inversor do tipo *multi-string*. A cobertura total dos módulos fotovoltaicos no talhão corresponde a 36 postes, perfazendo 360 módulos totais, cuja área total de cobertura é de 1,9% do talhão. Este arranjo respeita a necessidade de não reduzir em demasia a irradiância fotossintética disponível para a lavoura. Os módulos são bifaciais para melhor aproveitamento da irradiância secundária oriunda do espalhamento omnidirecional proveniente do dossel da cana devido à incidente solar.

O projeto não apresentou viabilidade econômica nas atuais circunstâncias macroeconômicas. Os investimentos e custos do capital (CAPEX), taxas de juros, taxas de câmbio, e os preços de comercialização da energia não estão em patamares convenientes. As causas maiores das margens negativas foram decorrentes do CAPEX elevado, custos de capital, custo de oportunidade, e por fim o valor relativamente baixo dos preços de comercialização da energia. O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), há quase um ano se encontra no valor piso, inibindo investimentos. Com relação ao CAPEX, destaca-se a predominância do custo da fiação, cujos preços estão altos em decorrência dos valores internacionais do cobre, agravado devido as grandes distâncias requeridas para serem cobertas por fios pela abordagem AFV.

Ainda assim, a abordagem trouxe grande aumento da receita, e significativo aumento da eficiência do uso da terra, indicando a necessidade de se aprimorar a tecnologia, e procurando escalabilidade para reduções de custos.

Palavras-chave: Agro Fotovoltaica, Sistema Fotovoltaico, geração híbrida, sucroenergética.

Sumário

1- Introdução	13
2- Arquitetura do sistema Agro Fotovoltaico	15
3- Diretrizes para a projeto oriundas da abordagem Agro Fotovoltaica	18
3.1 Área de cobertura fotovoltaica sobre o talhão de cana.	19
3.2 Altura dos módulos fotovoltaicos.	19
3.3 Distribuição dos módulos fotovoltaicos sobre o talhão.	19
3.4 Sombras cruzadas.	19
3.5 Posicionamento dos postes e suportes dos módulos.	20
3.6 Fundações dos postes	20
3.7 Número de módulos fotovoltaicos por poste.	20
3.8 Orientação dos módulos fotovoltaicos.	20
3.9 Eletrodutos	21
3.10 Interligação CA/CC e posicionamento dos inversores.	21
3.11 Rede de dados e sensoriamento.	21
3.12 Geração fotovoltaica e geração termoelétrica configurando sistema de geração híbrida ou associado.	21
4- Projeto da instalação	22
4.1 Análise do Local da Instalação, localização	22
4.2 Escolha da área de cobertura agro fotovoltaica	24
4.3 Análise da irradiância disponível no local	26
4.4 Análise do efeito de sombreamento e temperaturas	27
4.5 Análise do albedo do dossel da cana	28
4.6 Escolha da topologia elétrica dos arranjos dos módulos e inversores	29
4.7 Topologia da rede de dados	30
5- Dimensionamento Elétrico do Sistema Fotovoltaico	30
5.1 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos	30
5.2 Dimensionamento dos inversores	31
5.3 Organização dos arranjos fotovoltaicos	32
5.4 Avaliação da energia gerada	34
5.5 Dimensionamento dos cabos c.c.	36
5.6 Dimensionamento dos cabos CA e barramentos do QGBT e cabine MT	37
5.7 Fiação de aterramento de proteção CC.	39
5.8 Fiação de aterramento de proteção CA entre inversores e QGBT	39
5.9 Dimensionamento da proteção c.c. entre postes e inversores	41

5.10	<i>Dimensionamento da proteção C.A saída inversores e entrada QGBT</i>	42
5.11	<i>Estruturas de fixação, postes</i>	45
6-	Dimensionamento da cabine e quadro geral de BT	48
7-	Dimensionamento da Cabine Primária	49
7.1	<i>Topologia adotada</i>	49
7.2	<i>Características construtivas e elétricas da subestação</i>	51
7.3	<i>Barramento MT da cabine</i>	55
8-	Aterramento da subestação, quadro geral e da instalação dos módulos fotovoltaicos	55
8.1	<i>Sistema de aterramento</i>	55
8.2	<i>Aterramento dos postes módulos fotovoltaicos</i>	56
8.3	<i>Aterramento dos inversores</i>	56
8.4	<i>Aterramento do QGBT</i>	56
8.5	<i>Aterramento da cabine de Medição e Transformação</i>	56
8.6	<i>Aterramento do Conjunto de Medição</i>	57
9-	Estudos das proteções dos circuitos	58
9.1	<i>Dados de impedância e correntes de curto-circuito da rede de distribuição</i>	58
9.2	<i>Cálculo das correntes de curto-circuito</i>	58
9.2.1	<i>Valores base adotados</i>	58
9.2.2	<i>Requisitos CPFL para parametrização das funções de proteção</i>	61
9.3	<i>Componentes do sistema de proteção: transformadores de tensão e corrente</i>	63
9.3.1	<i>Especificações dos TPs</i>	65
9.3.2	<i>Especificação do disjuntor de MT</i>	66
9.3.3	<i>Parametrização das funções de proteção</i>	66
9.3.4	<i>Curvas de coordenação Proteção Fase</i>	68
9.3.5	<i>Curvas de proteção Neutro</i>	69
10-	Lista consolidada de materiais	70
11-	Análise de Viabilidade Econômica	71
12-	Conclusões	81
13-	Agradecimentos	82
14-	Referências Bibliográficas	82
15-	Apêndices	86
15.1	<i>Irradiância no local da instalação piloto</i>	86
15.2	<i>Avaliação do albedo do dossel da cana</i>	86
15.3	<i>Resultados obtidos no sistema pela simulação PVsyst</i>	88
15.4	<i>Lista consolidada de materiais e orçamentos</i>	92

Lista de Figuras

Figura 1 Concepção Sistêmica Agro Fotovoltaico aplicado à usina sucroenergética cana. Fonte: Stefani e Felema (2022).	16
Figura 2 A Resolução ANEEL 954/2021 bem como a 876/2020 estabelecem os modelos para explorar possibilidades de geração híbrida ou associada.....	17
Figura 3 Foto do local pretendido para a Usina Agro fotovoltaica Piloto, em Clementina, SP. Obtida pelo Google Earth em junho 2023.	23
Figura 4 Disposição conceitual dos postes no talhão para simulação das irradiâncias diretas e difusas. Os postes estão distantes cerca de 35 m entre si, os módulos a 8 m do chão. A sombra dos pilares foi considerada. Em cada pilar ou poste, são dispostos 10 módulos com 2,51 m ² cada.....	24
Figura 5 Localização das linhas de soca e disposição dos 36 postes no talhão. Ao todo são 36 postes, com seis inversores e 360 módulos fotovoltaicos. Fonte: trabalho original da pesquisa.	25
Figura 6- Detalhes da Figura 5, mostrando os eletrodutos (8), o poste com módulos fotovoltaicos (9), as linhas de soca (11) , o QGBT (3), a cabine primária (4), o cercado da subestação (6), e os eletrodutos de chegada ao QGBT (7), e o quando com inversor no último poste cabeceira de linha (5).....	26
Figura 7 Contribuição da face traseira de módulos bifaciais com relação à altura destes com o solo. Resultado PVsyst, para inclinação dos módulos 21°, azimute 0°, albedo da cana 0,21. Módulos com eficiência de 20,37%, fator de bifacialidade 70%.	27
Figura 8 Temperaturas do ar na superfície dos painéis fotovoltaicos, em função da altura com relação ao solo, e distância da borda do conjunto de módulos (x < 50m). Para módulos próximos a borda, a temperatura cai 2°C para uma altura de 5, se aproximando da temperatura ambiente, no experimento a 28,6°C. Fonte: Fthenakis and Yu (2013).	28
Figura 9: Diagrama esquemático unifilar da configuração das 60 séries e arranjos conectados aos 6 inversores. Gerado pelo PVsyst com base na configuração simulada. A notação PVsyst considera na figura 2 strings contendo 10 módulos cada por entrada MPPT, e 3 entradas MPPT totalizando 60 módulos por inversor.	33
Figura 10: Digrama de perdas e ganhos o sistema, obtidos pela simulação PVsyst. Notar que a contribuição da irradiância secundária capturada pelos módulos bifaciais em sua face inferior foi significativa: ~15%.	36
Figura 11: Circuito unifilar de um conjunto de módulos formando uma linha de postes, e seu inversor. Ao todo são seis linhas de postes, totalizando 360 módulos e seis inversores.....	40
Figura 12: Circuito unifilar de um quadro de junção CC., sendo um circuito por poste, que segue para uma entrada do MPPT do inversor.	41
Figura 13 Inversor e sua proteção de saída. O fabricante recomenda disjuntos de 80A. Este disjuntor é colocado logo na saída do inversor no mesmo quadro, antes dos cabos adentrarem no eletroduto subterrâneo....	42
Figura 14: Circuito unifilar do Quadro Geral de Baixa tensão. Existe além da proteção DJ QGBT principal, uma adicional acionada diretamente pelo sistema de controle UAFV, visando permitir a atuação em caso de incêndios mediante sinais provenientes do sensoramento. Os cabos dos inversores chegam por intermédio de eletrodutos subterrâneos e na entrada da QGBT são dispostos em disjuntores individuais, para permitir se desligamento seletivo.	43
Figura 15: Circuito unifilar do Cubículo de transformação, Proteção e Medição, exigidos pela CPFL e ANEEL 954/2021. O transformador possui o neutro aterrado no QGBT.	44
Figura 16 Diagrama esquemático dos postes. Os postes possuem 8 metros de altura e cada um dista do próximo cerca de 35m. Notar os eletrodutos, a caixa de alojamento dos inversores e suas proteções, e os postes, strings box com comutadores.	47
Figura 17 Detalhe da base do poste e sua estaca helicoidal (6), sua fixação (5), a canaleta subterrânea (12) contendo o barramento de cobre nu 50mm ² para aterramento (14), seu rabicho (15), eletroduto 6" dos cabos CA 3F+N (17), Eletroduto rede de dados (18) e cabos CC (13)	48
Figura 18 Esquema da cabine QGBT com a alimentação vinda dos inversores por dutos subterrâneos, bem como saída para o transformador. Fonte: recomendações GED 2861 CPFL (2021)	49
Figura 19: Diagrama unifilar de conexão à rede primária segundo instruções CPFL media tensão, de central de minigeração distribuída, GED 15303 CPFL (2022)	50
Figura 20: Esboço da cabine primária, segundo GED 2859 da CPFL, dimensões mínimas recomendadas.....	52

Figura 21: Detalhes do ponto de conexão à rede de distribuição, e eletroduto subterrâneo para alimentação da subestação. Detalhe do Plano de aterramento da cabine primária, e detalhe do dreno de óleo exigência CETESB. Cerca mínima de proteção da cabine, todas exigências da CPFL GED 2859 (2022)	53
Figura 22: Diagrama esquemático das barras e impedâncias consideradas no cálculo das correntes de curto-circuito.....	60
Figura 23: Curva de frequência e relação potência ativa injetada P e máxima potência ativa de geração Pm segundo GED 15303.	62
Figura 24: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.....	63
Figura 25 Coordenograma da proteção realizada Correntes de fase.....	69
Figura 26 Coordenograma de proteção realizada Correntes de neutro	69
Figura 27 Receitas combinadas comparadas entre o baseline sucroenergético, a UAFV e uma usina fotovoltaica convencional de mesma área e potência.....	76
Figura 28 Receitas combinadas e margem econômica, comparando o baseline sucroenergético, a UAFV e uma montagem convencional no solo de mesma área e potência. Notar que apesar da grande receita, as circunstâncias econômicas atuais fazem com que as usinas fotovoltaicas consumem margem de retorno.	77
Figura 29 Geração de energia pelo empreendimento, comparando o baseline sucroenergético, com a geração UAFV e FV convencional. Notar o grande aumento, abrindo horizontes para aplicações no desenvolvimento da própria atividade.	78
Figura 30 Fator de desconto no CAPEX para VPL , e custo da instalação correspondente em R\$ Wp ⁻¹	79
Figura 31 Possibilidades de combinações de módulos bifaciais e mecanismos seguidores. Na figura, são apontadas as possibilidades de montagem. S/N significa sentido de orientação Sul Norte, B/T vertical base topo, E/W Este Oeste. Notar que a montagem Este Oeste, ou seja, eixo de giro no sentido norte e sul, inclinado na latitude, bifacial, pode permitir ganhos de mais de 30% de energia ao longo do dia. Fonte: Kopecek e Libal (2021).....	81
Figura 32 Resumo dos resultados principais obtidos pelo PVsyst	88
Figura 33 Resultados obtidos pela simulação PVsyst para presente configuração.....	89
Figura 34 Desempenhos das linhas de postes e módulos parte 1.	89
Figura 35 Desempenhos das linhas de postes e módulos parte 2	90
Figura 36 Estimativa das perdas simuladas pelo PVsyst parte 1.....	90
Figura 37 Estimativa das perdas simuladas pelo PVsyst parte 2.....	91
Figura 38 Energia incidente de referencia PVsyst, no local usando dados de sua base.	91

Lista de Tabelas

Tabela 1 Comparativo para decisão da topologia.....	29
Tabela 2: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.....	31
Tabela 3: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.....	32
Tabela 4: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.....	34
Tabela 5: Resumo dos resultados obtidos pela simulação PVsyst. A energia injetada na rede atinge 354 MWh ao longo do ano. A irradiância na face traseira (GlobBak) é significativa.....	34
Tabela 6: Premissas para dimensionamento de cabos c.c.....	37
Tabela 7: Dimensionamento dos cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 16690.....	37
Tabela 8: Premissas para dimensionamento de cabos c.a.....	38
Tabela 9: Dimensionamento dos cabos c.a. de acordo com a ABNT NBR 5410.....	38
Tabela 10: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a até inversores.....	39
Tabela 11: Resumo das características elétricas dos equipamentos constituintes do quadro de junção c.c.....	41
Tabela 12: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.....	54
Tabela 13: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE Clementina SP. (Valores estimados por extrapolação de parâmetros em localização similar).....	58
Tabela 14: bitolas e distâncias da fiação da rede primária até a entrada do empreendimento, estimados para barra da SE Clementina SP.....	58
Tabela 15: Valores base utilizados nos estudos de proteção.....	58
Tabela 16: Características elétricas do transformador saída do QGBT e entrada MT.....	59
Tabela 17: Resumo das contribuições da concessionária e da usina agro solar fotovoltaica (UAFV) para as correntes de CC nas diversas barras.....	60
Tabela 18: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.....	61
Tabela 19: Tabela síntese das funções de proteções exigidas pela GED 15303.....	62
Tabela 20: Memorial de cálculo do transformador de corrente.....	63
Tabela 21: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.....	64
Tabela 22: Quadro de carga da subestação para alimentação cargas auxiliares.....	64
Tabela 23: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.....	64
Tabela 24: Quadro de carga da subestação para alimentação dos sensores e automação.....	65
Tabela 25: Especificação do disjuntor de MT.....	66
Tabela 26: Parâmetros de proteção para o relé.....	67
Tabela 27: Dados do transformador de potência 500 kVA, correntes de magnetização.....	68
Tabela 28: Dados de curto-circuito (local do relé de proteção) Barra 4.....	68
Tabela 29: Extrato da lista de materiais, segmentado por classe, e por montagem.....	70
Tabela 30: Resumo dos resultados gerais comparando o baseline sucroenergético convencional e os cenários combinados com AFV (continua).....	74
Tabela 31 Resumo dos resultados gerais comparando o baseline sucroenergético convencional e os cenários combinados com AFV (conclusão).....	75
Tabela 32 Dados CRESESB da irradiação solar em Clementina SP (2023).....	86
Tabela 33 Valores do albedo da cana segundo vários autores. O Valor médio foi empregado nas simulações ..	87
Tabela 34 Referências empregadas para obtenção dos albedos da cana.....	87

Abreviaturas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AFV	Agro Fotovoltaica
ATR	Açúcares Totais Recuperáveis, medida do teor de sacarose
BT	Baixa tensão, < 1kV
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> , despesas de capital ou investimento
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercio de Energia Elétrica
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
GCR	<i>Ground Coverage Ratio</i> , medida de utilização do terreno disponível
GPS-RTK	<i>Global Positioning System – Real Time Knockdown</i>
LER	<i>Land equivalent ratio</i> , medida da eficiência do uso combinado da terra
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i> , Custo Nivelado de energia, a valor presente
MT	Média Tensão, 1kV<MT<65 kV
NMOT	<i>Nominal Module Operational Temperature</i>
OPEX	<i>Operational Expenditures</i> , despesas operacionais
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
STC	<i>Standart Test Conditions</i>
TCH	Toneladas de Cana por Hectare
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UAFV	Usina Agro Fotovoltaica
VPL	Valor presente líquido

Lista de Símbolos

A_m	Área do módulo
k_{isc}	Coeficientes de temperatura
k_{pmax}	Coeficientes de temperatura
k_{voc}	Coeficientes de temperatura
$I_{arranjo,max}$	Corrente c.c. máxima por arranjo FV
$I_{serie,max}$	Corrente c.c. máxima por série FV
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
I_{mp}	Corrente de máxima potência*
I_{sec}	Corrente máxima por série fotovoltaica
D_{inv}	Dimensões
D_{fv}	Dimensões do módulo
η_{fv}	Eficiência do módulo
ΔV_{mppt}	Faixa de operação do MPPT
ΔT_{inv}	Faixa de temperatura de operação
FP_{inv}	Fator de potência
FSI	Fator de sobredimensionamento do inversor

FC_0	Fluxo de caixa do período zero
FC_n	Fluxo de caixa no período n
m_{inv}	Massa
m_{fv}	Massa do módulo
I_{ca}	Máxima corrente c.a. (RMS)
$N_{arranjo}$	Número de arranjos FV por inversor
N_{cel}	Número de células FV
N_{inv}	Número de inversores fotovoltaicos
N_t	Número de módulos fotovoltaicos
$N_{fv,inv}$	Número de módulos fotovoltaicos por inversor
N_{afv}	Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico
$N_{afv(MPPT\ 1\ a\ 3)}$	Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico (MPPT 1 a 3)
$N_{afv(MPPT\ 4\ a\ 12)}$	Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico (MPPT 4 a 12)
N_{MPPT}	Número de entradas MPPT do inversor
N_{sfv}	Número de módulos FV por série fotovoltaica
$N_{sfv(MPPT\ 1\ a\ 3)}$	Número de módulos FV por série fotovoltaica (MPPT 1 a 3)
$N_{sfv(MPPT\ 4\ a\ 12)}$	Número de módulos FV por série fotovoltaica (MPPT 4 a 12)
N_{polos}	Número de polos
$N_{inv,serie}$	Número de séries FV permitidas
N_{serie}	Número de séries FV por inversor
P_{ca}	Potência c.a. nominal
P_{mp}	Potência máxima*
P_{ni}	Potência nominal a.c. do inversor
$P_{ca,usina}$	Potência nominal c.a. da usina FV
$P_{cc,usina}$	Potência nominal c.c. da usina FV*
P_{fv}	Potência nominal c.c. por inversor*
P_{serie}	Potência nominal da série fotovoltaica
$P_{serie(MPPT\ 1\ a\ 3)}$	Potência nominal da série fotovoltaica (MPPT 1 a 3) *
$P_{serie(MPPT\ 4\ a\ 12)}$	Potência nominal da série fotovoltaica (MPPT 4 a 12) *
$P_{arranjo}$	Potência nominal do arranjo fotovoltaico
$P_{arranjo(MPPT\ 1\ a\ 3)}$	Potência nominal do arranjo fotovoltaico (MPPT 1 a 3) *
$P_{arranjo(MPPT\ 4\ a\ 12)}$	Potência nominal do arranjo fotovoltaico (MPPT 4 a 12) *
W_{modulo}	Produção de energia do módulo
T_{noct}	Temperatura operação nominal
$V_{cc,min}$	Tensão c.c. de partida
V_{oc}	Tensão de circuito aberto*
V_{sec}	Tensão de isolamento
V_{mp}	Tensão de máxima potência*
V_{dps}	Tensão máxima de operação contínua
V_{ca}	Tensão nominal de saída c.a. (RMS)

*Informações no STC: 25° e 1000°C

Lista de Softwares

AutoCAD ^(*)	AutoCAD https://www.autodesk.com.br/
Corel Designer	Corel Draw Technical Suite https://www.coreldraw.com/en/product/technical-suite/
EStimate	EStimate da UFV GESEP https://www.gesep.ufv.br/?page_id=1083
MathCAD ^(*)	PTC MathCAD https://www.mathcad.com/pt
PVsyst ^(*)	PVsyst https://www.pvsyst.com/
(*)	Nota: Licenças acadêmicas

1- Introdução

O presente trabalho propõe a aplicação de uma abordagem Agro Fotovoltaica (AFV) em uma instalação piloto experimental a ser aplicada em usina sucroenergética típica brasileira, localizada no noroeste do estado de São Paulo. A abordagem AFV é a estratégia de usar a mesma área de terra tanto para a produção agrícola quanto para a geração de energia fotovoltaica.

A proposta da abordagem Agro Fotovoltaica no setor sucroenergético decorre do estudo de viabilidade realizado por Stefani e Felema (2022). Neste estudo, foi possível mostrar que em determinadas condições, a abordagem Agro Fotovoltaica aplicada em usina sucroenergética de cana permite resultados econômicos significativos. Este resultado justifica o investimento para sua implementação piloto para confirmação das hipóteses condicionantes e aprimoramento das tecnologias propostas.

Para a abordagem AFV obter resultados positivos é necessária uma análise cuidadosa levando em consideração tanto os aspectos agrônômicos quanto elétricos e fotovoltaicos. (Weselek et al. 2019). Uma arquitetura específica fotovoltaica deve ser elaborada para cada tipo de lavoura, adaptada ao específico local. Tal exigência é especialmente relevante para a cana-de-açúcar, cuja lavoura necessita de práticas muito especializadas para permitir uma produtividade com margem econômica positiva (PECEGE 2023).

No Brasil, a atividade sucroenergética baseada na cana-de-açúcar é uma cultura particularmente importante, cujos produtos incluem a produção de açúcar, etanol como combustível e energia termoelétrica. Uma instalação típica de cana-de-açúcar possui uma sofisticada planta agroindustrial, ou seja, é uma instalação capaz de transformar caldo de cana em açúcar ou etanol, em uma proporção baseada em decisões que acompanham as perspectivas de mercado e preços. Por sua vez, a energia elétrica é um subproduto resultante da queima de biomassa residual da moagem da cana-de-açúcar. No Brasil, a geração termoelétrica por queima de biomassa residual da lavoura de cana-de-açúcar atinge cerca de 8% da potência total geradora disponível no país (PECEGE 2023).

No entanto, um problema observado nas usinas termoelétricas alimentadas por biomassa de bagaço de cana-de-açúcar é a dependência do rendimento da safra. Assim, a disponibilidade da cana-de-açúcar sofre variações cíclicas nas entressafras e em decorrência das condições climáticas sazonais. Por isso, é necessário um cuidadoso planejamento e eventualmente encontrar fontes alternativas para manter os níveis de geração de energia elétrica contratados ao longo do ano. Nos últimos anos, durante os períodos de entressafra, a disponibilidade de bagaço e palha de cana-de-açúcar se tornou ocasionalmente reduzida e, nesses casos, um cuidadoso planejamento teve que ser feito. Normalmente são programados armazenamentos em estoque de parte do volume produzido de bagaço, o que exige um conhecimento prévio da demanda e consumo futuro, ou o complemento pelo uso de biomassas alternativas. Ambas as abordagens são comumente empregadas para manter as usinas termoelétricas funcionando e manter o suprimento de energia contratado (PECEGE 2023).

Uma oportunidade que se mostrou promissora em Stefani e Felema (2022), é a hibridização da produção de energia por conjugação da geração termoelétrica com a geração fotovoltaica. Essa possibilidade se mostrou teoricamente viável, visto que a maioria das usinas de bioenergia por meio de cana-de-açúcar já possui instalações de geração de energia termoelétrica com outorga de acesso certificado à rede elétrica e isso pode abrir oportunidades para exploração sinérgica com a energia fotovoltaica (Stefani e Felema 2022).

A abordagem AFV proposta é compartilhar partes dos talhões de cana-de-açúcar, sem causar redução das áreas plantadas, com instalações fotovoltaicas especialmente desenhadas segundo critérios e limitantes agrônômicos, e explorar sinergias com a geração termoelétrica via biomassa. Como exemplo de sinergias decorrentes desta abordagem, a energia proveniente da energia fotovoltaica durante o dia poderia permitir economias substanciais de biomassa, que passam a ser reservadas para uso à noite, explorando as tarifas de ponta, ou quando ocorrem carências cíclicas de fornecimento de biomassa nas entressafras.

O estudo de viabilidade inicial, conforme descrito por Stefani e Felema (2022), foi realizado em usina hipotética, baseada em resultados e características resultantes de estudos setoriais contendo desempenhos e figuras modais. (PECEGE 2023). Para a aplicação da tecnologia AFV no setor sucroenergético, foram observados os aspectos de viabilidade técnica e da viabilidade econômica. As metodologias e técnicas empregadas por Stefani e Felema (2022), foram adaptadas daquelas utilizadas por Weselek et al. (2019), Dupraz et al. (2011), Trommsdorff (2016) e Schindele et al. (2020).

A fonte de dados utilizada no presente estudo, foram baseados nos resultados de Stefani e Felema (2022), e de relatórios setoriais atualizados como os publicados pelo instituto PECEGE (2023), associações setoriais brasileiras de Energia Solar como ABSOLAR (2017), a consultoria GREENER (2023), a Câmara Brasileira de Comércio de Energia Elétrica CCEE (2023) e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES 2023).

A metodologia aplicada baseou-se na análise sistemática das influências mútuas, impactos de custos e consequências da presença de módulos fotovoltaicos posicionados acima da lavoura. Efeitos esperados são aqueles que afetam a fisiologia vegetal, o microclima, os procedimentos agrônômicos, as instalações, as modificações de processos, as práticas de manejo e como todos eles se relacionam com os aspectos econômicos da atividade combinada. (Rodrigues et al. 2018), (Sage et al. 2014). Resultados obtidos por experimentos agroflorestais com a cana foram incorporados à abordagem e abriram caminhos para as soluções empregadas. (Pinto et al. 2019), (Schwerz et al. 2017).

Os principais aspectos do detalhamento da abordagem, os materiais e métodos, e as premissas preliminares utilizados em uma análise de viabilidade técnica e econômica são descritos em Stefani e Felema (2022). A abordagem AFV aplicada no setor sucroenergético resultou em uma estratégia promissora, desde que suas arquiteturas sejam adaptadas às restrições de manejo e à natureza da atividade agrônômica requerida pela cana-de-açúcar. Foi demonstrado que a arquitetura proposta possibilita explorar sinergias e pode se adaptar às restrições mútuas. Nos cenários propostos, a abordagem AFV combinada com as atividades de bioenergia da cana-de-açúcar pode gerar receitas significativamente maiores. Os resultados sugerem que, para a cultura da cana-de-açúcar, uma pequena área de cobertura de cerca de 1,8% em painéis fotovoltaicos acima da área de cultivo pode ser vantajosa.

Os resultados das análises mostraram ganhos econômicos adicionais promissores com a abordagem AFV sobre cana, uma pequena melhoria na produtividade dos níveis de sacarose, e uma melhora significativa da razão de eficiência do uso da terra.

As condicionantes de viabilidade de custo se mostraram aquelas relacionadas ao CAPEX da instalação fotovoltaica. O maior aumento de custo foi causado pelas modificações necessárias na instalação, pelo poste de maior altura e pelas estruturas de cabeamento associadas, adaptadas em projeto adequado para reduzir a interferência no manejo da cultura. Tal fato faz com que o preço da eletricidade se torne a maior restrição de viabilidade, sendo o principal fator de decisão para o investimento.

A abordagem AFV se mostrou no estudo Stefani e Felema (2022) viável para preços de energia acima de ~R\$230,00 MWh⁻¹. Comparando a AFV com montagens fotovoltaicas

convencionais, a abordagem Fotovoltaica convencional resultou em menor eficiência quando comparada à AFV. Na abordagem FV convencional, os módulos próximos ao chão e não compartilhamento da área, no sistema de bioenergia da cana-de-açúcar, causou a redução da área plantada e, portanto, redução da renda oriunda do açúcar e etanol e ligeira redução da produção fotovoltaica devido à ausência da captura da irradiação secundária do dossel.

Portanto, a viabilidade econômica encontrada no estudo preliminar justificou a continuidade e aprofundamento da análise, visando o desenvolvimento da tecnologia AFV no setor sucroenergético. Ficou concluído que seria necessário a comprovação da tecnologia, seja em plantas-piloto ou em experimentos em escalas reduzidas, visando validar os pressupostos e a arquitetura proposta.

O presente trabalho, portanto, detalha o projeto AFV para um experimento piloto. Este detalhamento visa verificar se há viabilidade na abordagem AFV especificamente desenhado para um sistema bioenergético da cana-de-açúcar, em usina real existente, considerando os efeitos agrônômicos, operacionais e sistêmicos. Neste caminho, pretende-se apontar quais são os fatores promotores de viabilidade e quais itens devem ser perseguidos como condicionantes do sucesso.

2- Arquitetura do sistema Agro Fotovoltaico

Na Figura 1 é diagramada a concepção sistêmica da usina piloto proposta. A Usina Agro Fotovoltaica (UAFV) será incorporada a uma usina termoeletrica por queima de biomassa existente.

Este arranjo visa explorar as possibilidades decorrentes da recente regulamentação ANEEL 954/2021, que trata da geração híbrida. Segundo a ANEEL (2021), geração híbrida é aquela oriunda por fontes primárias distintas, no caso térmica e fotovoltaico.

A UAFV é montada sobre os talhões de cana, em arquitetura que será detalhada adiante. A geração de energia AFV é diretamente conectada na mesma saída da usina termoeletrica.

A arquitetura do arranjo permite explorar as sinergias e complementaridades decorrentes das naturezas das fontes. A biomassa utilizada é o bagaço, subproduto do processamento da cana-de-açúcar na atividade de produção de açúcar e etanol. Por se tratar de um resíduo, o bagaço cumpre um importante papel de reduzir descartes e suprir energia para os processos produtivos exigidos. Caldeiras, moendas bem como o suprimento de energia para a operação industrial são os principais usos da energia produzida. Cerca de 37% da energia produzida é consumida na própria operação (PECEGE 2023). O restante é comercializado para suprimento de energia à rede, mediante contratos de leilão de energia, via Câmara de Comercio de Energia Elétrica (CCEE). Hoje, trata-se de importante fonte no contexto brasileiro, sendo que a energia de biomassa responde por cerca de 17% do perfil de geração energética do país. (GREENER 2023). Por se tratar de energia despachável, ao se complementar com energia oriunda de fonte fotovoltaica, não despachável, permite gestão e exploração das complementaridades.

A disponibilidade de bagaço varia conforme a safra, e as vezes pode ficar aquém da obrigação de suprimento contratado, obrigando a usina a comprar no mercado “spot” a energia que havia se comprometido a entregar. No arranjo agro fotovoltaico, seria possível empregar a energia solar para complementar a energia por biomassa.

A arquitetura do sistema está explicitada na figura 1. A usina sucroalcooleira existente já produz açúcar, etanol e energia por geração termoeletrica oriunda da queima do bagaço residual. Já existem a usina termoeletrica, sua subestação, as moendas, as caldeiras e todo o processo agroindustrial de produção. Existe um sistema de monitoramento, sensoreamento e controle de toda a operação industrial. Sobre os talhões de cana são montados os postes com os módulos fotovoltaicos, que são conectados para os seus inversores cujos detalhes serão apontados mais adiante. Para permitir o controle centralizado da operação, existe um controle de todo o sistema fotovoltaico, que monitora e é capaz de receber comandos de ação. Este sistema se comunica diretamente com o controle central da unidade geradora termoeletrica. Importante notar que a concepção do sistema prevê a energia fotovoltaica sendo conectada à mesma rede de saída da usina termoeletrica. Ou seja, a UAFV pode complementar a energia termoeletrica em momentos de superavit diurno da primeira, e assim economizar bagaço para uso noturno. Devido a gestão centralizada, mostrada na figura, é possível a redução do consumo de bagaço diurno, visando acumular estoque para eventual cobertura de entre safras bem como eventual demanda programada.

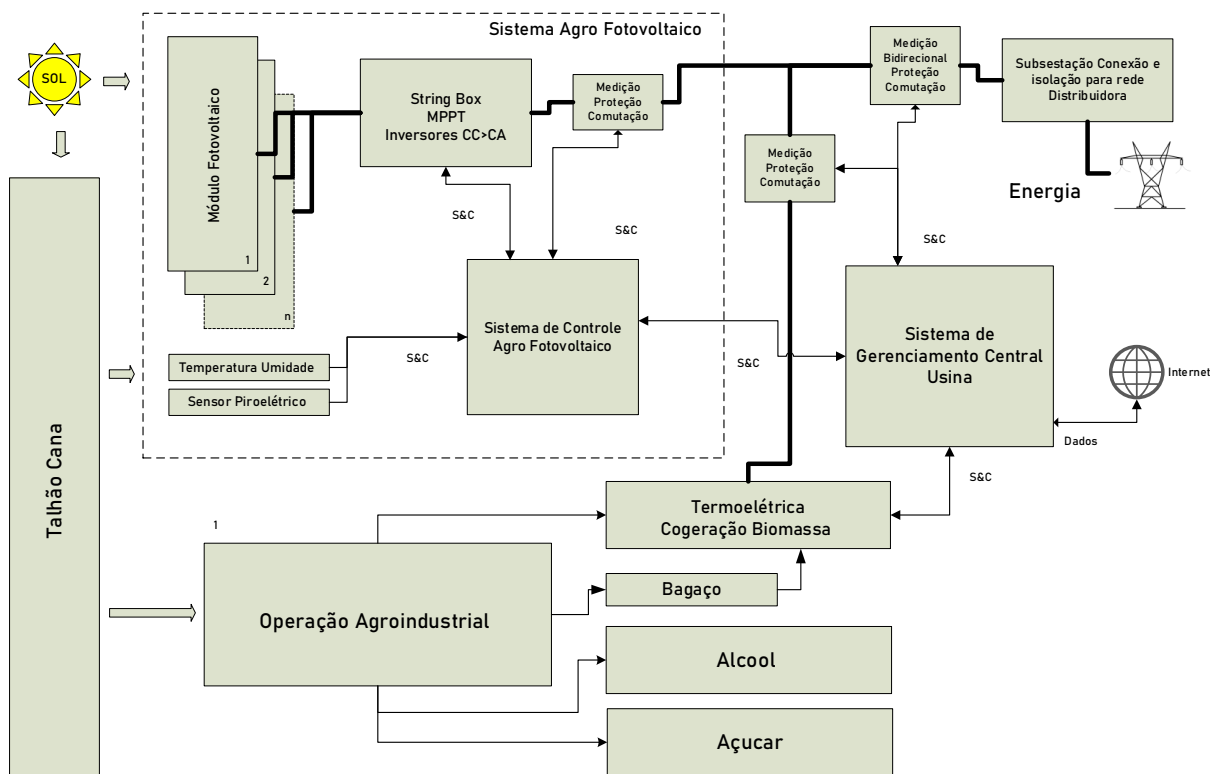


Figura 1 Concepção Sistêmica Agro Fotovoltaico aplicado à usina sucroenergética cana. Fonte: Stefani e Felema (2022).

Na figura 1 se observa que o sistema AFV se integra à operação agroindustrial e à cogeração elétrica por biomassa, permitindo a gestão centralizada. Permite a modulação da produção fotovoltaica ou por biomassa dependendo de variáveis gerenciais ou de demanda programada. Esta concepção traz economias nos investimentos necessários e explora sinergias. Como já existe uma usina de geração por queima de biomassa, existe o pressuposto de que já estão cumpridas as exigências normativas e legais para o comissionamento e a homologação da inserção da energia na rede de distribuição pela unidade existente. Neste caso, o custo adicional da documentação, inspeção, comissionamento da inserção fotovoltaica

foi contabilizado, porém é reduzido, economia importante em item de custo significativo nas instalações convencionais fotovoltaicas.

A gestão sendo centralizada, permite a redução do custo operacional (OPEX), pois se pressupõe que o mesmo pessoal que faz a gestão da geração térmica irá lidar com a geração fotovoltaica, visto o elevado grau de automação existente e a capacidade de atuação e medição remotas.

Na Figura 1, a AFV está ligada à jusante da subestação primária e compartilha o acesso à rede de distribuição. Isso é válido e econômico para talhões próximos à usina. Caso o talhão esteja muito distante da usina, o custo do cabeamento pode crescer. Caso o talhão coberto pela UAFV esteja no mesmo domínio da concessionária local, e dentro do raio de coleta da usina, a abordagem de cogeração distribuída pode ser empregada. Neste caso o talhão com AFV acessa diretamente a rede da distribuidora, segundo as regras na resolução nº 482 e nº 687 da ANEEL (2015). A gestão permanece centralizada na usina, via rede de dados.

Dentre as sinergias observadas destaca-se que é possível o uso da Mão de Obra (MO) já existente na gestão da energia termoeletrica, aquela empregada na gestão agroindustrial, bem como a empregada em toda a manutenção industrial, para a adicional gestão da energia que estaria sendo gerada pela UAFV. O acúmulo de serviço é perfeitamente aceitável, visto o alto grau de automação existente nos sistemas fotovoltaicos, e a capacidade de integração à automação já existente da usina sucroenergética. Isso permite redução significativa do OPEX para o cenário combinado.

Por outro lado, a resolução ANEEL 954/2021 exige que as centrais geradoras híbridas (UGH) ou associadas, possuam medição separada da energia produzida de cada fonte. Esta exigência visa permitir usufruir dos benefícios decorrentes das fontes renováveis incentivadas. Isso traz a vantagem de permitir a gestão em tempo real do cumprimento das obrigações de fornecimento, suprimento contratado, e o planejamento visando administração no período entre safras. Por outro lado, são necessárias cabines contendo as medições e proteções separadas exigidas pela concessionária local, imputando investimento neste quesito no empreendimento.

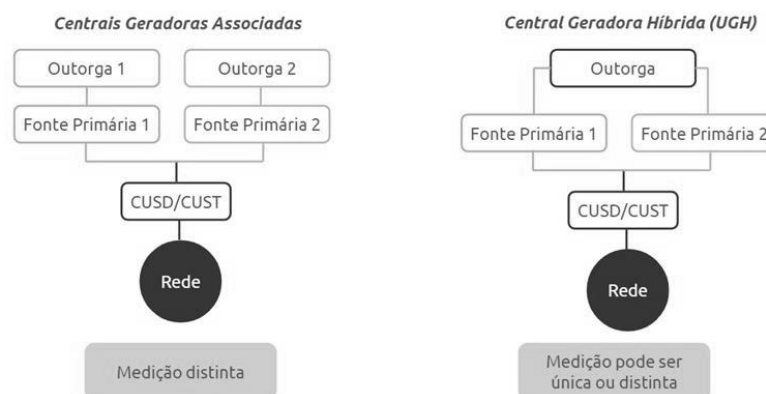


Figura 2 A Resolução ANEEL 954/2021 bem como a 876/2020 estabelecem os modelos para explorar possibilidades de geração híbrida ou associada. Fonte : GREENER (2023).

As resoluções ANEEL 954 e 876 exigem sejam emitidas outorgas atualizadas para a usina combinada, e, portanto, passa pelo atendimento das regras locais da distribuidora. Assim, no esboço da arquitetura do sistema, foram previstas cabines de comutação e medição separadas, o que pode causar impacto em custo. Na usina piloto aqui concebida, um completo sistema de medição e proteção foram orçados, segundo as regras da concessionária local CPFL.

Na figura 1 também foi prevista a automação e sensoriamento. Segundo Stefani e Felema (2022), o risco de fogo e incêndios no canavial podem causar grandes prejuízos. O sistema de detecção de fogo e fumaça, por sensores conectados à mesma rede de dados dos inversores, permite que o sistema de controle comande o rápido alarme e mobilização da brigada anti-incêndio.

Para que a arquitetura proposta na figura 1 permita as sinergias, bem como a exploração das complementaridades, a arquitetura impõe certos cuidados e configurações no projeto elétrico. As principais exigências e diretrizes serão tratadas a seguir.

3- Diretrizes para a projeto oriundas da abordagem Agro Fotovoltaica

De acordo com a metodologia proposta no trabalho de Stefani e Felema (2022), o primeiro passo procurou estabelecer as influências mútuas da abordagem AFV sobre as práticas agrícolas, aos custos e aos rendimentos das lavouras. Foram verificadas as práticas de manejo e os efeitos cruzados estimados.

A análise relacionou os efeitos sobre a produtividade e desempenho fotovoltaico, seus custos de implementação, causados pela atividade da cultura da cana-de-açúcar. Ou seja, refere-se aos eventuais efeitos causados pela atividade agrícolas acontecendo nas proximidades da instalação, ou aplicáveis ao desenho da instalação em si, e até mesmo sobre a operação e processos de manutenção dos módulos fotovoltaicos. Um conjunto de 16 efeitos foram identificados. O custo de instalação, postes, estruturas, cabeamento por eletrodutos subterrâneos, cercas e seguro, limpeza foram alguns dos efeitos considerados.

Foram realizadas análises simétricas, ou seja, quais seriam as influências na atividade agrícola, como mudanças nas rotas das máquinas colhedeiras, mudanças nas práticas de irrigação e fertilização (Stefani e Felema 2022). Notadamente, foram analisados os efeitos causados pela abordagem AFV sobre a produtividade das culturas agrícolas. Neste caso específico, refere-se aos prováveis efeitos que a presença de módulos fotovoltaicos teria sobre a plantação. Um total de 18 efeitos foram estudados. Destacaram-se os efeitos de sombra, eficiência fotossintética, microclima, estresse hídrico etc.

Por brevidade, a relação dos efeitos, as estimativas de impacto tanto em custo quanto em produtividade não serão detalhadas aqui, sendo que a argumentação completa e os dados de apoio podem ser encontrados em Stefani e Felema (2022). No estudo de viabilidade econômica foram incluídos os eventuais ajustes encontrados, equalizados com dados típicos de outros empreendimentos neste mesmo ramo. A usina em Clementina não disponibilizou os dados próprios, por motivos de sigilo comercial. Assim dados setoriais foram empregados (PECEGE 2023).

No presente trabalho somente serão discutidas as principais condicionantes no que tange às diretrizes que deveriam ser aplicadas ao projeto elétrico AFV dedicado. Ou seja, quais seriam os requisitos e diretrizes que determinarão aspectos singulares do projeto elétrico e fotovoltaico, e que diferenciam esta abordagem de um projeto convencional. Aqueles não relacionados ao projeto elétrico, foram empregados valores típicos obtidos no trabalho de Stefani e Felema (2022), e atualizados pelos valores modais atualizados do PECEGE (2023).

Os seguintes itens foram levantados e para cada um haverá uma breve explicação da sua necessidade e qual foi a solução vislumbrada.

3.1 Área de cobertura fotovoltaica sobre o talhão de cana.

No trabalho de Stefani e Felema (2022), foi observado que existe uma proporção de compromisso na área de cobertura AFV. Caso seja muito pequena, não existe viabilidade econômica. Caso seja muito grande, aparecem efeitos de sombreamento que diminuem a eficiência fotossintética da cana, reduzindo a produtividade.

Foi observado que existe uma proporção balanceada e de compromisso, baseado em extrapolação de resultados oriundos de estudos de arranjos agroflorestais. Na simulação realizada observou-se que coberturas ao redor de 1,8% em proporção de área do talhão possibilitam um LER (do inglês, *Land use efficiency ratio*) ao redor de 109%, apontando assim um meio termo com razoável eficiência combinada (Willockx et al. 2020).

A abordagem AFV parte do princípio de não redução da área plantada, ou seja, o talhão de cana permanece com sua área original. Caso se optasse pela redução da área plantada, cobrindo a diferença com módulos fotovoltaicos, o LER reduz mostrando que pode surgir a competição *energia versus produção* agrícola, rota polêmica que o presente trabalho não vai explorar, sendo tratada por alguns autores, como Dupraz et al. (2020).

Para a determinação dos módulos fotovoltaicos, portanto, se partiu do princípio de que a área destes módulos agrupados não supere certos limites, decorrência oriunda de exigências de manejo e limitações fotossintéticas da cana.

3.2 Altura dos módulos fotovoltaicos.

Foi observado que para manter as práticas de manejo as mais próximas possíveis das tradicionais, os módulos fotovoltaicos têm que ser instalados em alturas elevadas. As colhedoras semiautomáticas possuem alturas significativas, sendo que a chaminé de transbordo, a esteira que transporta os talos cortados da cana para descarregamento nos vagões de transbordo, pode atingir 7 metros de altura. Os vagões e jardineiras, os caminhões de transporte podem atingir 5 m. Assim, foi escolhida a altura mínima de 8 metros (Stefani e Felema 2022).

3.3 Distribuição dos módulos fotovoltaicos sobre o talhão.

Foi observada a necessidade de permitir que as colhedoras, vagões de transbordo e jardineiras trafeguem entre as linhas de soca da cana. Além disso, periodicamente são realizadas irrigações, e lançados fertilizantes, maturadores, fungicidas, herbicidas, por meio de equipamentos automotrizes especializadas que possuem lanças de até 15 m de comprimento em cada lado do trator. Houve a recomendação de que as distâncias entre os suportes permitissem o trânsito destas máquinas. Tal requisito impõe a necessidade de evitar que os suportes dos módulos ocupem área significativa, ou se mostrem impedimento ao trânsito. Assim os suportes dos módulos foram escolhidos como postes, únicos, para um determinado conjunto ou número de módulos.

3.4 Sombras cruzadas.

Além do requisito anterior, houve também a necessidade de manter o passeio da sombra dos módulos fotovoltaicos sobre o talhão o mais homogêneo possível. Tal necessidade advém da possibilidade de ocorrer sombras estáticas ou não homogêneas sobre determinada área do talhão, que por razões fotossintéticas, poderiam causar queda da produtividade local. Assim, os postes contendo o conjunto de módulos devem ser distribuídos no talhão evitando a sobreposição de sombras em eventual área. Esta exigência sugere o cuidadoso posicionamento dos módulos em grupos, de forma que a sombra de um grupo passeie sobre o talhão, não havendo superposição de sombra por outro grupo.

3.5 Posicionamento dos postes e suportes dos módulos.

Devido aos requisitos descritos anteriormente, ou seja, permitir o trânsito das colhedoras, irrigadoras, transportes, foi recomendado que o posicionamento dos postes e os eletrodutos da fiação sigam entre as linhas de soca, ou seja, não sejam posicionados sobre a linha de plantio da cana. Também foi sugerido que fossem colocados sobre as linhas de escoamento para dreno de água, aqueles caminhos para drenagem da enxurrada de chuva, que evitam erosão. Eventuais posicionamentos próximos a linha de soca devem ser feitos de forma que exista desvio de forma suave e progressiva, de maneira que as colhedoras automáticas tenham capacidade de desvio suave sem interromper o processo da colheita. Para tanto cada poste deve ter posição marcada por GPS RTK, dados a serem utilizados no planejamento de trajetória da colheita do talhão e programados nas colhedoras para eventual desvio automático.

3.6 Fundações dos postes

Foi constatada a necessidade de que os postes fossem metálicos, que suas sapatas também fossem metálicas com estacas helicoidais. O uso de sapatas de concreto não foi recomendado, pois causam danos químicos ao solo, alterando a produtividade local. Além disso podem se constituir risco às colhedoras. O uso de estacas helicoidais foi sugerido, pois além da relativa facilidade de instalação, podem ser removidas se necessário. Além disso, permitem o aterramento elétrico da instalação. O prumo dos postes pode ser obtido pela justaposição de cunhas contra rotativas sobre as estacas helicoidais. A instalação das estacas helicoidais é feita por máquinas especializadas, as mesmas empregadas na instalação de torres de transmissão. Devido às cargas de vento laterais, se sugere que em terrenos arenosos, caso do local em questão, a profundidade mínima seja ao redor de 6 m para o caso aqui estudado.

A instalação dos postes é feita logo após a colheita, ou na reforma do canavial. Cuidado especial deve ser tomado para não haver o pisoteio das linhas de soca pelas máquinas exigidas na instalação da estaca helicoidal, e suspensão dos módulos. Felizmente a usina sucroalcooleira existente já possui máquinas com separação de rodas nas medidas para evitar o pisoteio.

3.7 Número de módulos fotovoltaicos por poste.

Nos estudos visando simular os efeitos da abordagem agroflorestal na cana, as áreas e coberturas das árvores foi documentada. Na extrapolação dos resultados para o caso AFV, foi observado que os conjuntos de módulos fotovoltaicos não deveriam possuir área muito grande. Na simulação realizada foi sugerido que a área dos módulos em um poste ficasse entre 16 m² e 25 m². Ou seja, entre 8 e 10 módulos de até 2,5 m² cada por poste. Considerando a recomendação de manter o distanciamento, bem como a cobertura por hectare de talhão ao redor de 1,8%, resulta ao redor de 79 módulos por hectare. Considerando a área do talhão piloto de 4,6 ha, serão 360 módulos.

3.8 Orientação dos módulos fotovoltaicos.

Como de praxe os conjuntos de módulos devem ser orientados para o norte, com inclinação igual a latitude do local. Não foi considerado o uso de pivôs seguidores solares, devido a necessidade de prover maior altura dos postes, caso do embandeiramento em momentos de colheita. Assim, na presente instalação, os módulos fotovoltaicos serão fixos, azimute zero e inclinação igual a latitude. Importante salientar que segundo alguns autores, como Kopecek et Libal (2021) módulos bifaciais conjugados com seguidores solares permitem ganhos de até 30% a mais de energia, e não se descarta adoção desta técnica futuramente.

3.9 Eletrodutos

Foi sugerido o uso de eletrodutos subterrâneos, segundo as normas da ABNT. Para evitar o risco de danos ao eletroduto ou às colhedoras, ou ao risco de atingirem os cabos por arados durante os tratamentos culturais do canal, a profundidade dos eletrodutos deve ser de pelo menos 1 m. Esta profundidade foi empregada para o dimensionamento dos eletrodutos, das perdas e bitolas mínimas do cabeamento. O custo da escavação foi considerado no CAPEX, estimado pela própria usina visto as máquinas e pessoal presentes na infraestrutura existente.

3.10 Interligação CA/CC e posicionamento dos inversores.

O conjunto de módulos interligados em série produz tensões elevadas nos seus terminais. Devido aos requisitos normativos, os cabos CC bem como as proteções CC que deveriam ser empregadas são caras. Como os postes são distantes entre si, caso houvesse inversor CC/CA distante dos módulos, haveria necessidade de transitar os cabos CC em grandes distâncias. Por razões práticas e de segurança, havia a recomendação de que cada poste, contendo de 8 a 10 módulos, contivesse o seu próprio inversor, de forma que a transmissão de energia fosse feita em CA, em meios de cabos e tensões convencionais. Nesta topologia, os eletrodutos subterrâneos transmitem CA, até um barramento centralizado no quadro geral de proteção. No entanto, o custo da fiação CA se tornou elevado, sendo o maior componente de custo.

No estudo de viabilidade (Stefani e Felema 2022), a arquitetura original previa um inversor por hectare. As conexões entre os postes foram feitas em CC, convenientemente distribuídos pelas múltiplas entradas do inversor de grande porte. O custo de cabeamento CC ficou elevado, porém foi compensado pelo menor custo dos inversores. Por esta razão, para o caso prático da presente usina piloto, uma avaliação de custo-benefício foi feita para justificar escolha entre algumas topologias. Ver item 4.6.

3.11 Rede de dados e sensoriamento.

Foi relatado anteriormente o risco de fogo no canal, causando severos danos, como a perda dos módulos e destruição da instalação. Apesar da prática de queimada ter sido abolida no estado de SP, incêndios causados por vandalismos ou acidentes ainda ocorrem. Brigadas de combate aos incêndios hoje são mandatárias, visto os riscos legais, ambientais e financeiros que eventuais ocorrências de incêndio podem causar.

Para mitigação dos riscos de incêndio, foi proposto o uso de sensores piroelétricos de maneira a detectar aumento da temperatura local, alarmando a ocorrência. Pela rede de dados é possível acionar a brigada anti-incêndio da usina, e combater o fogo em tempo. Incêndios em canais se alastram rapidamente, o tempo de resposta é vital.

Os inversores possuem saída de dados e comunicação, que aliado ao sensor piroelétrico, impõe o requisito de existência de fiação de transmissão de dados por longas distâncias. O CAPEX dos sensores e fiação foi avaliado e incluído.

3.12 Geração fotovoltaica e geração termoelétrica configurando sistema de geração híbrida ou associado.

Segundo a resolução ANEEL 954/2021, é possível a conjugação de diferentes fontes de energia, segundo as regras ali apontadas. Como a usina já possui outorga de acesso à rede, via geração termoelétrica, e já possui cabine de proteção e medição desta fonte, a geração fotovoltaica deverá ao menos possuir cabine de medição e proteção separada. No orçamento aqui considerado, foram previstas cabines primárias separadas, ou seja, além da existente termoelétrica, uma adicional fotovoltaica foi prevista com conexão a ser feita na alta

tensão. Trata-se de assunção conservativa, pois seria possível elaborar projeto otimizado, de posse do circuito detalhado, e eventual consulta à concessionária.

4- Projeto da instalação

4.1 Análise do Local da Instalação, localização

O nome da usina será mantido em sigilo, por questões legais. Ela se situa na cidade de Clementina, no noroeste do estado de São Paulo. O local escolhido para a usina piloto AFV se encontra logo na entrada dela, próximo a sede administrativa. Fica distante cerca de 300 m da usina termelétrica principal, moendas e do pátio de armazenamento de bagaço. Na Figura 3 se apresenta imagem de satélite do local. O talhão se encontra destacado. O terreno possui formato irregular, e o local escolhido para cabine primária será logo ao lado da rodovia. Do outro lado da rodovia, em caminho próprio adentrando outros talhões, se encontra a linha de média tensão em 13,8 kV. A subestação mais próxima se encontra a 8 km, na direção da cidade vizinha.

O terreno escolhido tem 4,6 hectares, sendo constituído por dois talhões inteiramente plantados de cana-de-açúcar. A declividade é pequena, no sentido oeste. As linhas de soca seguem as linhas de nível e drenagem adequados à pequena declividade do talhão. As distancias de separação entre as linhas de soca, ou seja as linhas de plantio, no talhão escolhido, tem valor médio ao redor de ~1,8m.

O acesso ao local é facilitado por rodovia, a mesma destinada à entrada da usina cobrindo a maior aresta do terreno. A estrada é ladeada por árvores de pequeno porte e altura menor que 5 metros em ambos os lados da via. O solo do terreno é predominante arenoso. Como o talhão margeia a rodovia de acesso à usina, o risco de vandalismo não pôde ser desconsiderado.

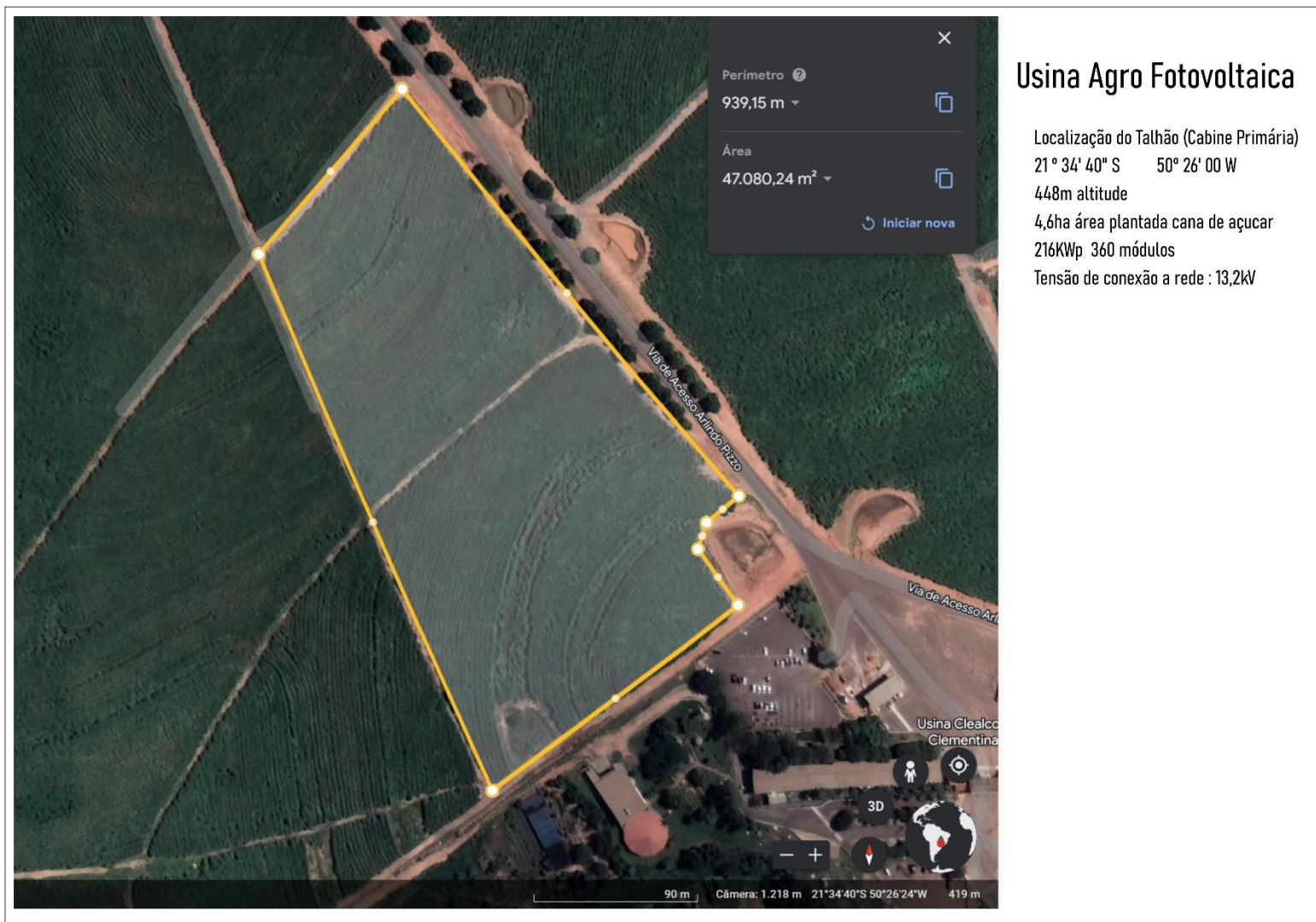


Figura 3 Foto do local pretendido para a Usina Agro fotovoltaica Piloto, em Clementina, SP. Obtida pelo Google Earth em junho 2023.

4.2 Escolha da área de cobertura agro fotovoltaica

No estudo inicial de viabilidade, foi observado que coberturas ao redor de 1,8% do talhão permitem um ganho otimizado entre a geração de energia fotovoltaica e a produção agrícola (Stefani e Felema 2022).

Considerando que a área escolhida possui cerca de 4,6 hectares, e ajustando a distribuição pelas linhas de soca e drenagem, buscando simetria para a cobertura, foram obtidos os seguintes resultados. Os cálculos se encontram no Apêndice 15.3 .

- Área total: 4,6 hectares
- Área de cada módulo fotovoltaico no modelo escolhido: 2,511 m²
- Número de módulos fotovoltaicos: 360
- Número de módulos por poste: 10
- Número de postes 36
- Área total coberta por módulos: 904m²
- Cobertura efetiva: 1,9%.
- Potência nominal do conjunto: 188 kWp
- Potência nominal específica: 40,6 kWp ha⁻¹
- Módulos por hectare: 78,2

O diagrama esquemático da distribuição dos módulos no talhão segue o princípio apontado na figura abaixo, como simulado no software PVsyst.

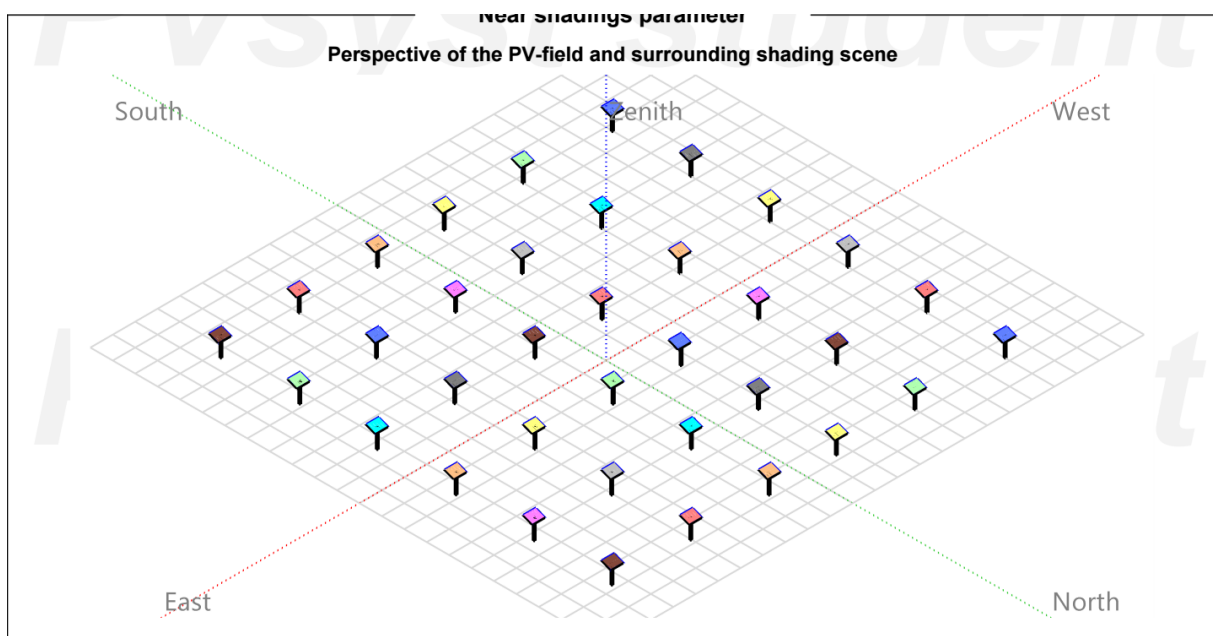


Figura 4 Disposição conceitual dos postes no talhão para simulação das irradiâncias diretas e difusas. Os postes estão distantes cerca de 35 m entre si, os módulos a 8 m do chão. A sombra dos pilares foi considerada. Em cada pilar ou poste, são dispostos 10 módulos com 2,51 m² cada.

No entanto, a localização dos postes e os eletrodutos subterrâneos devem seguir entre as linhas do soca, ou drenagem, e, portanto, foi feita a escolha dos locais procurando manter as distâncias entre os postes ao redor de 35m.

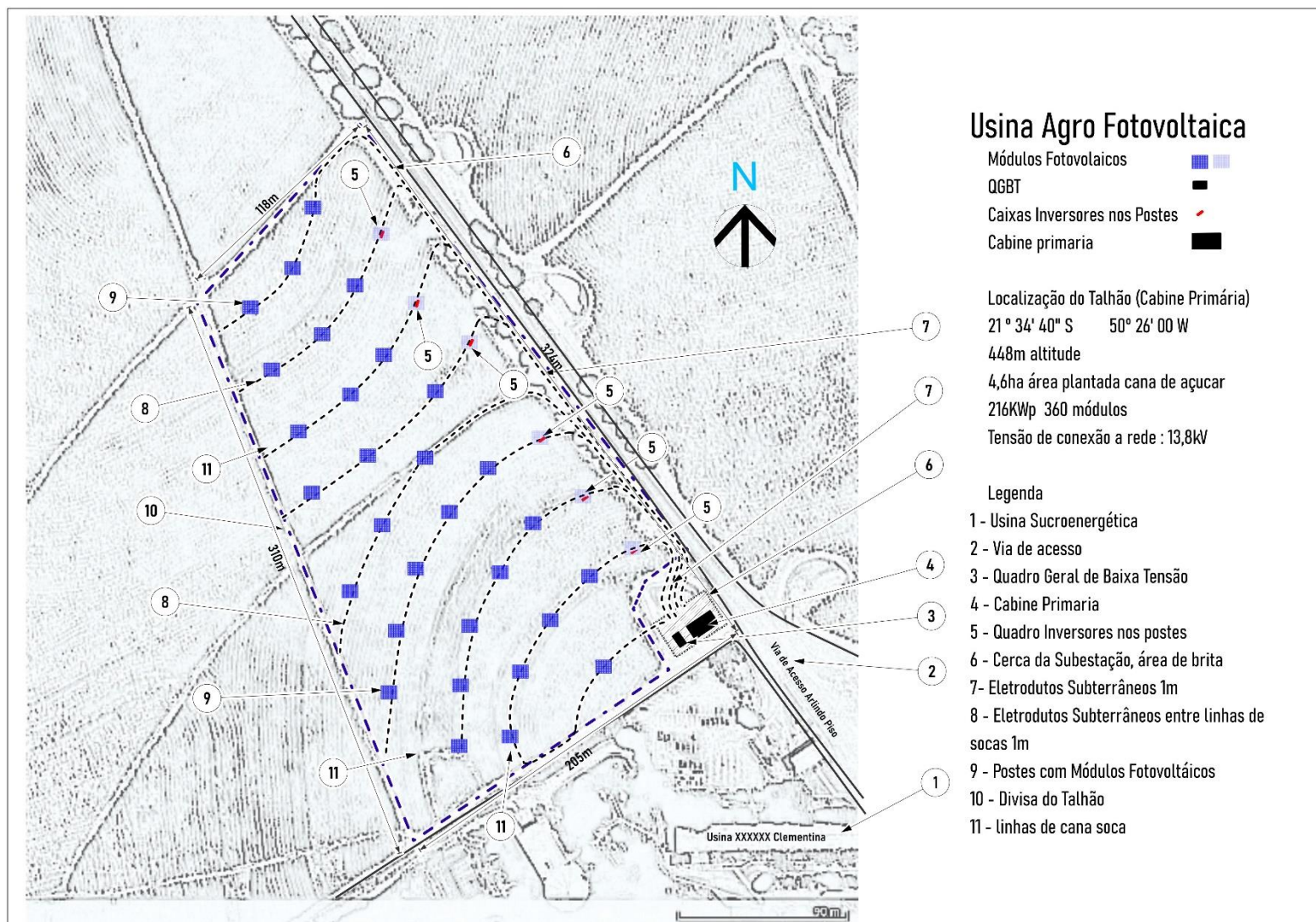


Figura 5 Localização das linhas de soca e disposição dos 36 postes no talhão. Ao todo são 36 postes, com seis inversores e 360 módulos fotovoltaicos. Fonte: trabalho original da pesquisa.

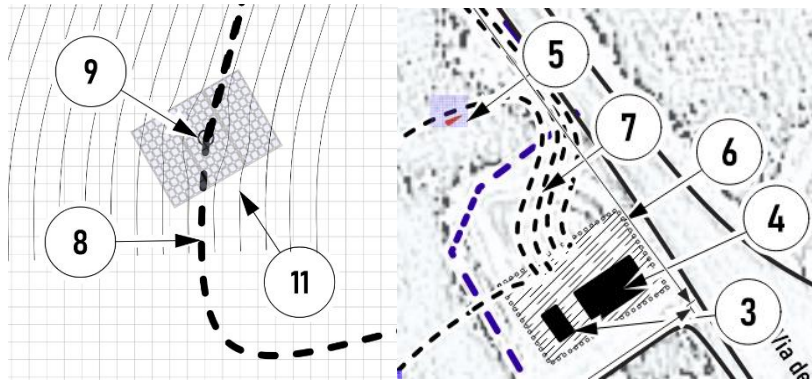


Figura 6- Detalhes da Figura 5, mostrando os eletrodutos (8), o poste com módulos fotovoltaicos (9), as linhas de soca (11), o QGBT (3), a cabine primária (4), o cercado da subestação (6), e os eletrodutos de chegada ao QGBT (7), e o quando com inversor no último poste cabeceira de linha (5).

4.3 Análise da irradiância disponível no local

A usina se encontra na zona rural da cidade de Clementina, SP, na região noroeste do estado. Segundo os dados da CRESESB (2023), a irradiação média mensal ao longo do ano se situa em $5,32 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$. No Apêndice 15.1 se encontra a avaliação da irradiação e energias disponíveis ao longo do ano, resultados utilizados para dimensionamento preliminar.

Foi realizada simulação em PVSyst para verificação de algumas premissas e resultados. Os detalhes da simulação desenvolvida está presente no Apêndice 15.3. Entre a simulação utilizando os dados CRESESB e o software PVSyst, ficam evidentes as diferentes metodologias para considerar as influências das condições meteorológicas e as irradiâncias difusas e atmosféricas. Enquanto a simulação CRESESB resulta em uma irradiação média anual no plano horizontal de $1,86 \times 10^7 \text{ kWh ha}^{-1}$, o PVSyst resulta em $2,013 \times 10^7 \text{ kWh ha}^{-1}$.

Para melhor avaliação da instalação, devem ser consideradas as irradiâncias difusas, atmosféricas e principalmente aquelas que seriam passíveis de serem coletadas pela face traseira dos módulos bifaciais, aproveitando a irradiância espalhada oriunda do dossel da cana. Neste sentido, devido ao posicionamento dos módulos em postes elevados em altura, existe a possibilidade de melhor aproveitamento desta irradiância. Como é dependente da altura, foram realizadas simulações no PVSyst variando a altura dos painéis e medindo a contribuição da coleta secundária. Na Figura 7 são apresentados os resultados da simulação. Para cada altura foi medida a contribuição proporcionada pela face traseira, com relação a irradiância global presente. Para os resultados foi considerado o valor do albedo da cana em 0,21.

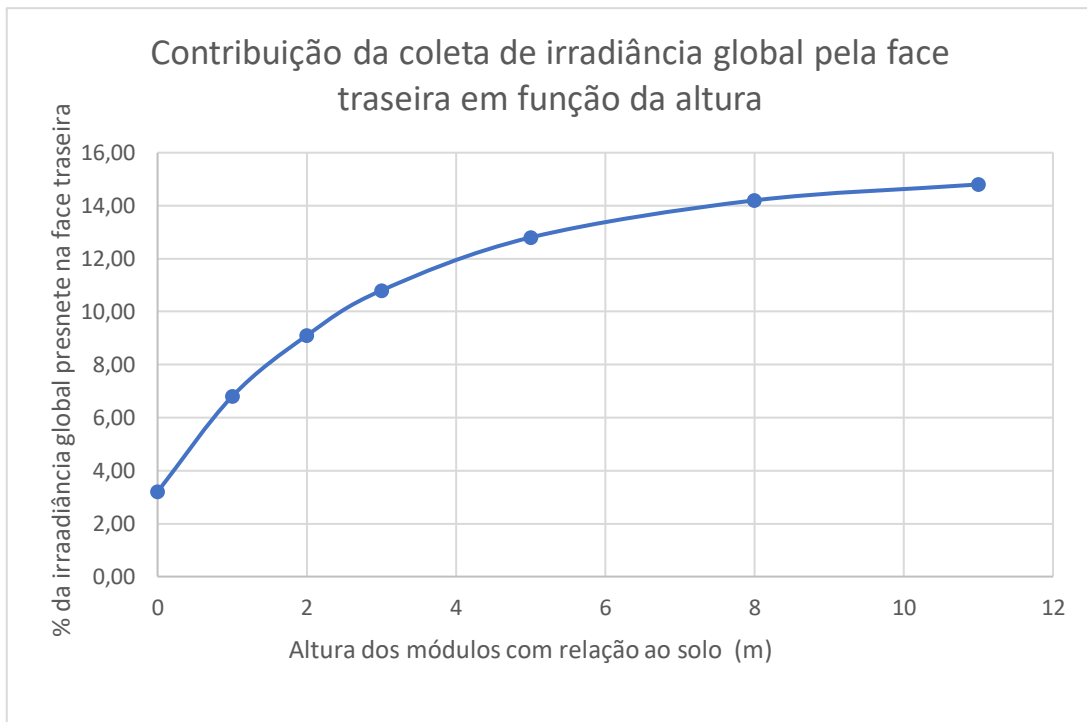


Figura 7 Contribuição da face traseira de módulos bifaciais com relação à altura destes com o solo. Resultado PVsyst, para inclinação dos módulos 21°, azimute 0°, albedo da cana 0,21. Módulos com eficiência de 20,37%, fator de bifacialidade 70%.

A irradiância secundária se mostrou relevante, justificando o emprego de módulos bifaciais. No Apêndice 15.3 se encontra resultados adicionais obtidos da simulação pelo PVsyst.

4.4 Análise do efeito de sombreamento e temperaturas

A usina se encontra sobre talhão de cana, com os painéis localizados a 8 metros de altura. Não existem árvores ou obstáculos nesta condição no local escolhido. Portanto, não existem efeitos de sombreamentos nas faces superiores.

Como foram empregados módulos bifaciais, as faces inferiores coletam a irradiância secundária do dossel da cana, bem como as irradiâncias difusas do local. O poste de sustentação produz uma pequena sombra difusa, uma diminuição da irradiância na face inferior, que foi computada na simulação da irradiância secundária disponível. Foi adotado uma perda de 5% da irradiância secundária, valor típico empregado.

Quanto as temperaturas, é sabido que módulos fotovoltaicos operam em temperaturas menores quanto mais altos estejam do solo, em decorrência da maior ventilação. Smith et al. (2022) bem como Fthenakis and Yu (2013) mostram que alturas superiores a 5 metros permitem temperaturas de operação cerca de 2°C menores. Este ganho não foi aqui apropriado, visto que o software PVsyst não possui este recurso. Assim, a simulação resultou em desempenho pessimista, pois desconsiderou este fenômeno.

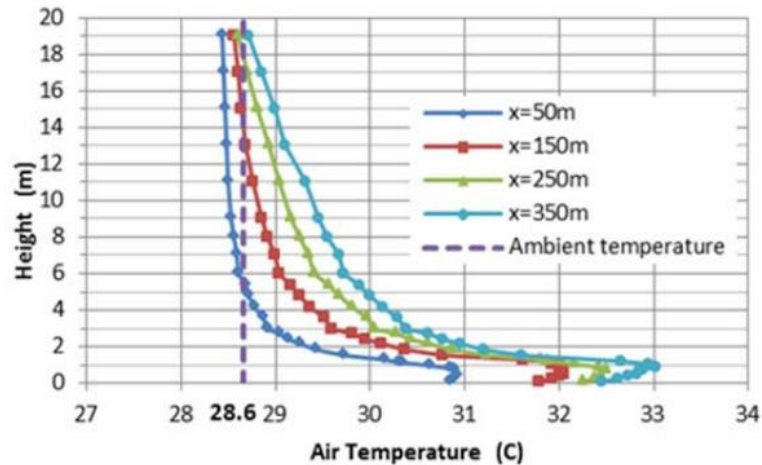


Figura 8 Temperaturas do ar na superfície dos painéis fotovoltaicos, em função da altura com relação ao solo, e distância da borda do conjunto de módulos ($x < 50m$). Para módulos próximos a borda, a temperatura cai $2^{\circ}C$ para uma altura de 5, se aproximando da temperatura ambiente, no experimento a $28,6^{\circ}C$. Fonte: *Fthenakis and Yu (2013)*.

4.5 Análise do albedo do dossel da cana

A análise do albedo do dossel da cana se faz necessário para melhor estimar o nível de irradiância secundária proveniente do espalhamento omnidirecional da irradiância solar pela planta. Este valor é importante, pois se refere a energia que será produzida pelos módulos bifaciais, na face voltada para baixo. No caso, os módulos fotovoltaicos estarão distribuídos sobre o talhão, e, portanto, irão receber em sua face inferior parte da irradiância não aproveitada pela planta. O albedo típico de 0,21 foi o empregado no estudo preliminar. No entanto, foi percebido que ao longo do ano, o albedo varia. Primeiramente devido ao desenvolvimento natural da planta, que passa pelos estágios de perfilhamento, desenvolvimento dos colmos, maturação e colheita. Importante salientar que durante o perfilhamento, e após a colheita, grandes partes do solo ficam expostas. Tal fato aumenta significativamente o espalhamento, devido ao grande albedo do solo nu, principalmente na região do infravermelho próximo. (Esteves et al. 2012). Alguns autores descontam a contribuição deste albedo do solo. (Giongo et al. 2010). No caso agro fotovoltaico, haveria um ganho maior se considerasse o solo, visto que a resposta espectral do silício, material fotossensível do módulo empregado, é maior na região do infravermelho próximo, sendo o pico ao redor de $\sim 880nm$. Para manter os resultados em sua forma mais conservativa, foi empregado somente o albedo da cana, desconsiderando o solo. Já durante desenvolvimento dos colmos, e a maturação, o solo está completamente coberto e a cana absorve grande parte da irradiância incidente.

Para melhorar a estimativa do albedo, foi feita uma coletânea de resultados oriundos de sensoriamento remoto por satélites, e alguns resultados de pesquisas agrônomicas. Foi observado a grande dispersão de resultados, devidos a diferentes metodologias, tipos de sensores, condições meteorológicas, variedades de cana, e práticas de manejo. Também causando dispersão do resultado foi o critério, dependendo da fonte, quanto ao desconto ou não do albedo do solo nu. Valores entre 0,16 até 0,33 foram relatados. Fica evidente que seria conveniente obter o resultado prático no local, da específica variedade plantada, e nas condições de manejo do respectivo canavial, pois a dispersão de resultados observada na literatura foi grande.

Por simplificação e abordagem conservadora, foi empregado um valor médio dos resultados obtidos pela literatura ao longo do ciclo de vida da cana ao longo do ano e safra. No anexo 15.2 existe o cálculo da média dos albedos conforme lista de publicações. Os valores sazonais foram incorporados ao software PVsyst para avaliação mais realista da energia disponível. Para o caso aqui simulado, as médias apresentaram valores entre 0,20 e 0,22 ao longo do ano e estes foram utilizados.

4.6 Escolha da topologia elétrica dos arranjos dos módulos e inversores

Na referência Stefani e Felema (2022) as simulações foram feitas utilizando um inversor por hectare, considerado na ocasião como solução de compromisso. Devido aos riscos de incêndio e dificuldades operacionais, foi sugerido a avaliação do uso de pequenos inversores em cada poste, e a transmissão de energia sendo feita somente em CA, até o quadro geral. Os cabos CC são mais caros que os cabos CA e, portanto, poderia ser uma vantagem econômica também. Para embasar a decisão para escolha da arquitetura foram feitas três avaliações de topologia.

Todas as topologias abaixo consideram 360 módulos em um talhão de 4,6 hectares, mantendo a proporção em área ao redor de 1,8% de cobertura. A distância entre os postes fica sempre ao redor de 35m.

- Topologia 1: 36 postes, cada poste com 10 módulos fotovoltaicos, cada 5 módulos perfazem uma *string*, e cada *string* entra em um MPPT, sendo 1 inversor em cada poste. A transmissão de energia por cabos CA até o quadro central.
- Topologia 2: 36 postes, cada poste com 10 módulos fotovoltaicos, 1 inversor para cada 6 postes. Cada poste formando uma *string*, e dois *strings* conectados em um MPPT. A usina total possuindo o conjunto de 6 inversores localizados no último poste da linha, e transmissão de energia a partir destes por cabos CA até o quadro central.
- Topologia 3: 36 postes, cada poste com 10 módulos fotovoltaicos, 1 inversor para todos os 360 módulos. Cada dois postes formando uma *string*, e por sua vez dois *strings* ligados em série conectados em um MPPT. A usina total possuindo um inversor e transmissão de energia por cabos CC dos módulos até a entrada deste único inversor central. Saída do inversor diretamente no transformador.

Para a escolha da topologia foi elaborado uma análise de custo simplificada, onde se considerou para decisão somente o custo do inversor, o custo dos cabos CC e CA, em comprimentos para cobertura nas distâncias estimadas segundo uma mesma distribuição de postes no talhão. Na Tabela 1 abaixo são mostrados os resultados:

Tabela 1 Comparativo para decisão da topologia.

Item de custo	Topologia 1	Topologia 2	Topologia 3
número de inversores	36	6	1
potência de cada inversor	6 kW	36 kW	250 kW
custo estimado de cada inversor	R\$ 5.200,00	R\$ 12.200,00	R\$ 69.643,00
<i>subtotal inversores</i>	R\$ 187.200,00	R\$ 73.200,00	R\$ 69.643,00
bitola dos cabos CC	4mm ²	16mm ²	16mm ²
comprimento estimado cabos CC (m)	36	7452	8502
custo estimado cabo / m	R\$ 4,68	R\$ 25,56	R\$ 25,56

<i>subtotal cabos CC</i>	R\$168,48	R\$ 190.473,12	R\$ 217.311,12
bitola dos cabos CA	50mm ²	25mm ²	185mm ²
comprimento estimados dos cabos CA (m)	15700	2100	40
custo estimado cabo /m	R\$ 31,32	R\$ 15,69	R\$ 128,97
<i>subtotal dos cabos CA</i>	R\$ 491.724,00	R\$ 32.949,00	R\$ 5.158,80
total	R\$ 679.092,48	R\$ 296.622,12	R\$ 292.112,92

Observa-se que a topologia 1, um inversor por poste, causa um investimento mais elevado, devido principalmente ao custo da cablagem, exacerbado pelas grandes distâncias e bitolas exigidas por norma. A topologia 2, um inversor a cada linha com 6 postes, ficou com custo próximo ao da topologia 3, composto por inversor central.

Houve tentativa de aprimorar a topologia 1, uma versão simplificada, aonde um quadro intermediário, na saída de uma linha de postes, condensava os cabos oriundos da linha em um barramento intermediário, concentrando em um cabo de maior bitola até o quadro central. Esta topologia simplificada se aproximou dos custos da topologia 2 e 3, porém ainda mais cara. Considerando todos as diretrizes, as circunstâncias e riscos da abordagem agro fotovoltaica sobre cana, a topologia 2 parece ser um ponto de compromisso entre custo e flexibilidade operacional. Assim, no projeto foi escolhida a topologia 2, de um inversor por linha de 6 postes, com 6 inversores totais.

4.7 Topologia da rede de dados

Em cada poste haverá um sensor de fumaça e temperatura. Os dados são enviados em rede utilizando diferentes protocolos, tais como ModBus ou CAN mas frequentemente utilizando camada física RS485 28V, 4 ou 6 fios. Os inversores podem ser ligados na mesma rede, bastando programar os parâmetros de endereçamento requeridos pelo respectivo protocolo. A central de alarme é configurável e escalável, capaz de monitorar 36 sensores. A rede de dados dos inversores também se conecta a esta mesma rede, e os dados seguem para a central de controle da usina.

No presente projeto, no quadro QGBT foi reservado espaço para a central de alarme e comunicação de dados. Na avaliação do CAPEX foram considerados a fiação, sensores e centrais.

O cabeamento de rede foi considerado em eletrodutos enterrados a 1m de profundidade, eletrodutos separados daqueles destinados aos cabos CA e aterramentos.

5- Dimensionamento Elétrico do Sistema Fotovoltaico

5.1 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

O dimensionamento dos módulos fotovoltaicos está apresentado no Apêndice 15.3. As características e especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos (FV) utilizados neste sistema estão apresentadas na Tabela 2. (BYD 2023). A escolha deste modelo foi justificada pela fabricação nacional, existência de linhas de financiamento pelo FINAME. O modelo é bifacial, visando o aproveitamento da irradiância secundária oriunda do dossel da lavoura.

Tabela 2: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	BYD 520 MLTK-36 Bifacial
Garantia do produto	-	12 anos
Garantia de perda de produção	-	30 anos
Tecnologia das células	-	Silício mono-cristalino
Potência máxima*	P_{mp}	520 W
Tensão de máxima potência*	V_{mp}	41,17 V
Corrente de máxima potência*	I_{mp}	12,64 A
Tensão de circuito aberto*	V_{oc}	48,52 V
Corrente de curto-circuito*	I_{sc}	13,37 A
Coeficientes de temperatura	k_{pmax}	-0,390%/°C
	k_{voc}	-0,300%/°C
	k_{isc}	0,060%/°C
Número de células FV	N_{cel}	144
Temperatura operação nominal	T_{noct}	45±2 °C
Eficiência do módulo	η_{fv}	20,32%
Fator de Bifacialidade	η_{bif}	0,70
Massa do módulo	m_{fv}	29 kg
Área do módulo	A_m	2,556 m ²
Dimensões do módulo	D_{fv}	2256×1133×35mm
Bitolas dos cabos c.c. de saída módulo	-	4 mm ²

*Informações no STC: 25° e 1000°C

Os valores de tensão, corrente e potência apresentados na Tabela 2 são válidos para as condições STC (do inglês *Standard test conditions*): 25 °C e 1000 W/m². Conforme exigência do software PVsyst, não foram empregados os dados NMOT.

5.2 Dimensionamento dos inversores

O cálculo do inversor está apresentado no Apêndice 15.3. As verificações de limites de corrente, tensão e margens de segurança estão ali apresentadas.

Os inversores escolhidos são o modelo PHB 36KD-NS de 36 kW. Estão devidamente homologados junto ao INMETRO. Atendem as normas ABNT-NBR-16149, ABNTNBR-16150 e ABNT-NBR-IEC-62116. Atende as tensões do módulo 8 do PRODIST. Possui interface RS485 para rede de dados. Os inversores são nacionais e possuem FINAME. As características e especificações técnicas principais estão apresentadas na Tabela 3. (PHB 2023).

Notar que os inversores foram dimensionados levando em consideração a irradiância secundária oriunda do dossel da cana, devido aos módulos bifaciais. O valor considerou também a irradiância máxima no solstício de verão.

Tabela 3: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	PHB36K-MT
Garantia do produto	-	7/10/15/20/25 anos
Máxima tensão c.c. por série FV	-	1100 V
Faixa de operação do MPPT	ΔV_{mppt}	200~950 V
Tensão c.c. de partida	$V_{cc,min}$	180 V
Corrente c.c. máxima por série FV	$I_{serie,max}$	25 A
Corrente c.c. máxima por arranjo FV	$I_{arranjo,max}$	31,5 A
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	6
Número de MPPT	N_{MPPT}	3
String box integrada	—	Seccionadora e DPS c. II
Potência c.a. nominal	P_{ca}	36 kW
Máxima corrente c.a. (RMS)	I_{ca}	54,5 A
Tensão nominal de saída c.a. (RMS)	V_{ca}	380/220 Vca ~ 60 Hz
Fator de potência	FP_{inv}	Unitário (0,8 cap. ou 0,8 ind.)
Conexão c.a.	—	Trifásico (3F+N ou 3F)
Dimensões	D_{inv}	480×590×200 mm
Massa	m_{inv}	40 kg
Ambiente de operação	-	Externo ou interno (IP 66)
Faixa de temperatura de operação	ΔT_{inv}	-30~60 °C
Fator Bifacial	-	70%
Fator de sobredimensionamento do inversor	FSI	0,95 (considerando ganho da face traseira, fator bifacial, fator de forma, na irradiância máxima, solstício verão)

5.3 Organização dos arranjos fotovoltaicos

Serão conectados 60 módulos BYD 520 MLTK-36 Bifacial nas entradas CC. de um inversor PHB36K-MT, conforme esquema apresentado na Figura 9. Cada poste contém 10 módulos, todos ligados em série. São 10 módulos FV por série fotovoltaica ou *string*. Cada dois *strings*, ou seja, dois postes, entram numa entrada MPPT do inversor. Assim, cada dois *strings* serão conectadas a uma entrada MPPT. Em cada inversor estarão dispostos 60 módulos fotovoltaicos, organizados em 6 séries. Cada série corresponde a um poste. Assim, dois postes integram uma entrada MPPT do inversor.

Cada inversor, portanto, coleta a energia de um conjunto de módulos dispostos em uma linha de soca, com 6 postes distantes entre si nesta linha. Cada arranjo de 6 postes formam um conjunto de 60 módulos, e compõe uma linha e eletroduto tendo ao seu final um inversor. No talhão serão colocadas 6 linhas, com 36 postes distribuídos por 4,6 hectares.

A cobertura equivalente em área coberta pelos módulos fotovoltaicos fica ao redor de 1,8%. A distribuição dos postes segue as linhas de soca ou de drenagem do terreno. A distância média entre dois postes é de 35,7m. A separação entre as linhas de soca, linhas de plantio no local são aproximadamente 1,8m. Vide Figura 5 para visão geral da distribuição.

Para evitar custos desnecessários quanto ao comprimento dos cabos CC, cada inversor será localizado no poste cabeceira no final da linha. A interconexão entre os postes e o inversor é feita por eletrodutos enterrados a 1m.

Ao todo o talhão vai possuir 6 inversores, e a conexão até o quadro central QGBT é feita por eletrodutos enterrados a 1m. A energia segue daí em linhas CA trifásicas até o quadro central QGBT.

As potências de pico por inversor e da usina FV estão resumidas na Tabela 4, assim como outras características importantes do dimensionamento da usina FV.

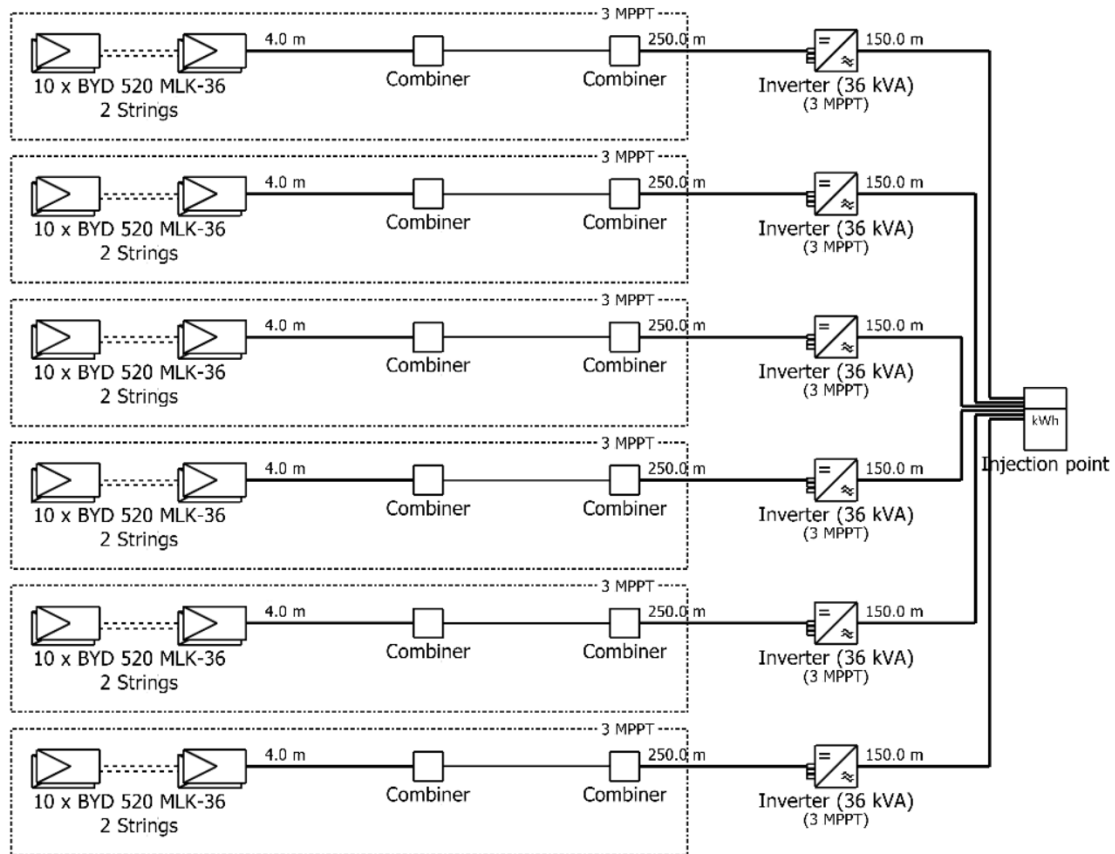


Figura 9: Diagrama esquemático unifilar da configuração das 60 séries e arranjos conectados aos 6 inversores. Gerado pelo PVsyst com base na configuração simulada. A notação PVsyst considera na figura 2 strings contendo 10 módulos cada por entrada MPPT, e 3 entradas MPPT totalizando 60 módulos por inversor.

Importante salientar que na Figura 9, foi empregada a notação PVsyst. O inversor possui 3 entradas MPPT, e cada entrada dois strings de 10 módulos. Assim, um inversor coleta energia de $2 \times 10 \times 3 = 60$ módulos. Na simulação as distâncias foram consideradas, bem como as perdas devido ao comprimento dos cabos e respectivas bitolas.

Tabela 4: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	6
Número de módulos FV por série fotovoltaica	N_{sfv}	10
Potência nominal da série fotovoltaica*	$P_{série}$	5200W
Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	60
Potência nominal c.c. por inversor*	P_{fv}	31,2 kW
Fator de sobredimensionamento do inversor	FSI	0,95 (considerando ganho da face traseira, fator bifacial, fator de forma, na irradiância máxima)
Número de inversores fotovoltaicos	N_{inv}	6
Número de módulos fotovoltaicos	N_t	360
Potência nominal c.c. da usina FV*	$P_{cc,usina}$	188 kW
Potência nominal c.a. da usina FV	$P_{ca,usina}$	216 kW

*Informações no STC: 25° e 1000°C

5.4 Avaliação da energia gerada

Foi empregado o software PVsyst para avaliar a energia potencial gerada ao longo do ano, em condições climáticas típicas da região escolhida. A Tabela 5 apresenta o resumo dos resultados de geração simulados no PVsyst.

Tabela 5: Resumo dos resultados obtidos pela simulação PVsyst. A energia injetada na rede atinge 354 MWh ao longo do ano. A irradiância na face traseira (GlobBak) é significativa.

	GlobHor	DiffHor	GlobBak	EArray	E_Grid	PR	TArray	T_Amb
	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio	°C	°C
January	206.8	77.50	31.98	32285	31225	0.879	37.55	24.84
February	166.7	75.67	25.47	27566	26671	0.876	37.57	25.09
March	177.2	76.95	27.09	31408	30443	0.873	39.46	24.88
April	159.8	50.61	24.96	31218	30237	0.873	38.52	23.09
May	139.9	38.89	21.92	30313	29374	0.886	34.32	19.80
June	121.0	35.18	18.70	27275	26445	0.895	32.13	18.52
July	136.8	37.46	21.73	30362	29416	0.895	32.78	18.45
August	152.6	48.81	23.04	31058	30108	0.879	36.05	20.64
September	162.7	60.66	25.34	30291	29338	0.878	36.71	22.10
October	190.4	69.32	27.01	32004	30975	0.867	38.20	23.93
November	193.0	84.70	30.05	30991	30018	0.884	37.32	23.93
December	205.8	72.31	32.31	31512	30474	0.878	37.66	25.00
Year	2012.5	728.05	309.61	366284	354724	0.880	36.60	22.51

As colunas da Tabela 5 tem o seguinte significado:

GlobHor (kWh m⁻²): Irradiação no plano Horizontal, segundo a base de dados PVsyst, bem como levando em consideração a inclinação dos painéis, sombras, perdas atmosféricas, sujidade, e dados meteorológicos.

DiffHor (kWh m⁻²): Irradiação difusa, segundo o modelo PVsyst e modelos atmosféricos empregados.

GlobBak ($kWh\ m^{-2}$): Irradiação coletada pela face traseira, levando em conta o fator de forma, perdas de sombra na face inferior, albedo do terreno, irradiação difusa na face traseira. Leva em consideração a altura dos módulos e a coleta da irradiância secundária pelo fator de forma e albedo da cana.

Earray (kWh): energia efetivamente coletada pelo arranjo, levando em conta as eficiências dos módulos, fator bifacial, energia na face traseira, perdas de temperatura, LID, perdas nos cabos CC.

E_grid (kWh): energia efetivamente disponibilizada pelo arranjo à rede, levando em conta as eficiências dos inversores, as diversas perdas e a aquelas da fiação CA.

PR: *performance ratio*, balanço de todas as perdas em proporção ao disponível.

TArray ($^{\circ}C$): temperatura dos módulos segundo modelo PVsyst. Não leva em conta as alturas dos módulos. O modelo PVsyst leva em conta somente o efeito do vento próximo ao solo, utilizando os dados meteorológicos. Cabe aqui estudo adicional visto o observado por Fthenakis e Yu (2013), que poderia a temperatura ser reduzida, devido 8m de altura.

Tamb ($^{\circ}C$): temperatura ambiente segundo os dados da base PVsyst, utilizando dados médios coletados por satélites. Apresenta valores menores que o observado no local.

O sistema proposto é capaz de fornecer 354MWh de energia durante o ano, já sendo computadas neste valor as perdas dos inversores e nos cabos. Normalizando o resultado, resulta em cerca de 77MWh ha^{-1} na safra.

A contribuição gerada pelo uso dos módulos bifaciais, que emprega a irradiância secundária do dossel da cana, foi relativamente elevada, fornecendo um aumento significativo da eficiência. No diagrama da Figura 10 é apresentado o balanço de perdas e ganhos. Na simulação PVsyst, considerando os módulos a 8 metros de altura, e utilizando o albedo variável da cana durante o ano, o ganho incremental da face traseira atingiu 15% relativamente a irradiância global. Considerando o fator de bifacialidade, e a disponibilidade da irradiância difusa o resultado representa cerca de 7,4% de ganho efetivo de energia gerada no arranjo. Um valor significativo, que será melhor discutido mais adiante no capítulo 11-.

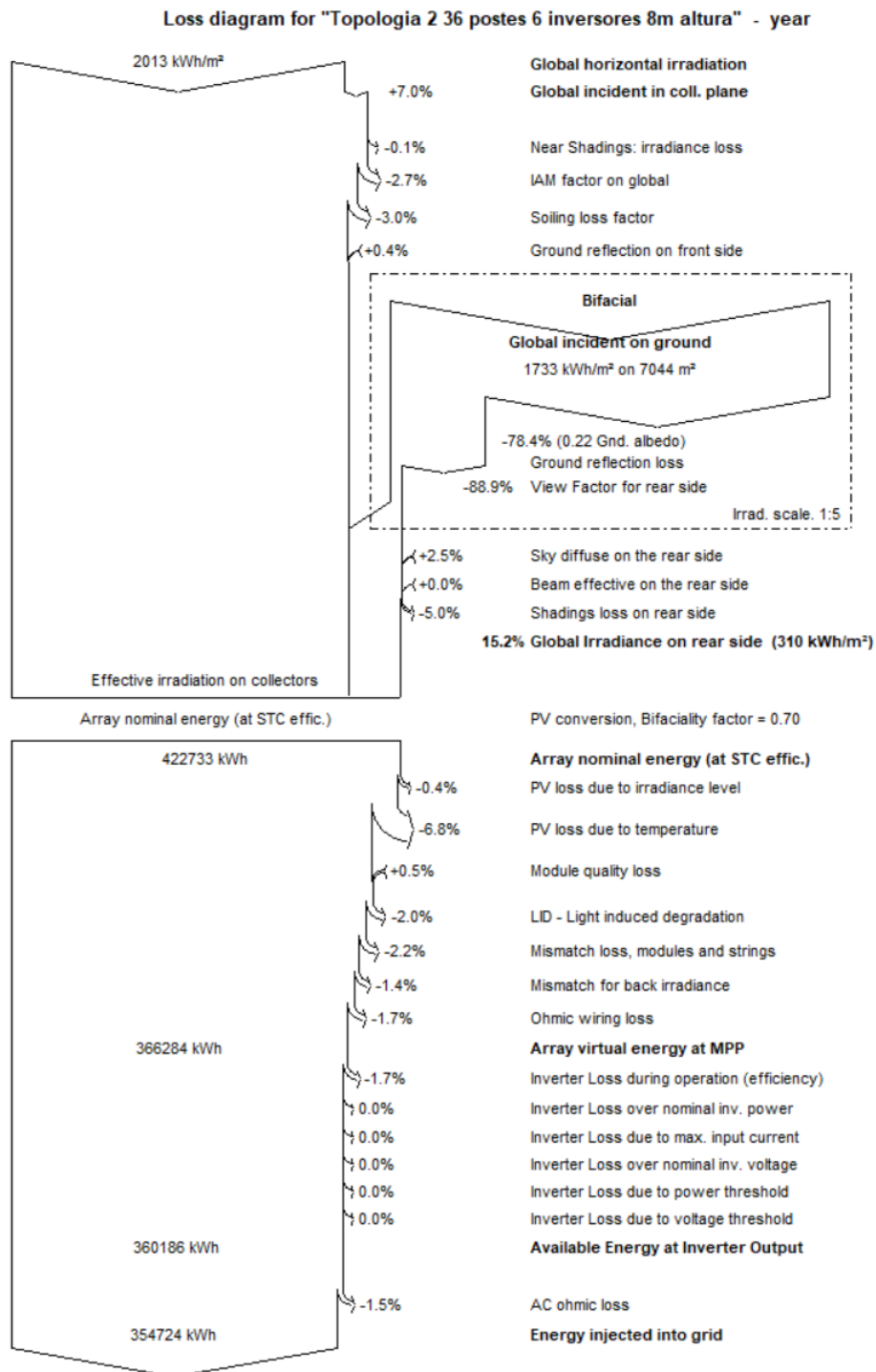


Figura 10: Digrama de perdas e ganhos o sistema, obtidos pela simulação PVsyst. Notar que a contribuição da irradiância secundária capturada pelos módulos bifaciais em sua face inferior foi significativa: ~15%.

5.5 Dimensionamento dos cabos c.c.

Conforme apontado nas diretrizes do projeto, são montados 36 postes, cada um com 10 módulos fotovoltaicos. Cada 6 postes formam uma linha, e em cada poste de cabeceira de linha tem-se o inversor correspondente. No total são 6 inversores. Vide Figura 5.

Esta topologia foi solução de compromisso, para evitar grandes extensões de cabos CA. Por outro lado, visto que alguns postes distam cerca de 250m do inversor, os cabos CC são de bitolas maiores. Na análise feita no capítulo 3.10, a topologia 2 permitiu uma redução de custo global. Assim, as premissas para dimensionamento dos cabos CC da série e arranjo fotovoltaico são destacadas na Tabela 6.

Tabela 6: Premissas para dimensionamento de cabos c.c.

Premissas e considerações para seleção cabo CC
Cabos satisfazem NBR 16612 e 16690
Material do cabo XLPE/EPR Cabo fotovoltaico 1500V
Temperatura ambiente: 40°C
Temperatura de operação: 90°C
Cabos instalados em eletrodutos enterrados método e1 (dois cabos eletroduto enterrado 1m)
Condutividade do cobre em 90° C: 44 m/Ωmm ²
Distância máxima da série fotovoltaica ao respectivo inversor: 250m
Queda de tensão máxima (relação ao ponto de máxima potência): 3%
Comprimento total dos cabos (total para 36 postes 360 módulos, polo positivo e negativo): 7500m

A partir das premissas da Tabela 6, o dimensionamento dos cabos CC foi desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 16690, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Os resultados dos cálculos são mostrados na Tabela 7.

Tabela 7: Dimensionamento dos cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 16690.

Critérios	Bitola calculada
Seção transversal mínima	2,5 mm ²
Máxima condução de corrente	2,5 mm ²
Queda de tensão	16 mm ²
Bitola do cabo c.c. adotado final	16 mm ²

Visto a transição entre os cabos dos módulos e o cabo que seguirá ao último poste da linha e seu inversor em dutos enterrados, foi necessário em cada poste o uso de chave seccionadora e fusíveis, bem como DPS.

5.6 Dimensionamento dos cabos CA e barramentos do QGBT e cabine MT

As premissas para dimensionamento dos cabos c.a. são afetadas pela necessidade operacional e topologia adotada. Na cabeceira de cada linha de 6 postes, 60 módulos, são conectados a um inversor. A partir do inversor, os cabos CA seguem até o quadro de junção. As distâncias médias entre os inversores e o quadro de junção são ao redor de 150 m. Os dimensionamentos levam em consideração as distâncias: (i) dos inversores ao quadro junção CA.; (ii) dos quadros de junção CA. ao quadro geral de baixa tensão (QGBT) da UAFV. Os cabos do barramento do QGBT da UFV até o transformador elevador da UFV são indicados separados. O resumo é mostrado na Tabela 8.

Tabela 8: Premissas para dimensionamento de cabos c.a.

Premissas e considerações cabo CA
Isolação EPR/XLPE, cabos unipolares 0,6/1 kV de cobre
Linha elétrica eletroduto de PVC rígido enterrado, método 61A, (referência m-D), com três condutores carregados + neutro (um eletroduto por circuito por linha elétrica)
Método de instalação com cabos unipolar em eletroduto aparente sobre a parede ou ligeiramente espaçado
Distância medias do inversor ao quadro de junção c.a.: 150 m
Distância máxima do quadro de junção c.a. ao QGBT da usina FV: 10 m
Distância máxima do QGBT da usina ao transformador: 10 m
Queda de tensão máxima inferior a 4%
Temperatura ambiente: 30°C
Proteções de sobrecorrente e curto-circuito devidamente dimensionadas
Comprimento total dos cabos CA entre inversores e quadro de junção 3F +N ~ 2100 m
Comprimento total dos cabos CA entre o quadro de junção e o QGBT 3F +N ~ 120m
Comprimento total dos cabos CA entre o QGBT e o Trafo 3F+N = 40m

A partir das premissas da Tabela 8, o dimensionamento dos cabos c.a. foi desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 5410, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Parte-se do pressuposto que os dispositivos de proteção foram devidamente dimensionados, de forma que os critérios de sobrecarga e curto-circuito já estão sendo satisfeitos. Os resultados dos dimensionamentos são mostrados na Tabela 9.

Tabela 9: Dimensionamento dos cabos c.a. de acordo com a ABNT NBR 5410.

Trecho	Crítérios	Bitola calculada
Inversor ao quadro junção CA (distância média 150m, 380V 3F +N).	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	35 mm ²
	Queda de tensão	25 mm ²
	Bitola do cabo c.a. Fase	35 mm²
	Bitola do cabo c.a. Neutro	25 mm²
Barramento do Quadro junção CA no QGBT da UFV (distância 4m, 380V 3F+N)	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	400 mm ²
	Queda de tensão	10 mm ²
	Barramento final	barra de cobre 10x50mm
QGBT da UAFV ao transformador na cabine primária, (distância 10m, 3F +N, 380V)	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	400 mm ²
	Queda de tensão	16 mm ²
	Barramento c.a. final	barra de cobre 10x50mm
Saída do transformador na cabine primária até ponto de acesso da concessionária (13,8 kV 3F +N, distância 40m+10m, alumínio)	Critério de seção mínima	2,5 mm ²
	Critério de capacidade de condução corrente	16 mm ²
	Critério de queda de tensão	16 mm ²
	Bitola do cabo/barramento CC MT final	16 mm²

5.7 Fiação de aterramento de proteção CC.

Os postes são metálicos e possuem fundações por estacas helicoidais também metálicas. Os postes têm altura de 8 m, e podem sofrer incidência de descargas atmosféricas. Os cabos de energia CC foram dimensionados em **16 mm²** devido as distâncias até o inversor, e por esta razão a secção mínima para o cabo de aterramento de proteção é de 16mm².

O cabo de aterramento de proteção conecta as estruturas dos módulos fotovoltaicos e suas estruturas metálicas e segue para a haste de aterramento, junto a base do poste e estaca helicoidal. No entanto, por ser a estaca e poste de aço galvanizado, a própria estrutura enterrada funciona como aterramento. Assim, não foi considerado colocar uma haste adicional de aterramento. O uso da própria estaca aterrada ajuda a evitar vandalismos. Um rabicho de 16mm² é utilizado para conectar a estrutura a um cabo de cobre nu de 50mm² que percorre enterrado os trechos entre os postes e o inversor.

A distância entre postes fica ao redor de 35m, e cada conjunto de 6 postes forma um circuito com seu respectivo inversor. O condutor de aterramento de proteção deve seguir esta linha de postes e depois até o inversor, e deve ser conectado no barramento de equipotencialização deste.

Um cabo nu de 50 mm² de cobre conecta os postes entre si, enterrado sobre o eletroduto de passagem dos cabos CC fotovoltaicos.

O uso de para raios sobre os postes não foi considerado, visto o risco de produzir sombras sobre os módulos.

5.8 Fiação de aterramento de proteção CA entre inversores e QGBT

Na saída CA dos inversores, são conectados as 3 fases e o neutro. O inversor PHB 36K-MT não permite que qualquer dos polos do lado CC seja aterrado, sendo necessário o lado CA ser equipotencializado com o cabo terra de proteção. A carcaça do inversor, a moldura dos módulos, as estruturas de fixação e estaca helicoidal são ligados ao cabo terra de proteção, equipotencializado junto ao eletrodo de aterramento. A bitola mínima do cabo de aterramento do lado CA foi estimado em 25mm². Ver esquemas nas Figura 11 , Figura 12, Figura 13, Figura 14, e Figura 15.

A Tabela 10 apresenta o resumo da seção transversal dos condutores de aterramento do lado CC. e CA da UAFV, dimensionada conforme recomendações ABNT NBR 5410 e 16690.

Tabela 10: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a até inversores.

Seção transversal dos condutores de aterramento	Valor
Atterramento de proteção das estruturas e carcaças metálicas no lado CC, postes	25 mm ²
Atterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado CA.	25 mm ²
Condutor de cobre nu, constituindo eletrodo de aterramento até o quadro de junção CA.	50 mm ²

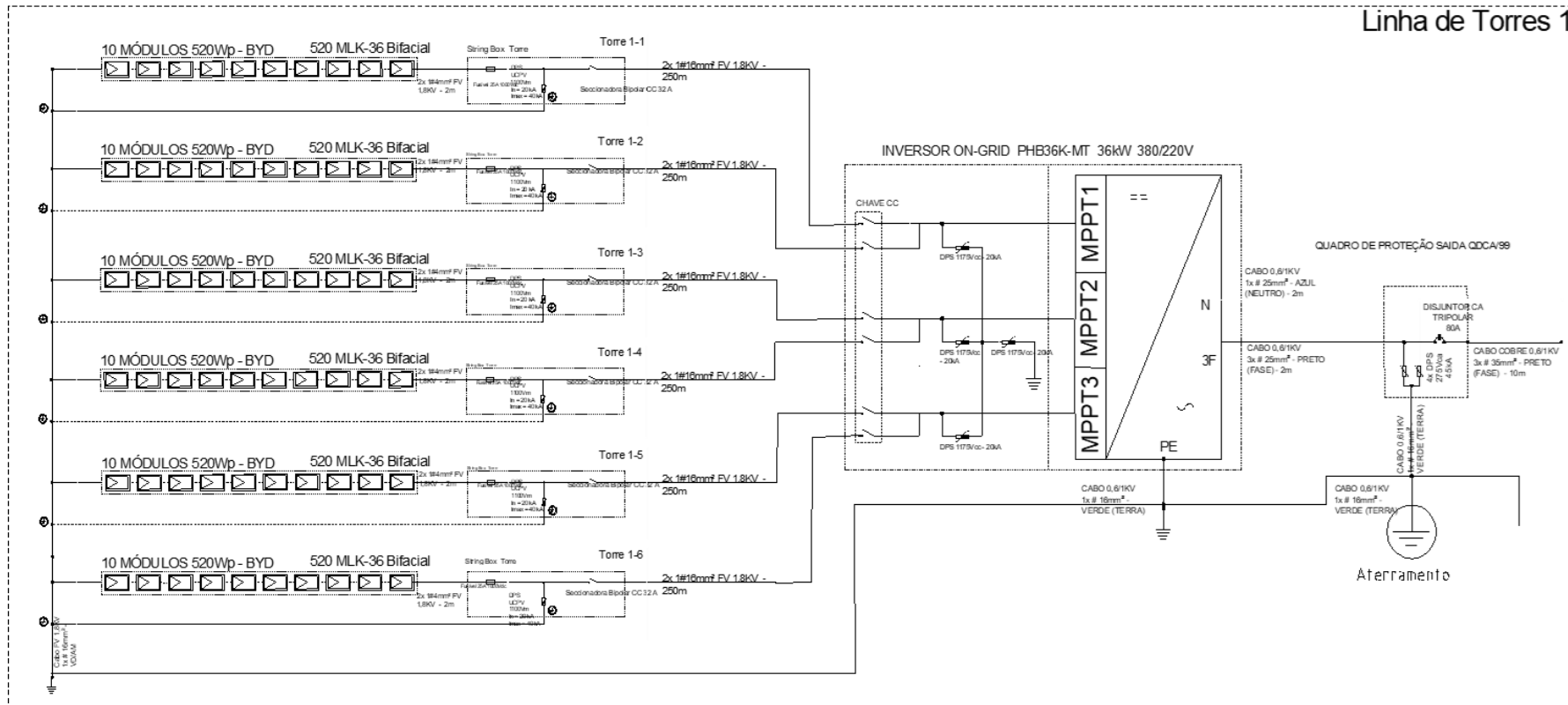


Figura 11: Circuito unifilar de um conjunto de módulos formando uma linha de postes, e seu inversor. Ao todo são seis linhas de postes, totalizando 360 módulos e seis inversores.

5.9 Dimensionamento da proteção c.c. entre postes e inversores

Devido às características da abordagem AFV, é necessário prever proteções permitam lidar com situações em que seja necessário desligar um poste ou até mesmo uma linha de postes. Incêndios no canal, acidentes com as máquinas colhedoras ou com as carretas de transporte, são algumas das dificuldades que podem exigir o desligamento da área afetada.

Cada poste conterá 10 módulos ligados em série. Assim, foi previsto que cada poste terá um conjunto de proteção CC, bem como a capacidade de seccionamento e interrupção. Cada poste terá uma *string box* local com fusível CC, e DPS, bem como chave seccionadora.

O esquema da *string box*, ou *quadro de junção CC*, de cada poste é mostrado na Figura 12. Devido a necessidade de robustez, o invólucro será de aço com grau de proteção IP65. A caixa será alojada no poste a uma altura mínima de 3 m da base do poste, não permitindo seu acionamento por pessoa em pé. Na caixa estarão alojados os seguintes dispositivos:

- Dispositivo de proteção contra surtos (DPS) CC, classe II, conforme informações elétricas da Tabela 11.
- Seccionadora bipolar CC, conforme informações elétricas da Tabela 11;
- Fusíveis CC. 25 A, conforme informações elétricas da Tabela 11.

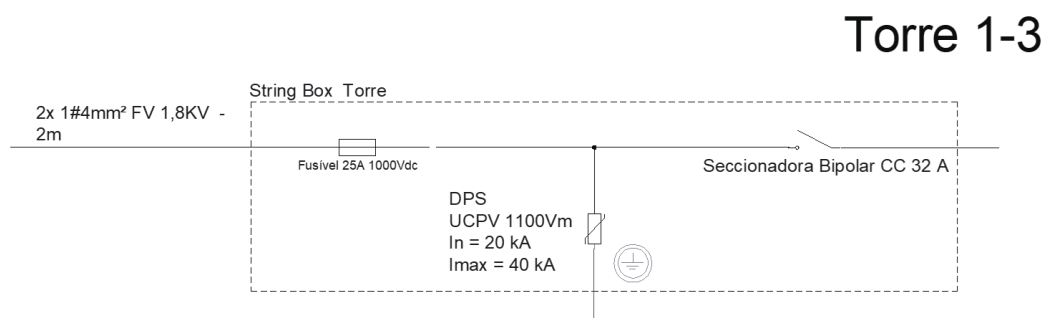


Figura 12: Circuito unifilar de um quadro de junção CC., sendo um circuito por poste, que segue para uma entrada do MPPT do inversor.

No final de cada linha, e na entrada de cada inversor PHB36K-MT, existe novamente uma *string box* integrada. Devido aos requisitos de segurança e operacionalidade, é necessário a capacidade de isolar um poste ou linha caso ocorram acidentes. Assim foram previstas na chegada do inversor 6 chaves seccionadoras e proteções, além da chave geral presente no inversor. Como o inversor está alojado no poste, também uma caixa de aço com isolamento IP65 é empregada.

Tabela 11: Resumo das características elétricas dos equipamentos constituintes do quadro de junção c.c.

Parâmetros gerais	Símbolo	Valor
Número de caixas c.c. por inversor	$N_{jun,cc}$	6
Número total de caixas c.c. (6 inversores)	$N_{t,cc}$	36
Parâmetros DPS (IEC 61643-31)	Símbolo	Valor
Tensão máxima de operação contínua	V_{dps}	1040 V

Tempo de resposta típico	t_{dps}	< 25 ns
Tecnologia de proteção	–	Varistor óxido metálico
Corrente de descarga nominal - 8/20 μ s	I_{dsp}	20 kA
Corrente de descarga máxima - 8/20 μ s	$I_{dsp,max}$	40 kA
Indicação de proteção funcional	–	Verde – ok Vermelho - defeito
Modo de proteção	–	+/PE, -/PE, +/-
Classe	-	II
Nível de proteção	$V_{dps,max}$	5 kV
Parâmetros seccionadora (IEC609473)	Símbolo	Valor
Número de pólos	N_{polos}	2
Corrente máxima por série fotovoltaica	I_{sec}	32 A
Tensão de isolamento	V_{sec}	1500 V
Seção máxima de condutor de entrada	-	16 mm ²
Parâmetros fusível	Símbolo	Valor
Tensão de isolamento	V_{fus}	1000 V
Corrente de fundição	I_{fus}	25 A

5.10 Dimensionamento da proteção C.A saída inversores e entrada QGBT

Ao todo são 6 inversores, cujas saídas trifásicas se encontram no quadro de junção CA. Para a proteção no lado CA., são previstos 6 quadros de junção conforme Figura 14. Cada inversor é ligado a seu conjunto de disjuntores, sendo necessários um total de 6 quadros c.a. Esta configuração vem da exigência de ser necessário desligar uma linha e seu correspondente inversor.

O inversor utilizado, PHB-36K-MT, de 36kW, possui em seu manual de instruções a recomendação que o disjuntor seja tripolar com corrente nominal de 80A. Notar que a corrente nominal RMS é 55 A, e a corrente de projeto 103 A. Este disjuntor é colocado na caixa de aço no poste, bem como com os protetores DPS. Vide Figura 13.

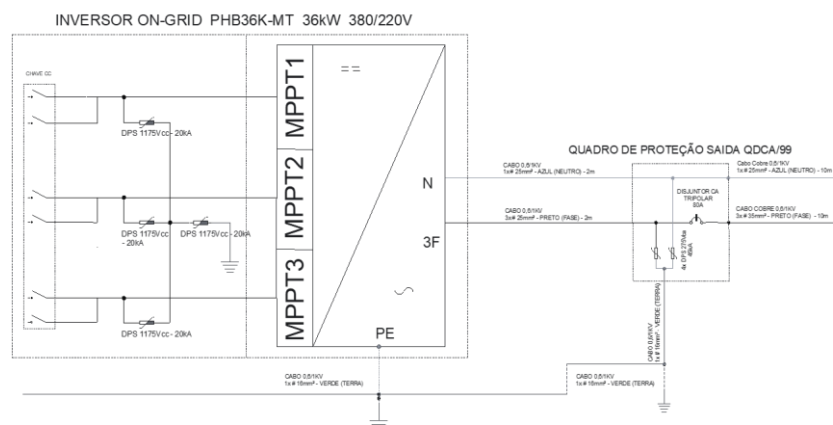


Figura 13 Inversor e sua proteção de saída. O fabricante recomenda disjuntores de 80A. Este disjuntor é colocado logo na saída do inversor no mesmo quadro, antes dos cabos adentrarem no eletroduto subterrâneo.

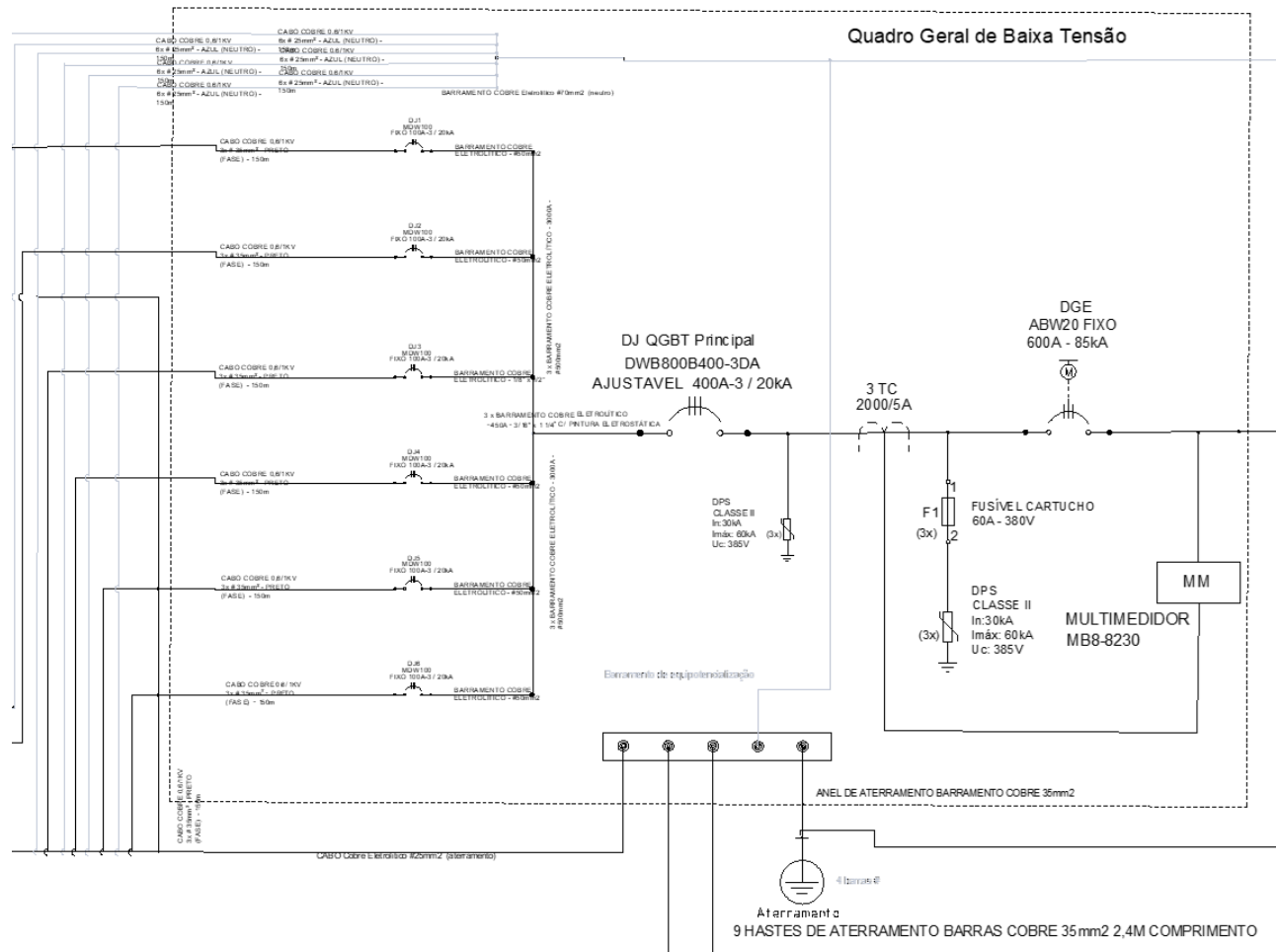


Figura 14: Circuito unifilar do Quadro Geral de Baixa tensão. Existe além da proteção DJ QGBT principal, uma adicional acionada diretamente pelo sistema de controle UAFV, visando permitir a atuação em caso de incêndios mediante sinais provenientes do sensoamento. Os cabos dos inversores chegam por intermédio de eletrodutos subterrâneos e na entrada da QGBT são dispostos em disjuntores individuais, para permitir se desligamento seletivo.

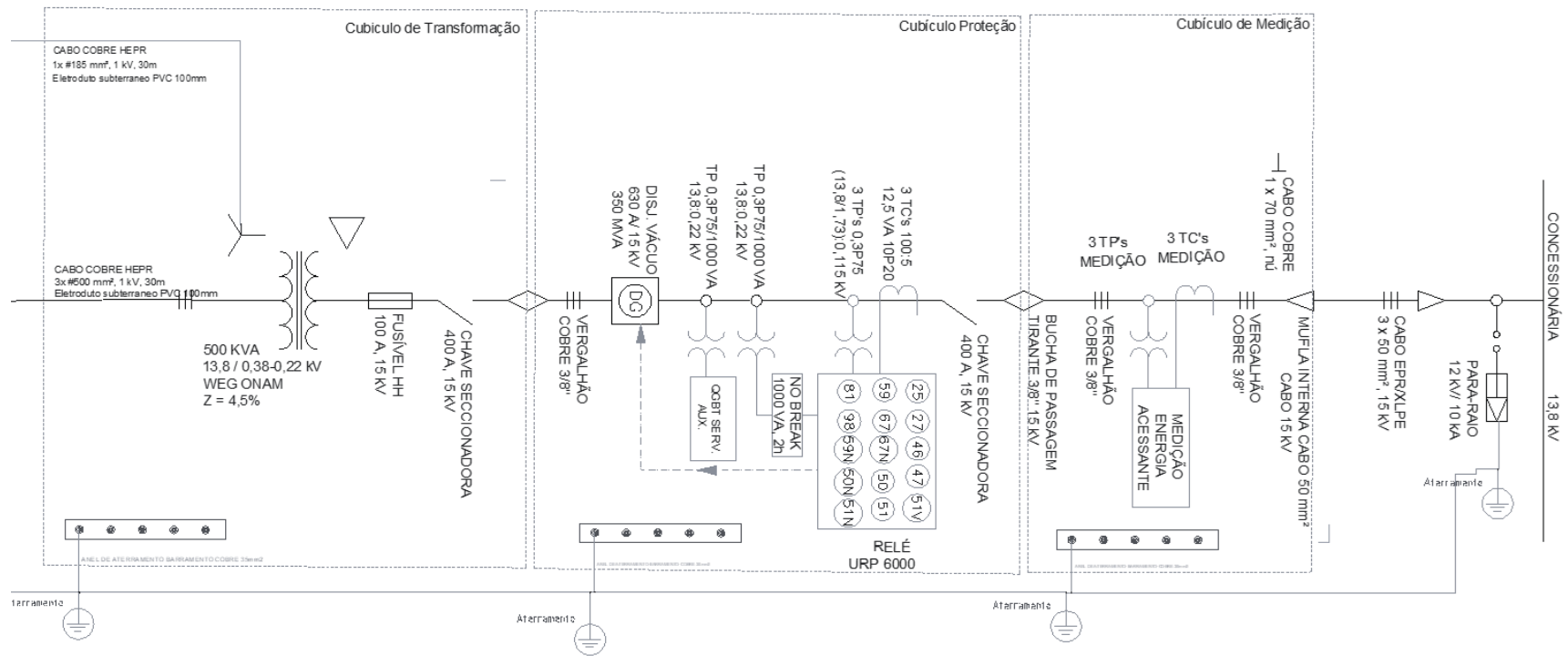


Figura 15: Circuito unifilar do Cubículo de transformação, Proteção e Medição, exigidos pela CPFL e ANEEL 954/2021. O transformador possui o neutro aterrado no QGBT.

Na saída de cada inversor serão colocados dispositivo de proteção contra surtos elétricos CA , DPS:

- Corrente de descarga nominal 20 kA;
- Corrente de descarga máxima 40 kA;
- Tensão máxima de operação contínua 240/400 V;
- Classe II;
- Frequência de operação 60 Hz.

Na entrada quadro de junção CA, serão colocados um disjuntor tripolar, com a especificação de 125A para cada inversor. Um barramento é formado juntando os seis disjuntores agrupados em um disjuntor geral para 400A. Notar que a corrente de projeto será 612A.

Depois do disjuntor geral de 400A, existe um circuito de automação e controle, visando a interligação com o restante da usina sucroenergética. Ou seja, existe um disjuntor de 600A comandável remotamente, com medições de corrente e tensão. Desta forma é possível monitorar o desempenho da UAFV em tempo real e permitir o gerenciamento do despacho da usina termoelétrica em tempo real.

5.11 Estruturas de fixação, postes

Na abordagem Agro fotovoltaica, é necessário que os módulos sejam dispostos em conjuntos, montados em postes, distribuídos sobre o talhão de forma convenientemente espaçadas e em altura suficiente para as atividades de manejo e colheita da cultura.

Cada poste contém 10 módulos fotovoltaicos. Cada poste fica distante cerca de 35 m um do outro, posicionados seguindo as linhas entre soca, linhas de plantio, ou de drenagem de enxurrada. Vide Figura 5.

O ângulo de instalação dos módulos, em relação a superfície, é de 21,8° igual à latitude do local. O azimute é zero, apontados para o norte.

Na Figura 16, é mostrado um diagrama com os postes e seus componentes. Vide sua legenda para identificar os seus constituintes na figura. Os postes são de fabricação nacional, adaptados daqueles utilizados em anúncios publicitários de grande porte, postos de gasolina e “outdoors” de estradas. São originalmente previstos com fundação por sapatas de concreto, e houve a solicitação para mudança prevendo a fundação com uso de estacas helicoidais.

Os postes são feitos de tubo de aço galvanizado, e em sua extremidade superior possui mecanismo de ajuste de azimute e inclinação, ajustados e fixos durante a instalação. Montantes de fixação são utilizados para aumentar a resistência contra os ventos.

No topo dos postes existem perfis e suportes padronizados, os mesmos utilizados em montagens no solo de módulos fotovoltaicos. Os perfilados são de aço galvanizado, e as fixações dos módulos em aço Inox 304 para garantir maior resistência à corrosão.

Os sistemas de fixação da estrutura devem resistir a rajadas de vento, com velocidade de até 45 m/s, de acordo com as isopleias da NBR 6123. Devido à altura do poste, a área e inclinação dos módulos, podem surgir cargas de vento elevadas, e suficientes para criar forças de sustentação capazes de superarem o peso próprio da estrutura presa ao solo. Também por esta razão foi adotado o uso de estacas helicoidais.

Em consulta ao fabricante dos postes e estacas, foi estimado um cálculo preliminar das forças de arrasto e sustentação aerodinâmicas que foram empregadas para especificar a estaca helicoidal segundo a NBR 6123. A NBR 6123 não possui tabelas ou cálculos recomendados para painéis fotovoltaicos, e não menciona também os elevados. A norma se encontra em revisão no momento.

Em consulta ao fabricante do poste, este informou que são frequentes encontrar forças laterais ao redor de 2 kN, e de forças verticais 7 kN para superfícies planas expostas ao vento nas isopletras típicas da região, que atingem 45m s^{-1} . Para verificar este resultado, foi feita busca na literatura para condições parecidas de montagens fotovoltaicas. Em rápida verificação, e empregando a metodologia de Jiang et al. (2020), considerando as isopletras no local, altitude, inclinação 21° e a área de 22m^2 , a força vertical atinge 9,6kN, e a força horizontal 3,2kN. Notar que a força vertical vence o peso do conjunto, podendo ser arrancado se não bem fixado ao solo. Este valor também motivou o desenho do sistema de fixação dos módulos sobre o topo do poste para evitar quebras.

Como o solo no local é arenoso, foi determinado que estaca deve possuir comprimento mínimo de 6 m, recomendação do fabricante do poste e da estaca helicoidal. Como as cargas laterais de vento são elevadas, a base do poste é fixada na cabeça da estaca por conjunto de aço e conjuntos de parafusos e porcas. O ajuste do prumo é feito por cunhas contra rotativas, atravessadas pelos parafusos de fixação.

Usina Agro Fotovoltaica Linhas de Postes e Módulos Fotovoltaicos

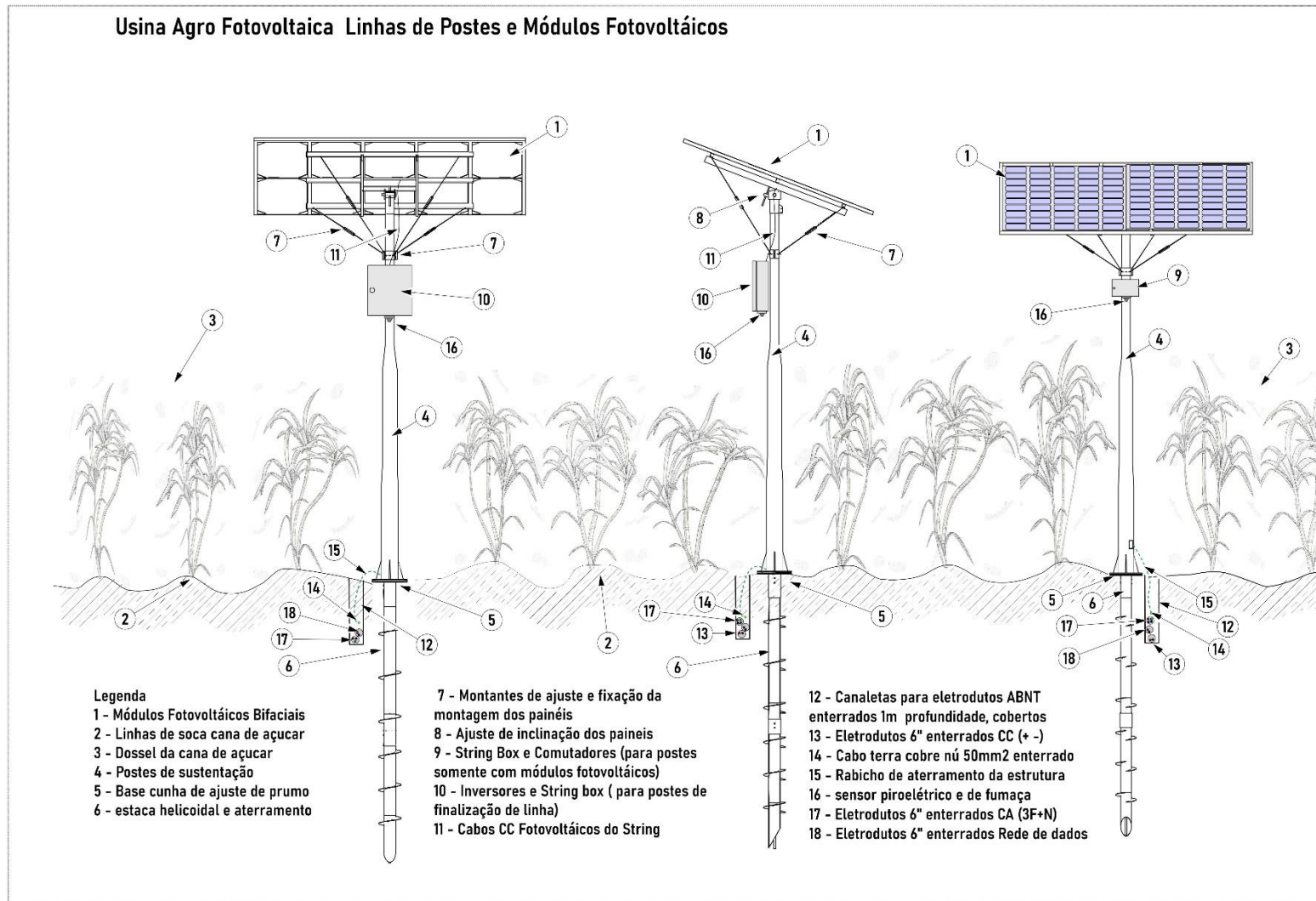


Figura 16 Diagrama esquemático dos postes. Os postes possuem 8 metros de altura e cada um dista do próximo cerca de 35m. Notar os eletrodutos, a caixa de alojamento dos inversores e suas proteções, e os postes, strings box com comutadores.

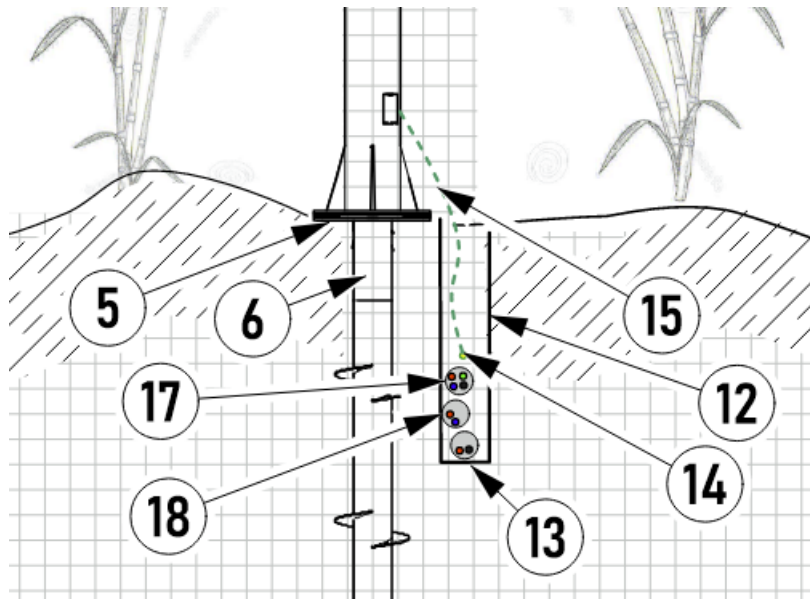


Figura 17 Detalhe da base do poste e sua estaca helicoidal (6), sua fixação (5), a canaliza subterrânea (12) contendo o barramento de cobre nu 50mm² para aterramento (14), seu rabicho (15), eletroduto 6" dos cabos CA 3F+N (17), Eletroduto rede de dados (18) e cabos CC (13)

6- Dimensionamento da cabine e quadro geral de BT

A construção da cabine QGBT é de alvenaria, com as dimensões mínimas indicadas na Figura 18 . O quadro geral de Baixa tensão está separado da cabine primária, e dista cerca de 10 m desta. Ao todo são seis inversores que encaminham suas saídas ao QGBT por cabos trifásicos de 35mm² em eletrodutos subterrâneos. Os comprimentos podem chegar até 250 m.

Para permitir o desligamento de um inversor, existem os disjuntores na chegada de cada linha ao QGBT.

Junto ao QGBT existe a cabine de automação, separada do primeiro, e que recebe os cabos dos sensores e linhas de dados. Devido a automação, foi instalado no QGBT um relé digital com interface com a rede de comunicação prevista, na qual as correntes medidas são instrumentadas por meio de TC para permitir a coleta de dados da UAFV. Este relé comandável permite o desligamento da usina quando da ocorrência de incêndios ou de algum evento que o sensoramento indique sua necessidade.

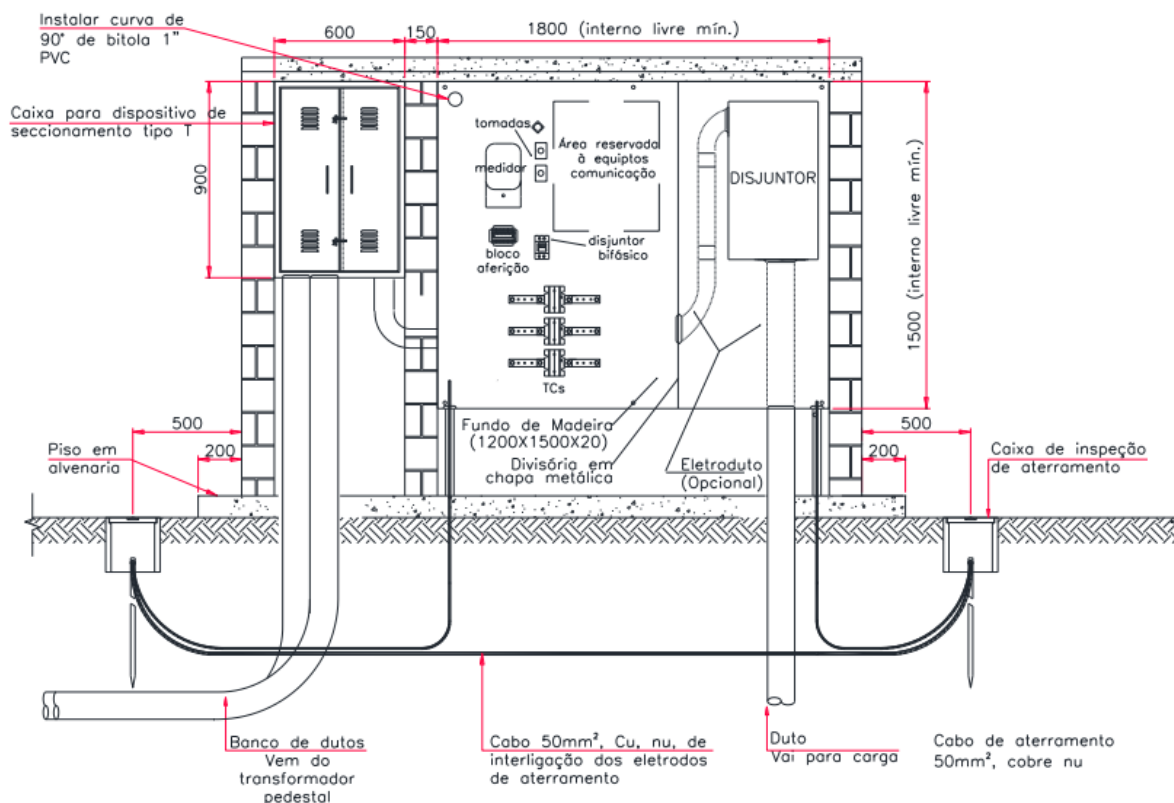


Figura 18 Esquema da cabine QGBT com a alimentação vinda dos inversores por dutos subterrâneos, bem como saída para o transformador. Fonte: recomendações GED 2861 CPFL (2021)

7- Dimensionamento da Cabine Primária

7.1 Topologia adotada

A Figura 15 e a Figura 19 mostram a topologia empregada para a cabine primária, arquitetura típica para potências instaladas até 300 kVA. Foram seguidas as normas da CPFL, em especial GED 559, GED 2855, GED 2856, GED 2858, GED 2859 e GED 2861.

Por se tratar de planta de minigeração distribuída, a norma GED 15303 se aplica. O presente projeto, por não possuir sistema de armazenamento de energia, não se submete ao GED 19397.

Foi escolhida uma configuração fechada e abrigada devido ao risco de sofrer vandalismo e roubos. O cabeamento de MT vem por eletroduto subterrâneo.

A proteção e medição é feita em média tensão. O disjuntor de proteção MT é passivo a gás SF₆, cujos comandos de chaveamento são provenientes de um relé de proteção.

Importante salientar que a usina sucroalcooleira existente já possui cabine primária para 5MW, com as proteções e subestação. Em teoria seria possível conexão da UAFV na mesma cabine. No entanto, como será exigido pela ANEEL 954/2021 medições e proteções separadas, e não se obteve o circuito detalhado da cabine existente, optou-se por cotar cabine completa específica para o ramo fotovoltaico.

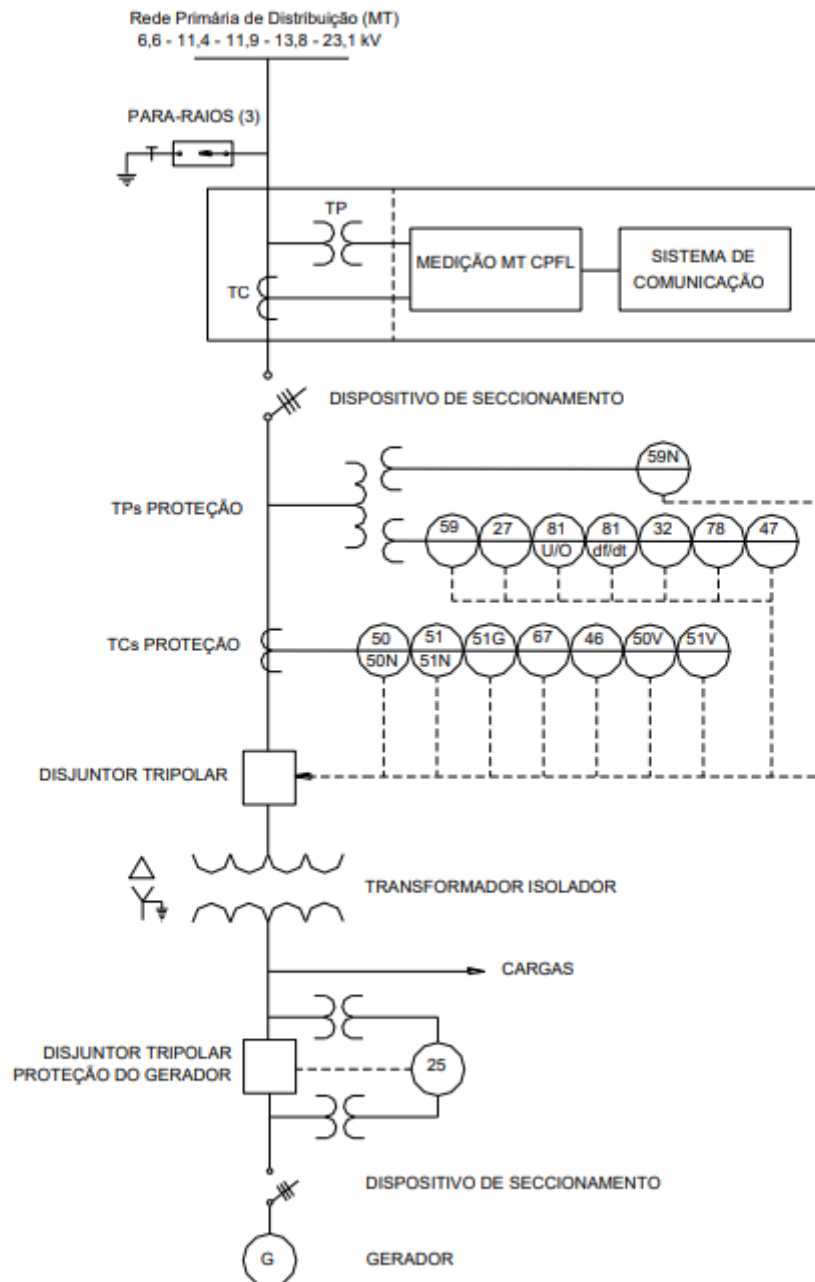


Figura 19: Diagrama unifilar de conexão à rede primária segundo instruções CPFL média tensão, de central de minigeração distribuída, GED 15303 CPFL (2022)

Os sinais de tensão e corrente lidos pelo relé são condicionados por meios de transformadores de corrente (TCs) e potencial (TPs). Exige-se três transformadores de corrente (um por fase) e três transformadores de potencial para implementação das proteções direcionais e de sincronismo. Dois transformadores de potencial exclusivos para o relé de proteção são requeridos. Um outro para alimentação das cargas da subestação também são previstos. Neste caso as cargas são, além das iluminações e tomadas auxiliares da cabine, bem como do QGBT, são previstos os sistemas de medição e sensoreamento distribuídos pelo talhão, sensores térmicos, de fumaça, bem como do PLC para monitoramento e automatismos, correspondente ao Sistema de controle Agro fotovoltaico presente na Figura 1. Um quadro

de medição e controle também é previsto, em cabine junto ao quadro central QGBT. Conforme as normas CPFL, exige-se somente proteções direcionais de corrente e potência. Proteções de sincronismo estão embarcadas nos inversores. Apesar da usina não possuir cargas significativas, os relés de proteção deverão ser bidirecionais, pois exige-se proteção considerando uma demanda mínima.

Segundo a GED-559, também deve ser previstos resistores de aquecimento para os medidores para evitar a formação de condensação de umidade sobre estes.

7.2 Características construtivas e elétricas da subestação

A Figura 20 mostra as dimensões recomendadas para a subestação em alvenaria, entrada de fornecimento pela rede aérea 13,8 kV, e descida no poste de entrada conforme GED 2859 da CPFL. A largura do cubículo de medição é de mínimo 1,6 m e o comprimento de 2 metros. O espaçamento de 0,3 metros de ambos os lados do cavalete de medição é importante de ser seguido, para evitar transtornos de instalação. O cubículo de proteção possui largura de 1,6 m e o comprimento de 2 metros. Por outro lado, o tamanho do transformador define o tamanho do cubículo de transformação. O comprimento de 2 metros do cubículo de transformação, acomoda um transformador de 500 kVA de potência. Por fim, um vão livre de pelo menos 1,2 m é exigido para boa circulação de pessoal.

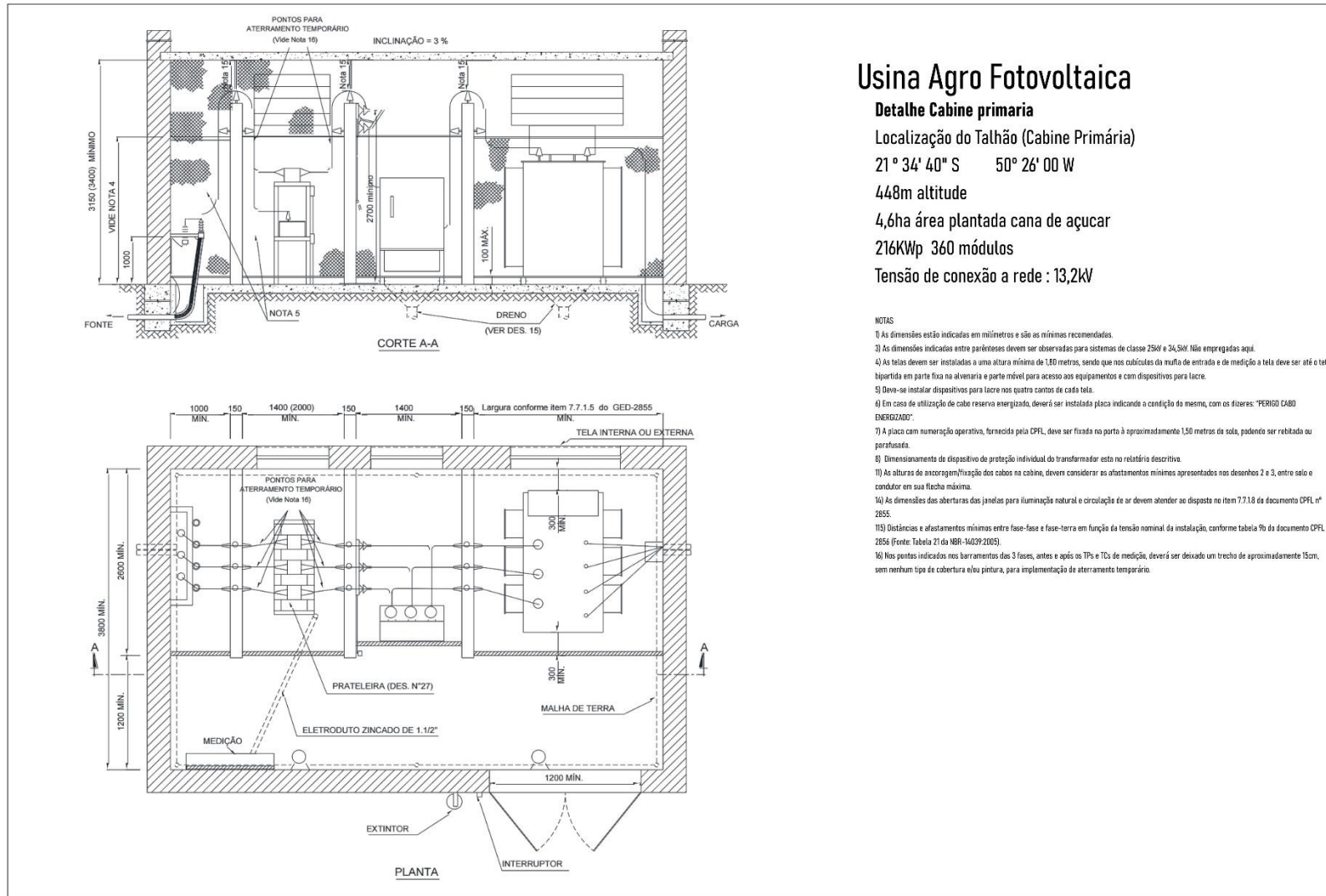


Figura 20: Esboço da cabine primária, segundo GED 2859 da CPFL, dimensões mínimas recomendadas.

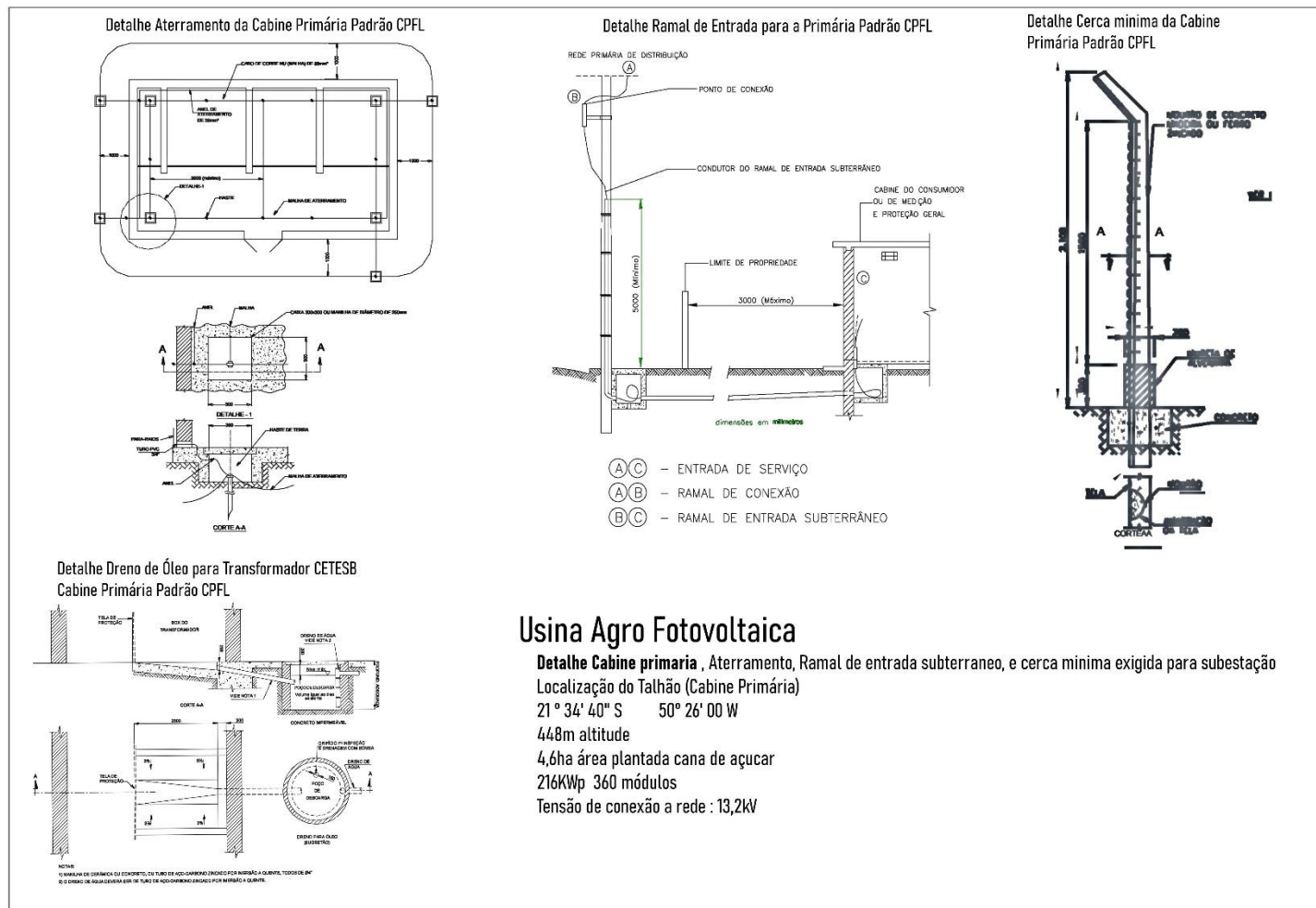


Figura 21: Detalhes do ponto de conexão à rede de distribuição, e eletroduto subterrâneo para alimentação da subestação. Detalhe do Plano de aterramento da cabine primária, e detalhe do dreno de óleo exigência CETESB. Cerca mínima de proteção da cabine, todas exigências da CPFL GED 2859 (2022)

Segundo a GED 2859 e GED 2861 da CPFL, as seguintes orientações adicionais devem ser seguidas para o sistema de aterramento da subestação:

- i. As telas devem ser instaladas a uma altura mínima de 1,80 metros, sendo que a tela deve ser até o teto no cubículo de medição, bipartida em parte fixa na alvenaria e parte móvel para acesso aos equipamentos e com dispositivos para lacre. Deve-se instalar dispositivos para lacre nos quatro cantos de cada tela.
- ii. A placa com numeração operativa, fornecida pela CPFL, deve ser fixada na porta à aproximadamente 1,50 metros do solo, podendo ser rebitada ou parafusada.
- iii. Na ancoragem do ramal de entrada deve ser utilizados isoladores, manilha-sapatilha e grampos de ancoragem padronizados conforme documentos CPFL nº 2904, nº 1297 e nº 2868.
- iv. A descida do cabo de aterramento dos para-raios pode ser feita internamente à cabine.
- v. Distâncias e afastamentos mínimos entre fase-fase e fase-terra em função da tensão nominal da instalação, conforme tabela 9b do documento CPFL nº 2856 (Fonte: Tabela 21 da NBR-14039:2005).
- vi. Nos pontos indicados nos barramentos das 3 fases, antes e após os TPs e TCs de medição, deverá ser deixado um trecho de aproximadamente 15cm, sem nenhum tipo de cobertura e/ou pintura, para implementação de aterramento temporário.
- vii. Como o transformador a ser empregado é refrigerado por óleo, a GED 2861 exige a construção de canal de dreno e poço de armazenamento com capacidade mínima igual à do tanque do transformador, para evitar eventual vazamento de óleo ao ambiente.

A Tabela 12 apresenta o dimensionamento dos equipamentos da subestação: tirante da bucha de passagem, barramento de vergalhão, cabos de MT de cobre, terminais de MT 15 kV, condutores de aterramento e base fusível da chave seccionadora do cubículo de transformação.

Tabela 12: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.

Equipamento	Grandeza	Valor
Tirante da bucha de passagem	Diâmetro	1/2''
Barramento de vergalhão MT	Diâmetro	3/8''
Cabos MT cobre ponto de entrega à mufla da subestação (ramal de entrada)	Seção nominal	25 mm²
Terminais de MT 15kV	Método de instalação	Enfaixado, sem saia
Condutores de aterramento cobre nu	Seção transversal	70 mm ²
Base fusível da chave seccionadora	Corrente nominal	80 A

7.3 Barramento MT da cabine

Segundo a GED 2856, o barramento de média tensão dos postos abrigados é dimensionado conforme tabela 5 do documento CPFL nº 2856. Como a demanda é estimada em 300 kW, foram adotados os varões mínimos. O barramento de média tensão das cabines pode ser constituído de cobre nu ou alumínio, nas formas de vergalhão, tubo ou barra retangular, não sendo admitido o uso de fios e cabos.

A tabela 6 do documento CPFL nº 2856 deve ser aplicada para a demanda ou a capacidade nominal do transformador, adotando-se o maior valor. Como a capacidade do transformador é 500 kVA, foi adotado este valor para determinação do barramento mínimo.

Por esta razão o barramento MT foi adotado de barra de cobre com 1/8" x 3/8" ou secção de 30 mm² mínimo.

Na cabine o barramento de média tensão deve ser pintado nas cores padrão, ou seja:

- Fase "V" - cor vermelha (antiga fase A) (MUNSELL 5R-4/14)
- Fase "A" - cor azul escuro (azul royal) (antiga fase B) (MUNSELL 2,5PB-4/10)
- Fase "B" - cor branca (antiga fase C) (MUNSELL N9,5)
- O condutor neutro deve ser de mesma secção das fases, perfeitamente identificado, tendo sua cobertura/isolação (não sendo permitido enfitamento) na cor azul claro.

Em trecho nos barramentos das 3 fases, antes e após os TPs e TCs de medição, deverá ser deixado sem nenhum tipo de cobertura e/ou pintura trecho de aproximadamente 15 cm para implementação de aterramento temporário.

Dentro da caixa de proteção dos TC's é obrigatório o uso de cabos isolados, para permitir a ligação dos transformadores de corrente.

Todas as emendas, derivações e ligações de equipamentos aos barramentos, devem ser feitas através de conectores apropriados, não sendo permitido o uso de solda.

Como o transformador está abrigado, fica dispensado a exigência do item 6.7.5 da GED 2856. As medições são feitas em MT e, portanto, ficam dispensadas as exigências 6.7.5 e 6.7.6.

Os condutores devem ser contínuos, de mesma secção, sem emendas e ter comprimento suficiente, de modo a permitir sua conexão aos equipamentos de medição e proteção.

8- Aterramento da subestação, quadro geral e da instalação dos módulos fotovoltaicos

O aterramento da UAFV deve seguir as orientações da GED-2855 da CPFL, capítulo 6.6, adaptado às específicas necessidades da utilização agro fotovoltaica. Os desenhos ilustrativos são baseados nas orientações contidas na GED-2861.

8.1 Sistema de aterramento

Como regra geral, as hastes de aterramento devem ter comprimento mínimo de 2,4m, e devem ser constituídas de aço revestido de cobre (deposição mínima de 254 µm) ou de

cobre maciço sempre com diâmetro com secção mínimo de 16mm². As conexões haste e cabo sempre devem ser com solda exotérmica, salvo caso específico a ser detalhado.

8.2 Aterramento dos postes módulos fotovoltaicos

Ao todo são 36 postes, formando 6 linhas contendo 6 postes cada. Cada poste é metálico e possui estaca helicoidal também metálica, o que permite certo grau de aterramento. Assim, foi adotado um cabo nu, de 50mm², enterrado e interligando todos os postes. Os cabos de aterramento provenientes do String Box de cada poste são interligados com cabo de aterramento de cobre nu, e ligados ao poste, e deste por intermédio de um rabicho de 16mm² ao barramento de cobre nu. As conexões são feitas com solda exotérmica. A razão desta escolha é que esta configuração dispensa o uso de caixas de inspeção, o que poderia dificultar o trânsito das máquinas colhedoras de cana. Na Figura 17, está explicitado o diagrama desta ligação.

Os cabos de aterramento são enterrados por norma no mínimo a 60 cm de profundidade, porém aqui é recomendado a 1 m, e devem seguir no espaço entre duas linhas de soca, logo acima e junto aos eletrodutos CC, Eletroduto CA e Eletroduto da rede de dados. Vide Figura 17. As linhas dos eletrodutos seguem no espaço entre duas linhas de soca, seguindo seu percurso alinhado até o poste cabeceira da linha, onde existe a caixa de proteção do respectivo inversor, e a partir daí até a saída da respectiva linha até a borda do talhão, de onde segue sobre linha CA até o QGBT. Não se deve atravessar as linhas de soca, ou seja, cruzar o talhão, com os cabos de aterramento. Neste caso existiria o risco de os cabos de aterramento serem arrancados ou danificados na ocasião da reforma do canavial, quando eventualmente podem ser utilizados arados. Vide Figura 5.

8.3 Aterramento dos inversores

Conforme instruções do fabricante do inversor, aterramento funcional do lado CC não deve ser feito. A moldura dos módulos fotovoltaicos, assim como as estruturas de fixação e estaca helicoidal, deve possuir equipotencialização pela interligação ao condutor terra de proteção do inversor na saída deste. O neutro de saída do inversor deve ser interligado ao barramento de neutro localizado no QGBT da UAFV, galvanicamente ligado à saída do transformador abaixador na ligação em estrela, e indiretamente via equipotencialização ao barramento de equipotencialização principal (BEP) do QGBT – esquema de aterramento TNS.

8.4 Aterramento do QGBT

O cabo terra dos inversores deve seguir ao QGBT e ser conectado no barramento de terra deste. O neutro deve ser ligado à terra na saída estrela do transformador.

8.5 Aterramento da cabine de Medição e Transformação

O aterramento da cabine de medição deve seguir o requerido pela GED-2855, e foram empregadas as seguintes determinações.

- I. Os sistemas de aterramento para os postos de medição e transformação, foi adotado segundo a orientação, sendo feito sob os postes, conforme a Figura 21.
- II. Além do disposto, a instalação possui um anel circundando o perímetro da edificação, atendendo ao disposto na NBR-14039, interligado ao sistema de

- aterramento citado e afastado de aproximadamente 1,00 metro do perímetro, a no mínimo 60 cm de profundidade.
- III. A resistência máxima de terra permissível no local, solo arenoso, é de 10 Ohms em terreno úmido e de 25 Ohms em terreno seco. Caso a medição no local não atinja estes valores devem ser acrescentadas hastes e as profundidades que forem necessárias. No total são previstas o uso de 18 hastes com comprimento mínimo de 2,4 m.
 - IV. As interligações entre as hastes (malha), devem ser efetuadas através de cabo de cobre nu com seção mínima de 50 mm², a 1m de profundidade.
 - V. O posto de medição e transformação é abrigado e constituído em alvenaria, e assim no piso junto à parede, deve ser instalado um anel de aterramento de cabo de cobre nu 35 mm², onde são efetuados os aterramentos dos equipamentos, ferragens e neutro, sendo este interligado à malha.
 - VI. Todas as partes metálicas não energizadas da cabine, devem ser interligadas ao anel de aterramento indicado no item anterior, através de fio ou cabo de bitola mínima de 25 mm² de cobre nu.
 - VII. O piso da cabine deve ser assentado diretamente sobre o solo, a malha de terra que interliga as hastes deve ser construída dentro da própria cabine e antes da concretagem do piso. O acesso às hastes da malha de terra, no mínimo em quatro pontos, através de aberturas no piso, caixas de inspeção com dimensões de 30cm x 30cm ou manilha de diâmetro mínimo de 250 mm e localizadas nos cantos internos da cabine. O anel citado no item V acima, deve ser interligado à malha através destas aberturas, que devem permanecer acessíveis à inspeção e protegidas com tampas removíveis.
 - VIII. Todas as interligações entre malha, anel e aterramento dos equipamentos e ferragens, devem ser efetuadas através de conector (conexão mecânica) ou solda exotérmica.
 - IX. Todas as partes metálicas não energizadas (invólucros e equipamentos) devem ser ligadas ao condutor interno de aterramento com cabo de cobre de seção mínima 25mm² (muflas, cavaletes de medição, TPs, TCs, caixas de medição, venezianas, porta, invólucro de proteção, dentre outros).
 - X. O neutro da CPFL, se disponível no local, deve ser interligado com o neutro das instalações, na saída do Trafo. Caso não esteja disponível, devem ser seguidas as instruções da GED-120, adequadas ao local.

8.6 Aterramento do Conjunto de Medição

- XI. O conjunto de medição em posto de transformação deve ser aterrado à malha de aterramento do posto. Recomenda-se que seja localizado sobre a malha para evitar choque por tensão de transferência.
- XII. Todas as partes metálicas não energizadas do conjunto devem ser aterradas, inclusive portas suplementares.
- XIII. O condutor de aterramento da porta (quando metálicas) deve ser de cobre isolado do tipo extraflexível, com seção mínima de 25mm² e conectado por terminais em ambas as extremidades. Deve possuir comprimento suficiente que permita abrir livremente a porta, e estando a mesma fechada mantenha uma distância mínima de 40mm das partes energizadas.

9- Estudos das proteções dos circuitos

9.1 Dados de impedância e correntes de curto-circuito da rede de distribuição

Os dados de nível de curto-circuito e impedância de sequência equivalente da subestação de Clementina SP foram estimados conforme Tabela 13. O parecer de acesso, devido a exigência de ser solicitada pelo responsável legal da usina, segundo as regras da CPFL, não foi disponibilizado até o momento de finalização deste trabalho. Assim, os valores foram estimados tendo em vista valores típicos de cidades de mesmo porte e distâncias da subestação coletadas por mapas. Os resultados adotados estão mostrados na Tabela 13.

Tabela 13: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE Clementina SP. (Valores estimados por estrapolação de parâmetros em localização similar).

Corrente de curto-circuito	Sequência + [A]	Sequência - [A]	Sequência 0 [A]
Falta fase-fase (L-L)	$1866\angle -144,8^\circ$	$1866\angle 35,2^\circ$	$0\angle 0^\circ$
Falta fase-terra (L-G)	$1371,1\angle -146,2^\circ$	$1371,1\angle -146,2^\circ$	$1371,1\angle -146,2^\circ$
Falta fase-fase-terra (2L-G)	$2624,9\angle -145,7^\circ$	$1104,9\angle 37,3^\circ$	$1522,6\angle 32,1^\circ$
Falta trifásica (3L)	$3724,1\angle -144,8^\circ$	$0\angle 0^\circ$	$0\angle 0^\circ$
Impedância equivalente da barra da SE Clementina Bastos SP	Sequência + [Ω] Z_{eq}^+ $= 0,18758$ $+ j2,04182$	Sequência - [Ω] Z_{eq}^- $= 0,18454$ $+ j2,03343$	Sequência 0 [Ω] Z_{eq}^0 $= 0 + j1,48164$

Foram adotadas as seguintes distâncias entre os barramentos, e as bitolas empregadas como descritas no capítulo 5.6.

Tabela 14: bitolas e distâncias da fiação da rede primária até a entrada do empreendimento, estimados para barra da SE Clementina SP.

Trecho	Distância	Bitola	Observação
Barras B6 e B7, cabos BT até QGBT	25 m	400 mm ²	adotado
Barras B3, B4 e B5 entre transformador e entrada	50 m	25 mm ²	adotado
Barras B1, B2 e SE concessionária Clementina SP	8000m	50 mm ²	Estimado por mapas

9.2 Cálculo das correntes de curto-circuito

9.2.1 Valores base adotados

Os valores base utilizados para os cálculos de curto-circuito estão apresentados na Tabela 15.

Tabela 15: Valores base utilizados nos estudos de proteção.

Grandezas	Símbolo	Valor
Potência aparente de base	S_b	100 MVA
Tensão primária de base	V_b	13,8 kV

Baseado na Tabela 15, a corrente de base (sistema pu) foi definida como:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}V_b} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 13,8 \text{ kV}} = 4183,7 \text{ A.} \quad (1)$$

A rede aérea de distribuição protegida (RDP) é trifásica, 13,8 kV com as bitolas fornecidas no parecer de acesso e estão mostradas na Tabela 14. Os cabos são de alumínio e são cobertos de isolamento XLPE 90°C 15 kV, apoiados em cruzetas com cabo mensageiro de sustentação mecânica.

As características do transformador empregado estão apresentadas na Tabela 16.

Tabela 16: Características elétricas do transformador saída do QGBT e entrada MT.

Característica dos transformadores	Valor
Potência aparente [kVA]	500
Tensão primária [V]	13800
Tensão secundária [V]	380
Impedância [%]	4,5 %
Classe material isolante	ONAN
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência [Hz]	60
X/R	4,1

A resumo das contribuições da concessionária e da usina agro fotovoltaica (UAFV) para as correntes de Curto-Circuito nas diversas barras, está na Tabela 17. O diagrama de impedâncias é mostrado na Figura 22.

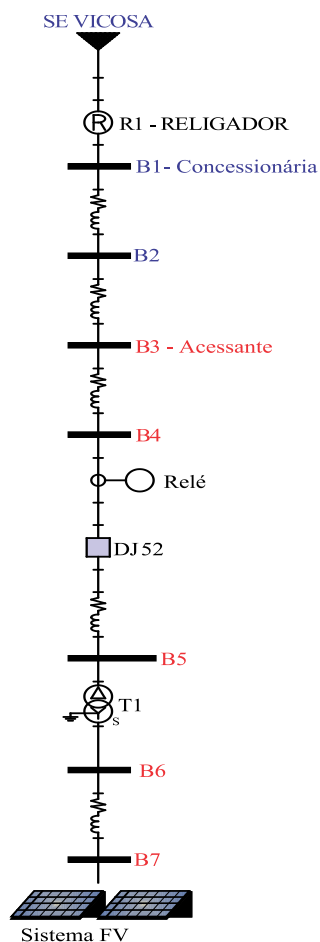


Figura 22: Diagrama esquemático das barras e impedâncias consideradas no cálculo das correntes de curto-circuito.

Tabela 17: Resumo das contribuições da concessionária e da usina agro solar fotovoltaica (UAFV) para as correntes de CC nas diversas barras.

Barra do sistema (Figura 22)	Contribuição Concessionária		Contribuição Acessante	
	$I_{cc\ 3F}$ [A]	$I_{cc\ FT}$ [A]	$I_{cc\ 3F}$ [A]	$I_{cc\ FT}$ [A]
B2	$3885\angle - 84,75^\circ$	$4284\angle - 86,16^\circ$	$25,40\angle - 88,45^\circ$	$28,01\angle - 89,87^\circ$
B3	$1792\angle - 49,17^\circ$	$751,2\angle - 42,07^\circ$	$25,52\angle - 88,94^\circ$	$10,69\angle - 81,84^\circ$
B4	$1780\angle - 48,87^\circ$	$746,5\angle - 41,95^\circ$	$25,52\angle - 88,95^\circ$	$10,69\angle - 82,04^\circ$
B5	$1777\angle - 48,79^\circ$	$745,4\angle - 41,92^\circ$	$25,52\angle - 88,95^\circ$	$10,704\angle - 82,04^\circ$
B6	$13640\angle - 70,82^\circ$	$14494\angle - 72,16^\circ$	$979,2\angle - 89,67^\circ$	$1040\angle - 91,00^\circ$
B7	$11556\angle - 48,87^\circ$	$6107\angle - 65,59^\circ$	$990,9\angle - 90,00^\circ$	$523,6\angle - 85,78^\circ$

Nos cálculos de curto-circuito apresentados na Tabela 17, as seguintes premissas foram adotadas:

- I. A Tabela 18 mostra as impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema, conforme referenciadas à Figura 22.
- II. Foi adotado o fator de sobrecorrente FS=2 para a corrente de curto-circuito dos inversores;
- III. Serão considerados que a corrente pode atingir até duas vezes a corrente nominal por até 10 ciclos na saída dos inversores.

Tabela 18: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema

Referência na	Comprimento [km]	Impedância eq. de sequência positiva [Ω]	Impedância eq. sequência zero [Ω]	descrição
Impedância 1	8	0,18758 +2,04182j	0 + 1,48164j	Entre subestação clementina e ponto de conexão do ramal de entrega (B1-B2)
Impedância 2	0,04	2,7176+1,3208j	17,4864+13,1192j	Ramal de entrega até ponto de entrega do acessante (B2-B3)
Impedância 3 e 4	0,05	0,04741+0,00962j	0,1411+0,0911j	Entre ponto de entrega do acessante, quadro de medição e proteção e saída do transformador (B3-B4-B5)
Impedância 5	0,025	0,0012675+0,0026275j	0,046375+0,0587275j	Entre a entrada do transformador e o QGBT (B6-B7)

A corrente nominal da UAFV para um fator de potência de 0,92 é de 495 A.

9.2.2 Requisitos CPFL para parametrização das funções de proteção

A GED 15303 estabelece o conjunto mínimo de funcionalidades de proteção e a Tabela 19 sintetiza o conjunto mínimo das funcionalidades de proteção requeridas na conexão das centrais micro e minigeradoras, conforme sua potência (as células preenchidas com “x” indicam a obrigatoriedade da função):

A CPFL poderá, conforme as características e ponto de conexão da microgeração ou minigeração distribuída, e após as avaliações que fizer em termos dos eventuais impactos do acesso pretendido, propor proteções adicionais (ou mesmo funções de supervisão e controle) quando justificadas tecnicamente. No caso de acesso à rede primária de distribuição (MT), isso poderá ser mandatário.

É vedado o religamento automático de qualquer equipamento de manobra do consumidor que esteja no circuito que promova o paralelismo e que não possua supervisão de sincronismo (ANSI 25), devendo aguardar o reestabelecimento da rede para que se religue manualmente a geração (bloqueio da função ANSI 79). Para os inversores, deve-se respeitar o disposto na NBR 16149 item 5.4.

As funções de proteção ANSI 50/51, 50N/51N e 27 deverão necessariamente atuar no disjuntor de entrada. As funções de proteção ANSI 67, 59, 59N, 32, 81 e 25 poderão, a critério do consumidor, atuar em qualquer outro interruptor de suas instalações que interrompa (e estabeleça) o paralelismo com a CPFL. Elas poderão, ainda, ser uma “retaguarda” que atue no interruptor de entrada.

A sensibilização das funções de proteção ANSI 50/51, 50N/51N, 27, 67 e 59N deverá ser por intermédio dos sinais de TCs e de TPs instalados necessariamente junto ao cubículo de proteção de entrada, no lado do sistema de medição da CPFL. A proteção de sobrecorrente

de terra (função ANSI 51G) deverá ser de forma a permitir ajustes de pick-up em 10 A primários, ou menor, ajustados em função da parametrização do equipamento de proteção da CPFL a montante. A proteção de Medição de ângulo de fase (ANSI 78) e Taxa de variação de frequência (ANSI 81 df/dt) é facultada aos geradores que se conectarem à rede de distribuição através de inversores.

Tabela 19: Tabela síntese das funções de proteções exigidas pela GED 15303

Proteção	Código ANSI	Potência instalada (P KW)			observações
		P < 75	75 < P < 500	500 < P < 5000	
Sub e sobretensão	27/59	x	x	x	
Sub e sobre frequência	81 u/o	x	x	x	
Desequilíbrio de corrente	46	-	-	x	
Desbalanço de tensão	47	-	-	x	
Sobrecorrente direcional	67	-	x	x	
Sobre corrente com restrição de tensão	50V/51V	-	-	x	
Sincronismo	25	x	x	x	
Anti ilhamento	-	x	x	x	Inversor e relé BT
Sobrecorrente	50/51	-	x	x	
Sobrecorrente de neutro	50N/51N/51G	-	x	x	
Sobretensão de neutro	59N	-	x	x	
Direcional de potência	32	-	x	x	
Medição Ângulo de fase	78	-	x	x	
Taxa de variação de frequência	81 df/dt	-	x	x	

Segundo a GED 15303, aplicável ao caso presente, conexões que se fazem por intermédio de inversores eletrônicos (em MT), a curva de operação (potência) da central micro ou minigeradora distribuída em função da frequência da rede da CPFL deverá ser conforme a Figura 23. No gráfico mostrado, P é a potência ativa injetada e PM é a máxima potência ativa da central geradora.

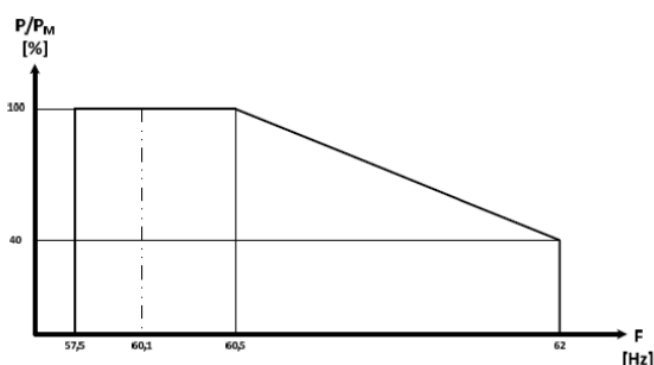


Figura 23: Curva de frequência e relação potência ativa injetada P e máxima potência ativa de geração Pm segundo GED 15303.

Quando a frequência da rede ficar abaixo de 57,5 Hz ou acima de 62 Hz, a central deverá cessar a injeção de energia ativa à rede da CPFL em no máximo 0,2 de segundo. Somente quando a frequência retornar a 59,9 Hz, após ter caído, ou retornar a 60,1 Hz, após ter subido, é que a central poderá voltar a injetar energia ativa, em ambos os casos respeitando

um tempo mínimo de 180 segundos após a volta das condições normais de tensão e frequência na rede da CPFL (tempo denominado de reconexão).

No caso presente, como existe separação galvânica entre a rede da central geradora e a da CPFL, por meio de transformador abaixador com isolamento, não é necessário implementar proteção de interromper energia à rede da CPFL em 1 segundo após detecção de que haja injeção de *componente de corrente contínua* que exceda 0,5 % da corrente nominal da central geradora.

9.3 Componentes do sistema de proteção: transformadores de tensão e corrente

O transformador de corrente foi projetado conforme ABNT NBR 6856. A Figura 24 mostra o esquemático do TC, com as impedâncias considerada nos cálculos: impedância do secundário do TC Z_{tc} , impedância do cabo Z_{cabo} e impedância do relé $Z_{relé}$. Os critérios de sensibilidade e saturação são levados em consideração no projeto do TC.

Para a UAFV foi adotado $RTC = 40$, com a especificação 12,5VA10P20 RTC 40, classe de exatidão 10% e fator de multiplicidade de corrente nominal igual a 20, e relação de transformação 200-5, ou 40. Fator térmico $FT=1,5$. O detalhamento e valores dos cálculos são mostrados na Tabela 20.

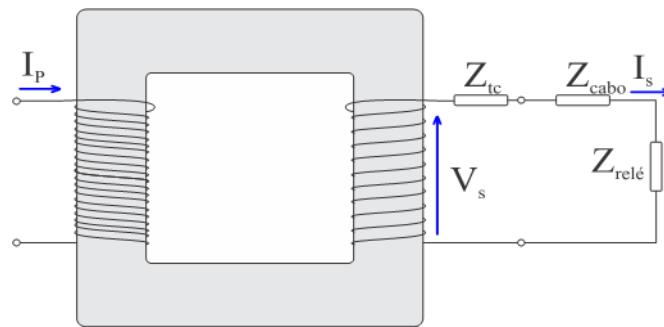


Figura 24: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.

Conforme notado na Tabela 20, o critério de sensibilidade é satisfeito se a corrente de partida for superior a 2% da corrente primária dos TC de proteção. O critério da saturação exige que o TC não sature sob a pior condição de curto-circuito primária vista pelo relé de proteção, visto a CC de falta trifásico ser de 3884A. Este critério é atendido se $V_{s,tc} \leq V_{s,max}$, onde $V_{s,tc}$ é a tensão induzida no secundário do TC sob condições de falta trifásica e $V_{s,max}$ é a tensão máxima induzida no secundário sem levar o relé à saturação.

Tabela 20: Memorial de cálculo do transformador de corrente.

Descrição	Equação	Valores calculados
Corrente mínima para sensibilização do relé	$I_{pick-up,n}$	4,2A
Corrente máxima para sensibilização do relé sem causar saturação	$I_{cc,3f}$	3884A
Critério de sensibilidade: Corrente primária do TC deve ser menor ou igual a $10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} \leq \frac{I_{pick-up,n}}{0,02}$	$I_{p,tc} = 210 \text{ A}$
Critério de saturação: tensão induzida no secundário do TC $V_{s,tc}$ não deve saturar, isto é, deve ser menor que a máxima tensão secundária induzida do relé escolhido $V_{s,max}$. Escolha do TC 12,5VA 10P20.	$V_{s,tc} \leq V_{s,max}$	$Z_{cabo} = 0,1 \Omega$ $Z_{relé} = ,12 \Omega$ $Z_{tc} = 0,225 + j0,109 \Omega$ RTC = 40 $V_{s,max} = 50 \text{ V}$ $V_{s,tc} = 34 \text{ V}$

Com relação ao dimensionamento dos TPs de proteção, a Tabela 21 mostra principais especificações do transformador escolhido.

Tabela 21: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Relação de transformação	RTV	70:1
Grupo (fase-terra)	-	2
Especificação	-	0,3P75
Tensão primária-secundária	$V_p: V_s$	$13,8k/\sqrt{3} : 115 V$

No dimensionamento de TPs para proteção, foi levado em consideração a potência nominal ou carga nominal do equipamento visando garantir a classe de exatidão. Separadamente, visando os outros TP destinados à alimentação da proteção, sensores e circuitos emergência, foi empregado os critérios da potência térmica do transformador. A Tabela 22 e Tabela 24 mostram as demandas da carga da subestação, da proteção, e sensoreamento exigindo 3 TPs com potência térmica de 1000 VA.

Tabela 22: Quadro de carga da subestação para alimentação cargas auxiliares.

Carga	Qtde.	Potência individual			Potência total		FD	Demanda	
		kW	FP	kVA	kW	kVA		kW	kVA
Lâmpada LED 4x15W	4	0,08	0,85	0,09	0,32	0,38	1	0,32	0,38
Lâmpada emergência	2	0,1	0,85	0,12	0,2	0,24	0,25	0,05	0,06
Tomada	4	0,21	0,85	0,25	0,85	1	0,5	0,43	0,5
Demanda total em kVA									0,94

Tabela 23: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.

Carga	Qtde.	Potência individual			Potência total		FD	Demanda	
		kW	FP	kVA	kW	kVA		kW	kVA
Lâmpada disjuntor ON	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	0,5	0,001	0,002
Lâmpada disjuntor OFF	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	0,5	0,001	0,002
Lâmpada mola carregada	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	1	0,003	0,003
Motor carregamento mola	1	0,6	0,85	0,7	0,6	0,7	1	0,6	0,7
Bobinas de fechamento e abertura	2	0,085	0,85	0,1	0,17	0,2	1	0,17	0,2
Cargas no no-break proteção	1	0,085	0,85	0,1	0,085	0,85	1	0,085	0,85
Carga relé	1	0,005	0,85	0,006	0,005	0,006	1	0,085	0,85
Demanda total em kVA									1,013

Tabela 24: Quadro de carga da subestação para alimentação dos sensores e automação.

Carga	Qtde.	Potência individual			Potência total		FD	Demanda	
		kW	FP	kVA	kW	kVA		kW	kVA
CLP de automação dos sensores	1	0,6	0,85	0,7	0,6	0,7	1	0,6	0,7
Controlador de rede Ethernet e RS485 para sensores	6	0,6	0,85	0,7	0,6	0,7	1	0,6	0,7
Cargas no no-break sensores e controlador rede	1	1,5	0,85	1,8	1,5	1,8	1	1,5	1,8
Sensores piroelétricos	40	0,005	0,85	0,006	0,2	0,24	1	0,2	0,24
Demanda total em kVA									3,5

9.3.1 Especificações dos TPs

As especificações dos TPs são as seguintes:

- As cargas de proteção de somam 1.013 kVA. Foi adotado fator de segurança e escolha em 1,1 kVA.
- As cargas de alimentação para cargas auxiliares são 0,94 kVA. Recomenda-se que as cargas de alimentação sejam alimentadas separadamente das cargas de proteção.
- As cargas de alimentação para sensores e automações são de 3,5 kVA.

Para os TP de medição:

- Quantidade: 3 (um por fase), grupo 2.
- Classe de isolamento: no mínimo 15kV
- Classe de potência nominal: 75VA típica de mercado, considerando cargas microprocessadas do relé de proteção.
- Classe de potência térmica mínima: 500 VA.
- Classe de exatidão: 0,3%.
- $RTV = 13.8KV/(\sqrt{3}*115)=70$.
- Frequência nominal: 60Hz, para cabine abrigada, isolamento epóxi.
- Especificação: **0,3P75**.

Para os TP de alimentação dos circuitos de proteção de potência/emergência:

- Quantidade: 1 (entre uma fase e neutro/terra, supondo todas as cargas ligadas no mesmo TP, grupo 2).
- Classe de isolamento: no mínimo 15 kV.
- Classe de potência: 400VA de potência nominal e 1000 VA de potência térmica.
- Classe de exatidão: 1,2%.
- $RTV = 13.8KV/(\sqrt{3}*115)=70$
- Frequência nominal: 60Hz, para cabine abrigada, isolamento epóxi,
- Especificação: **1,2P400 com potência térmica mínima de 1000VA**.

Para os TP de alimentação de cargas auxiliares

- Quantidade: 1 (entre uma fase e neutro/terra, supondo todas as cargas ligadas no mesmo, grupo 2).
- Classe de isolamento: no mínimo 15 kV
- Classe de potência nominal: 400VA de potência nominal e 1000 VA de potência térmica.
- Classe de exatidão: 1,2%
- $RTV = 13.8KV/(\sqrt{3}*115)=70$

- Frequência nominal: 60Hz, para cabine abrigada, isolação epóxi.
- Especificação: **1,2P400 com potência térmica mínima de 1000VA.**

Transformador de alimentação de cargas sensores e automação

- Quantidade: 1 (entre uma fase e neutro/terra, supondo todas as cargas ligadas no mesmo, grupo 2)
- Classe de isolação: no mínimo 1 kV
- Classe de potência nominal: >3,5kVA
- RTV = 380V/127V
- Frequência nominal: 60Hz, para cabine abrigada, isolação epóxi.
- Especificação: Transformador **isolador de 380V/127V de 4kVA.**

Ao todo são necessários 5 TPs, 3 para medição, 1 para alimentação das proteções, 1 para cargas auxiliares e 1 transformador para cargas de automação e seus sensores.

9.3.2 Especificação do disjuntor de MT

As especificações do disjuntor de MT são mostradas na Tabela 25.

Tabela 25: Especificação do disjuntor de MT.

Parâmetro	Valor
Tensão máxima de operação	17,5 kV
Tensão nominal de operação	13,8 kV
Corrente máxima de interrupção	20 kA
Tecnologia de interrupção	Á vácuo
Corrente nominal	800 A
Vida útil (ciclos de manobra)	30.000
Tempo de fechamento	≤ 70 ms
Tempo de abertura	≤ 35 ms
Tensão nominal de impulso	95 kV
Massa	36 kg
Tensão nominal de alimentação auxiliar	24~60 Vcc 110~220 Vca

9.3.3 Parametrização das funções de proteção

Para a parametrização das funções de proteção foram considerados as seguintes premissas:

- O relé escolhido foi o Pextron URP6100;
- A potência instalada é de 300 kVA e, portanto, não foi calculado os parâmetros do religador da concessionária
- A demanda considerada foi de 300 kW da potência da usina UAFV.
- Corrente de magnetização do transformador foi de 500 kVA é de 167 A.
- Foi utilizado fator 1,05 para o cálculo da corrente da unidade instantânea, obtendo 175A
- As correntes de pick-up foram obtidas no Anexo IV, cálculo do TC.
- Os ângulos do relé seguiram recomendações do manual do Pextron URP6100.

Tabela 26: Parâmetros de proteção para o relé.

Função	Descrição do parâmetro	Equação ou critério	Valor parametrizado
32(1)	Potência Ativa	$P_{32(1)}=1,05 P_{gd}$	$P_{32(1)}=1,05*300kW=315KW$
	Sentido de atuação	Acessante>CPFL	Acessante>CPFL
	Tempo de atuação	$T_{32(1)}=15s$	$T_{32(1)}=15s$
32(2)	Potência Ativa	$P_{32(2)}=1,05 Demanda$	$P_{32(2)}=1,05*30=32kW$
	Sentido de atuação		CPFL > Acessante
	Tempo de atuação	$T_{32(2)}=15s$	$T_{32(2)}=15s$
67(1) (67)	Corrente de pick-up de fase	$I_{67,1} := \frac{1,05 \cdot P_{FV}}{V_{rede} \cdot \sqrt{3} \cdot pf_{inv}}$	$I_{67,1} = 14.325 \text{ A}$
	Sentido de atuação	Acessante>CPFL	Acessante>CPFL
	Curva temporizada IEC	$t = \frac{k}{\left(\frac{I_{inst,f}}{I_{pick-up,67(1)}}\right)^\alpha - 1} DT$	extremamente inversa, k=80, alfa=2, DT=0,2s
	Corrente instantânea	Desativada	Desativada
	Ângulo do relé	Barra 4 Icc3f= 25,52∠-88,95°	45°(inversa)
67(2) (50/51)	Corrente de pick-up de fase	$I_{67,2} := \frac{1,05 \cdot P_{trafo} \cdot pf \cdot 0,8}{V_{rede} \cdot \sqrt{3} \cdot pf}$	$I_{67,2} = 17.572 \text{ A}$
	Sentido de atuação	CPFL > Acessante	CPFL > Acessante
	Curva temporizada IEC	$t = \frac{k \Delta t}{\left(\frac{I_{inst,f}}{I_{pick-up,67(2)}}\right)^\alpha - 1}$	extremamente inversa, k=80, alfa=2, ΔT=0,1s
	Corrente instantânea	$I_{inst,f} = 1,05 \times I_{magt}$	$I_{inst,f} = 175A$
	Ângulo do relé	Barra 4 Icc3f= 1780∠-48,87°	45°
67N(1)	Corrente de pick-up de neutro	$I_{pick-up,67N(1)} = 0,3 \times I_{pick-up,67(1)}$	$I_{67N,1} = 4.297 \text{ A}$ <40A
	Sentido de atuação	Acessante>CPFL	Acessante>CPFL
	Curva temporizada IEC	Tempo definido	Temporização 5 a 9s
	Corrente instantânea	Desativada	Desativada
	Ângulo do relé	Barra 4 Iccft= 10,69∠-82,04°	110° (Inversa)
67N(2)	Corrente de pick-up de neutro	$I_{pick-up,67N(2)} = 0,33 \times I_{pick-up,67(2)}$	$I_{67N,2} = 5.271 \text{ A}$
	Sentido de atuação	CPFL > Acessante	CPFL > Acessante
	Curva temporizada IEC	Tempo definido	Temporização 0,3 a 1s.
	Corrente instantânea	$I_{inst,67N(2)} = 0,33 \times I_{inst,f}$	$I_{inst67n2}=57,75A$
	Ângulo do relé	Barra 4 Iccft=2282A∠-60°	110°
51V	Tensão VR	Atua no set point da função 67 para diminuir pick ups	13,8kV / 1,7172=7,96KV
27	Subtensão	$V \leq 0,8 \text{ pu}$ tempo de atuação 5s $V \leq 0,7 \text{ pu}$ tempo de atuação 0,5s	$V \leq 11kV \text{ 5s}$ $V \leq 9,6kV \text{ 0,5s}$
59	Sobretensão	$V \geq 1,1 \text{ pu}$ tempo de atuação 5s $V \geq 1,2 \text{ pu}$ tempo de atuação 0,5s	$V \geq 15,2kV \text{ 5s}$ $V \geq 16,6kV \text{ 0,5s}$
81/0	Sobrefrequência (CPFL > Acessante)	$60\text{hz} < f < 60,5\text{hz}$ t=2s $61\text{hz} < f$ t=0,2s	$60\text{hz} < f < 60,5\text{hz}$ t=2s $62\text{hz} < f$ t=0,2s
81/u	Subfrequencia (CPFL > Acessante)	$59\text{hz} < f < 60\text{hz}$ t=2s $58,5\text{hz} > f$ t=0,2s	$59\text{hz} < f < 60\text{hz}$ t=2s $57,5\text{hz} > f$ t=0,2s
25 (BT)	Sincronismo na BT	Defasagem 10°, delta V 10% delta f 0,3hz	25ang=10° 25Δf=0,3hz 25Δv=38V (levar em conta RTP)
25 (MT)	Sincronismo na MT	Defasagem 10°, delta V 10% delta f 0,3hz	25ang=10° 25Δf=0,3hz 25Δv=1380V (Levar em conta RTP)
51G	Corrente de pick-up	$I_{pickup,51G}$	3 A (< 10 A)
	Curva temporizada IEC	Tempo definido	Temporização 1s
59N	Sobretensão sequencia negativa	$3V0 \geq 0.15Vn$, tempo de atuação 1s $3V0 \geq 0.45Vn$, tempo de atuação 0,5s	$3V0 \geq 1,2kV \text{ 1s}$ $V \geq 3,6kV \text{ 0,5s}$

A Tabela 27 apresenta as correntes de magnetização do transformador da cabine primária, enquanto a Tabela 28 apresenta o nível de curto-circuito no ponto de entrega.

Tabela 27: Dados do transformador de potência 500 kVA, correntes de magnetização.

Transformador 500KVA	características	Valor	Unidade
	Tensão linha primária	13,8	kV
	Tensão linha secundária	0,38	kV
	Potência aparente nominal	500	kVA
	Corrente nominal primária	20,91	A
	Corrente de magnetização	167,34	A
	Impedância percentual	4,5	%
	Corrente ANSI	464,85	A
	Corrente NANSI	269,61	A
	Tempo máximo (vide tabela ao lado)	3	s

Tabela 28: Dados de curto-circuito (local do relé de proteção) Barra 4

Dados de curto-circuito	Valor	Unidade
Corrente de curto-circuito fase-terra	746	A
Corrente de curto-circuito trifásica	1780	A

9.3.4 Curvas de coordenação Proteção Fase

As curvas de proteções a jusante estão mais rápidas que as curvas a montante, demonstrando que o sistema possui proteção gradativa e coordenada. O ajuste corrente instantâneo 440 A e temporizada está abaixo do limite ANSI do transformador 464A, NANSI 269A. Vide Figura 25 e Figura 26.

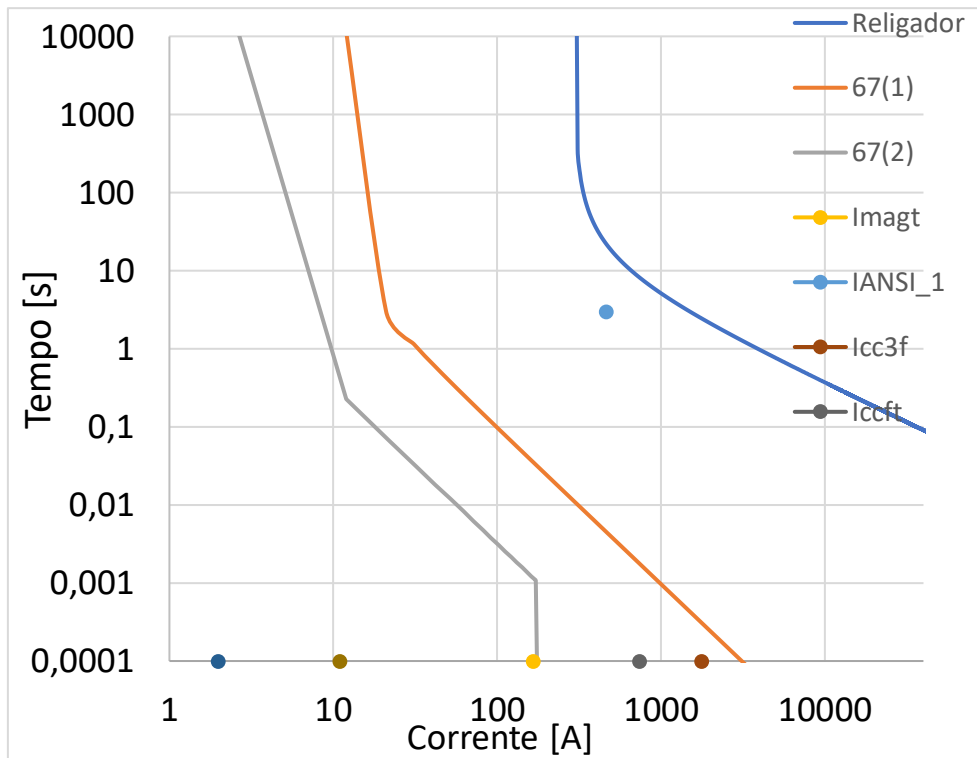


Figura 25 Coordenograma da proteção realizada Correntes de fase

9.3.5 Curvas de proteção Neutro

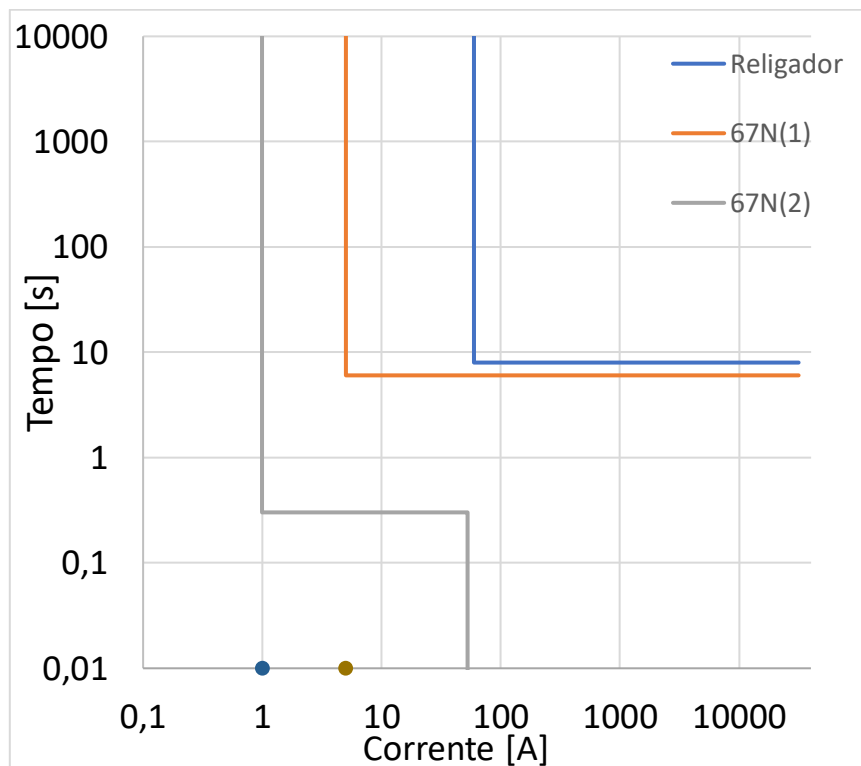


Figura 26 Coordenograma de proteção realizada Correntes de neutro

10-Lista consolidada de materiais

A lista consolidada de materiais está apresentada no Apêndice 15.4. São apresentadas duas configurações. A necessidade decorre do estudo de viabilidade econômica, para permitir a comparação de alternativas. A configuração base é a aqui apresentada, com 360 módulos montados em 36 postes. Para efeitos de comparação, além de elaborado orçamento e lista de materiais para montagem em configuração agro fotovoltaica, foi feito orçamento para montagem na abordagem convencional. Foi feito orçamento para montagem no solo dos mesmos 360 módulos, em configuração não Agro fotovoltaica, agrupado para uso da menor área. A abordagem convencional, agrupando os módulos em linhas, no solo, permite a redução do custo das estruturas, reduz o custo da fiação, porém implica na redução da área plantada do canal.

Na Tabela 29 é apresentado um resumo dos custos da lista de material, segmentados.

Tabela 29: Extrato da lista de materiais, segmentado por classe, e por montagem.

Classe do material	Montagem agro fotovoltaica	Montagem convencional no solo
módulos FV	R\$ 296.744,40	R\$ 296.744,40
inversores	R\$ 67.423,50	R\$ 67.423,50
cabos	R\$ 367.376,07	R\$ 217.007,07
proteções	R\$ 86.403,48	R\$ 86.403,48
transformadores	R\$ 83.882,00	R\$ 83.882,00
suportes	R\$ 234.801,91	R\$ 77.748,91
sensoriamento	R\$ 30.617,82	R\$ 13.561,16
serviços relacionados	R\$ 17.242,31	R\$ 8.536,83
Total	R\$ 1.199.418,23	R\$ 866.234,09

Os orçamentos foram feitos compilando segundo as fontes:

- PHB Solar: Módulos fotovoltaicos, caixas, conexões, conectores, inversores, ferragens
- Helukabel: cabos CC FV e Cabos CA
- WEG: transformadores e disjuntores
- ABB: disjuntores e TCs
- Romagnoli: cabines primárias completas e seus componentes
- EStimate: orçamentos gerais de alternativas
- Fabricantes de postes

Importante salientar que houve grande dispersão dos orçamentos e custos. No orçamento foram empregados aqueles que possuíam proximidade com resultados do software EStimate.

Alguns fabricantes não forneceram orçamentos, visto o autor não estar cadastrado como integrador. Nestes casos, o orçamento foi feito por consulta nos portais de integradores como PHB Solar.

11-Análise de Viabilidade Econômica

É importante salientar que a viabilidade econômica da abordagem Agro Fotovoltaica como um empreendimento tem que levar em consideração os efeitos sinérgicos, ou seja, os ganhos ou perdas que a atividade combinada causa. Assim, não se trata de apenas verificar se a geração de energia fotovoltaica tem retorno. É necessário que todo o empreendimento combinado seja considerado. Portanto, na análise de viabilidade aqui feita, os efeitos cruzados da atividade agroindustrial somada a fotovoltaica foram combinados e devidamente ponderados.

Para tanto, todas as figuras de produtividade, custos e aspectos da atividade sucroenergética foram consideradas. Como a usina em Clementina não disponibilizou seus dados contábeis e de produtividade, por questões de sigilo, a análise de viabilidade foi aqui conduzida utilizando números modais provenientes de relatórios setoriais. Foram empregados os dados do PECEGE (2023) em seu último relatório de resultados Centro Sul, na safra 2022/2023.

Por se tratar de usina piloto, a abordagem agro fotovoltaica aplicada ao setor sucroenergético pode causar variações nos itens de custos normalmente considerados nos estudos de viabilidade de empreendimentos fotovoltaicos convencionais.

O primeiro aspecto a ser considerado decorre do fato de se tratar de empreendimento combinado, ou seja, segundo as regras da ANEEL, um sistema de geração híbrido UGH, possuindo geração termoelétrica por queima de biomassa e fotovoltaico. Os componentes de custo devem ser cuidadosamente estudados, pois pode haver complementaridades e sinergias.

O projeto elétrico foi feito seguindo as regras da concessionária local CPFL. Devido as regras ANEEL requeridas para geração híbrida ou combinada, foi previsto o uso de medidores e cabines primárias, bem como relé de proteção e comutadores independentes da usina térmica existente.

No Apêndice 15.4 está apresentado a completa lista de material estimado para o empreendimento. Contém todos os módulos, materiais, suportes, fios, disjuntores, comutadores, transformadores. Para melhor destacar os efeitos causados pela abordagem agro fotovoltaica, foi feito um estudo simultâneo para instalação convencional fotovoltaica, ou seja, módulos no chão, de maneira a comparar os efeitos decorrentes das diferentes abordagens.

Como se pode observar no Apêndice 15.4, o CAPEX de ambas as instalações, UAFV e FV convencional foram elevados. A necessidade de cabine primária e proteções foram relevantes em ambos os casos.

Todas as cotações foram feitas pelo autor. Os preços apontados na tabela são de agosto/2023. O fator de câmbio na ocasião foi de 1US\$ = R\$ 4,87. Notou-se que os orçamentos obtidos estavam cerca de 30% acima dos valores típicos setoriais como apontados por GRENNER (2023).

Em rápida análise, observou-se duas causas prováveis. Os grandes empreendimentos fotovoltaicos relatados por GREENER (2023) fazem uso de economia de escala. São grandes operadores, muitas vezes multinacionais, importando diretamente os módulos fotovoltaicos e inversores de parceiros ou de suas matrizes no exterior. Muitas gozam de incentivos fiscais em alguns estados (GREENER, 2023). Outro fator foi importante e causou impacto nos resultados. Ao cotar os materiais, o autor era sempre indagado se era o consumidor final ou

integrador. Optando pela segunda opção, era indagado pelo número de instalações e funcionários. Pelas respostas o fornecedor aplicava fatores de custos adicionais ao preço, resultando que as cotações sendo sempre acima daqueles obtidos pelo estudo setorial GREENER (2023).

Tanto os painéis fotovoltaicos quanto os inversores cotados são nacionais. A escolha foi justificada pela necessidade de os equipamentos serem enquadrados no FINAME (BNDES 2023) para gozarem de descontos no financiamento empregado na simulação de viabilidade. No entanto, mesmo considerados como nacionais, seus insumos são sempre importados, e os preços atuais acabam por refletir o fator de câmbio. Entre os equipamentos que mais aumentaram de custo por questões cambiais tem-se os módulos fotovoltaicos. A recente valorização do cobre metal também se refletiu nos custos, uma vez que é fortemente atrelado ao fator de câmbio.

Os módulos têm vida útil entre 25 e 30 anos, de onde também se estabeleceu o horizonte de uso do sistema. A vida operacional foi estabelecida em 25 anos, típica do setor, sendo este o valor considerado no cálculo do VPL e fluxo de caixa.

Foram empregados módulos fotovoltaicos bifaciais. Trata-se de uma importante iniciativa promotora de aumento de retorno, pois o dossel da cana apresenta significativa refletância difusa omnidirecional, como já discutido no capítulo 4.3.

Foi aplicado no rendimento da conversão fotovoltaica, em ambos os casos AFV e PV convencional, um decréscimo anual devido ao envelhecimento. No primeiro ano um decréscimo de 2% seguido de 0,5% ao ano, ambos considerados nos cálculos de rendimento e da geração elétrica nas tabelas de fluxo de caixa.

Um outro significativo fator de custo é o inversor. O modelo escolhido possui termo de garantia variando entre 5 e 8 anos. Segundo estatísticas setoriais este componente costuma falhar em 30% dos casos num período de 10 anos (GREENER, 2023). As boas práticas do setor recomendam a previsão de substituição de, ao menos, um conjunto ao longo da vida útil do sistema (ABSOLAR, 2020). Nos orçamentos OPEX, foi incluída provisão para a troca do conjunto de inversores ao longo do ciclo de vida estimada de 25 anos, e a provisão de troca de todos os outros componentes de segurança, tais como disjuntores, DPS, ao menos uma vez no período de vida para o sistema fotovoltaico completo.

Na avaliação dos custos operacionais foram aplicadas algumas reduções de custo, ou seja, já permitindo explorar as sinergias no manejo, microclima, OPEX da gestão combinada. Foram encontradas vantagens sistêmicas, que permitiram razoável redução dos custos em diversos itens. Os custos administrativos da instalação fotovoltaica foram reduzidos, pois se pressupõe que o automatismo existente, bem como a, já presente, administração do empreendimento sucroenergético, da cogeração por queima de biomassa, deem conta do adicional de serviço eventualmente requerido pelo fotovoltaico.

No entanto, houve aumento dos custos da instalação devido a necessidade de manter o manejo da cultura de cana mais próxima possível da forma original. Os custos dos postes de suporte dos módulos fotovoltaicos, a serem instalados a 8 m de altura, e suas estacas foram estimados e cotados em fabricantes de postes metálicos. Este fator sozinho causou substancial aumento do CAPEX da abordagem AFV. Outro fator foi o aumento do custo da fiação, visto os módulos e postes estarem espalhados pelo talhão. Para o dimensionamento dos cabos ficarem adequados aos requisitos normativos, bitolas aumentadas foram selecionadas, refletindo também a necessidade de utilizar eletrodutos correspondentes, como padronizados segundo normas ABNT.

Estes dois fatores, resultaram em custos significativamente maiores que aqueles da montagem convencional no solo. Na simulação de montagem convencional FV no solo, foi considerado o agrupamento dos módulos, montagem compacta. A abordagem permitiu redução dos comprimentos médios da fiação, porém causou também a redução da área plantada, e todos os seus efeitos decorrentes, como seu impacto no rendimento agroindustrial do empreendimento combinado.

No OPEX, foram aplicadas as estimativas de correções de custo no manejo, irrigação, colheitas, e eventuais alterações nos custos operacionais, como discutidos anteriormente. Por premissa, não houve redução de área plantada da cana na montagem AFV. Na montagem convencional no solo, houve redução de 5% da área plantada, para permitir os módulos fotovoltaicos no chão.

Todos os cálculos de retorno, CAPEX, OPEX, retornos e rendimentos foram normalizados para um hectare. A razão é permitir a comparação dos resultados com parâmetros internacionais bem como com os estudos setoriais do ramo sucroenergético.

Para a receita obtida da venda da energia elétrica gerada pela biomassa, foram empregados os dados PECEGE (2023) para cenário típico do setor sucroenergético safra 2022/2023. Assim o preço de liquidação das diferenças PLD da energia elétrica considerado para a Agro fotovoltaica foi o de R\$259,57 MWh⁻¹, o mesmo utilizado na venda da energia por biomassa. O preço da energia foi considerado já como livre dos impostos sobre a venda, conforme a abordagem publicada no estudo PECEGE (2023). O PLD sendo negociado nos leilões da CCEE, no momento deste trabalho, se mostra com valores ainda menores, ficando no piso legal, de R\$69,04 MWh⁻¹, sendo que a média dos últimos três anos, no Sudeste, R\$158,93 MWh⁻¹ causando forte inibição para investimentos.

Importante salientar que esta consideração de usar o mesmo preço da energia para o fornecimento térmico ou fotovoltaico somente é possível se forem respeitadas as condicionantes da resolução ANEEL 954/2021 e ANEEL 876//2020, ou seja, um mesmo CNPJ e certificado de outorga. A ligação na rede de distribuição de saída do empreendimento deve ser única, o que obrigou a inclusão no CAPEX da cabine primária de medição e proteção para a usina UAFV. Cabe aqui estudo para o caso específico da usina sucroenergética que será piloto, visto que pode ser possível a conexão direta da geração AFV na entrada do transformador existente, bem como da cabine primária, reduzindo o custo da instalação necessária.

Na Tabela 30 e Tabela 31 foram apresentados os custos de investimentos e os custos operacionais para a instalação Agro fotovoltaica nos moldes arquitetados.

Tabela 30: Resumo dos resultados gerais comparando o baseline sucroenergético convencional e os cenários combinados com AFV (continua).

Resumo dos Resultados Gerais comparando baseline sucroenergético com cenários AFV					
resultado	unidade	baseline sucroenergético ⁽¹⁾	Agro	Fotovoltaica	comentários
			Fotovoltaica cobertura AFV 1,8%	convencional cobertura FV 1,8%	
aspectos agronômicos					
ATR	kg t ⁻¹	136,50	152,93	136,50	NA abordagem AFV houve uma pequena melhora do ATR para coberturas de 1,8% indicando que uma pequena sombra pode ter efeitos positivos. Em grandes coberturas a produtividade do ATR cai pela limitação da irradiância fotossintética ativa. NA abordagem FV convencional, com redução de área plantada para instalação dos módulos no chão, presume-se que o ATR fique inalterado no talhão remanescente
ATR/ha	kg ha ⁻¹	10.292,10	10.598,37	9.777,39	Notar que na abordagem AFV existe uma pequena melhora na produtividade de ATR por ha, indicando que pequenas sombras podem causar efeitos positivos. NA montagem FV convencional, houve redução da área e, portanto, diminui o ATR por hectare
produtividade cana TCH	tc ha ⁻¹	75,40	69,30	71,63	Produtividade de cana cai de acordo com o nível de cobertura pela limitação fotossintética na abordagem AFV, e por limitação de área no caso FV convencional
área efetiva do canavial	%	100,00%	100,00%	95,00%	Área efetiva do canavial, comparando a utilização na abordagem AFV, e indicando limitação de área no caso FV convencional devido montagem no chão
receita agroindustrial	R\$ ha ⁻¹ safra ⁻¹	20.518,60	21.129,20	19.492,45	A receita agroindustrial tem pequena melhora em coberturas pequenas, decaindo com as grandes coberturas
produtividade energia elétrica biomassa	kWh ha ⁻¹ safra ⁻¹	4.780,36	4.780,36	4.780,36	Energia total gerada pela queima da biomassa por safra, presumida como mantida
Energia elétrica gerada por biomassa utilizada pela própria usina	kWh ha ⁻¹ safra ⁻¹	1.922,70	1.922,70	1.922,70	Energia utilizada pela própria usina, em suas instalações diretamente conectada a geração por biomassa
Energia elétrica efetivamente vendida gerada por biomassa	kWh ha ⁻¹ safra ⁻¹	2.857,66	2.857,66	2.857,66	Energia efetivamente exportada pela geração biomassa, mantida para efeitos de comparação
receita da cogeração biomassa por safra hectare	R\$ ha ⁻¹ safra ⁻¹	741,94	741,94	741,94	Mantida para efeitos de comparação
aspectos agrofotovoltaicos					
número de placas fotovoltaicas por hectare	n	0	78,26	78,26	número escolhido de placas por hectare
Capacidade nominal por hectare	kWp ha ⁻¹	0	40,70	40,70	capacidade nominal com as placas escolhidas
energia produzida pelo arranjo agro fotovoltaico	kWh ha ⁻¹ safra ⁻¹	0,00	77.094,30	72.223,64	energia produzida pelo conjunto fotovoltaico nas condições descritas para o arranjo agro fotovoltaico em um ano safra
CAPEX do investimento AFV	R\$ ha ⁻¹	0,00	284.731,46	251.572,71	CAPEX necessário para o empreendimento Combinado AFV sucroenergético
receita fotovoltaica por safra hectare	R\$ ha ⁻¹ safra ⁻¹	0,00	20.011,37	18.747,09	A receita fotovoltaica cresce com a cobertura, indicando a grande disponibilidade de energia
total de energia produzida pelo arranjo combinado	kWh ha ⁻¹ safra ⁻¹	4.780,36	81.874,66	77.004,00	Energia total gerada pelo arranjo combinado AFV Biomassa incluindo consumo próprio
Custo típico de implementação por Wp	R\$ Wp ⁻¹	0,00	7,00	6,18	parâmetro típico de custo por Wp instalado
resultados econômicos do empreendimento combinado					
receita total por safra hectare	R\$ ha⁻¹ safra⁻¹	21.462,61	42.343,19	39.442,17	receita total do empreendimento agrofotovoltaico sucroenergético
margem econômica do empreendimento	%	10,8%	3,9%	3,4%	margem econômica do empreendimento

Tabela 31 Resumo dos resultados gerais comparando o baseline sucroenergético convencional e os cenários combinados com AFV (conclusão).

resultado	unidade	baseline sucroenergético (1)	Agro	Fotovoltaica	comentários
			Fotovoltaica cobertura AFV 1,8%	convencional equivalente 1,8%	
viabilidade econômica do empreendimento combinado Capital Próprio					
VPL do investimento AFV 25 anos	R\$ ha ⁻¹		-65.198,07	-57.274,91	VPL para o empreendimento capital próprio
TIR do investimento AFV 25 anos	%		3,05%	3,06%	TIR para o empreendimento capital próprio
payback	anos		17,15	17,11	Payback simples capital próprio
payback descontado	anos		0,00	0,00	Payback pela taxa de atratividade cpital próprio
LCOE	R\$ MWh ⁻¹		368,54	359,37	Levellized Cost of electricity AFV capital proprio
viabilidade econômica do empreendimento combinado Capital Terceiros (CT) BNDES FINEM					
VPL do investimento AFV 25 anos CT	R\$ ha ⁻¹		-110.280,48	-98.452,10	VPL para o empreendimento usando capital de terceiros
TIR do investimento AFV 25 anos CT	%		-3,71%	-3,82%	TIR para o empreendimento usando capital de terceiros
payback CT	anos		0,00	0,00	Payback simples usando capital de terceiros
payback descontado CT	anos		0,00	0,00	Payback pela taxa de atratividade usando capital de terceiros
LCOE CT	R\$ MWh ⁻¹		423,26	410,97	Levellized Cost of electricity AFV capital de terceiros
LER	%	100,4%	109,4%	101,0%	Land Equivalent ratio , indicador da eficiência do uso da terra, segundo Jain et all (2021)
GCR	%	0,0%	2,0%	5,0%	Ground coverage ratio, área ocupada pelos módulos nas respectivas montagens
informações e hipóteses aplicadas					
PLD Preço de liquidação das diferenças Energia elétrica segundo Pecege (2020)	R\$ MWh ⁻¹	259,57			
Taxa de câmbio	R\$ US\$ ⁻¹	4,8766			
Taxa mínima de atratividade (Títulos Tesouro 25 anos)	%aa	5,60%			
período do investimento	anos	25			
Taxa de juros financiamento	%aa	8,60%			
período de financiamento	anos	20			
Porcentagem de financiamento	% do invest.	85%			
Depreciação	anos				

Fonte: resultados originais da pesquisa

Notas: (1) Pecege (2020) (2) Abas nesta planilha de viabilidade

No CAPEX foram empregados os custos dos materiais contidos no Apêndice 15.4 cotados conforme projeto elétrico aqui desenvolvido, sempre com representantes dos fabricantes e fornecedores. Nos custos operacionais, OPEX, as sinergias foram computadas, visando estabelecer a nova avaliação de custos, também de acordo com as análises executadas anteriormente. Na Tabela 30 e Tabela 31 são mostrados os resultados consolidados da Geração elétrica combinada. Foram comparados os resultados do baseline puramente sucroenergético, segundo PECEGE (2023), com o arranjo combinado com o Agro fotovoltaico 1,8% e com uma montagem fotovoltaica convencional com mesma potência nominal, módulos no chão. Nesta montagem convencional, os módulos foram agrupados, no solo, e, portanto, houve redução da área plantada e dos rendimentos agroindustriais.

Na cobertura de 1,8% são instalados aproximadamente 78 módulos por hectare. Este arranjo tem grande conveniência no manejo da cana, e apresenta uma melhora dos níveis de ATR, cerca de 11%, apesar de uma pequena redução do TCH, cerca de -8% na produtividade da biomassa.

Ao se aplicarem as correções no desempenho agroindustrial, e combinado com a produtividade da geração AFV esta configuração apresentou um aumento da receita agroindustrial. A receita do baseline sucroenergético partiu de 20.518,60 R\$ ha⁻¹ safra⁻¹ e foi para 21.129,20 R\$ ha⁻¹ safra⁻¹.

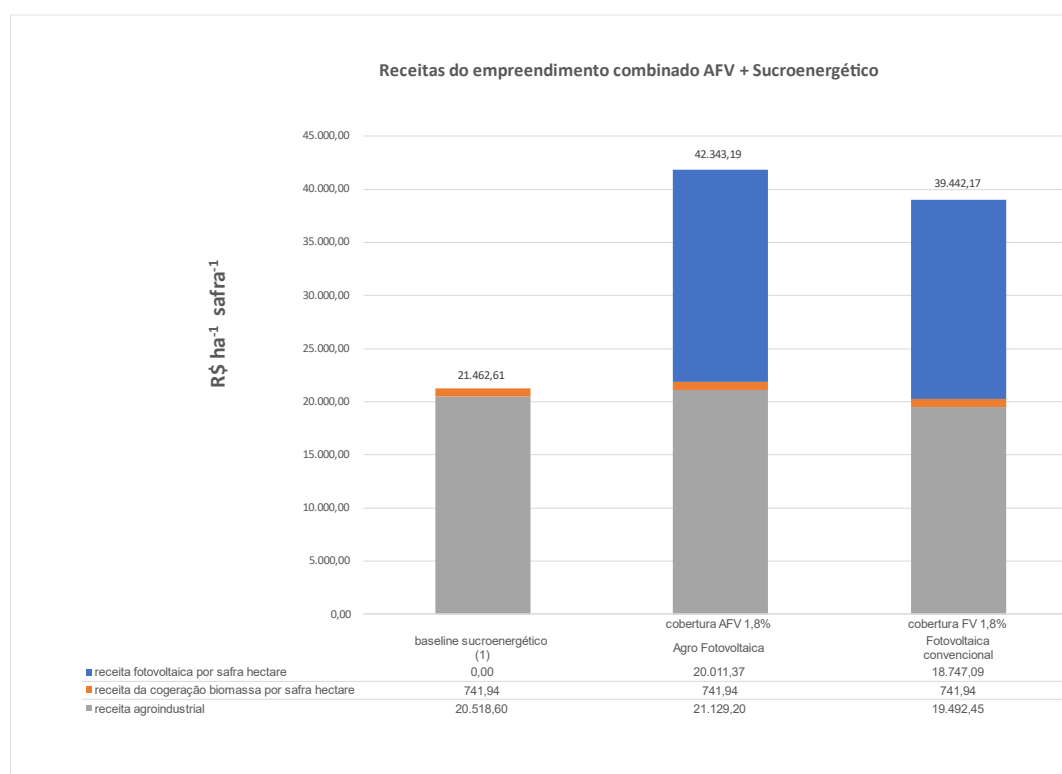


Figura 27 Receitas combinadas comparadas entre o baseline sucroenergético, a UAFV e uma usina fotovoltaica convencional de mesma área e potência.

Os impostos foram calculados pelo lucro real, IRPJ e CSLL com compensação do eventual prejuízo acumulado, segundo as regras legais. A depreciação foi estabelecida em 25 anos, prazo típico e vida estimada dos módulos fotovoltaicos, consideração conservadora, pró-fisco.

Para o custo de oportunidade foi utilizado os juros remuneratórios dos Títulos do Tesouro Nacional, para resgate em 2045, IPCA mais 5,6% a.a. Sua aplicação aqui foi deflacionada, sem o IPCA, visto todo o fluxo de caixa ter sido calculado sem os efeitos da inflação (BACEN, 2023). Esta remuneração reflete o atual momento de juros elevados, e seu impacto na viabilidade do empreendimento é considerável.

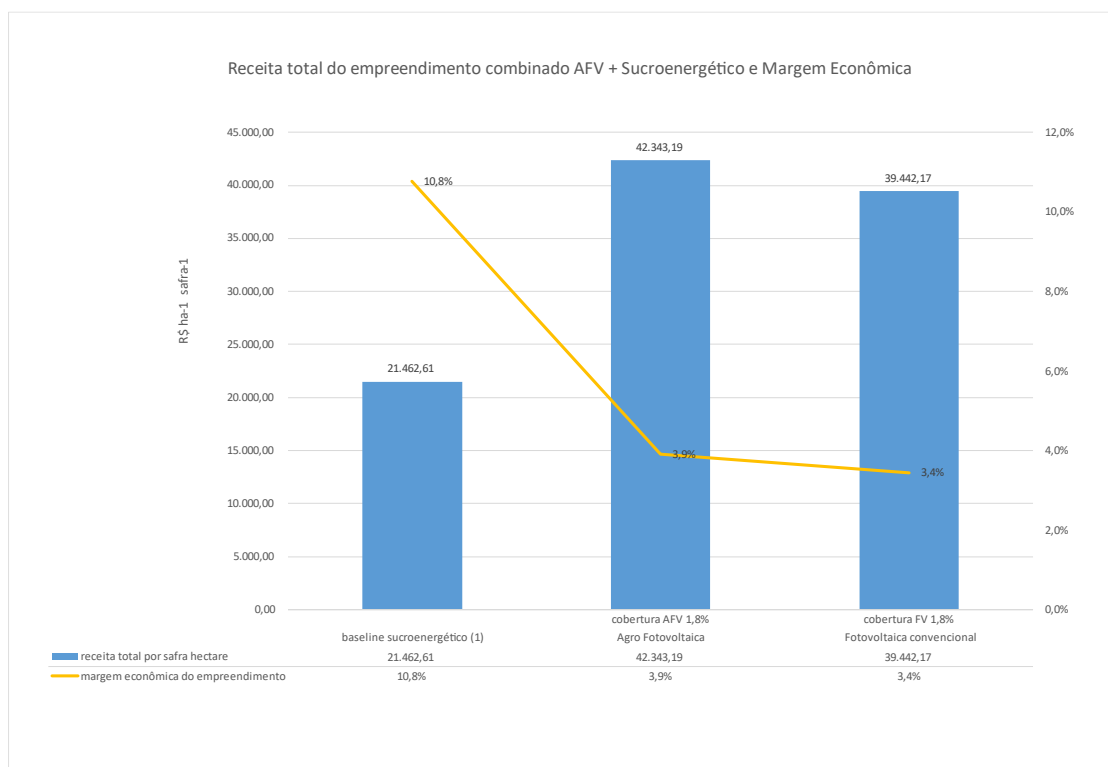


Figura 28 Receitas combinadas e margem econômica, comparando o baseline sucroenergético, a UAFV e uma montagem convencional no solo de mesma área e potência. Notar que apesar da grande receita, as circunstâncias econômicas atuais fazem com que as usinas fotovoltaicas consumam margem de retorno.

A receita total no baseline sucroenergético convencional médio foi de R\$21.462,61 ha⁻¹, com margem econômica de 10,8%, segundo o relatório PECEGE (2023).

No caso Agro fotovoltaico cobertura 1,8% a receita total estimada foi para R\$ 42.343,19 ha⁻¹, obtendo margem econômica combinada de 3,9%. Houve aumento da receita agroindustrial, partindo de R\$ 20.518 ha⁻¹ para R\$ 21.129,20 ha⁻¹ devido a melhora do ATR, mesmo com pequena redução do TCH. No entanto, devido ao alto CAPEX, custo de oportunidade e depreciações, a UAFV resultou em VPL negativo. Analisando os resultados dos fluxos de caixa, resumidos na Tabela 31, verifica-se que o VPL para o prazo estimado de vida do sistema 25 anos, apresentaram resultados negativos, mesmo utilizando o PLD médio do setor na safra 2022/2023.

Na abordagem FV convencional, feita para comparação, houve também VPL negativo, o que reflete o atual momento de juros altos e custos de oportunidade e capital fixo elevados, mesmo nas soluções convencionais.

Para a cobertura de 1,8% AFV, o VPL foi de -R\$65.198,07 ha⁻¹, o TIR foi de 3,05%. O *Payback* simples foi de 17,15 anos e o *Payback* descontado com o custo de oportunidade foi maior que 25 anos, sendo desconsiderado.

Para explorar algumas das linhas institucionais de fomento e incentivo às fontes renováveis, foi calculado hipotético caso utilizando o Financiamento BNDES FINEM Energia. Esta é uma linha institucional com juros menores, fomentadores de implementação de energias renováveis (BNDES 2023). Utilizando as regras publicadas do produto (BNDES, 2023), a taxa de juro do programa foi calculada em 5,48% a.a., taxa resultante deflacionada, sem o componente IPCA, e foi utilizado o prazo de financiamento de 20 anos, sem carência.

Esta linha permite a possibilidade de financiamento integral do investimento, mas por depender da análise do perfil do tomador, foi simulado o percentual usual de 85% do CAPEX em todos os cenários. O fator risco de crédito foi incluída na previsão da taxa levando valores típicos para um risco considerado médio. Para o caso financiado para a cobertura de 1,8% o VPL foi de R\$ -110.280,48 ha⁻¹, o TIR foi de - 3,71%. Tanto o *Payback* simples quanto o *Payback* descontado com o custo de oportunidade não foram possíveis de serem viáveis antes de 25 anos.

Apesar do VPL e TIR não terem sido favoráveis, um aspecto se destacou. Houve grande aumento da energia produzida pela usina combinada, o que pode abrir perspectivas positivas quando os cenários de preços da energia forem mais favoráveis.

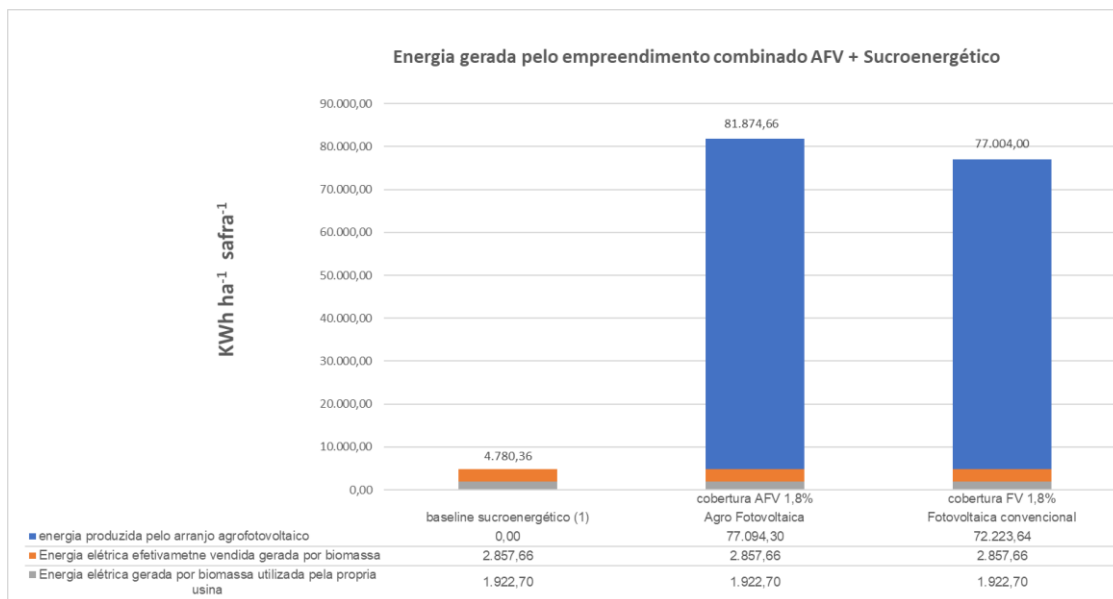


Figura 29 Geração de energia pelo empreendimento, comparando o baseline sucroenergético, com a geração UAFV e FV convencional. Notar o grande aumento, abrindo horizontes para aplicações no desenvolvimento da própria atividade.

Pela Tabela 30, Tabela 31 e Figura 29, partindo do baseline sucroenergético, com 4780 kWh ha⁻¹, a usina UAFV produziu 81874 kWh ha⁻¹, um salto de 17 vezes. A usina FV convencional produziu 77.004 kWh ha⁻¹, cerca de 16 vezes. Este salto, também refletido também pelo índice LER de 109%, indica a oportunidade de empregar esta energia na própria atividade. A cultura sucroenergética, no interior de SP não emprega irrigação em grande escala. O alto custo do bombeio, consumindo muita energia, tem sido um impedimento. O uso da energia da UAFV pode abrir esta possibilidade. (Stefani e Felema 2022).

Com base nos resultados, foram procurados os principais fatores para que possam tornar o investimento viável. Todos estes fatores permitem vislumbrar quais são aqueles parâmetros que se deve monitorar para avaliar a decisão ou não da implementação. Em uma análise de sensibilidade, foram encontrados os seguintes itens como sinalizadores críticos de viabilidade e balizadores para decisões.

CAPEX da instalação Agro fotovoltaica. Os principais itens de custo da instalação são os módulos fotovoltaicos, o inversor, a fiação, e principalmente o suporte elevado em altura. O sistema foi desenhado segundo as exigências de manejo da cultura cana, o que causou também a fiação mais extensa. Os dois primeiros têm custo em dólar sendo reduzido ao longo dos anos, seguindo a curva típica de aprimoramento no setor de semicondutores. No entanto, a fiação tem subido nos últimos anos. Uma instalação fotovoltaica típica, de médio porte, 300 kVA, segundo GREENER (2023) tem custo médio de R\$ 3,93 por Wp. Na instalação aqui apresentada, caso de cobertura 1,8%, o custo da

abordagem AFV foi de R\$ 7,00 por Wp, e a convencional, FV no solo, R\$ 6,16 por Wp. A diferença aponta que existe um espaço a ser explorado de redução de custos via desenvolvimento tecnológico, bem como a busca por escala e por competição entre fornecedores. O principal item causador deste adicional foi o elevado custo da fiação, agravado pelas grandes distâncias, a necessidade de correr por longos eletrodutos subterrâneos entre linhas de plantio. Outro fator importante foi o requisito da concessionária para existir cabine primária, cabine de medição e o transformador. Cabe aqui um esforço de engenharia para busca de arquiteturas elétricas mais baratas, visando a redução desta diferença. A redução do OPEX devido as sinergias encontradas, como as reduções de custos administrativos, uso simultâneo da terra, da manutenção e gestão da cogeração combinada, todas economias substanciais, ficaram da mesma ordem do custo do investimento adicional dos suportes, fiação e cabine primária com suas proteções, mostrando a importância do aprimoramento do desenho destes itens para a viabilidade Agro fotovoltaica no setor sucroenergético. Na análise de sensibilidade, se buscou qual seria o valor do CAPEX para que nas condições econômicas atuais fosse viável. A Figura 30 apresenta o resultado do cálculo de sensibilidade com relação ao CAPEX e VPL. Notar que seria necessário aplicar o fator de 68% no CAPEX para o VPL do caso AFV se tornar positivo, tornando o empreendimento viável. Nesta situação o custo da instalação fica ao redor de 5,4 R\$ Wp⁻¹. Notar que a instalação convencional exige descontos maiores no CAPEX, com fator ao redor de 64%.

Custo nivelado da Energia LCOE: Com base no CAPEX, os custos operacionais e os custos de capital presentes, o custo nivelado de energia LCOE do arranjo AFV foi de 368,54 R\$ MWh⁻¹. Para a abordagem convencional FV no solo, o LCOE seria 358,46 R\$ MWh⁻¹. Estes valores indicam a necessidade de reduzir o custo da instalação, pois os preços de comercialização hoje estão abaixo destes limiares.

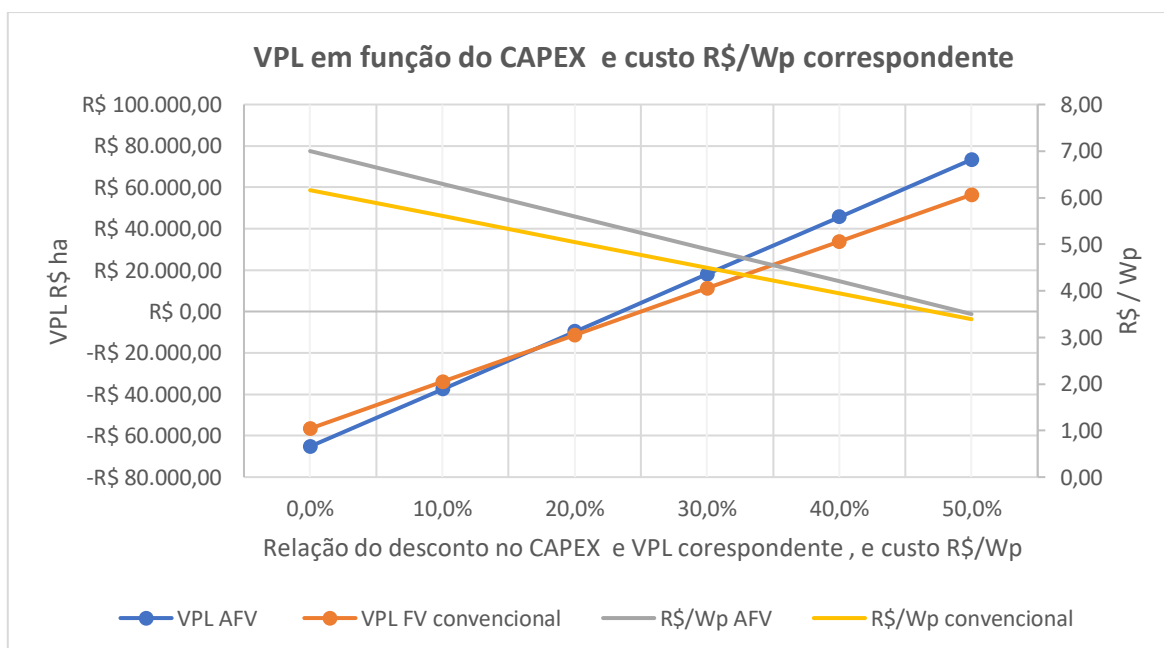


Figura 30 Fator de desconto no CAPEX para VPL, e custo da instalação correspondente em R\$ Wp⁻¹

Preço de Liquidação das Diferenças [PLD]. O preço de comercialização da energia elétrica, considerado aqui sem os impostos sobre a venda. No fluxo de caixa, foi empregado PLD de 259,57 R\$ MWh⁻¹ dado médio safra 2022/2023 segundo o estudo PECEGE (2023). Para se tornar viável, o cálculo do LCOE indica qual seria o custo da energia, neste caso 368,54 R\$ MWh⁻¹ para a abordagem AFV. Para a abordagem convencional FV no solo, o LCOE seria 358,46 R\$ MWh⁻¹. Visto que o PLD

hoje no mercado se situa ao redor de 69,04 R\$ MWh⁻¹, não se torna viável considerar a usina AFV desvinculada da termoeletrica, e seu contrato de fornecimento. Nos últimos 3 anos, o PLD médio foi de R\$ 158,93 MWh⁻¹ (CCEE, 2023), ainda muito abaixo do limite inferior de viabilidade.

Fator de câmbio. Os equipamentos mais críticos são importados e o fator de câmbio afetou severamente o custo nos últimos anos. No entanto, visto todos os equipamentos terem sido cotados em reais (R\$), este fator não foi computado aqui.

Eficiência dos módulos fotovoltaicos e do sistema. Foram empregados módulos bifaciais com eficiência ao redor de 20,37%, e com fator de bifacialidade 0,7. Em ambas as abordagens, AFV e FV no solo, os mesmos módulos foram empregados. Foi possível observar que houve significativo aumento da eficiência da abordagem AFV, conforme pode ser visto na Figura 7, no capítulo 4.3. A abordagem AFV devido à altura do poste com os módulos permitiu aumento do rendimento pela utilização da irradiação secundária proveniente do espalhamento omnidirecional e albedo do dossel da cana. O resultado representa cerca de 7,4% de ganho efetivo de energia gerada no arranjo, notar que o uso do módulo bifacial na montagem convencional no solo também permitiu um aumento, porém bem reduzido. Este item mostra a necessidade de cuidadoso projeto aproveitando todas as sinergias e decorrências do fato da lavoura cana estar abaixo do módulo fotovoltaico, e manutenção cuidadosa das condições operacionais.

A abordagem Agro fotovoltaica não se mostrou viável nesta simulação para o específico local e características da implementação. Os principais parâmetros críticos foram apontados. Para se tornar viável na presente usina piloto, um estudo de redução e otimização dos materiais seria recomendado. As seguintes linhas de ação são propostas:

Aumento da geração. A usina piloto foi desejada para cobrir 4,6ha, o que permitiu cerca de 360 módulos e 185kWp, porém a cabine primária foi desenhada para 500 kVA, visando a instalação permitir o aumento futuro de geração, sem obras significativas na infraestrutura. É possível aumentar 2,4 vezes a geração sem aumentar significativamente a cabine primária.

Procurar Cotações diretas com fabricante. O orçamento de alguns itens aqui se mostrou bem acima da média setorial apurada pela GRENNER (2023), o que significa que os custos estão inflados pelo preço de varejo. É necessário obter cotações diretamente com fabricantes e atacadistas.

Fator de escala.: Ao se aumentar o número de módulos, ainda que com fiação também sendo aumentada, é possível reduzir os custos proporcionais, tanto CAPEX quanto OPEX.

Utilização da cabine primária existente da usina sucroalcooleira. A usina possui geração por queima de biomassa com potência nominal de 5MVA. Já existe cabine primária no padrão CPFL. Cabe uma investigação detalhada, incluindo consulta à CPFL, sobre a viabilidade regulatória de se utilizar a mesma instalação para a UAFV.

Uso de micro inversores: A tecnologia micro inversores está se aprimorando com reduções de custos significativas. Existem micro inversores para quatro módulos fotovoltaicos somando 2kWp, e saída de 220V, com preços ao redor de 1,5KR\$. Como são limitados a 4 módulos, em cada poste deveriam ser instalados 3 micros inversores ao menos. A grande vantagem seria na fiação, pois poderia ser elaborado que o barramento CA fosse progressivamente aumentado na medida que a descida dos postes fosse juntada no eletroduto que interliga os postes na linha de soca. Neste caso, os comprimentos dos cabos CC seriam diminuídos substancialmente, e o eletroduto CA em 220V começaria com fiação 4mm² na descida do primeiro poste, e no final, na cabeceira da linha no sexto poste com 25mm². Sugere-se a elaboração de projeto detalhado elétrico visando explorar esta abordagem.

Uso de seguidores solares. Seria possível instalar um pequeno seguidor solar em cada poste. Ou seja, os 10 módulos no topo do poste seguiriam o sol, podendo ser o acionamento em um eixo somente. O poste deverá ter sua altura aumentada, ao redor de 10m, para permitir que quando os painéis estejam inclinados, na manhã ou final da tarde, suas extremidades não fiquem abaixo dos 8m de altura, evitando choques com as máquinas colhedoras. Como são apenas 10 módulos o mecanismo de movimentação seria relativamente pequeno. O uso de seguidores pode aumentar significativamente a eficiência do sistema. Considerando os módulos bifaciais, existe potencial de aumento significativo de energia. Segundo Kopecek e Libal (2021), a combinação de módulos bifaciais com seguidores solares, podem resultar em aumentos de 30% da eficiência de coleta da irradiação. Na Figura 31 são mostrados os resultados desta análise.

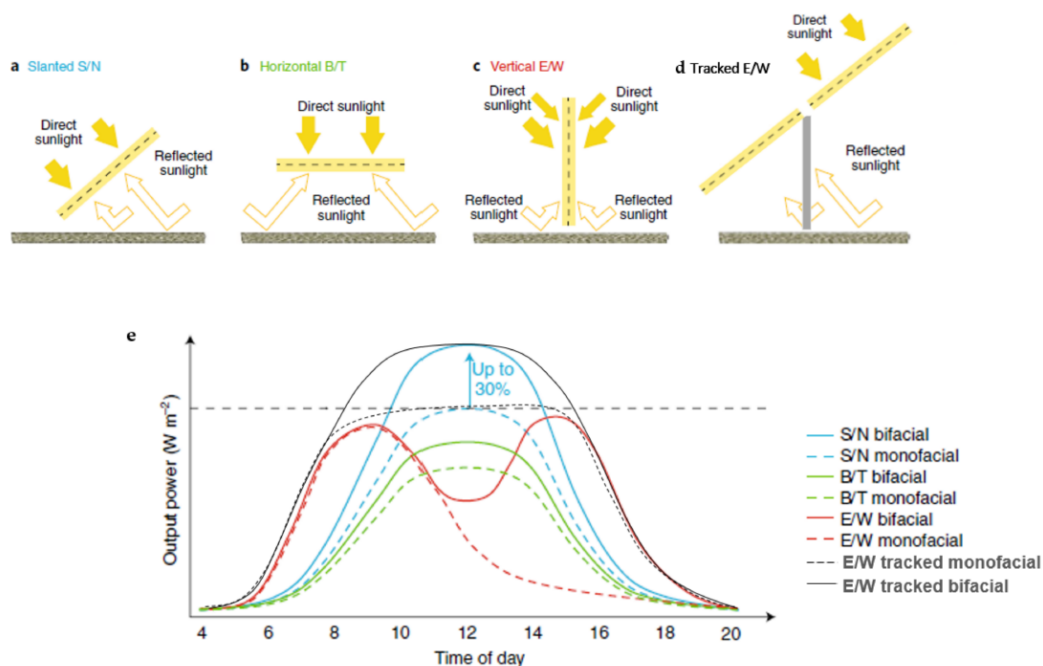


Figura 31 Possibilidades de combinações de módulos bifaciais e mecanismos seguidores. Na figura, são apontadas as possibilidades de montagem. S/N significa sentido de orientação Sul Norte, B/T vertical base topo, E/W Este Oeste. Notar que a montagem Este Oeste, ou seja, eixo de giro no sentido norte e sul, inclinado na latitude, bifacial, pode permitir ganhos de mais de 30% de energia ao longo do dia. Fonte: Kopecek e Libal (2021).

12- Conclusões

A abordagem AFV neste projeto de usina piloto não se mostrou viável, frente as circunstâncias econômicas do momento. No entanto, foi possível mostrar que com ajustes no projeto, e busca na redução dos custos dos materiais, pode se tornar viável. A abordagem permite grande aumento da receita, bem como da geração de energia utilizando a mesma área. Houve significativo aumento da eficiência do uso da terra. E no caso da cobertura escolhida, foi possível obter ganhos no rendimento agroindustrial.

A abordagem agro fotovoltaica merece mais estudos e busca por soluções de redução de custo. Com uma redução de 25% no CAPEX o sistema se torna viável, e esta redução de custo deve ser perseguida. Para tanto, o uso de micro inversores, aliado a seguidores solares, podem permitir significativo aumento da geração de energia e redução de custo na fiação. O aproveitamento da cabine primária da usina sucroenergética existente, ao invés de construir especificamente para a UAFV, mediante consulta a concessionária, pode indicar caminho para maiores reduções de custo.

13-Agradecimentos

O autor agradece primeiramente ao Sr. Orientador, Prof. João Marcus Callegari Neto pela paciência, dedicação, pelas importantes contribuições, esclarecimentos e ensinamentos, sem aos quais este trabalho não teria sido possível.

Aos membros da banca, Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira, e Profa. Dra. Beatriz Vargas pelas construtivas críticas e importantes sugestões.

Ao Eng. Luiz Otoboni pelas produtivas discussões e auxílio nos desenhos das estruturas mecânicas.

A Profa. Dra. Teresinha Bonuccelli, da UFSCar pelo incansável apoio, sugestões e críticas.

O autor estende os agradecimentos a todos os professores, monitores e membros da Gerência de Especialistas em Sistemas Elétricos de Potência – GESEP – UFV, e aos colegas da turma 222 pelo espírito solidário, colaborativo e produtivo sempre demonstrado por todos.

14-Referências Bibliográficas

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa nº 954 de 10 novembro de 2021, Implementação de Central Geradora Híbrida ou Associada.

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa nº 876 de 10 março 2020, Alteração de outorgas para Centrais Geradora Híbrida ou Associadas.

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa nº 921 de 23 fevereiro 2021, Autoprodutores de Energia Elétrica, Regras

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). “Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, oportunidades e desafios, Seminário Desafios da Energia no Brasil, Brasília, outubro 2017”. Disponível em: <www.absolar.com.br>.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). FINEM Geração de Energia. 2021. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>>.

Barros T. M; Keivaas J. F. ; Teixeira A. H. C. ; Andrade R. G. ; Victoria D. C. ; Avaliação do albedo em áreas de plantio da cana-de-açúcar, 8º Congresso Interinstitucional de Iniciação Científica CIC 2014, UNICAMP 2014

BYD Energia Solar BYD (bydenergia.com) (2023), acesso em 04/09/2023.

Bouhid A.; Mendonça J. C. ; MarquesII V. S. ;PinheiroII F. M. S.; MarquesIII J. ; Aspectos energéticos do desenvolvimento da cana-de-açúcar parte 1 balanço de radiação e parâmetros derivados, Revista Brasileira de Meteorologia v. 25 n.3 pg 375-382 2010

Centro de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). PLD Média Mensal. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_media_mensal?_adf.ctrl-

state=kms1i751d_1&_afLoop=24486461544925#!%40%40%3F_afLoop%3D24486461544925%26_adf.ctrl-state%3Dkms1i751d_5>.

CRESESB Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Brito – Eletrobras CEPEL, Potencial Solar – disponível em [CRESESB-Centro de Referência para Energia Solar e Eólica \(cepel.br\)](http://cepel.br). Acesso em 22 de julho 2023.

Dupraz C.; Marrou H.; Talbot G. “Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimizing land use: Towards new Agri voltaic schemes.” *Renew Energ.* 2011; 36(10): 2725–2732. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.005>

Esteves B. S. ; Souza E. F. ; Mendonça J. C. ; Louzada L. L. ; Muniz R. A. ; Silva R. M. ; Variações do albedo NDVI SAVI durante um ciclo de cana-de-açúcar no norte fluminense, *Revista Brasileira de Ciências Agrárias*, v7, n4 p. 663-670 , 2012

Esteves B. S. ; Souza E. F. ; Mendonça J. C. ; Louzada L. L. ; Muniz R. A. ; Siqueira D. P. ; Albedo da cana-de-açúcar em Campos dos Goytacazes , RJ; XVII Congresso Brasileiro de Agrometeorologia - 18 a 21 Julho 2011 - SESC Guarapari - ES,

Fthenakis V. ; Yu, Y.; , "Analysis of the potential for a heat island effect in large solar farms," 2013 *IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Tampa, FL, USA, 2013, pp. 3362-3366, doi: 10.1109/PVSC.2013.6745171.

Giongo P.; Moura G. B. A. ;Silva B.; Rocha H. R. ; Medeiros S. R. R. ; Nazareno A. C. ; Albedo à superfície a partir de imagens LandSat 5 em áreas de cana-de-açúcar e cerrado , *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e ambiental* v14 n3 , p. 279-287, 2010.

GED 559 ; “Cabine de Proteção Autoprodutores 15KV”, Especificação Técnica , CPFL 2012

GED 2855 ; “Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV – volume 1”, Especificação Técnica, CPFL 2021.

GED 2856 ; ”Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV – volume 2, Tabelas” Especificação Técnica , CPFL 2020.

GED 2858 ; “ Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV – volume 3 Anexos” , Especificação Técnica , CPFL 2022.

GED 2858 ; “ Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV – volume 4.1 Desenhos”, Especificação Técnica , CPFL 2022.

GED 2861; “Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV – volume 4.2 Desenhos”, Especificação Técnica, CPFL 2021.

GED 15303 ; “Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica”, Norma Técnica , CPFL 2022.

GREENER. 2023. “Geração Distribuída. Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico, 1º semestre 2023”. Disponível em: <www.GREENER.com.br>.

Instituto PECEGE (PECEGE). 2023. “Radar Sucreenergético: Custos de produção de cana-de-açúcar, açúcar, etanol e bio eletricidade na região centro-sul do Brasil: fechamento da safra

2022/2023”, Relatório PECEGE Evento Expedição de Custos Cana, agosto 2023. Disponível em: <<https://radarsucroenergetico.com/>>.

Jiang G. ; Zhao Y. ; Liu J. ; Jiang H. ; “Calculation of wind load on Photovoltaic Panel of solar power plant”, 2020, IEEE Transactions of The 5th International Conference on Power and Renewable Energy , IEEE 2020.

Kopecek, r. Libal, j. 2021 , Bifacial Photovoltaics 2021: Status, Opportunities, Energies 2021, 14,2076 <https://doi.org/10.3390/en14082076>

Morais E. C. ; Silva N. R. F. ; Moura M. S. B. ; Oliveira B. S. ; Carvalho F. H. F. S.; “ Avaliação da acurácia do albedo do MODIS para cultura de cana-de-açúcar no Nordeste”, Anais do XIX Simpósio Brasileiro de sensoriamento remoto, Abril 2019.

NBR 6123 “Forças devidas ao vento em edificações” Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT, junho 1988.

PHB Solar Inversores on Grid; 2023; <https://www.energiasolarphb.com.br/inversores-on-grid/> acesso em 06/julho/2023.

Pinto F.L.G.; Bernardes M.S.; Sparovek G. “Feasibility of Cultivation of Sugarcane in Agroforestry Systems”. Sci agric. 2019; 60(3): 489–493. <https://doi.org/10.1590/S0103-90162003000300012>

Rodrigues J.D.; Jadoski Junior C.; Fagan E.B.; Ono E.O.; Soares L.H.; Dourado Neto D. “Fisiologia da produção de Cana-de-açúcar”. Editora ANDREI, São Paulo, SP, Brasil. 2018. ISBN: 9788574764184

Sage R.F.; Peixoto M.M.; Sage T.L. “Photosynthesis in Sugarcane”, In: Moore P.H.; Boths F.C, (Ed). Sugarcane: Physiology, Biochemistry and Functional Biology, 1st ed. New Jersey: John Wiley & Sons; 2014 <https://doi.org/10.1002/9781118771280.CH6>.

Sarah E. S; Bianca V.; Naseem A. ; Silverman T. ; Martín O. ; Calaf M. ; Bayoán R. ; “Increased panel height enhances cooling for photovoltaic solar farms” Applied Energy 325 (2022) 119819 ; <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119819>

Schwerz F.; Elli E.F.; Behling A.; Schmidt D.; Caron B.; Sgarbossa J. “Yield and qualitative traits of sugarcane cultivated in agroforestry systems: Toward sustainable production systems”. Renew Agric Food Syst. 2017; 34(4): 280-292. <https://doi.org/10.1017/S1742170517000382>

Schindele S.; Trommsdorff M.; Schlaak A. “Implementation of agrophotovoltaics: Techno-economic analysis of the price-performance ratio and its policy implications” Stephan. Appl Energy. 2020; 265: 114737. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114737>

Stefani, M. A., Felema, J. “Agro photovoltaic: feasibility of synergistic system in the sugarcane bioenergy sector”. 2022. Quaestum, 3, 1–20. <https://doi.org/10.22167/2675-441X-20220578> . Disponível em : <https://revista.iPECEGE.org.br/quaestum/article/view/578> .

Trommsdorff M. “An Economic Analysis of Agrophotovoltaics: Opportunities, Risks and Strategies towards a More Efficient Land Use”. Constitutional Economics Network. 2016; 03: 35. Disponível em: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/150976/1/879248831.pdf>.

Weselek A.; Ehmann A.; Zikeli S. "Agrivoltaics systems: applications, challenges, and opportunities. A review". *Agron. Sustain. Dev.* 2019; Springer-Verlag France. DOI:10.1007/s13593-019-0581-3

Willockx, B.; Herteleer, B.; Ronsijn, B. Uitterhaegen, B.; Cappelle, J.; "A standardized classification and performance indicators of agrivoltaic systems". Conference: 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. 2020; 1-5. DOI:10.4229/EUPVSEC20202020-6CV.2.47.

15- Apêndices

15.1 Irradiância no local da instalação piloto

Os dados de irradiância foram obtidos no CRESESB (2023), para as coordenadas com estação de medição mais próximas ao local. Foi encontrada estação a 3km de distância. O relevo do local é relativamente plano, na mesma altitude da estação.

Estação: Clementina

Município: Clementina, SP - BRASIL

Latitude: 21,601° S

Longitude: 50,449° O

Distância do ponto de ref. (21,577183° S; 50,435163° O):3,0 km

Tabela 32 Dados CRESESB da irradiação solar em Clementina SP (2023)

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Plano Horizontal	0° N	5,89	5,91	5,35	4,84	3,98	3,69	3,93	4,83	4,89	5,58	6,03	6,31	5,10	2,62
Ângulo igual a latitude	22° N	5,32	5,62	5,48	5,46	4,88	4,73	4,96	5,70	5,18	5,43	5,52	5,60	5,32	,96
Maior média anual	20° N	5,40	5,67	5,50	5,43	4,82	4,66	4,88	5,64	5,18	5,47	5,59	5,69	5,33	1,03
Maior mínimo mensal	30° N	5,00	5,38	5,39	5,53	5,07	4,98	5,19	5,85	5,15	5,24	5,20	5,22	5,27	,87

15.2 Avaliação do albedo do dossel da cana

Foram buscadas na literatura, tanto agrônômica quanto de sensoriamento remoto, os valores típicos obtidos para o albedo da cana-de-açúcar ao longo do ciclo de plantio, ou seja, a partir da fase do perfilhamento, crescimento dos colmos, maturação e em alguns casos após a colheita, quando o solo fica exposto parcialmente até novamente haver o perfilhamento.

Na tabela seguinte são mostrados os valores obtidos, e foi efetuada uma média. Notar que houve grande dispersão dos resultados. Uma das razões é decorrente das diversas variedades ou espécie de cana empregada, bem como das práticas de manejo, que variam de acordo com as regiões de plantio. No entanto, a média ao redor 0,22 coincide com os valores típicos obtidos por vegetações como grama e similares.

Tabela 33 Valores do albedo da cana segundo vários autores. O Valor médio foi empregado nas simulações

Mês/Referência	[a]	[b]	[c]	[d]	[e]	[f]	média
janeiro	0,25		0,16	0,17	0,25	0,26	0,218
fevereiro	0,26	0,19	0,15	0,17	0,28	0,26	0,218
março	0,3		0,16	0,16		0,26	0,220
abril	0,31	0,2	0,17	0,16		0,26	0,220
maio	0,33	0,17	0,16	0,17		0,23	0,212
junho			0,16	0,19	0,24	0,23	0,205
julho			0,15	0,19	0,28	0,23	0,213
agosto		0,18	0,15	0,19	0,3	0,23	0,210
setembro		0,18	0,15	0,2	0,31	0,28	0,224
outubro		0,17	0,16	0,21	0,21	0,28	0,206
novembro	0,23		0,16	0,21	0,22	0,28	0,220
dezembro	0,24		0,16	0,19	0,23	0,28	0,220

Tabela 34 Referências empregadas para obtenção dos albedos da cana

referência	autores	ano	publicação
[a]	Bouhid Andre et all	2010	Aspectos energéticos do desenvolvimento da cana-de-açúcar parte 1 balanço de radiação e parâmetros derivados, Revista Brasileira de Meteorologia v. 25 n.3 pg 375-382 2010
[b]	Giongo et all	2010	Albedo à superfície a partir de imagens LandSat 5 em áreas de cana-de-açúcar e cerrado, Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental v14 n3 p. 279-287, 2010
[c]	Morais et all	2019	Avaliação da acurácia do albedo do MODIS para cultura de cana-de-açúcar no Nordeste, Anais do XIX Simpósio Brasileiro de sensoriamento remoto, Abril 2019
[d]	Barros et all	2014	Avaliação do albedo em áreas de plantio da cana-de-açúcar, *º Congresso Interinstitucional de Iniciação Científica CIC 2014, UNICAMP 2014
[e]	Esteves et all	2012	Variações do albedo NDVI SAVI durante um ciclo de cana-de-açúcar no norte fluminense, Revista Brasileira de Ciências Agrárias, v7, n4 p. 663-670, 2012
[f]	Esteves et all	2011	Albedo da cana-de-açúcar em Campos dos Goytacazes, RJ; XVII Congresso Brasileiro de Agrometeorologia - 18 a 21 julho 2011 - SESC Guarapari - ES,

15.3 Resultados obtidos no sistema pela simulação PVsyst

Por brevidade, são apresentados abaixo alguns dos resultados de destaque obtidos pelo PVsyst na simulação. São apresentados aqueles para maior compreensão dos resultados e contexto de emprego. Para consulta ao relatório completo, solicitar ao autor.

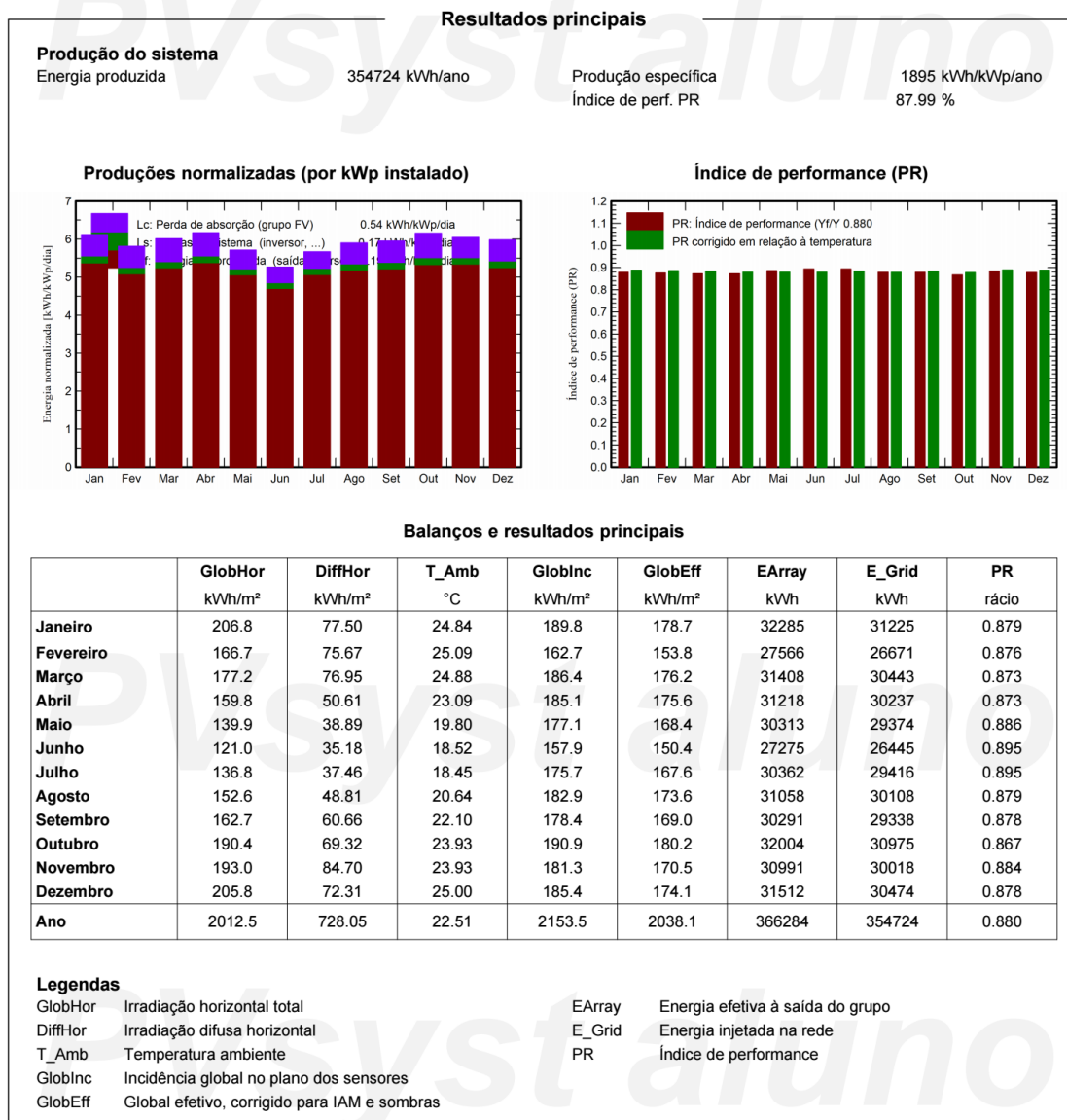


Figura 32 Resumo dos resultados principais obtidos pelo PVsyst

Parâmetros gerais												
Sistema acoplado à rede			360 módulos sobre 36 postes									
Orientação do plano dos módulos			Configuração dos sheds				Modelos utilizados					
Plano fixo			Nr. de sheds				Transposição					
Inclinação/Azimute			Esp. entre sheds				Difuso					
21 / 0 °			Largura módulos				Perez, Meteonom					
			Taxa ocup. do solo (GCR)				Cicumsolar					
			Banda inativa no topo				separado					
			Banda inativa em baixo									
			Ângulo limite das sombras									
			Ângulo de perfil limite				3.0 °					
Horizonte			Sombras próximas				Exigências do consumidor					
Sem horizonte			Sombras lineares : rápido (tabela)				Carga ilimitada (rede)					
Sistema bifacial			Geometria do modelo bifacial				Definições para modelo bifacial					
Modelo			Cálculo 2D									
			sheds ilimitados									
			Esp. entre sheds				Média do albedo do solo					
			Largura dos sheds				Fator de bifacialidade					
			Ângulo de perfil limite				Fator sombras posterior					
			GCR				Perd. mismat. lado an					
			Altura acima do solo				Fração transparente do shed					
			35.00 m				0.22					
			4.57 m				70 %					
			3.0 °				5.0 %					
			13.1 %				10.0 %					
			8.00 m				0.0 %					
Valores mensais de albedo no solo												
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano
0.22	0.22	0.22	0.22	0.21	0.21	0.21	0.21	0.22	0.21	0.22	0.22	0.22

Figura 33 Resultados obtidos pela simulação PVsyst para presente configuração

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	BYD 520 MLK-36	Modelo	PHB36K-MT
(Parâmetros definidos pelo utilizador)			
Potência unitária	520 Wp	Potência unitária	36.0 kWca
Número de módulos FV	360 unidades	Número de inversores	6 unidades
Nominal (STC)	187 kWp	Potência total	216 kWca
Grupo #1 - linha poste #1		Grupo #2 - Linha poste #2	
Número de módulos FV	60 unidades	Número de inversores	3 * MPPT 33% 1 unidade
Nominal (STC)	31.2 kWp	Potência total	36.0 kWca
Módulos	6 Strings x 10 Em série	Tensão de funcionamento	200-950 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	0.87
Pmpp	28.18 kWp	Não há partilha de potência entre MPPTs	
Umpp	365 V		
I mpp	77 A		
Número de módulos FV	60 unidades	Número de inversores	3 * MPPT 33% 1 unidade
Nominal (STC)	31.2 kWp	Potência total	36.0 kWca
Módulos	6 Strings x 10 Em série		

Figura 34 Desempenhos das linhas de postes e módulos parte 1.

Características do grupo FV			
Grupo #2 - Linha poste #2			
Em condições de func. (50°C)			
Pmpp	28.18 kWp	Tensão de funcionamento	200-950 V
Umpp	365 V	Rácio Pnom (DC:AC)	0.87
Impp	77 A	Não há partilha de potência entre MPPTs	
Grupo #3 - Linha poste #3			
Número de módulos FV	60 unidades	Número de inversores	3 * MPPT 33% 1 unidade
Nominal (STC)	31.2 kWp	Potência total	36.0 kWca
Módulos	6 Strings x 10 Em série		
Em condições de func. (50°C)			
Pmpp	28.18 kWp	Tensão de funcionamento	200-950 V
Umpp	365 V	Rácio Pnom (DC:AC)	0.87
Impp	77 A	Não há partilha de potência entre MPPTs	
Grupo #4 - Linha poste #4			
Número de módulos FV	60 unidades	Número de inversores	3 * MPPT 33% 1 unidade
Nominal (STC)	31.2 kWp	Potência total	36.0 kWca
Módulos	6 Strings x 10 Em série		
Em condições de func. (50°C)			
Pmpp	28.18 kWp	Tensão de funcionamento	200-950 V
Umpp	365 V	Rácio Pnom (DC:AC)	0.87
Impp	77 A	Não há partilha de potência entre MPPTs	
Grupo #5 - Linha poste #5			
Número de módulos FV	60 unidades	Número de inversores	3 * MPPT 33% 1 unidade
Nominal (STC)	31.2 kWp	Potência total	36.0 kWca
Módulos	6 Strings x 10 Em série		
Em condições de func. (50°C)			
Pmpp	28.18 kWp	Tensão de funcionamento	200-950 V
Umpp	365 V	Rácio Pnom (DC:AC)	0.87
Impp	77 A	Não há partilha de potência entre MPPTs	
Grupo #6 - Linha poste #6			
Número de módulos FV	60 unidades	Número de inversores	3 * MPPT 33% 1 unidade
Nominal (STC)	31.2 kWp	Potência total	36.0 kWca
Módulos	6 Strings x 10 Em série		
Em condições de func. (50°C)			
Pmpp	28.18 kWp	Tensão de funcionamento	200-950 V
Umpp	365 V	Rácio Pnom (DC:AC)	0.87
Impp	77 A	Não há partilha de potência entre MPPTs	
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	187 kWp	Potência total	216 kWca
Total	360 módulos	Número de inversores	6 unidades
Superfície módulos	920 m ²	Rácio Pnom	0.87
		Sem partilha de potência	

Figura 35 Desempenhos das linhas de postes e módulos parte 2

Perdas do grupo			
Perdas sujidade grupo		Fator de perdas térm.	
Fração perdas	3.0 %	Temperatura módulos em função irradiância	
		Uc (const.)	29.0 W/m ² K
		Uv (vento)	0.0 W/m ² K/m/s
Perdas diodo série		LID - "Light Induced Degradation"	
Queda de tensão	0.7 V	Fração perdas	2.0 %
Fração perdas	0.2 % em STC		
		Perdas de cablagem DC	
		Res. global do grupo	101 mΩ
		Res. global dos cabos	17 mΩ
		Fração perdas	1.9 % em STC
		Perdas de qualidade dos módulos	
		Fração perdas	-0.5 %

01/09/23

PVsyst Student License for Mario A. Stefani (Brazil)

Página 5/16

Figura 36 Estimativa das perdas simuladas pelo PVsyst parte 1

PVsyst V7.4.2

VC1, Data da simulação: 01/09/23 15:30
com v7.4.2

Mario A. Stefani (Brazil)

Perdas do grupo

Perdas dos módulos com mismatch
Fração perdas 2.0 % no MPP

Perdas devidas a mismatch, em fiadas
Fração perdas 0.2 %

Fator de perda IAM

Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

Perdas de cablagem CA

Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção

Tensão inversor 380 Vac tri
Fração perdas 2.40 % em STC

Inversor: PHB36K-MT

Secção cabos (6 Inv.) Cobre 6 x 3 x 25 mm²
Comprimento médio dos cabos 150 m

Figura 37 Estimativa das perdas simuladas pelo PVsyst parte 2

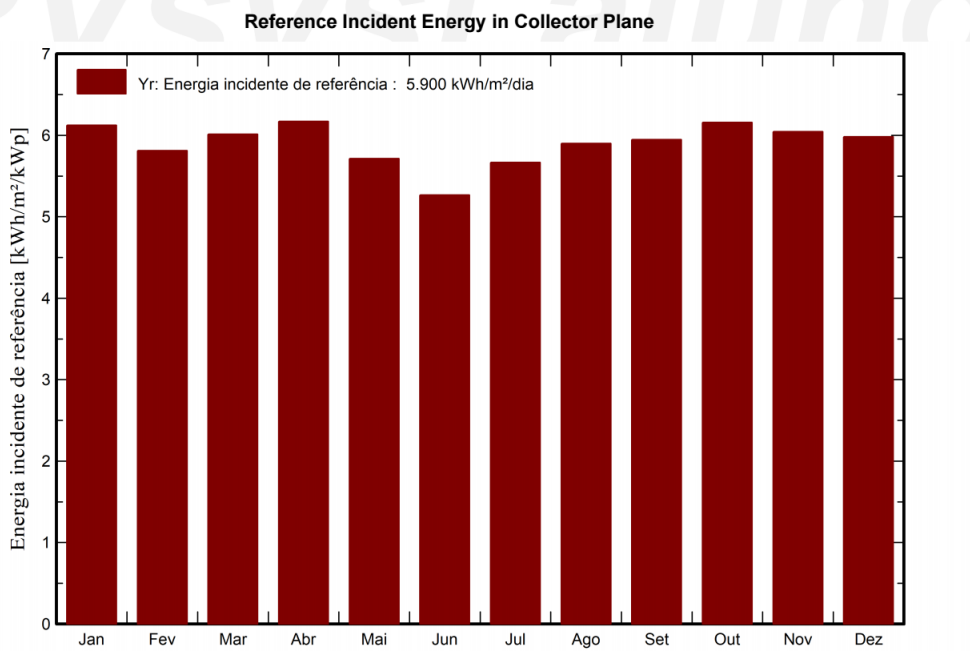


Figura 38 Energia incidente de referencia PVsyst, no local usando dados de sua base.

	KANAFLEX 110mm	cabos	M						
	TOMADA AUXILIAR 2P+T PADRÃO BRASILEIRO 220V	proteções	PC						
	CANALETA 500X400X200mm	proteções	PC						
	FITA DE AÇO INOXIDÁVEL	cabos	PC						
	ELETRLEITO 800X100mm ABA EXTERNA	cabos	PC						
	TOMADA AUXILIAR 2P+T PADRÃO BRASILEIRO 220V (H=1200mm)	proteções	PC						
	INTERRUPTOR (H=1200mm)	proteções	PC						
	EXAUSTOR PARA VENTILAÇÃO	quadros	PC						
	ELETRODUTO GALVANIZADO 1"	quadros	PC						
	CABO DE COBRE NÚ 50mm²	cabos	M						
	ELETRODUTO DE PVC RÍGIDO Ø20 mm	cabos	M						
	JANELA DE ILUMINAÇÃO NATURAL	quadros	PC						
	CHAVE SECCIONADARA FUSÍVEL, CLASSE 15kV	proteções	PC						
ELETRODO GALVANIZADO 20mm PARA CIRCUITO DE ANTENA	cabos	M							
total Cabine MT e proteções						R\$ 236.933,24		R\$ 236.933,24	
Suportes, fixadores, estruturas	TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL VIGA	suportes	PC	48				48	
	TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL TRAVESSA	suportes	PC	120				120	
	GRAMPO TERMINADOR 35MM EM ALUMÍNIO	suportes	PC	24				24	
	GRAMPO DE ATERRAMENTO	suportes	PC	360				360	
	ABRAÇADEIRAS DE AÇO PARA CABOS	suportes	PC	696				696	
	CLIP DE AÇO P/ ATERRAMENTO ESTRUTURA - MÓDULOS	suportes	PC	120				120	
	GRAMPO INTERMEDIÁRIO 35MM EM ALUMÍNIO	suportes	PC	60				60	
	SUPORTE DE ALUMÍNIO TIPO H 100MM	suportes	PC	480				480	
	KIT SUPORTE DE ALUMÍNIO TIPO AG4	suportes	PC	696				696	
	GRAMPO DE ALUMÍNIO P/ TRILHO TIPO KS	suportes	PC	48	R\$ 65.601,91	R\$ 65.601,91		R\$ 65.601,91	
	BASE FRONTAL DE ALUMÍNIO 120MM	suportes	PC	60				60	
	BASE TRASEIRA DE ALUMÍNIO 160MM	suportes	PC	60				60	
	EMENDA DE PERFIL DE ALUMÍNIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MÓDULOS FV (0,4M)	suportes	PC	192				192	
	PERFIL DE ALUMÍNIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MÓDULOS FV (2,95M)	suportes	PC	168				168	
	PERFIL DE AL. SOLO-TRAVESSA ANODIZADO P/ MOD. FV (3,80M)	suportes	PC	48				48	
	PARAFUSO AUTOBROCANTE 1/4	suportes	PC	1152				1152	
	CHUMBADOR M10X100MM DE ACO INOX TIPO AF COM PRISIONEIRO	suportes	PC	480				480	
	PASTA ANTIGRIANTE C/ ALTO TEOR DE GRAFITE 30G	suportes	PC	8				8	
	CAVALETE P/ ESTRUTURA SOLO 21"	suportes	pc		R\$ 0,00	R\$ 0,00	60	R\$ 102,46	R\$ 6.147,00
	fundação para estrutura solo concreto	suportes	pc		R\$ 0,00	R\$ 0,00	60	R\$ 100,00	R\$ 6.000,00
poste 8m	suportes	pc	36	R\$ 3.200,00	R\$ 115.200,00		R\$ 0,00	R\$ 0,00	
estaca helicoidal 6m	suportes	pc	36	R\$ 1.500,00	R\$ 54.000,00		R\$ 0,00	R\$ 0,00	
total estruturas, suportes fixadores						R\$ 234.801,91		R\$ 77.748,91	
automação e proteção de	sensores piroelétricos para detecção de incêndio, fumaça e temperatura ZigBee	sensoriamento	pc	36	R\$ 122,90	R\$ 4.424,40	6	R\$ 122,90	R\$ 737,40
	central de alarme de incêndio Intelbras CIC 12L	sensoriamento	pc	3	R\$ 545,90	R\$ 1.637,70	1	R\$ 545,90	R\$ 545,90
	Cabo De Automação Rs485 4 Vias 2x18awg + 2x22awg 100mts	sensoriamento	pc	14	R\$ 894,00	R\$ 12.516,00	7	R\$ 894,00	R\$ 6.258,00
	eletroduto subterrâneo para automação Tubo Duto Corrugado Eletroduto 3 Pol 50 Metros C/ Guia	sensoriamento	pc	28	R\$ 429,99	R\$ 12.039,72	14	R\$ 429,99	R\$ 6.019,86
	total automação e proteção de incêndio						R\$ 30.617,82		R\$ 13.561,16
Serviços relacionados	ajustes programação dos reis de proteção	serviços	%	10,00%		R\$ 3.971,32	10,00%	R\$ 3.971,32	
	ajustes programação da central de automação	serviços	%	5,00%		R\$ 1.530,89	5,00%	R\$ 678,06	
	serviço de instalação dos suportes	serviços	%	5,00%		R\$ 11.740,10	5,00%	R\$ 3.887,45	
	total serviços						R\$ 17.242,31		R\$ 8.536,83
totalizações por classe									
	módulos FV					R\$ 296.744,40	-	R\$ 296.744,40	
	inversores					R\$ 67.423,50	-	R\$ 67.423,50	
	cabos					R\$ 367.376,07	-	R\$ 217.007,07	
	proteções					R\$ 86.403,48	-	R\$ 86.403,48	
	transformadores					R\$ 83.882,00	-	R\$ 83.882,00	
	suportes					R\$ 234.801,91	-	R\$ 77.748,91	
	sensoriamento					R\$ 30.617,82	-	R\$ 13.561,16	
total geral						R\$ 1.199.418,23		R\$ 866.234,09	
						Agro fotovoltaico montado postes		fotovoltaico convencional no solo	
área ocupada de talhões	4,60	ha							
potência nominal FV do empreendimento	187200	Wp		R\$	6,41			R\$ 4,63	
fator de variação para simular alterações e margens de viabilidade: multiplica o custo total por este fator para permitir estudar margens				1					

