

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
IFG - CAMPUS GOIÂNIA
COORDENAÇÃO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIA DE
PROCESSOS SUSTENTÁVEIS



REGINALDO ALVES DE ANDRADE

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE
SISTEMA HÍBRIDO SOLAR FOTOVOLTAICO - BIOMASSA CONECTADO À RE-
DE DE ENERGIA ELÉTRICA

Goiânia, 2014

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
IFG - CAMPUS GOIÂNIA
COORDENAÇÃO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIA DE
PROCESSOS SUSTENTÁVEIS

REGINALDO ALVES DE ANDRADE

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA HÍBRIDO SOLAR FOTOVOLTAICO - BIOMASSA CONECTADO À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação de Tecnologia de Processos Sustentáveis do IFG para obtenção de título de mestre.

Orientação Prof. Dr. Elder G. Domingues.

Coorientação Prof. Dr. José Luis Domingos.

Goiânia, 2014

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
IFG - CAMPUS GOIÂNIA**

**COORDENAÇÃO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIA DE
PROCESSOS SUSTENTÁVEIS**

REGINALDO ALVES DE ANDRADE

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA IMPLANTA-
ÇÃO DE SISTEMA HÍBRIDO SOLAR FOTOVOLTAICO - BIOMASSA CONECTA-
DO À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada à Coordenação do
Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de
Processos Sustentáveis do IFG para obtenção
de título de Mestre.

Orientação Prof. Dr. Elder G. Domingues

Coorientação Prof. Dr. José Luis Domingos

Dr. Elder Geraldo Domingues, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás

Dr. José Luis Domingos, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás

Dr. Wesley Pacheco Calixto, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás

Dr. Carlos Augusto G. Medeiros, Pontifícia Universidade Católica de Goiás

Aprovado em: ___/___/___

Obs.:

À minha esposa Cristiane e meus filhos, Anna Júlia e Luiz Felipe, que com compreensão, deram-me força para alcançar este objetivo.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Elder G. Domingues, pela orientação, paciência, competência e sabedoria.

Ao professor José Luis Domingos, pela amizade, competência, paciência e incentivo.

Aos demais professores, funcionários e colegas do Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Sustentáveis do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Campus Goiânia.

À minha mãe com incentivos desde os estudos iniciais, com carinho e dedicação acreditando que seu filho poderia chegar tão longe.

Ao meu pai, mesmo que falecido, que tanto orgulha das minhas conquistas.

Ao IFG que proporcionou a construção do conhecimento, desde o ensino médio, com ambiente favorável ao desenvolvimento técnico e científico.

RESUMO

O intuito deste trabalho é analisar e comparar a viabilidade técnica e econômica da implantação de sistema híbrido de geração de energia elétrica renovável, conectado à rede local de distribuição de energia elétrica. Os estudos de casos são realizados para um frigorífico de suínos localizado na região metropolitana da cidade de Goiânia. São analisadas as seguintes alternativas de projetos de investimento: i) sistema atual de geração de energia elétrica, em que toda energia elétrica é comprada da concessionária local, ii) sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição, iii) geração por meio de um grupo motor gerador de combustão interna a biogás conectado à rede, e iv) sistema híbrido de geração de energia elétrica composto por sistema fotovoltaico e motor de combustão interna a biogás, conectados à rede de distribuição local. Os sistemas fotovoltaicos são dimensionados de acordo com a área disponível no local, podendo gerar energia para o consumo interno da instalação e, caso haja excedente de geração, gerar créditos junto à distribuidora local de energia elétrica, conforme RN N° 482 da ANEEL. Os resultados de simulação e de análise de sensibilidade, obtidos através do software HOMER Energy, mostram que sistema híbrido de geração de energia elétrica composto por sistema fotovoltaico e motor de combustão interna a biogás, conectados à rede de distribuição, por enquanto, não é a alternativa mais viável economicamente. Os resultados indicam que a alternativa mais viável é a compra da energia elétrica da concessionária local. No entanto, caso haja, no futuro, diminuição do custo unitário de geração dos sistemas fotovoltaicos e aumento progressivo das tarifas de consumo de energia elétrica, os SHGD tornam-se alternativas viáveis economicamente, quando comparadas a alternativa de compra de energia da concessionária de distribuição local.

Palavras-chave: Energias Renováveis, Biogás, Sistemas Fotovoltaicos, Sistemas Híbridos, Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

The aim of this work is to analyze and compare the technical and economical feasibility of installing a hybrid system of renewable energy connected to the local distribution grid. The case studies were conducted in a swine slaughterhouse located in the metropolitan area of Goiania city. The following project alternatives of investment were analysed: i) current system of power generation, where the total electricity is purchased by the local distribution company; ii) photovoltaic system connected to the local grid; iii) motor generation group of internal combustion by using biogas connected to the local grid; and iv) hybrid system of generation energy, composed by photovoltaic system and motor generation group of internal combustion by using biogas connected to the local grid. The photovoltaic system were scaled according to the available area. Photovoltaic systems are sized according to the area available on site, which can generate energy for domestic consumption of the plant and, if there is surplus generation, generate credits by the local distribution of electricity, as RN N° 482 of ANEEL. The simulation results and sensitivity analysis, obtained through software HOMER Energy, showed that hybrid system of energy generation composed by photovoltaic system and motor generation group of internal combustion by using biogas connected to the local grid, for now, is not the most economical viable alternative. The results indicated that the most viable alternative is to purchase energy from the local distribution company. However, in the future, with reduction costs of the PV system and progressive increase in tariffs of electricity consumption, this alternative should be the most feasible, both technically and economically, when compared to the utility power purchase alternative local distribution.

Key-words: Renewable Energy, Biogas, Photovoltaic Systems, Hibrid Systems, Economic Viability.

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Ângulo de inclinação ao solo, para instalação de módulos fotovoltaicos.....	20
Tabela 2.2	Potência por m ² de diferentes tecnologias de módulos.....	31
Tabela 2.3	Projetos de instalação de SFCR em 2013 e 2014.....	36
Tabela 2.4	Composição do biogás	38
Tabela 2.5	Equivalência energética do m ³ do biogás comparado a outras fontes de energia.....	39
Tabela 2.6	Níveis de tensões para conexões de micro e minicentraís geradoras.....	43
Tabela 3.1	Especificações Técnicas do Módulo SuryaVolt.....	49
Tabela 3.2	Valores de conversão energética para diferentes tipos de efluentes	52
Tabela 3.3	Tabela de entrada de variáveis e descrições.....	59
Tabela 4.1	Média de consumo mensal de energia elétrica do frigorífico	72
Tabela 4.2	Dimensionamento e características de SFCR propostos para o frigorífico.....	75
Tabela 4.3	Variáveis estimadas para a geração de biogás e EE do GMG nas CNTP.....	77
Tabela 4.4	Características de projeto da Alternativa I.....	79
Tabela 4.5	Resultados de simulação Alternativa I.....	81
Tabela 4.6	Características de projeto da Alternativa II.....	82
Tabela 4.7	Resultados de comparação dos sistemas SFCR com a Alternativa I.	83
Tabela 4.8	Características do projeto da Alternativa III	84
Tabela 4.9	Resultados de comparação dos sistemas rede e biomassa-rede	84
Tabela 4.10	Resultados de comparação dos sistemas SGEE	86
Tabela 4.11	Diferença dos resultados de comparação de custo dos sistemas SGEE.....	90
Tabela 4.12	Tarifas do contrato Horossazonal Verde e demanda contratada	92
Tabela 4.13	Consumo e custo anual de energia elétrica do frigorífico	93
Tabela 4.14	VPL _{EE} valor presente líquido do consumo de EE e custos unitários	93
Tabela 4.15	Estimativas anuais de custo de consumo e geração de EE do SFCR-A e B.	94
Tabela 4.16	VPL dos custos de EE e geração SFCR	95
Tabela 4.17	Estimativa de custos e receitas, de produção de biogás e geração de EE	97
Tabela 4.18	VPL dos custos de EE e receitas de geração do GMG a biogás	98
Tabela 4.19	Estimativas de custos dos projetos, geração e receitas anuais com energia elétrica dos SHGD	99
Tabela 4.20	VPL e custos de EE e geração do SHGD.....	99
Tabela 4.21	Resultados de comparação dos SHGEE.....	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Estimativa do potencial de geração de energia a partir do biogás em 2012, geradores a partir da criação de suínos nos municípios da Região Centro-Oeste.....	6
Figura 1.2	Estimativa do potencial de geração de energia no setor sucroalcooleiro nos municípios da Região Centro-Oeste kWh/t cana.	6
Figura 2.1	Projeção do uso de fontes de energia até o ano de 2100.....	12
Figura 2.2	Radiação solar diária, média anual.....	12
Figura 2.3	Distribuição espectral da radiação solar.....	13
Figura 2.4	Tipos de radiação solar.....	14
Figura 2.5	Irradiância ao longo do dia.....	15
Figura 2.6	Médias mensais de irradiação solar ao longo de um ano da Estação Goiânia ...	16
Figura 2.7	Declinação solar ao longo do ano	17
Figura 2.8	Altura solar ao longo do ano	18
Figura 2.9	(a) Ilustração dos ângulos θ_z , α e γ_s , que representam a posição do Sol em relação ao plano horizontal. (b) Ilustração da orientação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano β , γ , γ_s e θ	19
Figura 2.10	Ângulo de inclinação do módulo e ângulo de incidência dos raios solares	20
Figura 2.11	Evolução do mercado brasileiro de aquecimento solar	21
Figura 2.12	Eficiência das células fotovoltaicas ao longo dos anos.....	23
Figura 2.13	Produção mundial de células fotovoltaicas	24
Figura 2.14	Distribuição da produção mundial de células fotovoltaicas em 2012.....	24
Figura 2.15	Produção mundial de células fotovoltaicas	25
Figura 2.16	Estrutura básica de uma célula fotovoltaica destacando: (1) região tipo n; (2) região tipo p; (3) zona de carga espacial, onde se forma a junção pn e o campo elétrico; (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antirreflexo; (6) contatos metálicos.....	26
Figura 2.17	Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica.....	27
Figura 2.18	Curva de potência P-V de uma célula fotovoltaica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino de 156 mm x 156 mm, sob condições-padrão de ensaio	28
Figura 2.19	Diferença entre célula, módulo e painel fotovoltaico	29

Figura 2.20	Curvas I-V de duas células fotovoltaicas, de silício cristalino, conectados em série	29
Figura 2.21	Curvas I-V de duas células fotovoltaicas, de silício cristalino, conectados em paralelo	30
Figura 2.22	Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino na temperatura de 25°C	32
Figura 2.23	Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V (irradiância de 1000 W/m ² e espectro AM 1,5).....	31
Figura 2.24	Configuração de um sistema fotovoltaico isolado	33
Figura 2.25	Exemplo de sistemas híbridos com acumulador	34
Figura 2.26	Sistema híbrido conectado à rede de distribuição sem acumulador.....	35
Figura 2.27	Sistema fotovoltaico conectado à rede	35
Figura 2.28	Usina Solar São Lourenço da Mata - PE.....	37
Figura 2.29	Esquema simplificado de GMG	39
Figura 2.30	Grupo Motor Gerador a biogás de 50 kVA da Biogás Motores.....	40
Figura 2.31	Estrutura de sistemas híbridos de geração de energia alternativa	41
Figura 3.1	Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes HSP.....	47
Figura 3.2	Valor acumulado diário do número de HSP.....	48
Figura 3.3	Módulos instalados no laboratório de energia elétrica fotovoltaica do IFG	49
Figura 3.4	Curva I-V do Módulo SuryaVolt	49
Figura 3.5	Página inicial do programa Biogás Geração e Uso Energético.....	53
Figura 3.6	Característica de localização da ETAE	54
Figura 3.7	Relação entre simulação, otimização e análise de sensibilidade.....	55
Figura 3.8	Curva de carga do software HOMER Energy	57
Figura 3.9	Entradas “PV” para custos individuais de projeto	58
Figura 3.10	Definição do Sistema de Rastreamento.....	58
Figura 3.11	Dados de entrada do Grupo Motor Gerador do HOMER	60
Figura 3.12	Entrada dos dados de valores e limite de consumo do biogás.	61
Figura 3.13	Entrada de dados de combustível e curva de geração do GMG.....	62
Figura 4.1	Curva de carga diária e mensal do frigorífico (kW).....	72
Figura 4.2	Irradiação solar média mensal no local de instalação do SFCR	73
Figura 4.3	Simulação da irradiação solar média mensal e anual.....	74
Figura 4.4	Foto aérea do frigorífico.....	75

Figura 4.5	Disposições dos 88 módulos fotovoltaicos para alternativa de SFCR A.	76
Figura 4.6	Disposição dos 120 módulos fotovoltaicos para alternativa de SFCR B.	76
Figura 4.7	Estimativa de geração de biogás na ETAE do frigorífico.	77
Figura 4.8	Produção de energia elétrica por sistema de geração.	78
Figura 4.9	Comparação da produção e carga de energia elétrica dos SHGD.	78
Figura 4.10	Entrada de dados dos horários e tarifas da Alternativa I.	80
Figura 4.11	Resultados de simulação da Alternativa I – Carga e rede do frigorífico.	80
Figura 4.12	Resultados simulados da Alternativa II – SFCR A e B comparado com a rede.	82
Figura 4.13	Resultados de simulação Alternativa III – Sistema biomassa conectado à rede.	84
Figura 4.14	Resultados da simulação Alternativa IV – Comparação da viabilidade do projeto solar-biomassa-rede.	86
Figura 4.15	Comportamento do custo presente líquido em função do custo unitário do sistema fotovoltaico.	88
Figura 4.16	Comportamento do custo presente líquido em função do aumento da tarifa de energia elétrica.	89
Figura 4.17	Comportamento do custo presente líquido em função do aumento da tarifa de energia elétrica.	89
Figura 4.18	Resultados simulados Alternativa V – SHGD.	90
Figura 4.19	Resultados simulados do custo anual de operação para os SGEE da Alternativa V.	91
Figura 4.20	Resultados simulados do CPL do custo unitário do kWh para os SGEE da Alternativa V.	91
Figura 4.21	Resultados simulados do CPL para os SGEE da Alternativa V.	91
Figura 4.22	Representação do fluxo de caixa, com custos anuais de energia elétrica.	93
Figura 4.23	Representação do fluxo de caixa do projeto SFCR A.	95
Figura 4.24	Representação do fluxo de caixa do projeto SFCR B.	96
Figura 4.25	Representação do fluxo de caixa do sistema a biomassa GMG a biogás.	98
Figura 4.26	Representação do fluxo de caixa do projeto SHGD A.	100
Figura 4.27	Representação do fluxo de caixa do projeto SHGD B.	100

LISTA DE ABREVIATURAS

A	ampére;
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica;
AC	Alternate Current;
AM	air mass;
<i>atm</i>	unidade de medida da pressão atmosférica;
C	unidade de medida de carga elétrica;
<i>c.a.</i>	corrente alternada;
CA_{EE}	custo anual da energia elétrica;
CBENS	Congresso Brasileiro de Energia Solar;
<i>c.c.</i>	corrente contínua;
<i>CdTe</i>	telureto de cádmio;
CEE	custo unitário do kWh [R\$];
CEE_{GMG}	custo unitário do kWh produzido pelo GMG [R\$];
CEE_{SFCR}	custo unitário do kWh produzido pelo SFCR [R\$];
CEE_{SHGD}	custo unitário do kWh produzido pelo SHGD [R\$];
CELG	Centrais Elétricas de Goiás;
CH_4	Metano;
CIGS	disseleneto de cobre, índio e gálio;
CIS	disseleneto de cobre;
C_{INST}	comprimento disponível da área para instalação do painel fotovoltaico;
CI_{BIO}	investimento inicial com a compra e instalação do biodigestor [R\$];
CI_{GMG}	investimento inicial com a compra e instalação do GMG [R\$];
CI_{SF}	investimento inicial do SFCR [R\$];
C_M	Consumo médio mensal de energia elétrica do frigorífico (kWh/mês);
CO_2	Dióxido de carbono;
COE	Cost Operating Energy;
$Conc_i$	concentração do biogás;
CPL	Custo Presente Líquido;
CPV	Concentrated Photovoltaics;
C_{PV}	comprimento do painel fotovoltaico;

CTR	Centro de Tratamento de Resíduos;
D	diodo;
DBO	demanda bioquímica de oxigênio;
DC	Direct Current;
DCCO	Distribuidora Cummins Centro-Oeste;
D_m	número médio de dias de utilização do equipamento, por mês;
DSSC	Dye – Sensitized Solar Cell;
EE	energia elétrica;
$EE_{acumulado}$	consumo total de energia elétrica ao longo da vida útil do projeto [kWh];
ETE	estação de tratamento de efluentes;
ETAE	estação de tratamento anaeróbico de efluentes;
FV	fotovoltaica;
G	irradiância incidente sobre o módulo (W/m^2);
gap	zona de carga espacial;
GD	geração distribuída;
GEE	Gases do Efeito Estufa;
G_{FV}	estimativa de geração fotovoltaica mensal;
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo;
GMG	Grupo Motor Gerador;
GWp	giga watt pico;
HFP	Horário Fora de Ponta – horário de menor consumo de EE;
HOMER	Hybrid Optimization Model for Electric Renewable;
HSP	horas de sol pleno;
HSP_{MA}	média diária anual das HSP incidente no plano do painel fotovoltaico;
HP	Horário de Ponta – horário de maior consumo de EE;
HR	Horário Reservado – horário reservado para sábados, domingos e feriados;
i	Taxa mínima de atratividade [% a.a.];
I	corrente elétrica (A);
I_0	corrente de saturação reversa do diodo (A)
IFG	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás;
I_{MP}	corrente máxima;
I_{SC}	corrente elétrica de curto circuito;
I_{SC-STC}	corrente de curto do STC (A);

$I-V$	curva corrente pela tensão;
J	joule unidade de medida de energia;
k	constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K);
K	unidade de medida da temperatura em kelvin;
kWh	unidade de comercialização de energia elétrica (kilo watt hora);
LER	Laboratório de Energia Renovável;
L_{INST}	largura disponível da área para instalação do painel fotovoltaico;
L_{PV}	largura do painel fotovoltaico;
MCE	Micro Centrais de Energia Elétrica;
MDL	mecanismos de desenvolvimentos limpos;
MIGDI	microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica;
Mt_i	esterco total [kg esterco/(dia unidade geradora)];
n	duração total do projeto (vida útil) [anos];
N_d	número médio de horas diárias de utilização do equipamento;
NPC	Net Present Cost;
N_{PVMAX}	quantidade máxima de módulos a ser instalada;
n_R	ano que provavelmente ocorrerá a reposição dos módulos;
NREL	National Renewable Energy Laboratory;
NTC	Norma Técnica da CELG;
OPV	Organic Photovoltaics;
O&M	Operação e Manutenção;
Pb_i	produção do biogás;
PCI	poder calorífico inferior;
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas;
P_e	Potência nominal do equipamento (W);
P_{FV}	potência máxima do painel fotovoltaico;
P_{MP}	Potência máxima;
pn	dopagem positiva e negativa do silício;
P_{Nca}	potência nominal em corrente alternada do inversor;
$P-V$	curva da potência pela tensão;
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica;
P_{SFVMAX}	potência máxima de produção fotovoltaica;
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento;

q	carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}C$)
Qt_i	quantidade de unidades geradoras;
R_{BGEE_SF}	receita bruta anual da energia elétrica produzida pelo SFV [R\$];
R_{EE_GMG}	receita bruta anual da energia elétrica produzida com o GMG [R\$];
RN	Resolução Normativa;
R_P	resistência paralela;
R_S	Resistência em série;
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado;
SFV	Sistema Fotovoltaico;
SFCR	Sistema Fotovoltaico conectado à rede;
SFD	Sistema Fotovoltaico domiciliar;
SFH	Sistema Fotovoltaico Híbrido;
SGEE	Sistema de Geração de Energia Elétrica;
SHS	Solar Home Systems;
Si	silício;
$Si-a$	silício amorfo;
$Si-c$	silício cristalino
$Si-m$	silício monocristalino;
$Si-p$	silício policristalino;
SP	sol pleno;
SPMP	Seguidor de Ponto de Máxima Potência;
t	período de tempo que o dinheiro foi investido no projeto [anos];
T	temperatura absoluta (K);
TD	Taxa de Desempenho do sistema fotovoltaico;
TDI	Taxa de Desempenho do Inversor;
TMA	Taxa Mínima de Atratividade [%];
TWh	tera watt hora;
v	grandeza elétrica de tensão instantânea em c.a.;
V	grandeza elétrica que representa tensão contínua;
VE	volume específico do metano ($0,670 \text{ kg CH}_4/\text{m}^3$);
V_{MP}	tensão máxima;
VP	Valor Presente [R\$];
VP_{EE}	Valor Presente do custo da energia elétrica;

VP_{IR_GMG}	VP do investimento inicial do GMG e do biodigestor [R\$];
VP_{IR_SF}	VP do investimento inicial e de reposição do SFCR [R\$];
VP_{IR_SHGD}	VP dos investimentos do SHGD [R\$];
$VP_{O\&M_SF}$	VP com o custo de operação e manutenção do SFCR [R\$];
VP_{RBGEE_GMG}	VP da receita bruta anual da energia elétrica produzida pelo GMG [R\$];
VP_{RB_SHGD}	VP da receita bruta anual da energia elétrica produzida pelo SHGD [R\$];
VP_{RBGEE_SF}	VP da receita bruta anual da energia elétrica produzida pelo SFCR [R\$];
VPL	Valor Presente Líquido;
VPL_{GMG}	VPL do sistema biomassa conectado à rede [R\$];
VPL_{SFCR}	VPL do SFCR [R\$];
VPL_{SHGD}	VPL da do SHGD [R\$];
W	watt;
Wh	watt hora;
Wp	watt pico;
W/m ²	watt por metro quadrado;
UFER	unidade de tarifa para energia reativa;
USCA	Unidade de Controle de Corrente Alternada do GMG;
α	ângulo compreendido entre os raios solares e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal;
β	inclinação da superfície correspondente ao ângulo entre o plano da superfície e um ângulo horizontal;
θ	ângulo zenital do sol;
θ_z	ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical zênite;
ω	altura solar;
γ	ângulo azimutal;
γ_s	ângulo azimutal do Sol;

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	1
1.2	OBJETIVO DO TRABALHO	7
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	8
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA SOBRE AS FORMAS DE ENERGIAS.....	10
2.1	ENERGIA SOLAR.....	10
2.1.1	Aproveitamento do Recurso Solar.....	11
2.1.2	Radiação solar	13
2.1.3	Orientação da radiação solar	16
2.1.4	Energia solar térmica.....	21
2.1.5	Energia Solar Fotovoltaica	22
2.1.6	Conversão fotovoltaica.....	25
2.1.7	Características elétricas das células fotovoltaicas	27
2.1.8	Associação de células, módulos e painéis fotovoltaicos.....	28
2.1.9	Os sistemas fotovoltaicos	33
2.2	BIOENERGIA	37
2.3	SISTEMAS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SHGD	40
2.4	POLÍTICA BRASILEIRA DE INCENTIVO AO USO DAS FONTES RENOVÁVEIS	41
3	MATERIAIS E MÉTODOS	45
3.1	LEVANTAMENTO DA CURVA DE CARGA.....	45
3.2	RECURSO SOLAR E SISTEMA FOTOVOLTAICO	46
3.2.1	Avaliação do recurso solar	46
3.2.2	Dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede	48
3.3	ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DO BIOGÁS.....	52
3.3.1	Programa computacional de produção de biogás	52
3.3.2	Geração de energia elétrica - GMG a biogás.....	54
3.4	SOFTWARE <i>HOMER ENERGY</i>	55
3.4.1	Configuração de carga	57
3.4.2	Configuração do Sistema Fotovoltaico.....	58

3.4.3 Configuração do GMG	60
3.5 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE PROJETOS	62
3.5.1 Valor Presente Líquido	63
4 RESULTADOS	70
4.1 LEVANTAMENTO DA CARGA E DOS RECURSOS ENERGÉTICOS	70
4.1.1 Levantamento da curva de carga do frigorífico	71
4.1.2 Levantamento do recurso solar	73
4.1.3 Levantamento da produção do sistema fotovoltaico	74
4.1.4 Levantamento da produção do biogás	76
4.2 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	78
4.2.1 Alternativa I: Toda energia elétrica é comprada da concessionária local ..	79
4.2.2 Alternativa II: SFCR de distribuição de energia elétrica local	81
4.2.3 Alternativa III: GMG a biogás conectado à rede de distribuição	83
4.2.4 Alternativa IV: Sistema Híbrido de Geração Distribuída	85
4.2.5 Análise de Sensibilidade	87
4.3 VIABILIDADE ECONÔMICA ATRAVÉS DO VPL	92
4.3.1 VPL do custo de energia elétrica	92
4.3.2 Viabilidade econômica do SFCR	94
4.3.3 Viabilidade econômica do GMG a biogás	96
4.3.4 Viabilidade econômica do SHGD fotovoltaico/biomassa	99
4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	101
5 CONCLUSÃO	103
6 REFERÊNCIAS	106

1 INTRODUÇÃO

A maior parte dos suprimentos, da crescente demanda de energia utiliza-se de queima de combustíveis fósseis. Esses combustíveis são responsáveis por sérios impactos socioambientais e alterações climáticas ocorridas com o lançamento contínuo dos gases causadores do efeito estufa na atmosfera. Dentro deste contexto, a comunidade científica vem discutindo e pesquisando novas fontes de energias alternativas e renováveis. A produção de energia, no futuro, deve ser limpa e mais eficiente que as atuais, de acordo com o conceito de desenvolvimento sustentável (REIS, 2002).

Dentre as diversas fontes de energia alternativa que podem diversificar e incrementar a matriz energética atualmente existente no Brasil pode-se citar, entre outras, a energia eólica, solar, células combustíveis e a biomassa moderna (TOLMASQUIM, 2003).

Neste contexto, programas governamentais e sociais, preocupados com os crescentes problemas ambientais, têm sido responsáveis por profundas e importantes mudanças na busca do desenvolvimento sustentável. Entretanto, não constitui opção principal da energia elétrica gerada no Brasil, visto que as hidrelétricas, mesmo com declínio de 3,39% de 2011 para 2012, são responsáveis por 70,1% da energia elétrica gerada, causando relevantes impactos ambientais, de um total de 81% de fontes renováveis. A geração elétrica a partir de fontes não renováveis representou 16,7% do total nacional em 2012, contra 11,9% em 2011. A geração própria em 2012 participou com 14,1% do total produzido (Rosa, 2007; Bronzatti, 2008; Pinho, 2008; Rio + 20, 2012; BEM, 2013).

1.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

Com o passar do tempo, diversos estudos e aplicações têm contribuído para o surgimento de fontes alternativas de energia e suas derivações. O acelerado desenvolvimento da tecnologia e o crescimento do uso das fontes alternativas vêm tornando-as competitivas, e por muitas vezes mais viáveis que as fontes convencionais. A necessidade de obtenção de maior eficiência global tem motivado cada vez mais a inserção de outras formas de geração e suas combinações, tais como solar, eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), dando origem aos sistemas híbridos de geração de energia (ANEEL, 2008).

As fontes de energia renováveis oferecem ao nosso planeta a chance de, além da redução das emissões de gases de efeito estufa, colocar a nossa civilização em uma base mais sustentável. Os sistemas híbridos de geração de energia de fontes renováveis, isolados ou conectados à rede elétrica, melhoram sua segurança energética e promovem o desenvolvimento econômico e social (BALAMURUGAN, 2011). Dentro deste contexto, muitos projetos de sistemas híbridos foram e estão sendo instalados em todas as partes do mundo.

Para Chaureya (2009), o atendimento às necessidades de iluminação básica de milhões de famílias na Índia com sistemas solares domésticos (*SHS – Solar Home Systems*), atenua as emissões de gases de efeito estufa (GEE), pois diminui o uso de querosene em domicílios que atualmente o utilizam para a iluminação. Projetos como este, se enquadram no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto, tornando possível a redução em até 19% do investimento no sistema.

Na Índia, mais de 200 milhões de pessoas vivem em áreas rurais sem acesso à rede de energia elétrica. Uma solução conveniente e eficaz tem sido a instalação de sistemas híbridos solar-eólicos os quais reduzem a dependência de fornecimento de energia pela rede local e melhora a confiabilidade do sistema (VADIRAJACHARYA, 2011).

O sistema híbrido de energia eólico-fotovoltaico-diesel instalado em Rowdat Ben Habbas, Arábia Saudita, evitou a emissão de 4.978,8 toneladas de GEE para a atmosfera e a queima de 10.824 barris de combustível fóssil por ano. O sistema híbrido projetado substituiu em 35% da energia não renovável por energia renovável e atende a uma carga de 17.043,4 MWh/dia, com excedente de energia igual a 4,1% (REMAN, 2012).

Um sistema fotovoltaico-eólico foi proposto para um conjunto de casas de família da Palestina para resolver o problema do fornecimento de energia para áreas remotas e isoladas das redes. Usando dados de vento, medições de radiação solar, informações sobre as cargas elétricas, custo total, vida útil da instalação e emissões de poluentes (CO₂), verificou-se que fornecer eletricidade a uma casa de família em zona rural através de sistemas híbridos é benéfico e competitivo comparado com outros tipos de fontes convencionais de energia, especialmente considerando a confiabilidade, a diminuição dos custos destes sistemas e suas eficiências crescentes (DAUD, 2012).

Um exemplo de sistema híbrido eólico-diesel isolado, foi instalado na ilha Kutubdia, localizada na costa sul de Bangladesh. A implementação deste sistema contribuiu para a redução de 50% do consumo de diesel e para a redução do custo atual líquido e do custo da energia em 20%. Além disso, o sistema reduziu as emissões de GEE em 44% (NANDI, 2010).

Estudo realizado na Região Nordeste do Brasil apresenta uma configuração de um sistema híbrido de energia alternativa solar-biomassa que combina módulos fotovoltaicos e biodigestores alimentados por esterco de cabra, contribuindo para o desenvolvimento sustentável rural. O volume de 1 m³ de biogás de estrume de cabras equivale a 0,75 litros de gasolina. A produção de biogás por quilograma de estrume de cabras é de 54 litros, e uma cabra produz 1,3 kg de estrume por dia. Assim, o biogás produzido foi suficiente para substituir 30% da necessidade total da gasolina utilizada nos geradores elétricos para a irrigação de 01 hectare. O estudo sugere que outros países de natureza semelhante se beneficiem com sistemas híbridos de geração de energia elétrica renovável solar-biomassa (NETO, 2010).

O projeto proposto por Silva (2010), para atender comunidades isoladas na Amazônia brasileira, utiliza energia solar como fonte primária para a produção de energia elétrica e o excedente de energia gerada pelos módulos para produção de hidrogênio através da eletrólise da água. O hidrogênio produzido é transformado em energia elétrica pelas células combustíveis, para os períodos em que há pouca ou nenhuma luz solar. Este projeto-piloto de sistema híbrido solar-células combustíveis de geração de energia elétrica renovável substitui os velhos geradores a diesel que operam numa área de proteção ambiental localizado no estado do Tocantins. Os geradores têm alto custo de operação e manutenção além de causar sérios problemas ao meio ambiente e à saúde humana.

O projeto, proposto por Pecora (2006), aproveitou os resíduos sólidos urbanos para geração de biogás. Os sistemas de geração de energia elétrica e de iluminação a partir do biogás foram instalados no aterro sanitário do Centro de Tratamento de Resíduos (CTR) de Cairas - São Paulo. O estudo propôs 7 postes de iluminação, com uma luminária de quatro lâmpadas em cada poste. O consumo por lâmpada de 0,40 m³/h, gerou consumo de 11,2 m³/h de biogás. O grupo gerador instalado é de 200 kW, e o seu consumo foi de aproximadamente 181 m³/h de biogás. Para este sistema, o consumo total de biogás é de 192,2 m³/h. Como a porcentagem de metano no biogás foi de 40%, tem-se consumo de metano de aproximadamente 77 m³/h (PECORA, 2006).

O estudo proposto por Oliveira *et al.*, (2010), mostrou que cerca de 80 a 95% da água consumida no abatedouro é descarregada como efluente líquido. Os efluentes caracterizam-se principalmente por ter: Demanda Bioquímica de Oxigênio (DBO) elevada (variando de 800 mg/l a 32.000 mg/l), grande presença de óleos, graxas e gorduras, alta concentração de sólidos sedimentáveis e suspensos, e concentração de nitrogênio orgânico, além de presença de sólidos grosseiros e presença de microrganismos patogênicos. A DBO é tida como um dos parâ-

metros mais importantes por expressar a fração de matéria orgânica de rápida degradação biológica presente na amostra. O autor propôs para estudo futuro, o uso do metano, como combustível para Grupos Motores Geradores (GMG) a biogás, para geração de energia elétrica para o frigorífico.

Conforme Oliveira *et al.*, (2010), lagoas de estabilização, como parte dos processos de tratamento de esgoto, normalmente utilizam o processo de digestão anaeróbia da matéria orgânica, que reduz o potencial de contaminação do efluente, e produzindo o biogás como resíduo do processo. O tratamento é caro em termos energéticos e operacionais. Para compensar em parte esse problema e aumentar a eficiência global do processo, pode-se aproveitar o biogás, que possui potencial energético na forma de metano (CH₄) para gerar energia elétrica e calor (OLIVEIRA *et al.*, 2010).

O estudo de caso proposto por Oliveira *et al.* (2011), com base nos dados de estudo de caso de Oliveira *et al.* (2010), utilizou um GMG a biogás para diminuir os gastos com a compra de 25 mil kWh/mês de energia elétrica e a queima de 3000 litros/mês de óleo lubrificante usado para o aquecimento da caldeira do frigorífico. O GMG a biogás, proposto pelo autor, foi de 50 kVA de potência, com o aproveitamento total da produção do biogás, gerados através dos biodigestores anaeróbios. O projeto não contemplou a geração de energia elétrica para os picos de consumo, aproximadamente 66 kW, pois a produção do biogás captado era suficiente apenas para geração de 46 kW. No ano de 2011 ainda não havia os Procedimentos de Distribuição da ANEEL, relativos ao uso de geração de crédito de energia elétrica para sistemas distribuídos conectados a rede com excedente de geração. O projeto considerou possíveis receitas com créditos de carbono (OLIVEIRA *et al.*, 2010; OLIVEIRA *et al.* 2011; PRODIST, 2013).

Projetos de sistemas fotovoltaicos devem prever excedente de geração para suprirem a intermitência do recurso solar. O excedente de geração de energia elétrica é armazenado em banco de baterias, quando autônomo, e quando conectado à rede deverá gerar créditos junto à distribuidora local, suprimindo a demanda de carga (ZILLES, 2012).

O aproveitamento do excedente de energia elétrica gerado no período de menor consumo poderá ser comercializado com a concessionária de distribuição de energia elétrica local, gerando crédito de energia elétrica, de acordo com a Resolução nº 482/ANEEL de 17 de abril de 2012. Esta resolução estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como, o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2008; PRODIST, 2013).

A região Centro-Oeste do Brasil possui parte da economia voltada ao agronegócio, possibilitando parte desta economia ser inserida na geração de energia elétrica. O Atlas de Bioenergia do Brasil (2012), apresentado na Figura 1.1, ilustra pontualmente os locais com potencial bioenergético com a produção de CH₄ por unidade geradora mês, a partir da suinocultura. A Figura 1.2 apresenta a estimativa do potencial de geração de energia, no setor sucroalcooleiro, em kWh/t cana, nos municípios da região Centro-Oeste. A Secretaria da Fazenda do Estado de Goiás possui cadastro de 486 frigoríficos e 38 usinas sucroalcooleiras em pleno funcionamento. Estes dados mostram a capacidade de geração de energia elétrica renovável, através da biomassa, no estado de Goiás.

Os fatores que definiram a escolha do sistema híbrido fotovoltaico-biomassa, para o estudo a ser apresentado nesta dissertação de mestrado foram o, alto potencial energético, oriundos da irradiação solar da Região Centro Oeste e da bioenergia proveniente do agronegócio. A região possui extraordinária capacidade de produção energética renovável solar, com média anual de irradiação solar global superior a 18 MJ/m²/dia. Possui potencial energético, através da biomassa, com dados do centro sul do estado de Goiás, permitindo aplicação com aproveitamento em alguns casos, superiores a 4 m³/mês de produção de metano por unidade de suíno. O setor sucroalcooleiro, com a queima do bagaço da cana, para geração de energia elétrica, pode chegar a 70 kWh por tonelada e 443 m³/mês de metano por tonelada de vinhoto (COELHO, 2012).

Para realizar os estudos propostos neste trabalho, é utilizado o aplicativo “*HOMER Energy* (2013)” (do inglês, *Hybrid Optimization Model for Electric Renewable*), software de simulação de sistemas híbridos de geração de energia elétrica, desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, o qual permite analisar a viabilidade técnica e econômica de sistemas híbridos de geração de energia elétrica, conectados ou não à rede de energia elétrica de distribuição local.

As especificações de carga e dos recursos energéticos disponíveis para o local são relevantes para verificar o dimensionamento de cada sistema de geração e cada projeto. Com dados econômicos, financeiros e de vida do projeto, o HOMER pode otimizar os sistemas avaliados a partir da análise técnica e econômica dos dados fornecidos pelo usuário, sinalizando o sistema híbrido mais viável economicamente. O programa é baseado na simulação de todas as combinações possíveis dos componentes do Sistema Híbrido de Geração de Energia Elétrica (SHGEE) que se deseja projetar.

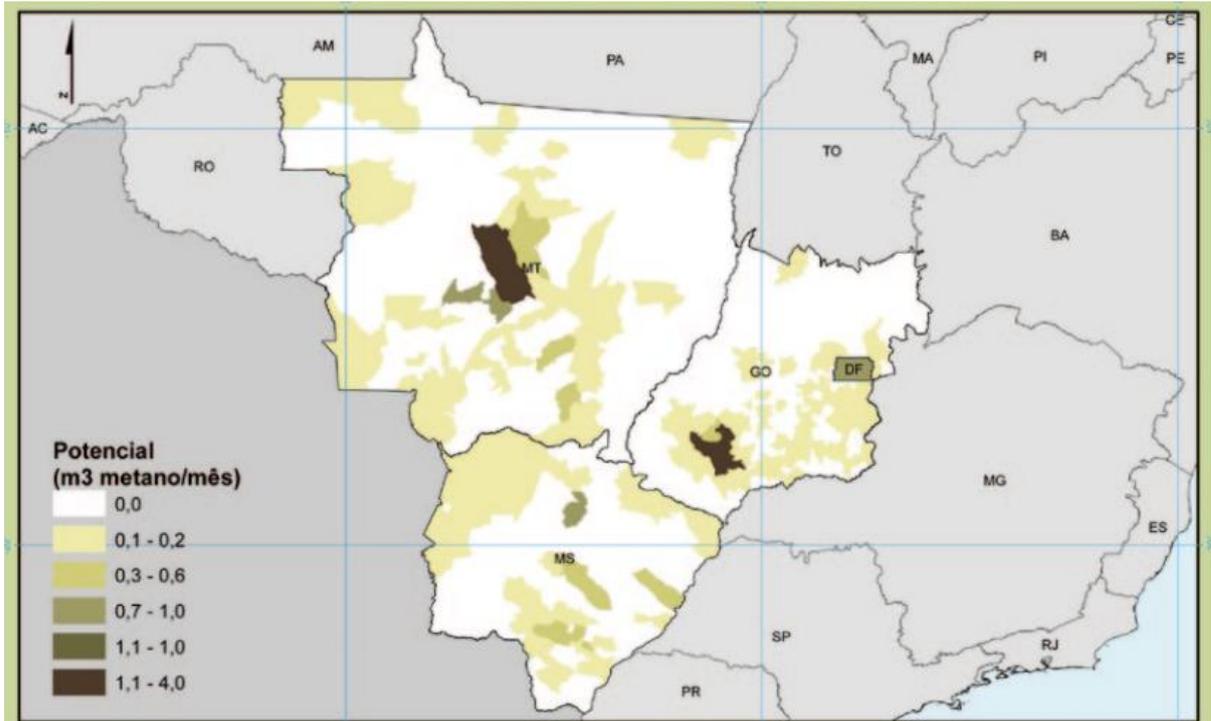


Figura 1.1 - Estimativa do potencial de geração de energia a partir do biogás em 2012, gerados a partir da criação de suínos nos municípios da Região Centro-Oeste.

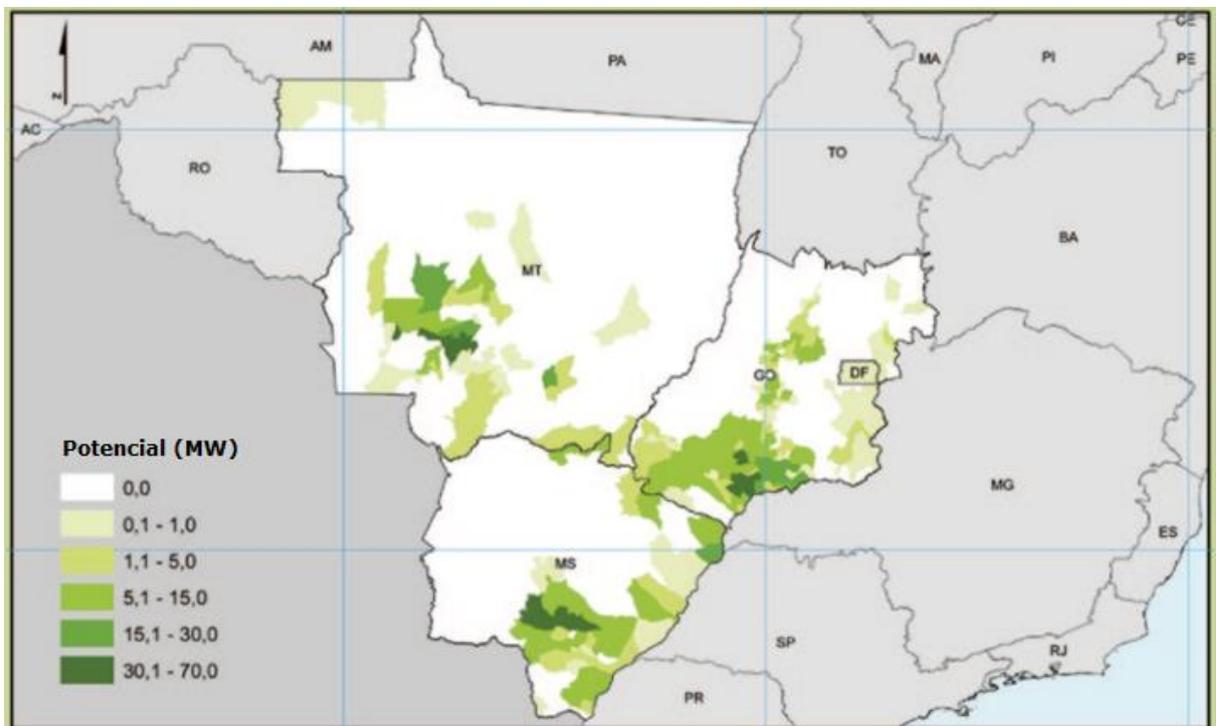


Figura 1.2 - Estimativa do potencial de geração de energia no setor sucroalcooleiro nos municípios da Região Centro-Oeste kWh/t cana.

Através da instalação de um sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel, com armazenamento em baterias, para seis locais na Argélia (Adrar, Ghardaia, Bouzareah, Batna, El Oued e Tamesnasset), o estudo apresentado por Koussa (2009), mostrou ser mais eficiente e confiável que sistemas com uma única fonte de geração. O sistema híbrido proposto diminuiu o uso de baterias, para armazenamento de energia elétrica, energia para uso posterior, caso o sistema não seja conectado à rede. O projeto, proposto por Koussa, teve como objetivo principal estimar a dimensão adequada de um sistema híbrido de energia elétrica autônomo com baterias de armazenamento, tendo como resultado o menor custo de energia.

Energias alternativas renováveis, quando devidamente aproveitadas para geração de energia elétrica, apresentam-se como solução adequada para atendimentos comerciais e industriais. Características inerentes às mesmas tais como: levantamento de carga, recursos energéticos, contratos de fornecimento de energia elétrica, geração próximo ao consumo, perdas de distribuição e flexibilidade de implantação e ampliação, complementam a viabilidade técnica de projetos híbridos de geração de energia elétrica.

Este trabalho está focado na avaliação técnica e econômica da implantação de sistemas híbridos conectados à rede elétrica local atendendo parcialmente o consumo. Serão apresentadas três alternativas de geração distribuída. A primeira delas é composta pelo sistema fotovoltaico-rede, escolhida devido a fatores favoráveis à produção deste tipo de energia elétrica na região. O segundo sistema, biomassa-rede, considera o biogás produzido no frigorífico de suínos, como combustível do GMG para geração de energia elétrica. O terceiro é formado pelo sistema híbrido fotovoltaico-biomassa, conectado à rede. O sistema deverá atender parte do consumo interno do frigorífico em questão no período de maior consumo e reduzir custos com as tarifas mais elevadas do contrato.

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

O objetivo geral do trabalho é realizar avaliação técnica e econômica de projetos sustentáveis de sistemas híbridos fotovoltaico-biomassa de geração de energia elétrica renovável, conectados à rede de distribuição local da concessionária de energia elétrica, utilizando o software *Hybrid Optimization Model for Electric Renewable – HOMER*.

Como objetivos específicos: i) fazer a análise técnica e econômica da instalação de um sistema de energia fotovoltaica-biomassa, conectado à rede local, em um frigorífico de

suínos localizado na região metropolitana de Goiânia. A área da cobertura do galpão do abatedouro é utilizada para a instalação do sistema fotovoltaico e o biogás produzido pelos resíduos do frigorífico é utilizado para a geração de energia elétrica a partir da instalação de biodigestor em uma das lagoas anaeróbias já existentes no local; ii) comparar os resultados obtidos através do software *HOMER Energy*, para análise de viabilidade econômica dos projetos propostos; iii) realizar análises de sensibilidades, de forma a verificar como as variáveis afetam a viabilidade econômica destes empreendimentos.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

A dissertação foi dividida em cinco capítulos, sendo que no capítulo introdutório é traçado o panorama mundial sobre o crescimento do consumo de energia e a infraestrutura para suprir esta demanda.

O primeiro capítulo aborda os estudos para substituição e diminuição do uso da energia gerada a base da queima de combustíveis fósseis, o contexto da responsabilidade de governos e comunidade científica e as pesquisas com desenvolvimento de energias alternativas e renováveis que motivaram o estudo. Este capítulo ainda traz os objetivos e a estrutura do trabalho.

No segundo capítulo são abordados tópicos relacionados à política brasileira de incentivo ao uso das fontes renováveis, os conceitos de energia solar fotovoltaica (FV), a energia produzida a partir do biogás de resíduos e sistemas híbridos de geração de energia elétrica.

O terceiro capítulo apresenta os materiais que são utilizados para determinar o sistema de geração de energia elétrica a partir da produção do volume de biogás disponível, o dimensionamento de micro-rede fotovoltaica, a partir da área de instalação dos painéis fotovoltaicos e a quantificação da geração de energia elétrica. Apresenta o programa computacional de simulação, *HOMER Energy*, que auxilia na determinação de qual sistema híbrido que melhor atende as especificações deste projeto para a região Centro Oeste do Brasil. Posteriormente são descritos os métodos utilizados de análise técnica e de viabilidade econômica dos projetos propostos, para comparação com os resultados de simulação.

Os resultados apresentados no estudo de caso, presente no quarto capítulo, contemplam a análise de viabilidade técnico econômica de quatro alternativas de investimento para o frigorífico em estudo, a saber: i) sistema atual de geração de energia elétrica, em que toda

energia elétrica é comprada da concessionária local; ii) sistema fotovoltaico conectado à rede; iii) sistema biomassa conectado à rede; e iv) sistema híbrido fotovoltaico-biomassa conectado à rede. Ainda neste capítulo é realizada análise de sensibilidade com os parâmetros de maior influência na análise de viabilidade econômica de cada alternativa de investimento.

O quinto capítulo apresenta as principais conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA SOBRE AS FORMAS DE ENERGIAS

A utilização ineficiente de recursos, que causam o desperdício energético, são práticas não condizentes à nova economia, caracterizada pela competição industrial e pelas responsabilidades socioambientais. Parte substancial das decisões estratégicas requeridas pela sociedade envolve a energia limpa, insumo essencial para a consolidação do desenvolvimento econômico e do bem estar social.

Os recursos disponíveis de sol, vento, hídrico e biomassa podem ser utilizados como fontes de energias limpas e renováveis. Nas últimas décadas, a produção de energia elétrica limpa, tanto os sistemas fotovoltaicos quanto os grupos de motores geradores à biomassa, tem sido fontes de inúmeros estudos, aprimoramentos tecnológicos e adaptações para inserção na rede de distribuição de energia elétrica.

Políticas brasileiras de incentivo ao uso de fontes renováveis normatizam a geração própria e a cogeração. A cogeração pode atender parte ou totalmente o consumo de energia. O projeto, do sistema de geração, pode contemplar a conexão à rede de distribuição local, com geração de créditos de energia elétrica. O objetivo é obter o mesmo produto ou serviço, com qualidade adequada, utilizando a menor quantidade de energia, máxima eficiência, menor custo e com práticas sustentáveis.

Neste capítulo, traz-se um resumo das formas de energia com o intuito de fundamentar a viabilidade técnica e econômica da implantação de um sistema híbrido de geração de energia elétrica renovável, conectado à rede de distribuição de concessionária de energia elétrica. Também apresenta as modelagens dos principais sistemas fotovoltaicos, avaliados neste trabalho, incluindo os conceitos de energia solar e produção de biogás.

2.1 ENERGIA SOLAR

Quase todas as fontes de energia são formas indiretas da energia solar, conhecida como "mãe das energias". O sol fornece anualmente a Terra $1,5 \times 10^{12}$ TWh de energia sendo este 10.000 vezes o consumo mundial de energia no mesmo período. Além da manutenção da vida na Terra, a energia solar representa inesgotável fonte energética (PINHO, 2008).

Como exemplos, a partir da energia do Sol, tem-se: a evaporação e a origem do ciclo das águas (hidroeletricidade); a indução da circulação do ar na atmosfera, causando os ventos, que são aproveitados como energia eólica; os combustíveis fósseis e a bionergia, indiretamente, foram gerados a partir de resíduos de plantas e animais que originalmente, através da fotossíntese, obtiveram do recurso solar a energia necessária para desenvolvimento (CEPEL, 2014).

A radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica através do efeito foto-térmico. Através deste efeito podem-se aquecer ambientes e fluidos e gerar potência mecânica ou elétrica. Este é o caso dos coletores concentradores solares. Outra possibilidade é a conversão direta em energia elétrica a partir do efeito fotovoltaico, que transforma a energia contida na radiação luminosa em energia elétrica. Este efeito ocorre em certos materiais semicondutores que apresentam a capacidade de absorver a energia dos fótons presentes na radiação luminosa incidente (VILLALVA, 2012).

2.1.1 Aproveitamento do Recurso Solar

A energia solar, considerada inesgotável e gratuita, é uma das fontes de energia que mais cresce o uso em todo mundo. O conselho consultivo alemão sobre mudanças ambientais globais, *German Advisory Council on Global Change* (WBGU), prevê que a energia solar, ao longo prazo, será a mais importante fonte de energia primária na matriz energética mundial. De acordo com esta previsão, a energia solar irá contribuir com 24% da geração de energia em todo o mundo no ano de 2050 e até o ano 2100 chegará a 63%. A Figura 2.1 ilustra a projeção do uso de fontes de energia até o ano 2100 (WBGU, 2004).

O levantamento do potencial de energia solar, por meio do Atlas Solarimétrico do Brasil, indica que a região Centro-Oeste e o Estado de Goiás possuem fatores adequados para produção de energia elétrica fotovoltaica. A Figura 2.2, extraída do Mapa Solarimétrico Brasileiro (TIBA, 2002), ilustra o comportamento da irradiação solar global diária com média mensal e anual.

Pode-se observar que o sul do Mato Grosso, o centro norte do Mato Grosso do Sul e o centro sul e nordeste de Goiás possuem irradiação solar global diária, com média anual, superior a 18 MJ/m²/dia ou 5 kWh/m²/dia. Valores de irradiação solar maiores podem ser encontrados apenas no triângulo nordestino, Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco (TIBA, 2000; VILLALVA, 2012; ZILLES, 2012; ABINEE, 2012; HOMER, 2013; CEPEL, 2014).

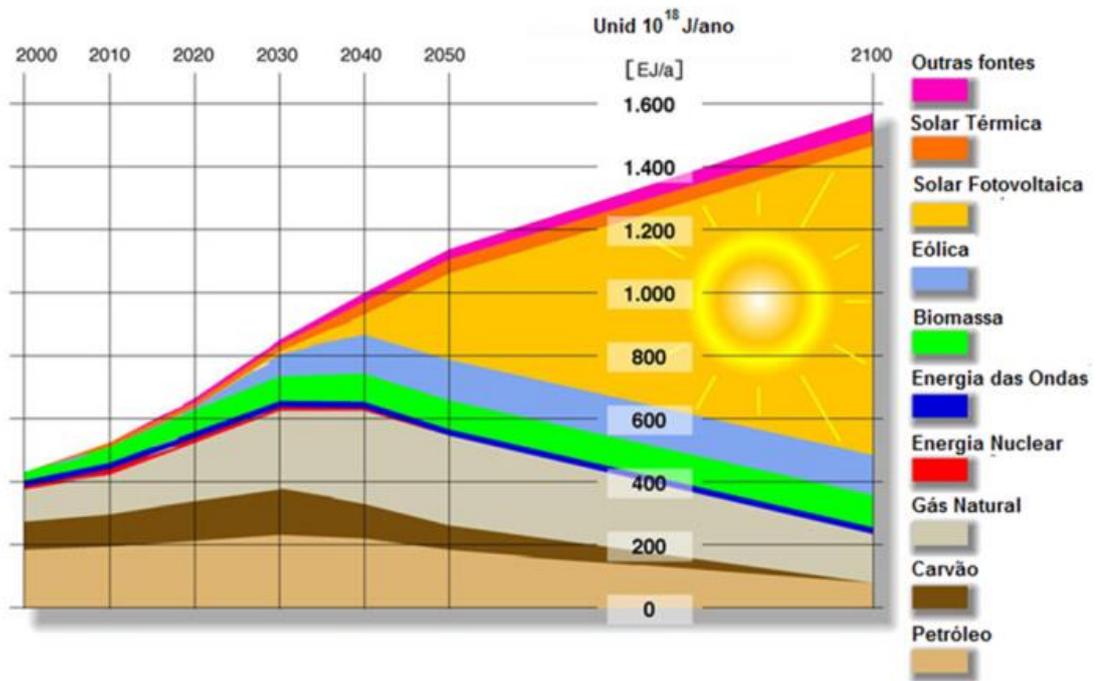


Figura 2.1 - Projeção do uso de fontes de energia até o ano 2100.

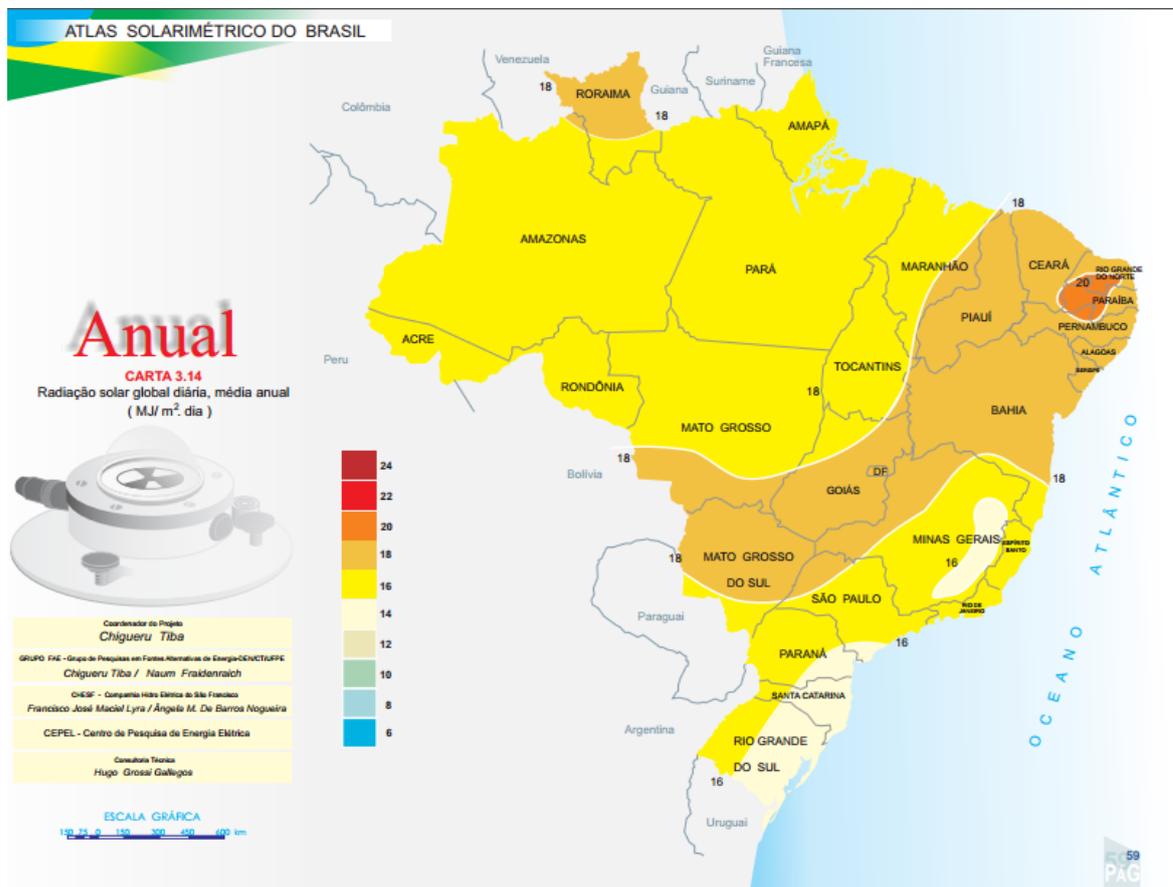


Figura 2.2 - Radiação solar diária, média anual.

2.1.2 Radiação solar

A radiação solar é radiação eletromagnética que se propaga a uma velocidade de 300.000 km/s, podendo-se observar aspectos ondulatórios e corpusculares (CRESESB, 2006). Chama-se espectro da radiação solar o conjunto de todas as frequências de ondas eletromagnéticas emitidas pelo Sol. Todo o espectro de radiação, incluindo as ondas visíveis ao olho humano e as não visíveis, transportam energia que pode ser captada na forma de calor ou energia elétrica (GAZOLI, 2012). A Figura 2.3 ilustra a distribuição espectral da radiação solar.

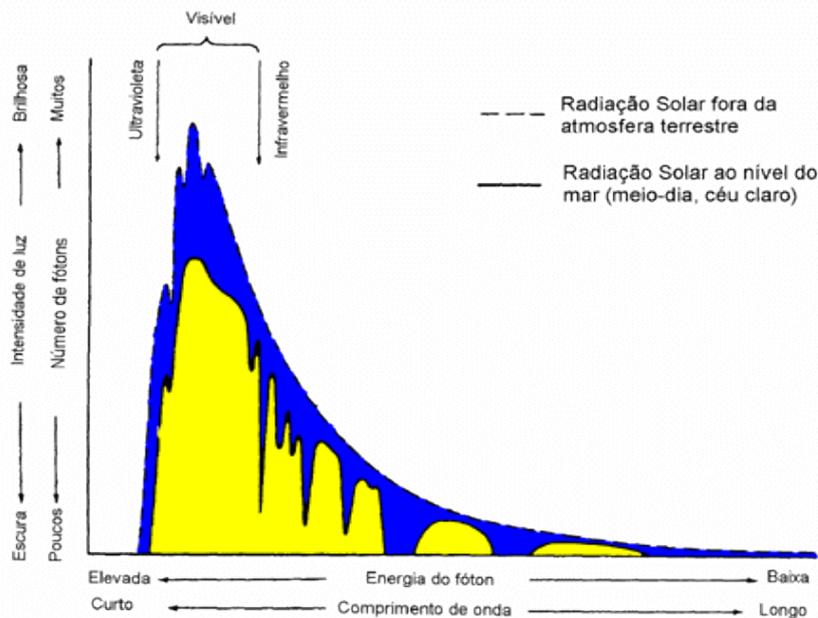


Figura 2.3 - Distribuição espectral da radiação solar. Fonte: CRESESB, 2006.

A radiação solar pode chegar ao solo em todas as direções. Assim, a radiação global é a soma da radiação direta e da radiação difusa. A radiação direta corresponde aos raios solares que chegam diretamente em linha reta e incide sobre o plano horizontal, com uma inclinação que depende do ângulo zenital¹. Ela corresponde a cerca de 70% da radiação global.

¹ *ângulo zenital*: é o ângulo formado entre as linhas normal do local e a que liga o centro do sol.

Já a radiação difusa é a radiação que chega indiretamente ao plano. Ela sofre influência do ar atmosférico, da poeira, das nuvens e outros objetos que podem influenciar o trajeto da luz ao solo. Corresponde a 28% da radiação global, aproximadamente.

Alguns autores incluem, juntamente com a radiação difusa, a radiação refletida (albedo), que corresponde à radiação refletida ao sofrer influência de objetos. Esta radiação corresponde a cerca de 2% da radiação global. A Figura 2.4 ilustra estes tipos de radiação (LUSO-SOL, 2012).

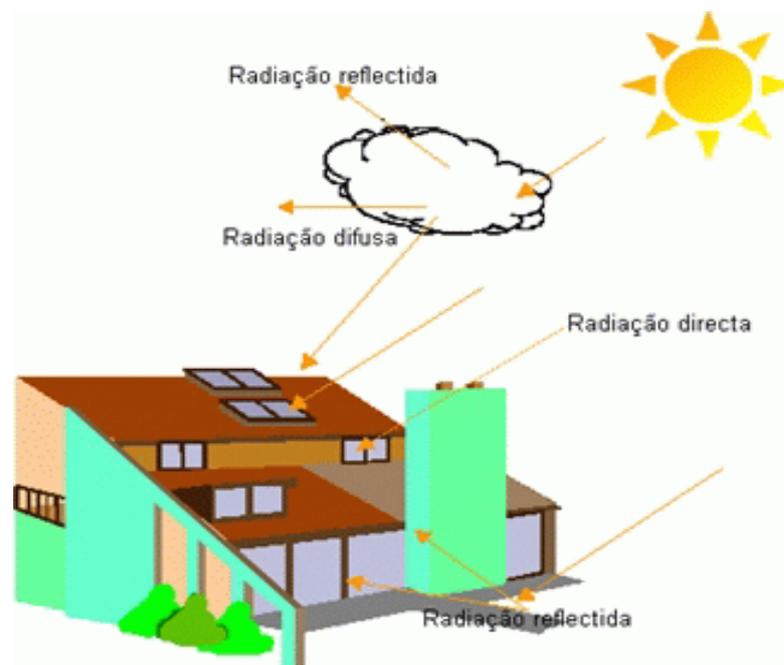


Figura 2.4 - Tipos de radiação solar.

Outro aspecto está relacionado com a espessura da camada atmosférica a ser atravessada pela radiação solar, que é denominada massa de ar, internacionalmente conhecida pela sigla AM (do inglês, *Air Mass*). Esta massa de ar também depende do ângulo zenital do sol, θ_z e é padronizada em 1,5 AM ou $\theta_z = 48,5^\circ$. A AM pode ser calculada conforme expressão (2.1),

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z}. \quad (2.1)$$

Uma grandeza empregada para quantificar a radiação solar é a irradiância, expressa em W/m^2 (watt por metro quadrado). Quanto maior a potência da radiação solar, mais energia ela transporta em um determinado intervalo de tempo (GAZOLI, 2012).

A irradiância padrão, adotada na indústria, para as especificações de células fotovoltaicas é de 1000 W/m^2 . Ela avalia a eficiência dos dispositivos e sistemas fotovoltaicos. Com esse valor padrão, as células fotovoltaicas podem ser avaliadas e comparadas. A Figura 2.5 ilustra exemplo de perfil de irradiância ao longo do dia (FREITAS, 2014).

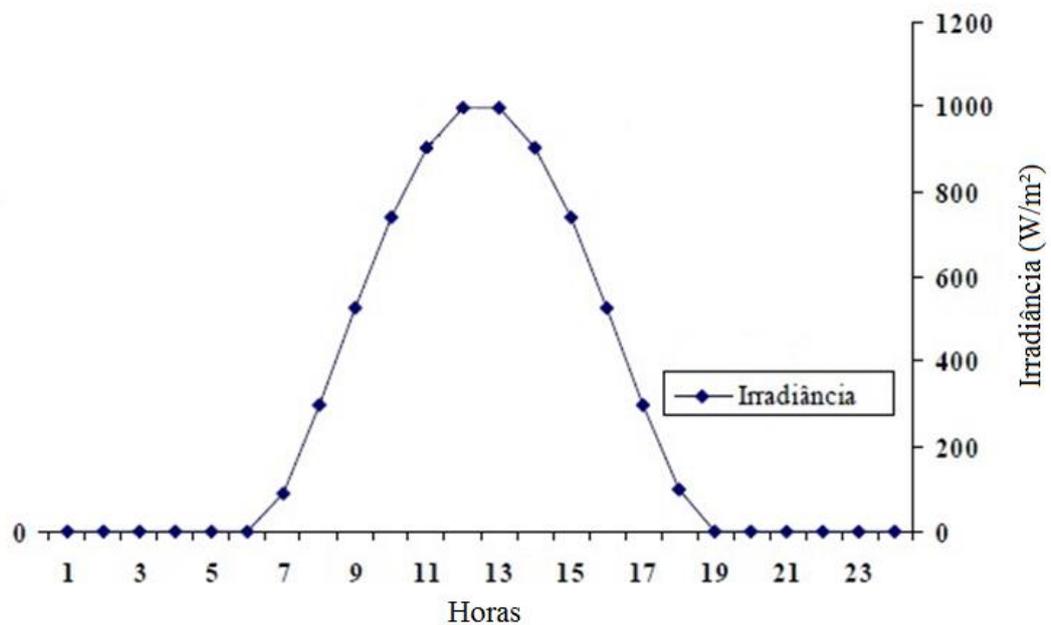


Figura 2.5 - Irradiância ao longo do dia.

A grandeza utilizada para expressar a energia solar que incide sobre uma determinada área plana ao longo de um tempo é conhecida como insolação ou irradiação solar que é dada em kWh/m^2 . Esta grandeza, utilizada no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, varia de acordo com o local em que é realizada esta medição. Alguns bancos de dados fornecem os dados de irradiância ao longo do dia e durante o ano com médias mensais para os planos horizontais e inclinados. A Figura 2.6 ilustra os valores médios mensais, coletados na Estação Goiânia, localizada no município de Goiânia-Go (Latitude: $16,6^\circ$ Sul e Longitude: $49,25^\circ$ Oeste), para o plano horizontal e inclinado em 16° , com médias mensais variando de $4,44 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ a $5,88 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ (SUNDATA, 2014).

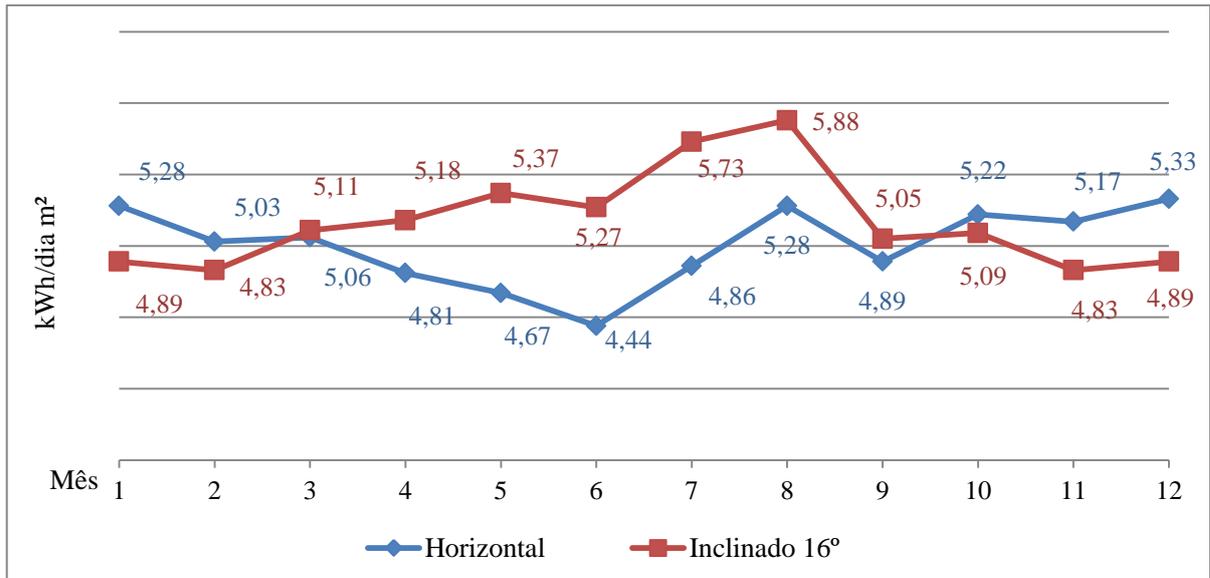


Figura 2.6 - Médias mensais de irradiação solar ao longo de um ano da Estação Goiânia.

A partir destes conceitos, pode-se ter noção de Sol Pleno (SP), que corresponde à razão da irradiância incidente no plano do módulo fotovoltaico (W/m^2) pela irradiância de referência nas condições padrões de teste - STC ($1000 \text{ W}/\text{m}^2$). Assim, quando se refere a um $\text{SP} = 0,50$, significa o mesmo que dizer que a irradiância solar incidente é igual a $500 \text{ W}/\text{m}^2$. A tensão nos terminais dos módulos fotovoltaicos varia de acordo com o nível de Sol Pleno ao longo do dia. Assim, o conceito, de Horas de Sol Pleno, referencia a quantidade de horas em que o valor de SP é igual a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$.

2.1.3 Orientação da radiação solar

A orientação da radiação solar é de extrema importância, já que é possível ter uma melhor configuração dos módulos fotovoltaicos. Essa orientação é feita através de diversos ângulos, que são descritos a seguir.

O primeiro conhecimento necessário a ter é o da latitude e longitude de um local. A latitude diz respeito à distância ao Equador medida ao longo do meridiano de Greenwich. Esta distância mede-se em graus, podendo variar entre 0° e 90° para Norte ou para Sul. A longitude é a distância ao meridiano de Greenwich medida ao longo do Equador. Esta distância mede-se em graus, podendo variar entre 0° e 180° para Leste ou para Oeste.

O ângulo formado entre as linhas imaginárias do Equador e a que liga o centro da Terra ao Sol denomina-se Declinação Solar (δ). Nos solstícios, que iniciam o verão e o inverno, o ângulo de declinação solar é máximo. Já nos equinócios, que marcam o início da primavera e outono, a declinação solar é zero, conforme a Figura 2.7 (CEPEL, 2014).

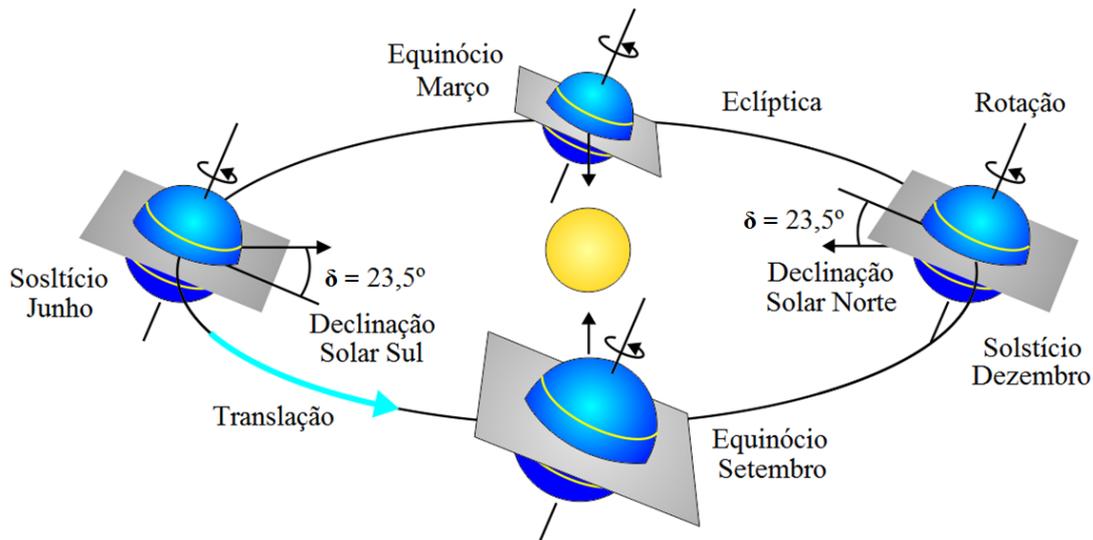


Figura 2.7 - Declinação solar ao longo do ano.

A localização do sol na abóbada celeste pode ser identificada através de dois ângulos: a altura solar (α) e o ângulo azimutal do Sol (γ_s). O ângulo azimutal (γ_s) é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte Sul. No hemisfério sul, quando o ângulo azimute solar coincide com o norte polar da Terra, diz-se que o ângulo $\gamma = 0$, e essa situação é chamada de meio-dia solar.

A melhor maneira de se instalar um módulo solar fixo, no hemisfério sul, sem um sistema de rastreamento solar, é orientá-lo com a sua face voltada para o norte geográfico.

A altura solar (α) é o ângulo que o sol faz com o plano horizontal. O ângulo varia conforme a latitude do local, hora do dia e dia do ano, conforme a Figura 2.8 (INPE, 2003).

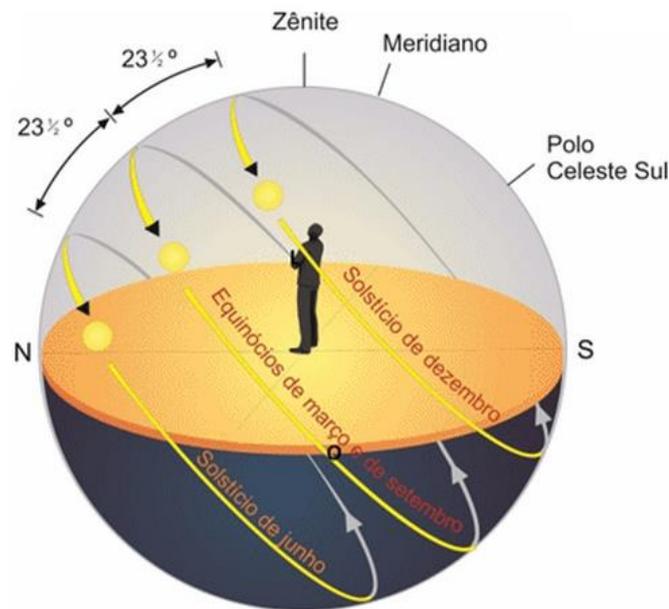


Figura 2.8 - Altura solar ao longo do ano.

O sol incide sobre os módulos fotovoltaicos de acordo com um ângulo de incidência (θ_z). Este ângulo corresponde à radiação solar direta que incide no plano e a normal à superfície. A inclinação da superfície do módulo fotovoltaico (β) corresponde ao ângulo entre o plano da superfície e um ângulo horizontal, podendo variar de 0° a 180° , conforme a Figura 2.9.

Os principais ângulos são apresentados na Figura 2.9 (a) (CEPEL, 2014): i) ângulo zenital (θ_z), ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite); ii) elevação solar (α), ângulo compreendido entre os raios solares e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal; iii) ângulo azimutal do Sol (γ_s) também nomeado azimute solar, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador); iv) ângulo azimutal da superfície (γ), é o ângulo entre a projeção da normal à superfície do plano horizontal e a direção Norte-Sul. O deslocamento angular azimutal, por convenção, é tomado a partir do Norte (0°) geográfico, sendo positivo quando encontrar-se à direita Sul (Leste) e negativo quando encontrar-se à esquerda (Oeste).

O aproveitamento da irradiação solar depende diretamente de como os raios solares incidem sobre a superfície do módulo fotovoltaico. A radiação solar sofre diversas alterações quando atravessa a atmosfera terrestre. Assim a espessura da massa de ar, atravessada pelos

raios do Sol, depende das relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento aparente do Sol.

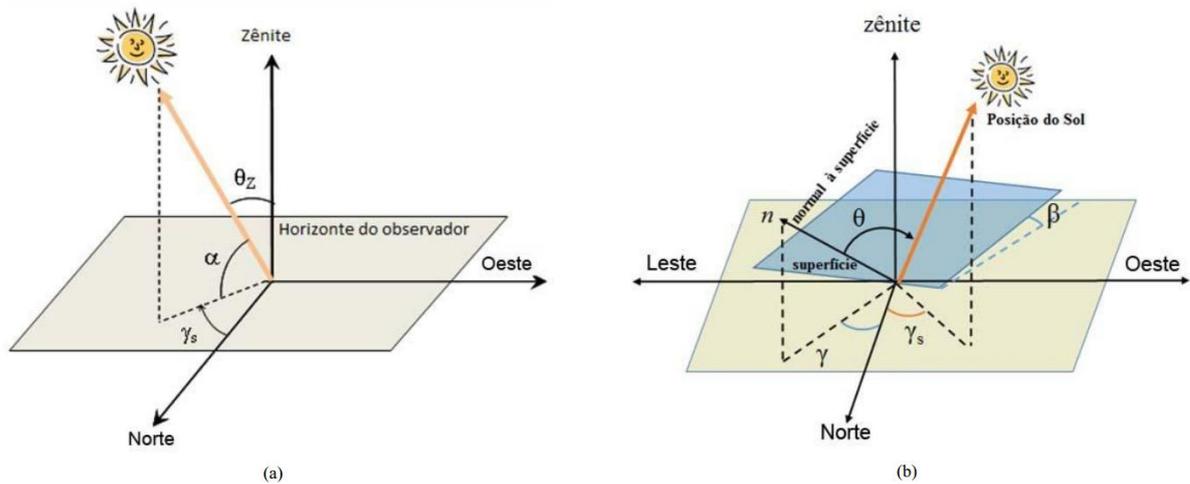


Figura 2.9 - (a) Ilustração dos ângulos θ_z , α e γ_s , representando a posição do Sol em relação ao plano horizontal.

(b) Ilustração da orientação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano β , γ , γ_s e θ .

Dentre os fatores que influenciam a potência e a energia gerada pelas células e/ou módulos fotovoltaicos estão: a inclinação e orientação dos painéis, sombreamento, temperatura e intensidade da radiação solar incidente.

Os módulos fotovoltaicos instalados no hemisfério sul são posicionados com a superfície voltada para o norte geográfico e perpendicular aos raios solares, aproveitando a máxima irradiação média do dia.

A Figura 2.10 ilustra os ângulos de instalação, β , θ e γ_s , correspondente à instalação do módulo fotovoltaico aos raios solares. O ângulo β de inclinação do painel. O ângulo θ , incidência dos raios solares, deverá ser zero à linha imaginária perpendicular a superfície do painel. Com $\theta = 0$ maximiza-se a captação da energia solar. O γ_s é o ângulo de altura solar, com referência a linha paralela ao solo e os raios solares.

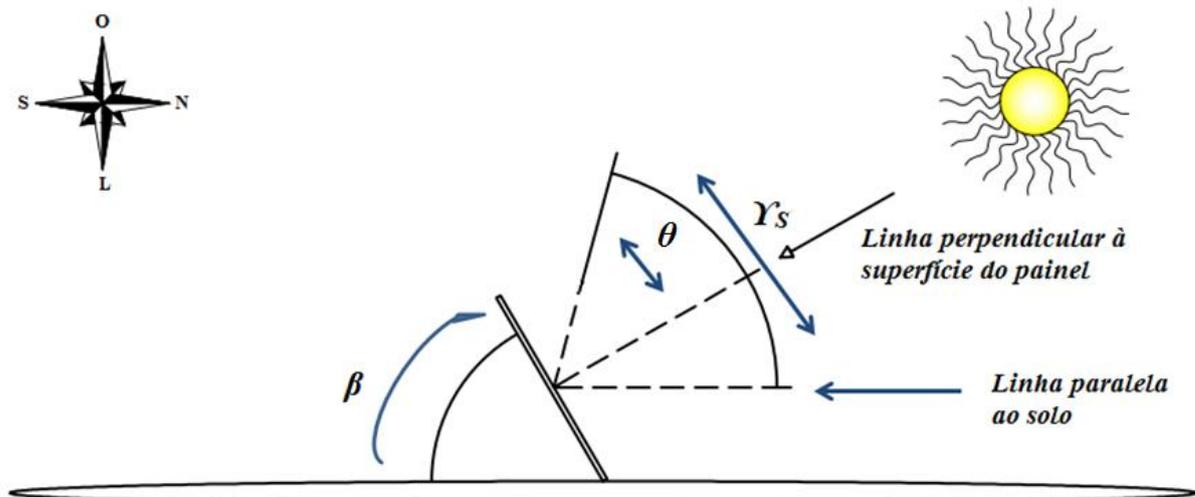


Figura 2.10 - Ângulo de inclinação do módulo e ângulo de incidência dos raios solares.

O melhor aproveitamento da energia solar ocorre com o rastreamento azimutal, de 180°, nascente ao poente, mantendo o ângulo θ sempre próximo de zero e o ângulo β acompanhando os solstícios, movimento anual em torno do Sol, trajetória elíptica em um plano inclinado variando de aproximadamente $-23,5^\circ$ a $+23,5^\circ$ com relação ao plano equatorial. (PINHO, 2008; VILLALVA, 2012).

A Tabela 2.1, por meio de referência prática de instalação e para módulos instalados sem rastreamento solar, corresponde à latitude geográfica do local e o ângulo de inclinação ao solo, recomendado para instalação dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 2.1 - Ângulo de inclinação ao solo, para instalação de módulos fotovoltaicos.

LATITUDE GEOGRÁFICA DO LOCAL	ÂNGULO DE INCLINAÇÃO RECOMENDADO
0° a 10°	$\beta = 10^\circ$
11° a 20°	$\beta = \text{latitude}$
21° a 30°	$\beta = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\beta = \text{latitude} + 10^\circ$
Acima de 41°	$\beta = \text{latitude} + 15^\circ$

2.1.4 Energia solar térmica

Coletores solares concentradores possuem o objetivo específico de se utilizar a energia solar térmica no acionamento de turbinas a vapor (100°C a 400°C) para a geração de energia elétrica e os coletores planos são utilizados fundamentalmente para aplicações em baixa temperatura, para residências e comércio, por exemplo, para o aquecimento de água, secagem e desidratação de alimentos. O interessante da energia solar térmica está na quantidade de calor que um determinado corpo é capaz de absorver, na forma de calor, a partir da radiação solar incidente no mesmo.

Estima-se que mais de 200 milhões de residências no mundo usam coletores solares para aquecimento de água. A Figura 2.11 apresenta a evolução do setor de aquecimento solar no mercado brasileiro (CEPEL, 2014).

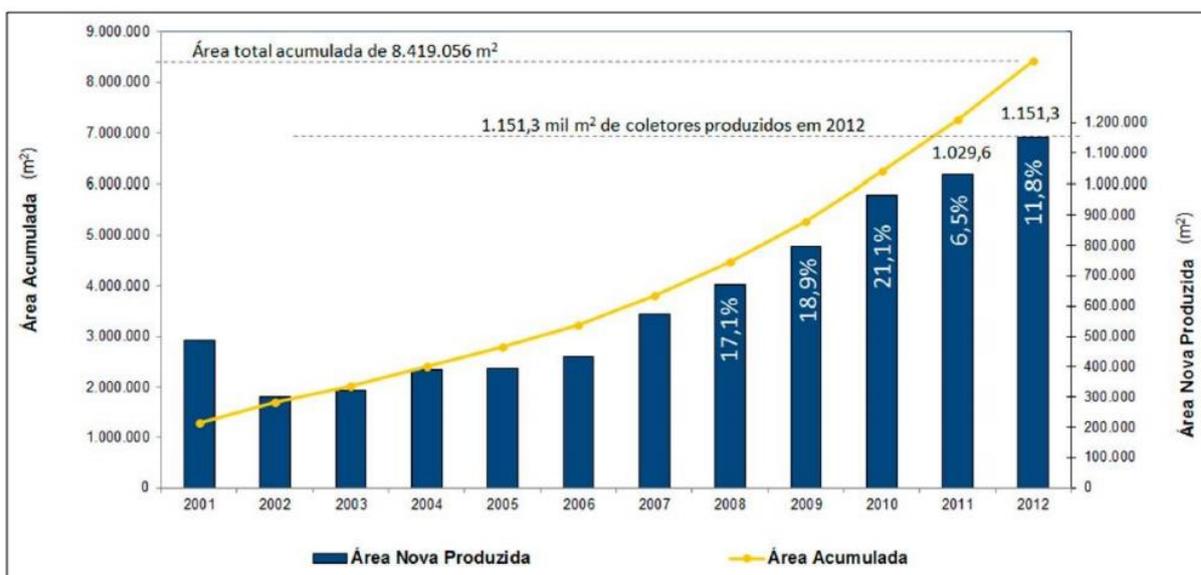


Figura 2.11- Evolução do Mercado Brasileiro de Aquecimento Solar.

Os sistemas solares térmicos possuem a vantagem da possibilidade de serem acoplados a sistemas de armazenamento de calor para uso em outros horários, que não coincidem com a incidência solar. Outra vantagem é a possibilidade de integração com outras aplicações que necessitem de energia térmica. A tendência observada no setor, no exterior, são instala-

ções de grandes sistemas solares integrados para aquecimento de água e ambiente, para refrigeração e sistemas urbanos de aquecimento.

Com a queda significativa dos preços dos módulos fotovoltaicos, que tornam estes mais competitivos com o avanço da tecnologia, tornou-se um desafio para o seguimento solar térmico.

2.1.5 Energia Solar Fotovoltaica

O processo de conversão direta da luz em eletricidade é obtido com o efeito fotovoltaico. Para possibilitar que ocorra tal efeito são empregadas na construção das células fotovoltaicas materiais semicondutores.

O efeito fotovoltaico, apesar da evolução de eficiência dos últimos, é antigo datado de 1840, descoberto por Edmond Becquerel ao analisar a diferença de potencial nos terminais de uma célula química quando exposta a luz. O primeiro equipamento fotovoltaico foi concebido ainda em 1876, mas apenas em 1956, iniciou-se a produção industrial com o desenvolvimento da manipulação do silício e da corrida espacial, com fornecimento de energia segura e a longos períodos para os equipamentos eletrônicos que viriam a ser lançados no espaço.

As células fotovoltaicas, como qualquer outra fonte de energia elétrica, não transforma toda energia incidente em energia elétrica, devido a limitações de tecnologia e das perdas inerentes do próprio sistema. Assim, é necessário caracterizar o balanço de conversão de energia de irradiação solar em energia elétrica fotovoltaica. Esta eficiência de conversão de energia é o parâmetro mais importante do módulo. Nos últimos 40 anos foram várias tecnologias que surgiram de células fotovoltaicas com diferentes eficiências de conversão. A Figura 2.12 da NREL (2014) ilustra o comportamento da eficiência das células fotovoltaicas ao longo dos anos. A eficiência máxima de conversão encontra-se em 44,7% em âmbito de laboratório. As instalações reais não obtém a média de irradiação solar ideal para máxima eficiência das células (Zilles, 2012).

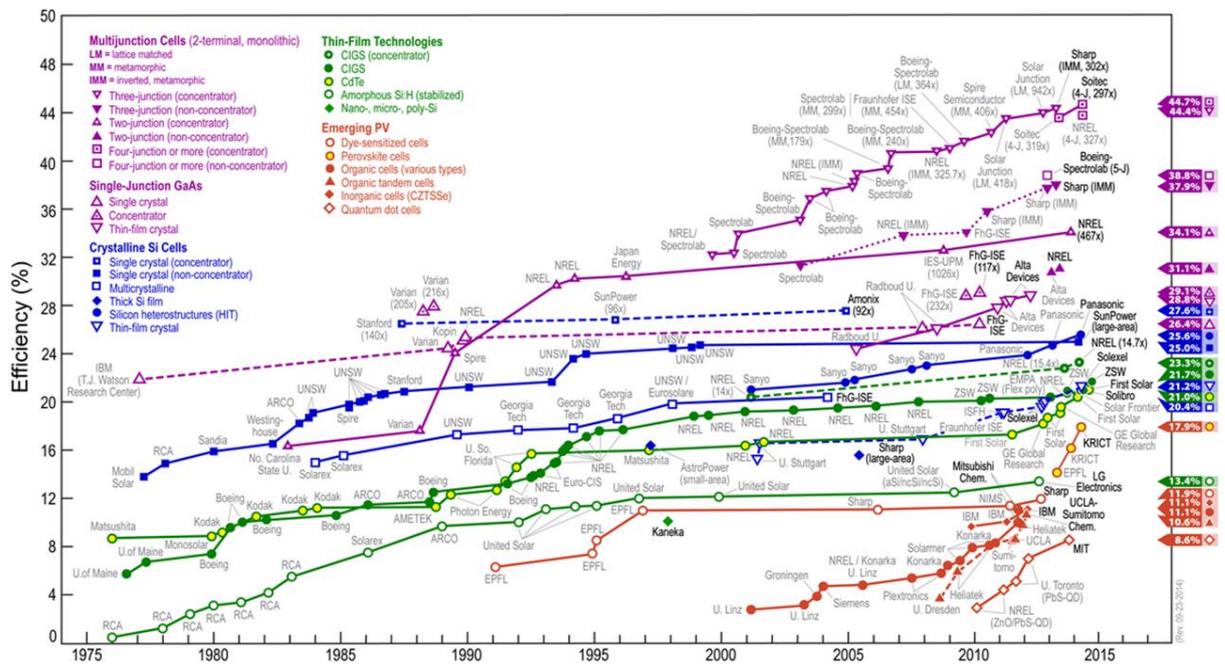


Figura 2.12 - Eficiência das células fotovoltaicas ao longo dos anos (NREL, 2014).

Na década de 1970, advindo da crise do petróleo, fortaleceu o interesse na tecnologia fotovoltaica para aplicações terrestres, mas tornaria viável se o custo fosse 100 vezes menor. Até o final da década a produção de módulos fotovoltaicos ultrapassou a marca de 1 MWp (Watt-pico) com os líderes de produção até o final de 1990 os Estados Unidos. O Protocolo de Kyoto impulsionou a política e compromisso de redução do CO₂ e a Alemanha e o Japão investiram no desenvolvimento desta tecnologia, atingindo em 1998 150 MWp, com o silício como matéria prima principal desta tecnologia. Desde de 2008, a China e Taiwan tem se destacado como o a maiores produtores de módulos fotovoltaicos. A Figura 2.13 ilustra a evolução da produção mundial de células fotovoltaicas, com produção em 2012 superior a 36 GWp. O gráfico da Figura 2.14 apresenta os principais países fabricantes de módulos fotovoltaicos do mundo em 2012 (CEPEL, 2014).

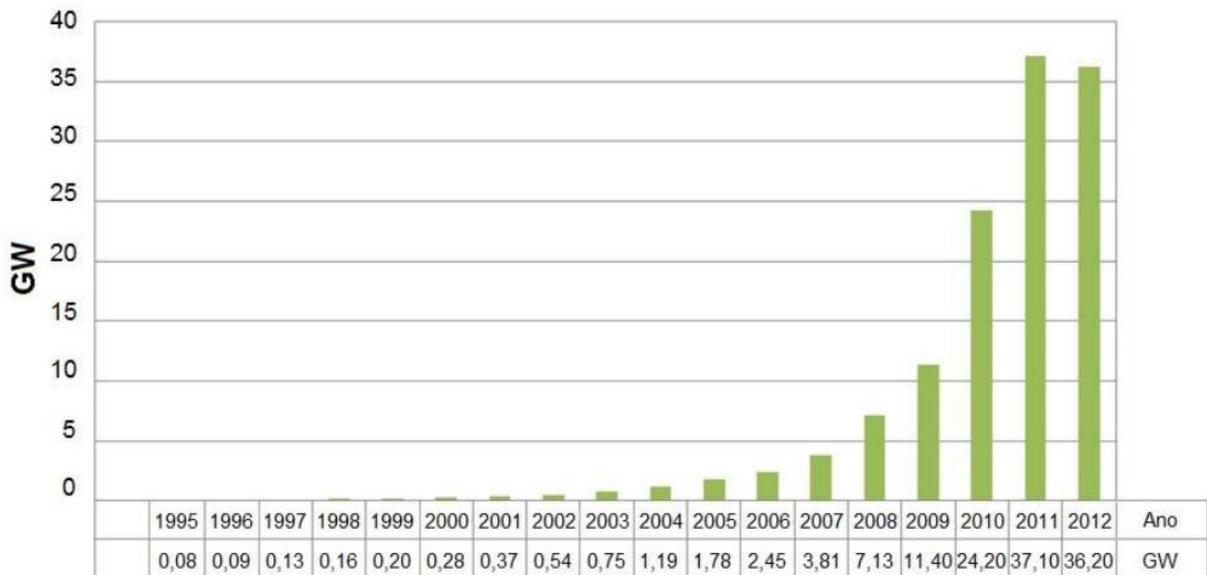


Figura 2.13 - Produção mundial de células fotovoltaicas.

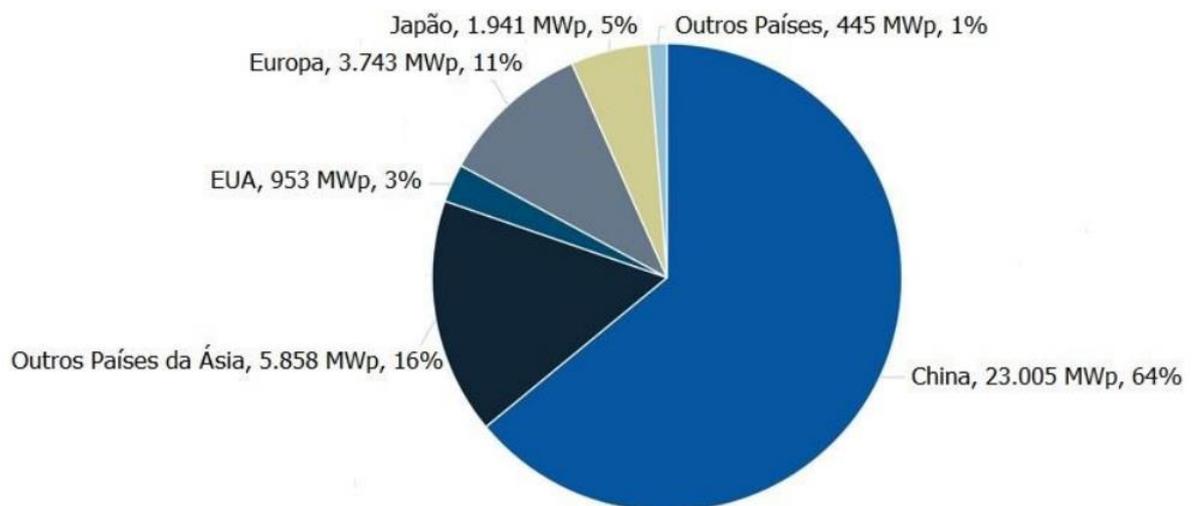


Figura 2.14 - Distribuição da produção mundial de células fotovoltaicas em 2012.

A Figura 2.15, do Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (CEPEL, 2014), apresenta a potência instalada em sistemas fotovoltaicos no mundo no período de 2002 até 2012. O maior mercado de módulos fotovoltaicos tem sido a Alemanha, seguido da Itália, sendo que, apenas na Europa, encontra-se instalados mais de 74% da produção mundial.

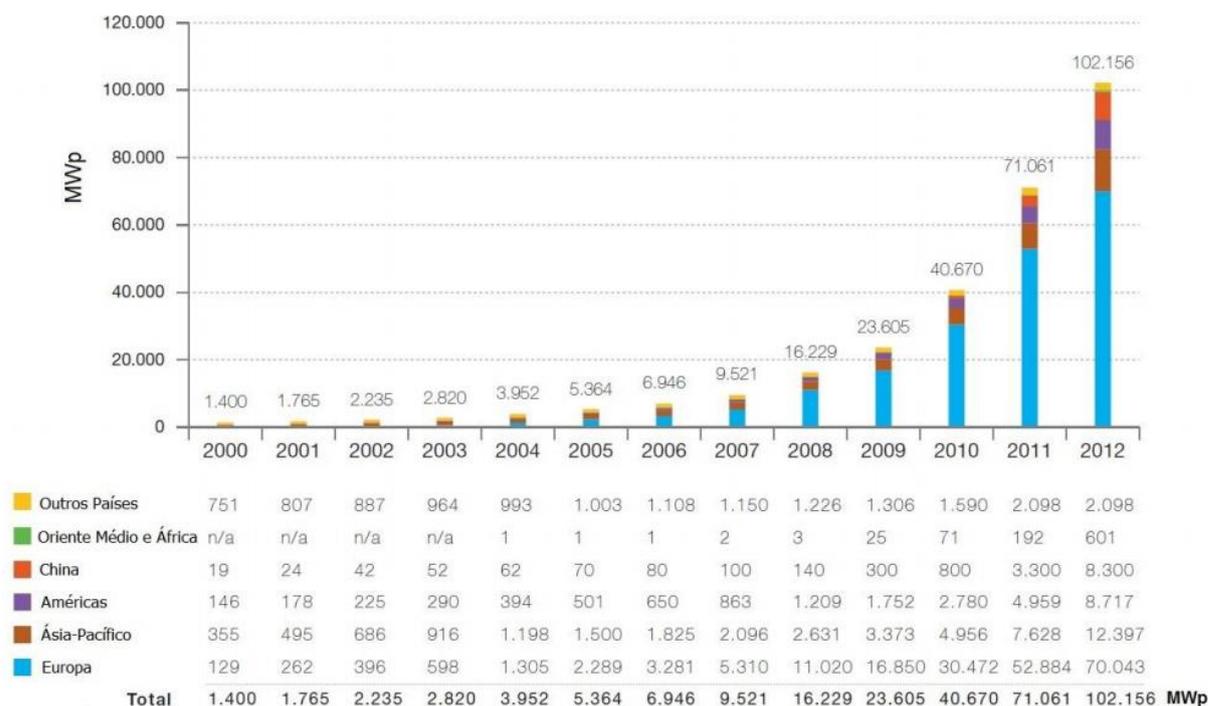


Figura 2.15 - Produção mundial de células fotovoltaicas.

O grande desafio para indústria é o custo, apesar do avanço tecnológico e da conscientização sustentável, tornando assim, a grande barreira para a difusão dos sistemas fotovoltaicos em larga escala. Para venda em maior escala, o preço do módulo fotovoltaico de silício cristalino (SI-c), encontrava-se próximos dos 0,60 \$/Wp na Europa, 0,65 U\$/Wp nos EUA e 3 R\$/Wp no Brasil.

2.1.6 Conversão fotovoltaica

A conversão fotovoltaica é um fenômeno que ocorre devido o efeito fotoelétrico, que é a incidência de fótons no material semicondutor com energia superior ao *gap* (diferença de potencial elétrico suficiente para condução elétrica), diminuindo a resistência elétrica do semicondutor. Com absorção dos fótons, pela célula fotovoltaica, cria-se uma diferença de potencial nas extremidades da mesma, fechado o circuito faz com que os elétrons saltem para banda de condução gerando assim a corrente elétrica. A Figura 2.16 mostra a estrutura física de uma junção *pn* (dopagem positiva e dopagem negativa) de uma célula fotovoltaica.

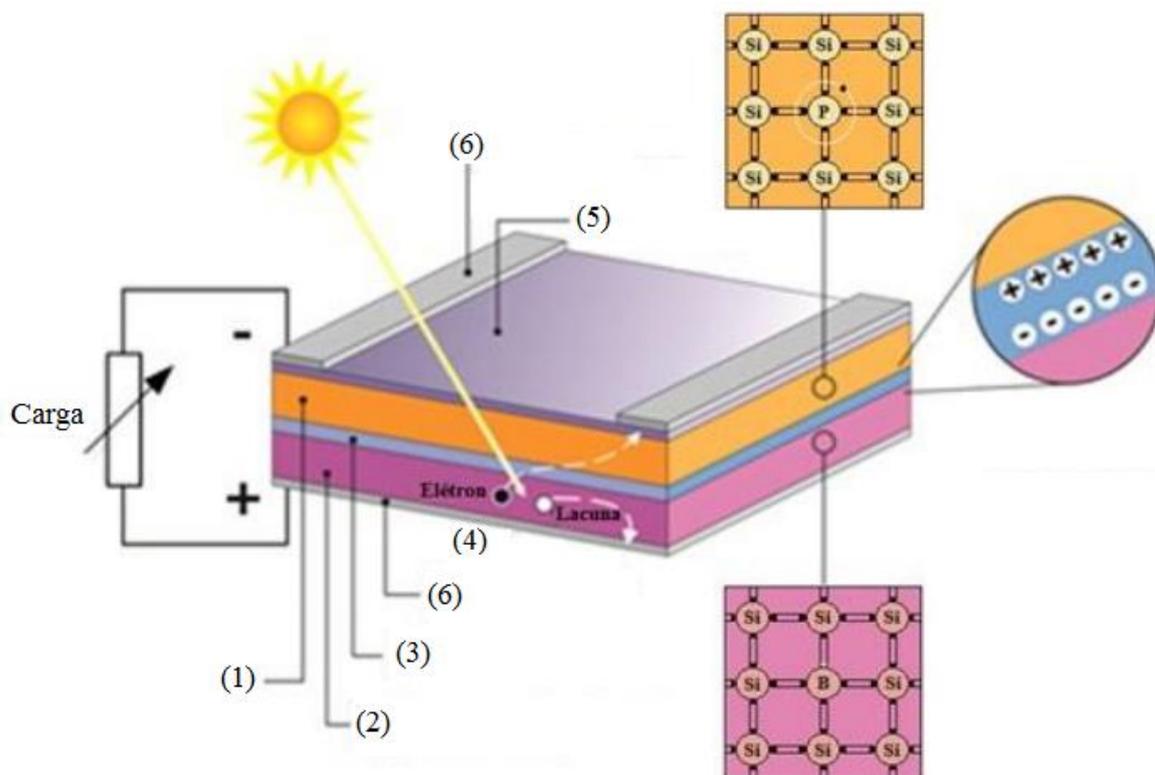


Figura 2.16 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica destacando: (1) região tipo *n*; (2) região tipo *p*; (3) zona de carga espacial, onde se forma a junção *pn* e o campo elétrico; (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antirreflexo; (6) contatos metálicos. Fonte CEPEL (2014).

As tecnologias de desenvolvimento de células fotovoltaicas podem ser divididas em três gerações de produção sendo: i) de silício monocristalino (Si-m) e silício policristalino (Si-p), por sua consolidação e confiabilidade, ocupa atualmente mais de 85% do mercado; ii) as células de filmes finos silício amorfo (Si-a), disseleneto de cobre (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe), apresentam menor eficiência, pouca disponibilidade de matéria prima, vida útil baixa, baixo rendimento, alta toxicidade do cádmio e possuem modesta participação no mercado; iii) em pesquisa e desenvolvimento estão as células fotovoltaica para concentração (CPV – *Concentrated Photovoltaics*), células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye – Sensitized Solar Cell*) e as células orgânicas (OPV – *Organic Photovoltaics*), as OPV demonstram ter potencial para produção com eficiência, embora o custo não seja competitivo com a tecnologia atual.

2.1.7 Características elétricas das células fotovoltaicas

A soma da corrente de uma junção *pn* no escuro (diodo semiconductor) com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar, caracteriza a corrente elétrica de uma célula fotovoltaica. A curva *I-V*, curva característica de corrente em função da tensão de uma célula, pode ser descrita pela derivada da equação de Shockley, conforme expressão 2.2, que representa a corrente que flui através de um diodo ideal, sendo

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\left(\frac{qV}{nkT}\right)} - 1 \right] \quad (2.2)$$

onde:

I_L = corrente fotogerada (A);

I_0 = corrente de saturação reversa do diodo (A);

n = fator de idealidade do diodo, número adimensional geralmente entre 1 e 2, obtido por ajuste de dados experimentais;

q = carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$);

k = constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$);

T = temperatura absoluta (K).

O circuito equivalente, para uma célula fotovoltaica, é ilustrado na Figura 2.17. O diodo *D* representa a participação da junção *pn* no escuro. A resistência série, R_S , representa as perdas ôhmicas do material, as perdas das metalizações e do contato metal-semicondutor. Já R_P representa a resistência paralela oriunda das correntes parasitas que ocorrem entre as partes superior e inferior da célula e as irregularidades ou impurezas do interior do material.

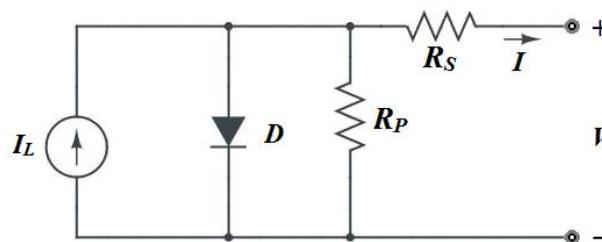


Figura 2.17 - Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica.

A curva I - V , típica de uma célula fotovoltaica de Si, é apresentada na Figura 2.18, onde I_{SC} representa a corrente elétrica de curto-circuito, V_{OC} a tensão de circuito aberto, P_{MP} a potência máxima e I_{MP} e V_{MP} a corrente e a tensão no ponto de máxima potência, respectivamente. A curva é gerada por um simulador solar e um sistema de medição automatizado, em condições padrão de ensaio com irradiância de 1.000 W/m^2 , espectro solar AM 1,5 e temperatura da célula fotovoltaica em 25° C .

A curva de potência em função da tensão, denominada curva P - V , é ilustrada na Figura 2.18. A máxima transferência de potência ocorre em razão de uma única combinação de valores de tensão e corrente. Este ponto (P_{MP}) localiza-se no joelho da curvatura e possui valores típicos de tensão (V_{MP}) e de corrente (I_{MP}) (CEPEL, 2014).

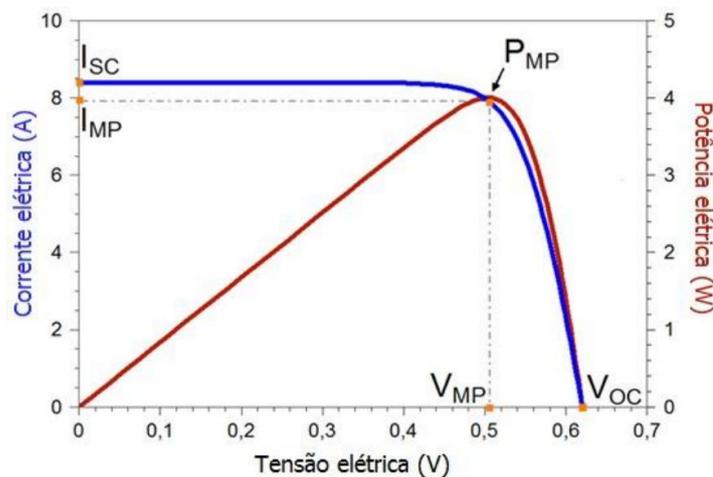


Figura 2.18 - Curva de potência (P - V) de uma célula fotovoltaica de silício cristalino de $156 \text{ mm} \times 156 \text{ mm}$, sob condições-padrão de ensaio.

2.1.8 Associação de células, módulos e painéis fotovoltaicos

A célula fotovoltaica é o dispositivo que constitui a unidade básica dos sistemas fotovoltaicos. No entanto, as células comerciais atingem valores de tensão que variam de $0,5 \text{ V}$ a $1,5 \text{ V}$. Este nível de tensão é incompatível com os equipamentos elétricos de condicionamento de potência e armazenamento de energia. Para obterem-se os níveis de tensão e corrente utilizáveis na prática, torna-se necessário a associação de várias células em série e/ou paralelo. As células individuais são montadas em módulos e os módulos são montados em arran-

jos ou painéis, conforme ilustrado na Figura 2.19. Com essas associações é possível fixar os módulos em vários locais, como telhados e fachadas, a fim de se conseguir gerar energia elétrica. Eles podem ser associados em série ou em paralelo (AMERICADOSOL, 2012).



Figura 2.19 - Diferença entre Célula, Módulo e Painel FV.

A Figura 2.20 ilustra células ou painéis fotovoltaicos idênticos, submetidos às mesmas condições de irradiância, ligados em série. Nestas condições, as tensões são somadas, e a corrente elétrica não é afetada.

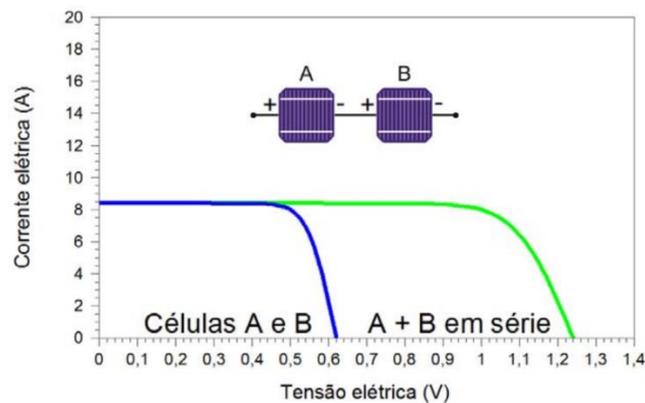


Figura 2.20 - Curvas I - V de duas células fotovoltaicas, de silício cristalino, conectadas em série.

Para as células ou painéis fotovoltaicos idênticos, Figura 2.21, submetidos às mesmas condições de irradiância, ligados em série, as tensões elétricas são somadas, a corrente não é afetada de acordo com expressão 2.3 e 24,

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n, \quad (2.3)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n, \quad (2.4)$$

respectivamente.

A Figura 2.21 ilustra células ou painéis fotovoltaicos idênticos submetidos às mesmas condições de irradiância, ligados em paralelo. Nestas condições, as correntes são somadas, e a tensão não é afetada.

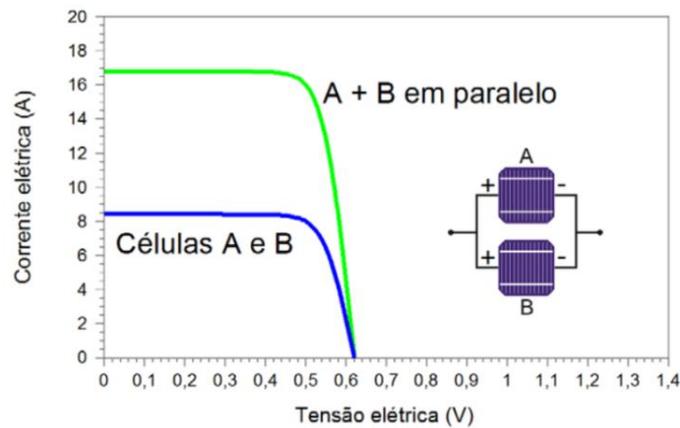


Figura 2.21 - Curvas I - V de duas células fotovoltaicas, de silício cristalino, conectados em paralelo.

Para as células ou painéis fotovoltaicos idênticos, Figura 2.21, submetidos às mesmas condições de irradiância, ligados em paralelo, as correntes elétricas são somadas e a tensão não é afetada de acordo com as expressões 2.5 e 2.6

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n, \quad (2.5)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n, \quad (2.6)$$

respectivamente.

A Tabela 2.2, conforme CEPEL (2014), apresenta potências médias, por unidade de área, no estágio atual de desenvolvimento de módulos fotovoltaicos de várias tecnologias.

Tabela 2.2 - Potência por m² de diferentes tecnologias de módulos.

TECNOLOGIA	POTÊNCIA/ÁREA (Wp/m ²)
Si monocristalino Si-m	150
Si policristalino Si-p	135
Si amorfo Si-a	85
Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio CIGS	100
Telureto de Cádmio CdTe	110

A intensidade da irradiância solar incidente, Figura 2.22, afeta a curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício, mantida na temperatura de 25° C. Com o aumento da irradiância solar incidente, a corrente elétrica gerada aumenta linearmente e a tensão aumenta de forma logarítmica, sem alteração da temperatura.

A relação entre a corrente I_{SC} de uma célula ou de um módulo fotovoltaico, à irradiância incidente é dada pela expressão 2.7,

$$I_{SC} = I_{SC_STC} \times \frac{G}{1000}, \quad (2.7)$$

onde:

I_{SC} = corrente de curto-circuito do módulo, com irradiância G e temperatura de 25° C [A];

I_{SC_STC} = corrente de curto-circuito de módulo STC [A];

G = irradiância incidente sobre módulo [W/m²];

1000 = irradiância nas STC [W/m²].

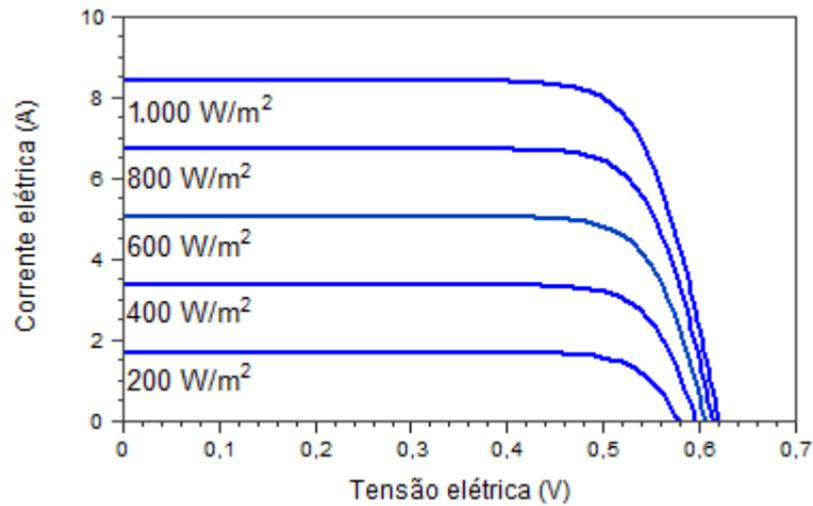


Figura 2.22 - Influência da variação da irradiância solar na curva característica I - V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino na temperatura de 25°C .

O aumento de temperatura ambiente, a partir de 25°C , produz um aumento da temperatura da célula, reduzindo a potência fornecida. A relação I - V é significativamente afetada, pois, apesar da corrente sofrer uma pequena elevação (quase desprezível), a tensão da célula diminui significativamente com o aumento da temperatura.

A Figura 2.23 apresenta as curvas I - V para várias temperaturas da célula fotovoltaica, com irradiância de 1000 W/m^2 .

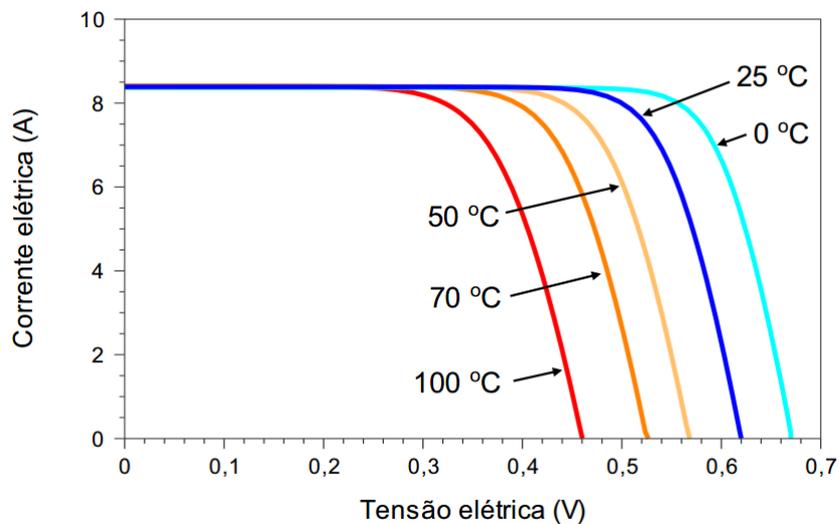


Figura 2.23 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I - V (irradiância de 1000 W/m^2 e espectro AM 1,5). Fonte: CEPTEL (2014).

2.1.9 Os sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em: i) sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) puramente fotovoltaicos (SFV) ou sistemas híbridos (SFH), estes sistemas necessitam de alguma forma de armazenamento de energia elétrica; ii) sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), estes sistemas dispensam o uso de acumuladores pois a energia produzida pelo sistema pode ser consumida diretamente pela carga ou injetada diretamente na rede elétrica convencional. As opções de cada sistema fotovoltaico dependem da aplicação e dos recursos energéticos disponíveis.

A Figura 2.24 ilustra o esquema de um sistema fotovoltaico isolado que, em geral, necessita de algum tipo de armazenamento quando for utilizar aparelhos elétricos fora da geração fotovoltaica. O SFI de geração de energia conta com uma unidade de controle e condicionamento de potência composta por inversor e controlador de carga.

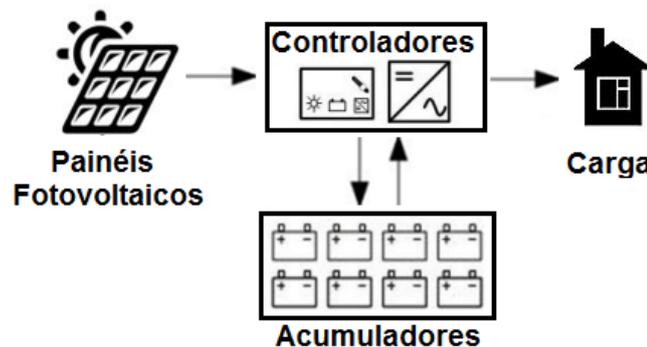


Figura 2.24 - Configuração de um sistema fotovoltaico isolado.

Projetos de sistemas fotovoltaicos devem prever excedente de geração para suprirem a intermitência do recurso solar. O excedente de geração de energia elétrica é armazenado em banco de baterias, quando autônomo, e quando conectado à rede poderá gerar créditos junto à distribuidora local, suprimindo a demanda de carga (ZILLES, 2012).

Sistemas fotovoltaicos isolados podem ser classificados como individuais ou miniredes. Os sistemas fotovoltaicos domiciliares (SFD), pela sua simplicidade, permitem apenas consumos proporcionais à radiação solar, e quando possível, dissociar o horário de produção do horário de consumo, através do acúmulo do excedente de geração de energia elétrica em

acumuladores de carga, para usos que requerem pouco consumo de energia, como por exemplo: lâmpadas, televisores, geladeiras e radiotransmissores. O SFD deve possuir um controlador de carga, para evitar carga e descarga excessivas no acumulador, um inversor de corrente contínua para corrente alternda, atendendo assim os requisitos elétricos dos eletrodomésticos e o acumulador de carga (baterias) que atende a potência requerida da carga.

O sistema fotovoltaico isolado, que atende a várias unidades consumidoras, foi normatizado através da Resolução Aneel N° 493/2012 (ANEEL, 2012), que estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI). O MIGDI atende, principalmente, comunidades isoladas ou distantes da rede de distribuição, onde a fonte de geração de energia elétrica normalmente é mantida por GMG a diesel. A possibilidade de integrar estes dois tipos de geração introduziu o conceito e pesquisas no desenvolvimento de sistemas híbridos de geração de energia elétrica (SHGEE). Sistemas híbridos visam fornecer energia elétrica de forma mais confiável, diminuindo a dependência de recursos energéticos não renováveis e de alto custo sócioambiental. A Figura 2.25 ilustra uma configuração de um SHGEE.

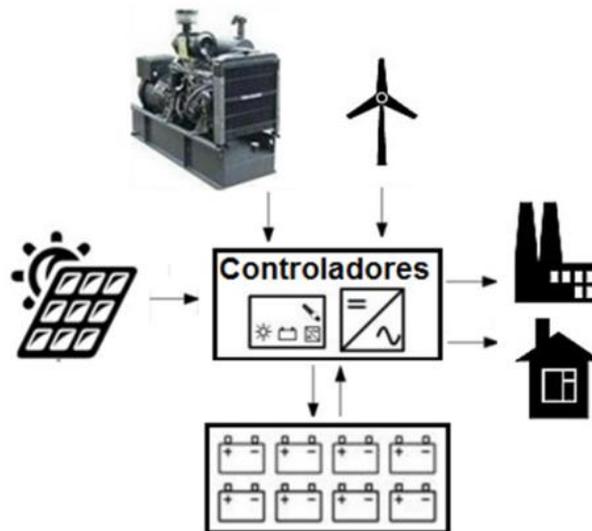


Figura 2.25 - Exemplo de sistemas híbridos com acumulador.

O SFH fornece produção de energia elétrica, em cogeração com um ou mais sistemas, como por exemplo, grupo de motor gerador a combustíveis fósseis, biomassa e eólico. Sistemas híbridos, pela complexidade, necessitam de controle capaz de integrar os vários ge-

radores, de forma a otimizar a operação. Os SFH, em geral, são utilizados para atendimento a cargas de corrente alternada (c.a.), sendo necessário a instalação de inversores. Sistemas híbridos podem tanto acumular a energia elétrica excedente quanto inserir a produção excedente à rede de distribuição local, para uso de créditos futuros, conforme Resolução 482 da Aneel. A Figura 2.26 ilustra um SFH conectado à rede sem acumuladores.

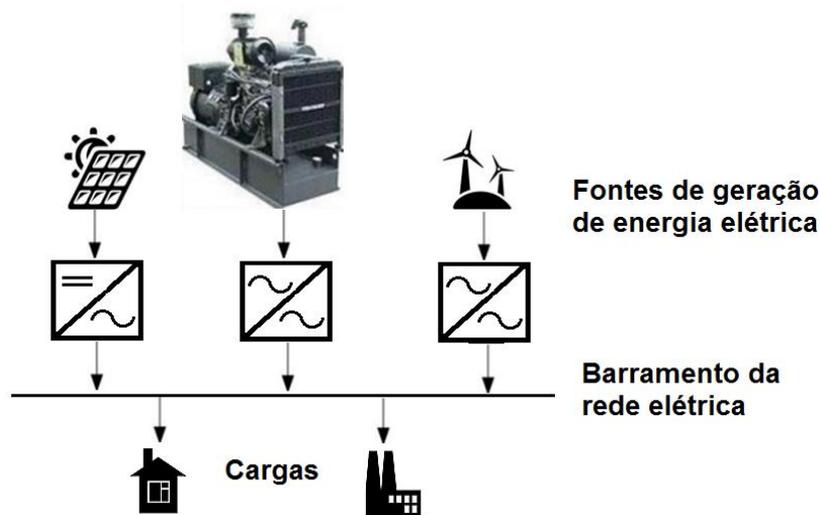


Figura 2.26 - Sistema híbrido conectado à rede de distribuição sem acumulador.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição (SFCR) são aqueles em que a energia elétrica fotovoltaica é entregue diretamente à rede. É indispensável à utilização de inversor que atenda as exigências de qualidade e segurança da concessionária local de distribuição. O SFCR está incluído na regulamentação da Aneel, através da Resolução 482 de abril de 2012, que estabelece as condições gerais para Geração Distribuída (GD). Um SFCR é ilustrado na Figura 2.27.

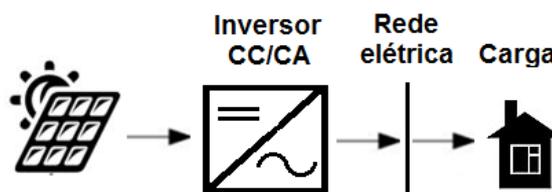


Figura 2.27 - Sistema fotovoltaico conectado à rede.

Até o ano de 2012 existiam 1,5 MWp de SFCR instalados no Brasil. Apenas em 2012 foram instalados 2 MWp sendo 440 kWp em Pituáçu, 1,0 MW da CPFL e 600 kW em projetos menores. Para o ano de 2013, Tabela 2.3, estimou-se 20 MWp podendo chegar a 30 MWp (ANDRADE, 2013, ABINEE 2012).

Tabela 2.3 - Projetos de instalação de SFCR em 2013 e 2014.

PROJETOS	POTÊNCIA DE PICO	PREVISÃO
Chamada Pública nº 13, P&D ANEEL (2011)	23 MWp	2013/2014
Megawatt Solar (Eletrosul)	1 MWp	2013
Estádio do Mineirão	1 MWp	2013
Estádio do Maracanã	0,4 MWp	2013
Projeto Fernando de Noronha (2014)	0,4 MWp	2013
Projeto Bioenergy	1 MWp	2013
MPX (Segundo MW)	1 MWp	2013

Exemplo de um SFCR é a Usina Solar de São Lourenço da Mata, Figura 2.28, que entrou em operação em dezembro de 2013. Com objetivo de fornecer energia elétrica à Itaipava Arena Pernambuco, além de promover o desenvolvimento e a inserção da geração fotovoltaica na matriz energética brasileira.

A Usina Solar São Lourenço da Mata em Pernambuco, possui capacidade de geração de 1 MWp, é composta por dois sistemas: central responsável por 95% da energia gerada, com 3.652 módulos de silício monocristalino de 265 Wp; e campo de pesquisa que está dividido em 5 tecnologias: i) 48 módulos de silício monocristalino de 265 Wp; ii) 48 módulos de silício policristalino de 245 Wp; iii) 79 módulos de silício amorfo de 142 Wp; iv) 89 módulos de disseleneto de cobre, índio e gálio de 120 Wp e, por último; v) 47 módulos de silício policristalino, fabricação nacional, de 240 Wp.



Figura 2.28 - Usina Solar São Lourenço da Mata.

2.2 BIOENERGIA

O tratamento de esgoto, como parte do processo do tratamento dos efluentes, possui lagoas de estabilização que utilizam de digestão aeróbia e anaeróbia dos dejetos de matéria orgânica. Estas estações de tratamento de efluentes (ETE) reduzem o potencial de contaminação e produzem biogás como um dos resíduos de processo. O biogás é composto principalmente de metano (CH_4), gás poluente apresentando um potencial de aquecimento global 21 vezes maior que o dióxido de carbono (CO_2). Como recurso energético, fundamentalmente o metano com 100% de concentração, possui em condições normais de pressão (1atm) e temperatura (0°C) e poder calorífico inferior (PCI) de $9,9 \text{ kWh/m}^3$.

O biogás é um gás resultante da fermentação anaeróbica de dejetos de animais, resíduos vegetais, lixo industrial ou residencial em condições adequadas. É constituído principalmente por metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2). Geralmente o biogás apresenta em torno de 50% a 80% metano e PCI entre 4,95 e 7,92 kWh/m³, sendo o restante composto na maior parte por dióxido de carbono e alguns outros gases, porém, em menores concentrações. A tabela 2.4 dispõe a faixa de concentração típica dos componentes do biogás (CGEE, 2010; BROZZATI, 2008).

Tabela 2.4 - Composição do biogás.

GÁS	SÍMBOLO	CONCENTRAÇÃO NO BIOGÁS (%)
Metano	CH_4	50 – 80
Dióxido de carbono	CO_2	20 – 40
Hidrogênio	H_2	1 – 3
Nitrogênio	N_2	0,5 – 3
Gás sulfídrico e outros	H_2S , N_2 , H_2 , CO , O_2	1 – 5

O aproveitamento do biogás pode ser feito de várias formas. Usualmente, nos países desenvolvidos, onde essa prática é muito utilizada, gera-se energia elétrica com motores de combustão interna (ciclo Otto) ou turbinas a gás. Existem novas tendências e tecnologias, em que microturbinas e células combustíveis são opções, porém, com um custo ainda muito elevado. No âmbito deste estudo, a geração de energia elétrica a partir do biogás será avaliada a partir de Grupos de Motores Geradores (GMG) com motores de combustão interna de ciclo Otto. Os motores a combustão são classificados em combustão externa e combustão interna. Os motores de combustão externa utilizam a diferença de pressão do vapor para executar o trabalho mecânico em máquinas e turbinas a vapor. O vapor vem da combustão externa do ar-combustível, geralmente caldeiras. Os motores de combustão interna, ou motores de explosão, são máquinas térmicas que transformam a queima da mistura de ar e energia química do combustível em trabalho mecânico, por exemplo, motores à gasolina, diesel, etanol e biogás. Os motores de combustão interna possuem a relação peso/potência mais interessante, e por isso são os mais difundidos para propulsão de veículos e geração de eletricidade. Divididos em motores rotativos de turbinas e motores de pistões, estes encontrados nos tradicionais auto-

móveis de ignição por pressão a diesel e biodiesel, e ignição por centelha a gasolina, etanol e biogás (PINHO, 2008).

A Tabela 2.5 dispõe a equivalência energética do biogás comparado a outras fontes de energia (PINHO, 2008; CGEE, 2010).

Tabela 2.5 - Equivalência energética do m³ do biogás comparado a outras fontes de energia.

COMBUSTÍVEL	BIOGÁS m ³
Gasolina (l)	61%
Querosene (l)	58%
Diesel (l)	55%
GLP (kg)	43%
Álcool (l)	79%

Basicamente, o grupo motor gerador (GMG) é composto por uma máquina primária acoplada ao eixo do gerador, podendo ser um motor hidráulico, uma turbina eólica, um motor a vapor ou um motor a explosão. Ao girar o eixo do gerador surgem tensões em seus terminais elétricos, que dependendo do dimensionamento, podem alimentar cargas como residências, escolas, indústrias e até cidades inteiras. A Figura 2.29 mostra o esquema simplificado de GMG (PINHO, 2008).



Figura 2.29 - Esquema simplificado de GMG.

O sistema, proposto no projeto, compõe a máquina primária e gerador elétrico de corrente alternada montados em uma mesma plataforma, dotados de equipamentos eletrônicos para supervisão e controle. O GMG deverá suprir a energia elétrica requerida pela carga e possuir a unidade de supervisão de corrente alternada (USCA). A USCA possui os recursos de

controle e monitoração de partidas e paradas, leituras de tensão, corrente, frequência e temperatura de operação, além de sinalizar excesso de temperatura, excesso de carga e o nível de combustível. A Figura 2.30 ilustra um exemplo de GMG a biogás, com potência de geração de até 50 kVA, da empresa Biogás Motores.



Figura 2.30 - Grupo Motor Gerador a biogás de 50 kVA da Biogás Motores.

Os GMG a biogás, biodiesel e biomassa, projetos de fonte de geração de energia elétrica renovável, tornaram uma solução para atender a instabilidade de fontes de energias alternativas, como eólicas, fotovoltaicas e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), e estão dentro dos propósitos do MDL (PINHO, 2008).

2.3 SISTEMAS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SHGD

Sistemas híbridos bem projetados evitam o desperdício de geração e contribuem para a redução dos custos do kWh e de projeto, tornando a geração combinada mais competitiva em relação aos sistemas de geração tradicionais. Cada sistema híbrido deve ser adaptado para atender as necessidades de geração de energia e dos recursos energéticos específicos disponíveis no local (VIANA, 2009).

Em seu estudo, Afgan (2008) concluiu que o excesso de produção da energia elétrica sendo armazenado para ser utilizado em horários que o consumo excede a geração, é uma solução para locais distantes da rede de distribuição. Os picos de consumo normalmente acontecem fora do horário de máxima geração dos sistemas eólicos e fotovoltaicos. Sistemas de armazenamento de energia elétrica é a solução encontrada para a intermitência de produção de energia e diminuir investimentos com superdimensionamento do sistema de produção.

A Figura 2.31 ilustra um sistema híbrido de geração de energia alternativa. Um sistema híbrido é aquele que produz energia através de mais de uma usina geradora, podendo ser, por exemplo: i) painéis fotovoltaicos; ii) turbinas eólicas; iii) geradores à biogás; iv) geradores à biodiesel ou v) queima de biomassa para geração de calor em caldeiras. O projeto pode contemplar geração de energia elétrica e energia térmica. A energia elétrica pode ser consumida ou armazenado o excedente de geração em banco de baterias. O excedente de produção, quando conectado à rede, poderá gerar créditos junto à rede elétrica local. O sistema é adaptado para atender às necessidades de geração de energia, com aproveitamento máximo dos recursos energéticos disponíveis, específicos para cada tipo de projeto.

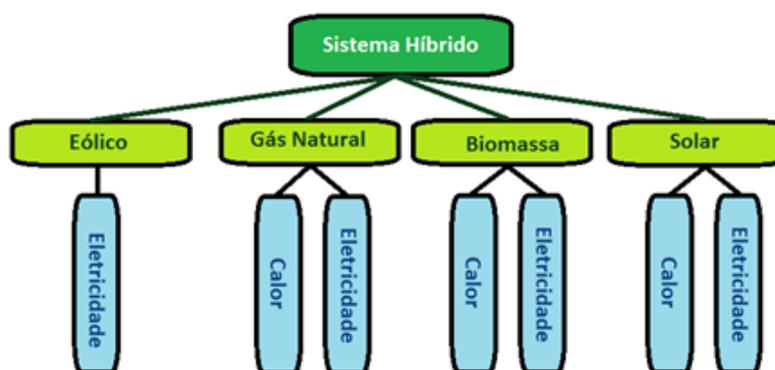


Figura 2.31 - Estruturas de sistemas híbridos de geração de energia alternativa.

2.4 POLÍTICA BRASILEIRA DE INCENTIVO AO USO DAS FONTES RENOVÁVEIS

A Geração Distribuída (GD) atualmente passou a ser vista como a solução para diversos problemas e fonte de vários benefícios nos âmbitos de confiabilidade, qualidade da energia e meio ambiente. Trata-se da geração de energia elétrica a partir do uso de geração

descentralizada, instalada próximo aos locais de consumo (VILLALVA, 2012; ZILLES, 2012).

Dentro deste contexto, a tendência futura, é, portanto, um aumento da geração distribuída e a descentralização do sistema elétrico. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, responsável pelo estabelecimento do marco regulatório do setor elétrico nacional, é o órgão responsável também por propor projetos de Pesquisa & Desenvolvimento nas principais áreas de interesse da sociedade, dentre estas, aquelas relacionadas ao maior e melhor aproveitamento energético de fontes de energia renováveis.

O avanço do uso das fontes de energias renováveis e alternativas requer o estabelecimento de procedimentos para a inserção da geração distribuída na rede elétrica. Em abril de 2012 foi aprovado pela ANEEL, a Resolução Normativa nº 482, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica em baixa tensão e cria o sistema de compensação de créditos de energia elétrica para os autoprodutores. Esta regulamentação beneficia a sociedade e obriga as concessionárias a se adaptarem à entrada da geração distribuída a partir das fontes alternativas e renováveis (ANEEL, 2012).

A seguir apresenta-se um trecho da publicação da concessionária CELG Distribuição S/A, do Setor de Normatização Técnica, NTC-71 “Requisitos para Conexão de Microgeradores e Minigeradores ao Sistema de Distribuição da CELG D” em dezembro de 2012, atendendo a RN nº 482 da ANEEL.

“Esta norma tem como objetivo estabelecer os procedimentos que deverão ser obedecidos para o acesso de microgeração e minigeração distribuída, que façam a conexão aos sistemas de distribuição da CELG D com adesão ao sistema de compensação de energia.”

“São apresentados requisitos para a conexão de microgeração em baixa tensão, com potência instalada até 75 kW e conexão de minigeração em média tensão com potência instalada menor que 1MW para consumidores do Grupo A, através de fontes renováveis com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração, conforme regulamentação ANEEL.”

A seção 3.7 do módulo 3 dos Procedimentos de Rede da Distribuição (PRODIST), descreve os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição, os quais devem ser cuidadosamente seguidos quando da elaboração de SFCR.

A instalação de um sistema conectado à rede deve seguir a norma, específica da concessionária local de distribuição de energia elétrica, que de acordo com os procedimentos de instalação deve ser acessível na página da empresa na internet, em um processo que se inicia pela solicitação de acesso. Especificamente o item 2.5.2, desta seção, estabelece que “compete à distribuidora, a realização de todos os estudos para integração de micro e minigeração distribuída, sem ônus ao acessante, devendo informar à central geradora a relação de dados necessários à elaboração dos estudos que devem ser apresentados quando da solicitação de acesso”. A Tabela 2.6, extraída do PRODIST, define a tensão de conexão do acessante por faixas de potência, a ser considerada nos projetos de SFCR.

Tabela 2.6 - Níveis de tensões para conexões de micro e minicentrals geradoras. Fonte (PRODIST, 2013).

NÍVEL DE TENSÃO DE CONEXÃO	POTÊNCIA INSTALADA
Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)	< 10 kW
Baixa Tensão (trifásico)	10 a 100 kW
Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão	101 a 500 kW
Média Tensão	501 kW a 1 MW

Conforme definido no PRODIST, a geração distribuída é caracterizada pelo uso de centrais geradoras de energia elétrica de qualquer potência, cujas instalações são conectadas diretamente ao sistema de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada à rede elétrica, e despachadas ou não pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (PRODIST, 2013).

Os procedimentos da distribuição são documentos elaborados com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Dentre os principais objetivos do PRODIST, podem-se citar: i) garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade, ii) propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes, iii) disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica, iv) estabelecer os requisitos para os

intercâmbios de informações entre os agentes setoriais, v) assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL e vi) disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

A política de incentivo à microgeração e minigeração elétrica através de fontes de energias renováveis proporcionará o aumento da disponibilidade de eletricidade. Ao invés de grandes investimentos concentrados necessários para a construção das usinas convencionais de eletricidade como hidrelétricas, nucleares e termelétricas, a geração distribuída possibilita pulverizar investimentos e recursos criando assim milhares de empregos diretos e indiretos em todo do Brasil. Além disso, trará benefícios ambientais do uso de fonte renovável e impulsionará o desenvolvimento tecnológico, criando-se novos empregos diretos e indiretos, movimentando a economia brasileira (VILLALVA, 2012).

A ANEEL lançou nos anos de 2012 e 2013, chamadas públicas de projetos estratégicos para o desenvolvimento de Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento no intuito de propor arranjos técnicos e comerciais para a inserção da geração de energia elétrica proveniente de resíduos e efluentes líquidos, energia solar fotovoltaica e energia eólica. O objetivo destas chamadas públicas é promover a diversificação da matriz energética nacional, incentivar e facilitar a entrada da geração de energia renovável, estimular a redução de custos e incentivar o desenvolvimento no país de toda a cadeia produtiva da indústria relacionada às fontes de energia renovável. Estes projetos estratégicos consistem na instalação de plantas piloto conectadas à rede elétrica.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Esta dissertação dá continuidade aos estudos realizados por Oliveira *et al.* (2010), para uma Estação de Tratamento Anaeróbio de Efluentes (ETAE) de um frigorífico, localizado na região metropolitana de Goiânia. No entanto, este trabalho realiza um novo estudo que é a análise de viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema híbrido solar-biomassa conectado à rede, utilizando-se do software HOMER. Trata-se de uma proposta inovadora para a região Centro-Oeste, com aproveitamento de crédito de energia elétrica.

Oliveira *et al.* (2010), projetou um Biodigestor de Fluxo Tubular com o objetivo de melhorar o rendimento da instalação de tratamento de esgoto e de mitigar emissões de GEE. O Biodigestor tem 80 m comprimento, 40 m de largura e 5 m profundidade/altura, formado por uma vala aberta no solo, vedado com 4.108 m² de lona de revestimento e o gasômetro com 4.252 m² de Lona Bio do tipo inflável feito de material plástico (PVC). O biogás a ser produzido deverá ser queimado gerando o CO₂ que é menos poluente que o CH₄. Após esta primeira fase de tratamento, o resíduo segue para as outras duas lagoas existentes no local para o tratamento secundário e terciário, antes de ser lançado no rio local.

3.1 LEVANTAMENTO DA CURVA DE CARGA

Em fase de projeto os dimensionamentos do SFV e do GMG são feitos com auxílio: i) de uma planilha, onde são listados os equipamentos e as respectivas potências elétricas, tempo de funcionamento e dias de utilização por semana, para que se disponha de dados de uma média diária de consumo de energia (kWh/dia); ii) da fatura de consumo fornecido pela concessionária local de energia elétrica; e iii) do levantamento preciso da curva de carga, quando possível.

Os picos de consumo ou contratos por demanda devem ser tratados diferentemente com leituras horárias e diárias. Para cálculo do consumo médio de energia (kWh) de um equipamento específico, utiliza-se a expressão (3.1),

$$C_m = \frac{P_e \times N_a \times D_m}{1000}, \quad (3.1)$$

onde:

C_m = consumo médio mensal em kWh/mês;

P_e = potência nominal do equipamento em W (dado de placa ou manual do fabricante);

N_d = número médio de horas diárias de utilização do equipamento;

D_m = número médio de dias de utilização do equipamento, por mês.

O dimensionamento dos SGEE, quando adequado ao consumo de energia elétrica e identificado possíveis sazonalidades mensais e anuais de consumo, reduz o custo de implantação do projeto e o risco de falta de energia.

3.2 RECURSO SOLAR E SISTEMA FOTOVOLTAICO

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico é o ajuste entre a energia radiante recebida do sol pelos módulos fotovoltaicos e a necessidade de suprir a demanda de energia elétrica. O projeto de um sistema fotovoltaico envolverá disponibilidade do recurso solar, disponibilidade de área, orientação dos módulos, demanda atendida entre outros fatores. Através do projeto pretende-se adequar o gerador fotovoltaico às necessidades definidas pelo SFCR.

3.2.1 Avaliação do recurso solar

O recurso solar é o primeiro item a ser avaliado para uso de qualquer sistema de aproveitamento da energia solar. Devido à sua intermitência, o recurso solar, é calculado através de médias diárias, mensais e anuais. A geração fotovoltaica depende basicamente da irradiação e da temperatura dos módulos, podendo variar significativamente em curtos intervalos de tempo, por sombras, ou sendo amortecida pela capacidade térmica dos módulos.

A localização em que os painéis FV serão instalados é um fator determinante para o desempenho do sistema fotovoltaico. Devem ser observadas as interferências arquitetônicas vizinhas, presença de sombreamentos ou superfícies reflexivas próximas que afetarão diretamente a eficiência de todo o sistema. Se a cobertura onde o sistema FV for instalado estiver em um nível inferior aos edifícios vizinhos, o SF estará sujeito a períodos de sombreamento,

que podem ser simulados e dimensionados por meio de programas específicos, por exemplo, Autodesk® Ecotect® Analysis 2011, PVSyst da Universidade de Genebra e o SolarPro, e o SOLERGO (CEPEL, 2014; PELÁGIO, 2014).

A produção de energia elétrica fotovoltaica é baseada em estimativas, considerando a totalidade de irradiância, durante intervalos de horários, convencionados entre as 6:00 horas e as 18:00 horas. O valor acumulado de energia solar ao longo de um dia ou o número de Horas de Sol Pleno (HSP), Figura 3.1 e Figura 3.2, reflete o número de horas em que a irradiância solar seria equivalente a 1 kW/m² (CEPEL, 2014). As HSP podem ser classificadas em: i) dia ensolarado ou de céu claro que corresponde a irradiância máxima do local; ii) dia de céu nublado com: horas de sol, horas de chuva e horas com sombreamento por nuvens com irradiância parcial; e por último iii) dia chuvoso que corresponde a chuva durante todo o dia, correspondendo à mínima irradiância.

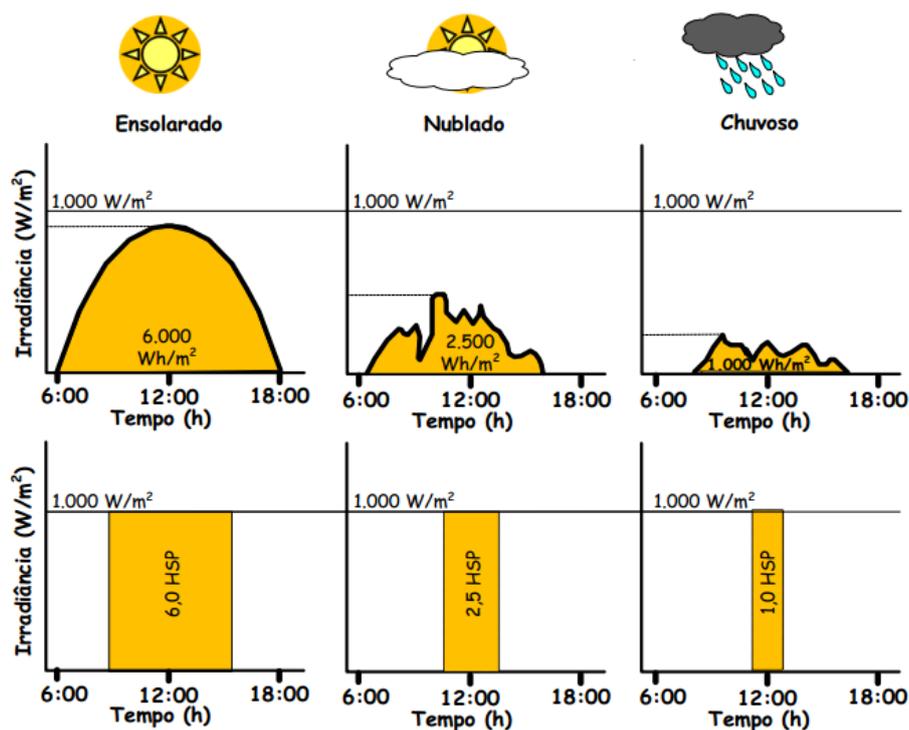


Figura 3.1 - Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP.

A HSP, calculada por meio da expressão (3.2), equivale à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão Figura 3.1, acumulado ao longo de um dia. O cálculo da HSP sim-

plifica, mas não substitui a medição no local, para o caso sugerido no cálculo, por exemplo, a irradiação é de 6 kWh/m².

$$HSP = \frac{6[kWh/m^2]}{1[kWh/m^2]} = 6 [h/dia] \quad (3.2)$$

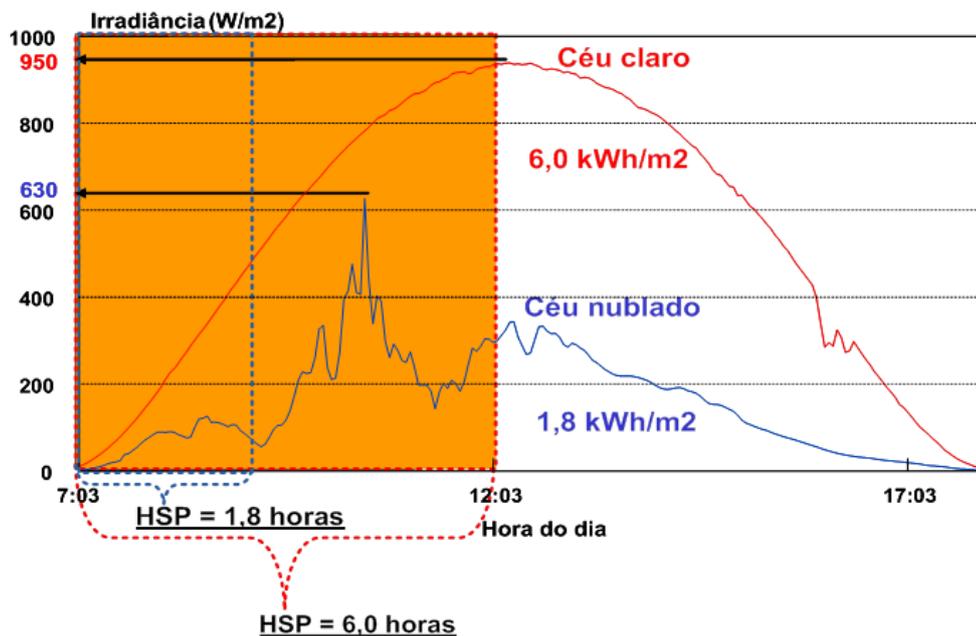


Figura 3.2 - Valor acumulado diário do número de HSP.

3.2.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede

Após avaliação do recurso solar e levantamento da curva de carga que o sistema fotovoltaico deverá atender deve-se calcular a área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos, fator este, que determinará a capacidade máxima de geração de energia elétrica. Os módulos fotovoltaicos utilizados neste projeto foram os módulos SuryaVolt, série DSV240D20, da Tecnometal Energia Solar.

A Figura 3.3 ilustra a foto dos módulos instalados no Laboratório de Energias Renováveis do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás (LER/IFG). A Figura 3.4 ilustra a curva de carga característica $I-V$ do módulo SuryaVolt. As especificações técnicas encontram-se na Tabela 3.1.



Figura 3.3 - Módulos instalados no Laboratório de Energia Elétrica Fotovoltaica do IFG.

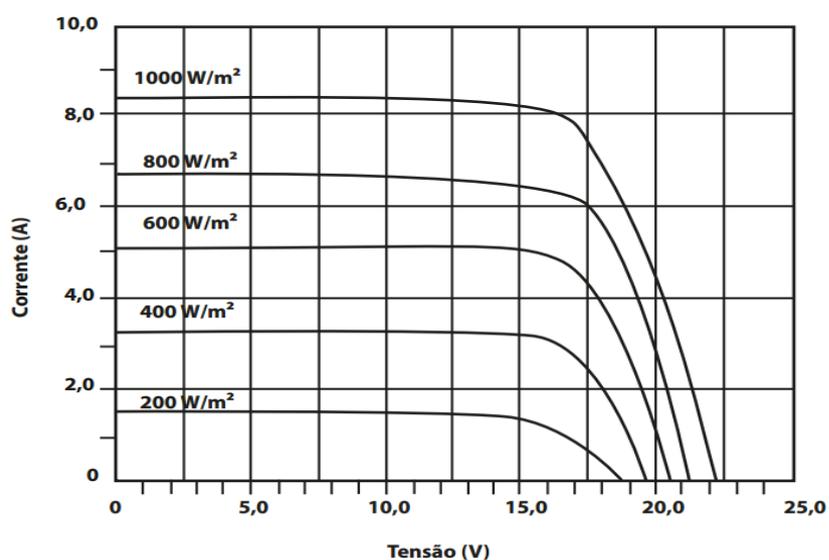


Figura 3.4 - Curva característica I - V do Módulo SuryaVolt.

Fonte: SUNWAY (2013).

Tabela 3.1 - Especificações Técnicas do Módulo SuryaVolt.

Modelo	SV-245D20
Potência máxima [W]*	245
Corrente em potência máxima [A]*	8,06
Tensão em potência máxima [V]*	30,4
Corrente de curto-circuito [A]*	8,65
Tensão de circuito aberto [V]*	37,41
Dimensões (C x L x A em mm)	1645 x 981 x 34
Peso [kg]	18,0
Capacidade de geração [Wh/dia]**	1040

*Especificações médias sob irradiação solar de 1000 W/m², AM 1,5 e temperatura de 25° C. Variação de 10%.

** Sob irradiação solar com média anual de 5 kWh/m²/dia.

Após a avaliação do recurso solar, do levantamento da curva de carga e do cálculo da área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos, é preciso determinar a quantidade de módulos, conforme expressão (3.3) e (3.4) (Villalva, 2012; HOMER, 2013),

$$N_{PFVMAX} = \left(\frac{C_{INST}}{C_{PFV}} \right) \times \left(\frac{L_{INST}}{L_{MFV} \times \cos \alpha + D_{MFV}} \right), \quad (3.3)$$

onde:

N_{MFVMAX} = Quantidade máxima de módulos a ser instalada;

L_{INST} = Largura disponível da área para instalação;

C_{INST} = Comprimento disponível da área pra instalação;

L_{MFV} = Largura do módulo fotovoltaico;

C_{MFV} = Comprimento do módulo fotovoltaico;

β = Ângulo de inclinação do módulo.

Em D_{MFV} é o coeficiente de espaçamento entre fileiras, utilizado para evitar o sombreamento e para fazer a manutenção do sistema fotovoltaico (Villalva, 2012),

$$D_{MFV} = 3,5 \times L_{FV} \times \sin \alpha. \quad (3.4)$$

A potência máxima (P_{SFVMAX}) de produção, considerando sol pleno e bem ventilado, é calculada por meio da expressão (3.5). A estimativa anual, de geração de energia elétrica “kWh”, é calculada através da expressão (3.6),

$$P_{SFVMAX} = \frac{N_{MFV} \times P_{MFV}}{1000}, \quad (3.5)$$

onde:

N_{MFV} = Quantidade de módulos a ser instalada;

P_{MFV} = Potência máxima do painel fotovoltaico [Wp].

$$G_{FV} = \frac{N_{MFV} \times P_{MFV} \times HSP_{MA} \times TD \times 30}{1000}, \quad (3.6)$$

onde:

G_{PV} = Estimativa de geração fotovoltaica mensal [kWh];

HSP_{MA} = Média diária anual das HSP incidentes no plano do painel FV [horas];

TD = Taxa de desempenho.

A Taxa de Desempenho (TD), ou performance do SFV, é a relação entre o desempenho real do sistema dividido pelo desempenho máximo teórico. A TD de um SFV considera a potência real do sistema em condições de operação com todas as perdas envolvidas, como perdas por efeito Joule devido às resistências dos conectores e cabeamentos, sujeira na superfície do painel, sombreamento por nuvens, eficiência do inversor, resposta espectral, temperatura operacional, dentre outras. Segundo CEPEL (2014), o resultado de avaliação, feito na Alemanha, com 527 SFCR com potências de até 10 kWp, foi observado a média de TD variando entre 70% e 75%. O Brasil possui irradiação média superior ao da Alemanha, variando a TD entre 70% e 80%. Neste trabalho será adotado o valor padrão de TD de 80%.

O dimensionamento dos inversores, em função da TD , é uma tendência em SFV para viabilidade econômica de projetos, devido os custos não acompanharem a mesma redução dos módulos FV. O inversor deve ser dimensionado para não operar por muito tempo em potências abaixo do nominal e nem que seja sobrecarregado. Inversores de menor capacidade, e menor custo, podem ser dimensionados sem impactar a geração de energia e a confiabilidade no sistema (ZILLES, 2012; CEPEL, 2014).

Em sistemas que a potência gerada pode ultrapassar a máxima potência de entrada do inversor, deve se ajustar o Seguidor de Ponto de Potência Máxima (SPPM) para limitar a potência de entrada, desprezando-se a geração acima do valor da potência máxima do inversor. Para ajudar a determinar o fator dimensionamento de inversores (FDI), que é representado pela relação entre a potência nominal c.a. do inversor e a potência de pico do gerador FV, segue a expressão (3.7),

$$P_{Nca} = FDI \times P_{SFVMAX} \quad (3.7)$$

onde:

P_{Nca} = Potência nominal em corrente alternada do inversor em kW;

FDI = Fator de dimensionamento do inversor (adimensional).

O Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, por meio de valores recomendados por fabricantes e instaladores, indica a utilização do FDI na faixa de 0,75 a 0,85 com limite superior de 1,05, será adotado neste trabalho o valor de 0,80 (CEPEL, 2014).

3.3 ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DO BIOGÁS

Segundo Coelho (2012), a geração de metano (em m³) corresponde à quantidade de metano gerada contida no biogás resultante da decomposição do esterco gerado diariamente nas propriedades criadoras e abatedoras de suíno. A concentração do CH₄ é resultado da origem do material. A Tabela 3.2 apresenta valores para conversão energética para diferentes tipos de efluentes (CETESB, 2006).

Tabela 3.2 - Valores médios de conversão energética para diferentes tipos de efluentes.

ORIGEM DO MATERIAL	[kg ESTERCO DIA POR UNIDADE GERADORA]	(kg BIOGÁS POR kg ESTERCO)	CONCENTRAÇÃO DE CH ₄
Suínos	2,25	0,062	66%
Bovinos	10	0,037	60%
Equinos	10	0,048	60%
Aves	0,18	0,055	60%
Abatedouro	1,00	0,100	60%

3.3.1 Programa computacional de produção de biogás

Será utilizado, para estimativa de produção de biogás no frigorífico, o software Geração e Uso Energético versão 1.0, disponível no site da Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB). Este programa de computador, para estimativa de geração de biogás e avaliação de recuperação e uso energético.

Para iniciar a utilização do programa torna-se necessário entrar com as características da Estação de Tratamento e Efluentes, conforme ilustrado na Figura 3.5. A Figura 3.6

apresenta os passos de acesso e preenchimento das características de localização da ETAE. Entrando com os dados de características da ETAE, é possível fazer a estimativa de geração do biogás.



Figura 3.5 - Página inicial do programa Biogás Geração e Uso Energético.

Os resultados gerados por este programa permitem dar início ao processo dos benefícios, recuperação e uso energético do biogás. O software, através da expressão 3.8, calcula a vazão de CH_4 por mês (Q_i), que é gerada em uma ETAE de abatedouros e suinoculturas,

$$Q_i = 30 \times VE^{-1} \times \sum_{i=1}^n (Pb_i \times Conc_i \times Qt_i \times Mt_i) \quad (3.8)$$

onde:

VE = Volume específico do metano, sendo este igual a $0,670 \text{ kg CH}_4 / \text{m}^3 \text{ CH}_4$;

P_{bi} = Produção de biogás [$\text{kg}_{\text{biogás}} / \text{kg}_{\text{esterco}}$];

$Conc_i$ = Concentração de metano no biogás [%];

Qt_i = Quantidade de unidades geradoras;

Mt_i = Esterco total [$\text{kg esterco} / (\text{dia unidade geradora})$].

Figura 3.6 - Características de localização da ETAE. Fonte: Software Geração e Uso Energético (2014).

3.3.2 Geração de energia elétrica - GMG a biogás

Dentre as diversas tecnologias disponíveis, optou-se pelo GMG com potência de 30 kW, modelo GG3.0L da Cummins *Power Generation*, para atender à demanda total de produção de biogás. O custo do GMG a biogás é de R\$ 100.000,00, orçado em julho de 2014, a ser instalado e configurado para o biogás captado diretamente no biodigestor.

A rotina de manutenção deve ser de 250 horas e limite de 300 horas de funcionamento ou 06 meses. A manutenção preventiva, em média, custa R\$ 1.500,00. Dessa forma, funcionando 10 horas por dia e sete dias por semana, a preventiva ocorrerá mensalmente. A retífica e manutenção corretiva anual, orçado em R\$ 3.000,00, absorve manutenção corretiva para desgastes maiores, quando necessária.

3.4 SOFTWARE *HOMER ENERGY*

Neste trabalho optou-se por utilizar o software HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewable*), desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory* (HOMER, 2014), que pode ser utilizado para simulação de Sistemas de Geração de Energia Elétrica (SGEE), incluindo os Sistemas Híbridos de Geração de Energia Elétrica (SHGEE). O HOMER apresenta a vantagem por ser reconhecido pela comunidade científica, pela capacidade de otimizar os sistemas avaliados a partir da análise técnica e econômica dos dados fornecidos pelo usuário. O programa simula Micro Centrais de Energia Elétrica (MCE), modela, otimiza e sugere alterações nas plantas propostas de SHGEE conectadas ou não na rede elétrica local, além de possibilitar a realizar a análise de sensibilidade. A relação entre simulação, otimização e análise de sensibilidade do HOMER, é ilustrado na Figura 3.7.

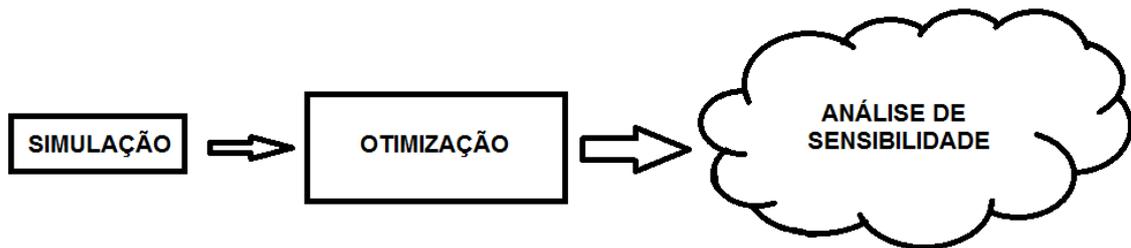


Figura 3.7 - Relação entre simulação, otimização e análise de sensibilidade.

O projeto de um sistema híbrido leva em conta a configuração idealizada do sistema com os componentes que serão inclusos, considerando as especificações de carga e recursos energéticos. Com várias bibliotecas de dados incluindo dados solarimétricos, dados de velocidade dos ventos, variações de temperatura ao longo do dia, dados estatísticos de temperatura e algoritmos de análise de sensibilidade, o HOMER simula o funcionamento de um sistema híbrido, fazendo cálculos de balanço de energia, a cada hora do dia do ano, durante a vida útil do projeto. Para cada intervalo, o HOMER compara a energia que cada sistema pode fornecer ao projeto, e calcula o fluxo de energia, a partir de cada componente do sistema.

O HOMER executa cálculos do balanço de energia, para cada configuração do sistema considerado, determina uma a uma qual configuração é viável. Verifica se o sistema pode

atender a demanda de carga nas condições específicas. Para os sistemas que incluem baterias ou geradores a combustível, o software decide o tempo de operação dos geradores e se o sistema deve carregar ou descarregar as baterias.

A concepção de sistemas híbridos de geração energia elétrica, no HOMER, é dividida nas etapas de seleção de carga, geração conectados ou não à rede e os componentes do sistema. Os componentes do sistema híbrido podem ser módulos fotovoltaicos, geradores, turbinas eólicas, banco de baterias e inversores. Cada sistema destes tem entradas de sensibilidade individuais. Os componentes do sistema deverão ser alimentados com detalhes que descrevam: opções de tecnologias, custos de componentes, potência e quantidades dos componentes utilizados para as simulações.

Para a viabilidade econômica o programa estima Custo Presente Líquido Total (CPL), do inglês, *Total Net Present Cost (Total NPC)*. O NPC engloba os custos de instalação, operação e manutenção do sistema. Além disso, leva em consideração a taxa mínima de atratividade, substituição de equipamentos e custo dos combustíveis.

A simulação possibilita otimizar várias configurações do sistema, cada uma com as suas particularidades de sensibilidade. O programa exibe uma lista de configurações, classificadas em ordem crescente de Custo Presente Líquido Total. Este custo é usado para comparar opções de projetos. A análise de sensibilidade, que determinará a quantidade de simulações, é definida através das entradas de variáveis de sensibilidade. O programa repete o processo de simulação para cada variável de sensibilidade especificada.

A análise de sensibilidade ajuda a estimar a viabilidade técnica econômica do projeto, quanto às incertezas ou mudanças nas variáveis, sobre as quais o usuário não tem controle, como preço futuro dos combustíveis, o custo unitário do kWh e os custos dos sistemas de geração de energia elétrica. O HOMER, nesta análise, executa múltiplos processos de otimização que dependem das variáveis levadas em consideração. Os resultados ajudam a compreender os efeitos de incertezas sobre cada variável analisada, auxiliando tomadas de decisões sobre o projeto.

A proposta, do HOMER, de simular, prever e adequar uma microssistema elétrica, composta de vários sistemas de geração de energia elétrica renovável, com interatividade, contribui com a análise do projeto proposto, que consiste num sistema híbrido de geração de energia renovável solar-biomassa conecta a rede, para um frigorífico de suínos. A seguir são descritos os componentes utilizados no projeto.

3.4.1 Configuração de carga

A interface do HOMER é preenchida com a carga e posteriormente com a escolha das fontes renováveis. Na Figura 3.8, por exemplo, configuração de carga no HOMER *Energy*, no recurso tipo de carga “*Load type*”, entre corrente alternada e corrente contínua “*AC ou DC*”. Em seguida, no recurso “*Baseline data*”, digitam-se os valores de carga, para cada uma das 24 de horas do dia. O HOMER pode importar os dados de carga, do recurso “*Random Variability*”, caso possua uma base de dados de carga, através da função “*Import time series data*”. Abaixo da planilha, deve-se informar o desvio de consumos, sendo diário “*day-to-day*” e por hora “*Time-step-to-time-step*”. O simulador replica este perfil ao longo do ano estima diferentes perfis de cargas, para os diferentes meses e quantidade de dias em cada mês.

O Programa gera vários gráficos, através da simulação de carga anual, entre eles: o “*Daily profile*” que é o perfil diário dos dados inseridos, o “*Seasonal profile*” que é o perfil gerado de carga para os diferentes meses do ano e o “*Dmap*”, gráfico hora/mês, que cruza as informações do perfil diário com as sazonalidades dos desvios da curva de carga, inseridos hora a hora e dia a dia.

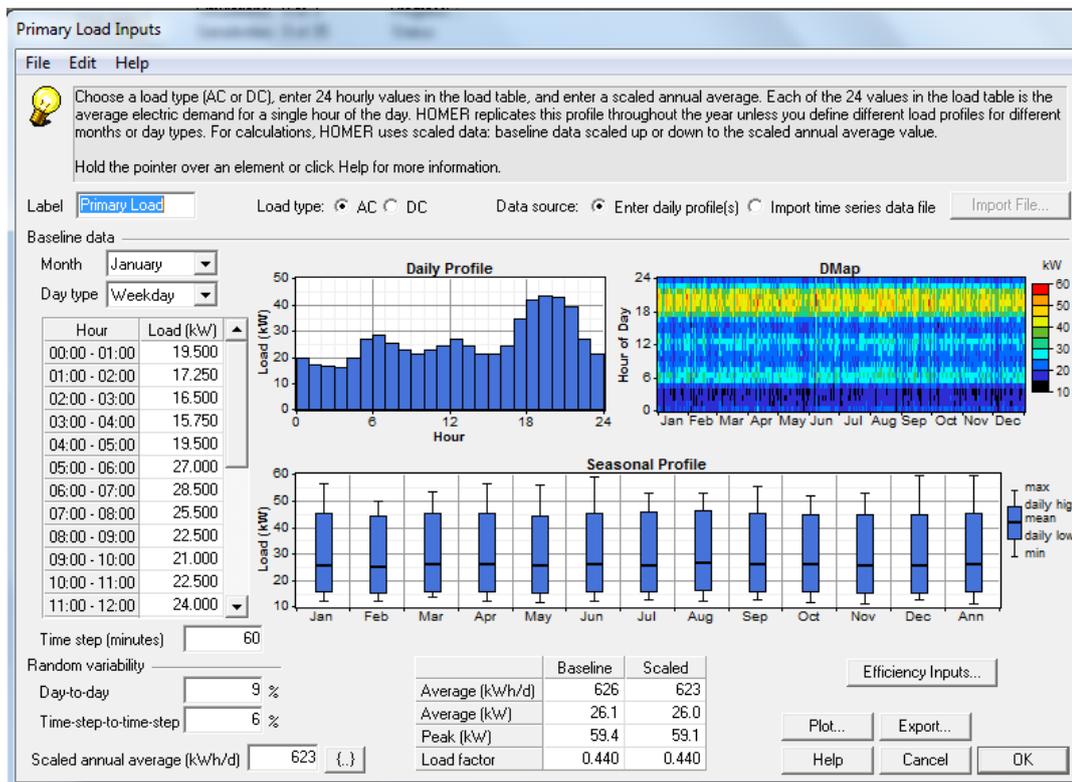


Figura 3.8 - Curva de carga software HOMER *Energy*.

3.4.2 Configuração do Sistema Fotovoltaico

O HOMER executa os cálculos de geração de energia fotovoltaica a partir dos dados inseridos no componente fotovoltaico “PV”. O software sugere o custo de operação e de manutenção, especificado como zero, por serem desprezíveis e influenciarem muito pouco no custo final. No componente “PV”, insere-se os dados de potência de pico de geração “Size kW”, de custos de aquisição e instalação “Capital \$”, reposição de componentes do sistema “Replacement \$” e operação e manutenção anual “O&M \$/y”.

A Figura 3.9 ilustra os dados inseridos de vários projetos com os custos individuais e análise simultaneamente, assim sendo possível inserir projetos diferenciados de fornecedores, marcas e potências diferentes e simular o projeto com melhor custo presente líquido. Para cada projeto inserido é considerado os dados de sensibilidade individuais de potência “Size (kW)”, custo de investimento inicial “Capital (\$)”, reposição do SFV “Replacement (\$)” e custo anual de operação e manutenção “O&M (&/yr)”. O HOMER sugere os valores de O&M como zero, por ser irrelevante no custo final do sistema.

A Figura 3.10, função “Tracking System”, define o sistema de rastreamento, caso exista, de forma a se obter o ponto de máxima potência.

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1.440	7200	1200	0
1.920	9600	2400	0
2.400	12000	3600	0
(.)	(.)	(.)	(.)

Figura 3.9 - Entradas “PV” para custos individuais de projeto.

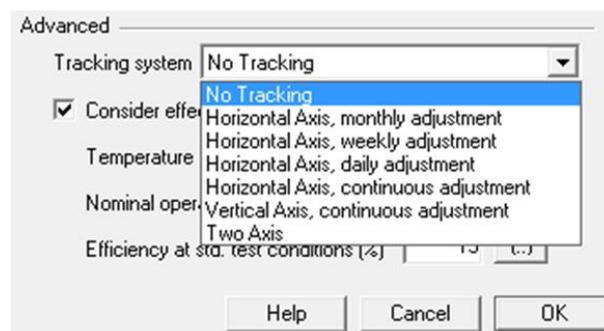


Figura 3.10 - Definição do Sistema de Rastreamento.

A Tabela 3.3, dispõe detalhes dos componentes como, por exemplo, a escolha de corrente de saída dos módulos, tempo de vida útil do módulo para o projeto específico, fator de redução, que diminui a produção de energia do módulo em função da operação real do local instalado. O Declive β , é definido pelo HOMER como sendo o ângulo ideal no qual os módulos deverão ser montados e ajustados em caso de sistema fixos sem rastreamento solar. Já o ângulo azimutal γ , corresponde ao ângulo de direção em que os painéis serão instalados com relação ao posicionamento do Sol ao longo do dia, com variação de 0 a 180°. No caso do hemisfério sul os módulos devem estar voltados para o norte. Outra variável é a refletância ρ_G que é a incidência refletiva do solo nos módulos fotovoltaicos.

Tabela 3.3 - Tabela de entrada de variáveis e descrições.

VARIÁVEL	DESCRIÇÃO
Corrente de Saída	Se a matriz FV produz energia CA ou CC. As células fotovoltaicas só produzem eletricidade CC, mas alguns geradores fotovoltaicos possuem, em sua construção, inversores para converter energia em CC para CA.
Tempo de vida	O número de anos que os painéis fotovoltaicos devem durar.
Fator de redução	Fator de escala aplicado á produção de energia fotovoltaica, para compensar a saída reduzida em condições operacionais reais, em comparação com as condições de operação em que a matriz é avaliada.
Declive β	O ângulo em que os painéis são montados em relação ao plano horizontal paralelo ao solo.
Azimute γ	Ângulo de direção em que os painéis são instalados com relação à posição do Sol do nascente ao poente diário.
Refletância ρ_G	A fração da radiação solar, incidente sobre o solo, que é refletida nos painéis.

Outras variáveis que podem ser inseridas, no componente “PV”, são de rastreamento solar com ajustes diários azimutais, semanais, mensais, coeficiente de temperatura, tipos de módulos (monocristalinos, policristalinos e amorfos) e suas eficiências.

O recurso solar também é disponível através de um banco de dados do HOMER, sendo inserido através do ícone “Get Data Via Internet”, disponível nas entradas de variáveis de recursos solares “Resources / Solar Resources”. A base de dados possui a série de tempo de

um ano, o que representa a média global de radiação solar sobre a superfície horizontal, expressa em kWh/m², para cada intervalo de tempo do ano.

3.4.3 Configuração do GMG

A Figura 3.11, por exemplo, refere-se à entrada de dados do Grupo Motor Gerador, “*Generator Inputs*”. São inseridos os dados de: potência de pico de geração em kW (*Size kW*); custos de aquisição e instalação “*Capital \$*”; custo de reposição “*Replacemete \$*”, para troca depois do tempo de vida útil “*Lifetime*”, que é dada em horas; o custo de operação e manutenção anual “*O&M \$/y*” e a escolha e custo do combustível a ser utilizado. O custo de capital inclui os custos de instalação e de O&M expresso em unidades monetárias por hora de funcionamento (\$/h), durante o período de um ano.

Generator Inputs

File Edit Help

Choose a fuel, and enter at least one size, capital cost and operation and maintenance (O&M) value in the Costs table. Note that the capital cost includes installation costs, and that the O&M cost is expressed in dollars per operating hour. Enter a nonzero heat recovery ratio if heat will be recovered from this generator to serve thermal load. As it searches for the optimal system, HOMER will consider each generator size in the Sizes to Consider table.

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

Cost Fuel Schedule Emissions

Costs				Sizes to consider
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)	Size (kW)
45.000	90000	90000	8.300	0.000
				45.000

Properties

Description: Generator 1 Type: AC DC

Abbreviation: Label

Lifetime (operating hours): 5.25e+001 {..}

Minimum load ratio (%): 25 {..}

Help Cancel OK

Cost Curve

Cost (000 \$)

Size (kW)

— Capital — Replacement

Figura 3.11 - Dados de Entrada do Grupo Motor Gerador do HOMER.

No custo de instalação do GMG poderá incluir o custo do biodigestor. Os valores do m^3 de metano, devem ser considerados sem custos, e inserido “0” no campo “Price ($\$/\text{m}^3$)”, pois a produção do biogás é proveniente de geração própria. No exemplo, Figura 3.12, foi incluso o valor 16.341,8 no campo “Limit consumption to (m^3/yr)” podendo ser o máximo de consumo anual do GMG ou a produção máxima anual de biogás do sistema biodigestor.

Figura 3.12 - Entrada dos dados de valores e limite de consumo do biogás.

A escolha do combustível é feita no componente “*Generator Inputs*”. Considerou-se um comportamento linear para a curva de potência versus consumo de biogás, com valores de geração de energia elétrica variando de 11,5 kW a 46 kW, para o consumo de 4 a 16 m^3/h de biogás, respectivamente. Por outro lado, pode-se inserir a opção de não linearidade na curva de potência versus consumo de biogás que influenciará numa possível escolha de um GMG de menor potência ou de potência até acima do consumido fora de ponta. Caso o projeto contemple geração distribuída e créditos de geração de energia elétrica. Estas informações estão ilustradas na Figura 3.13.

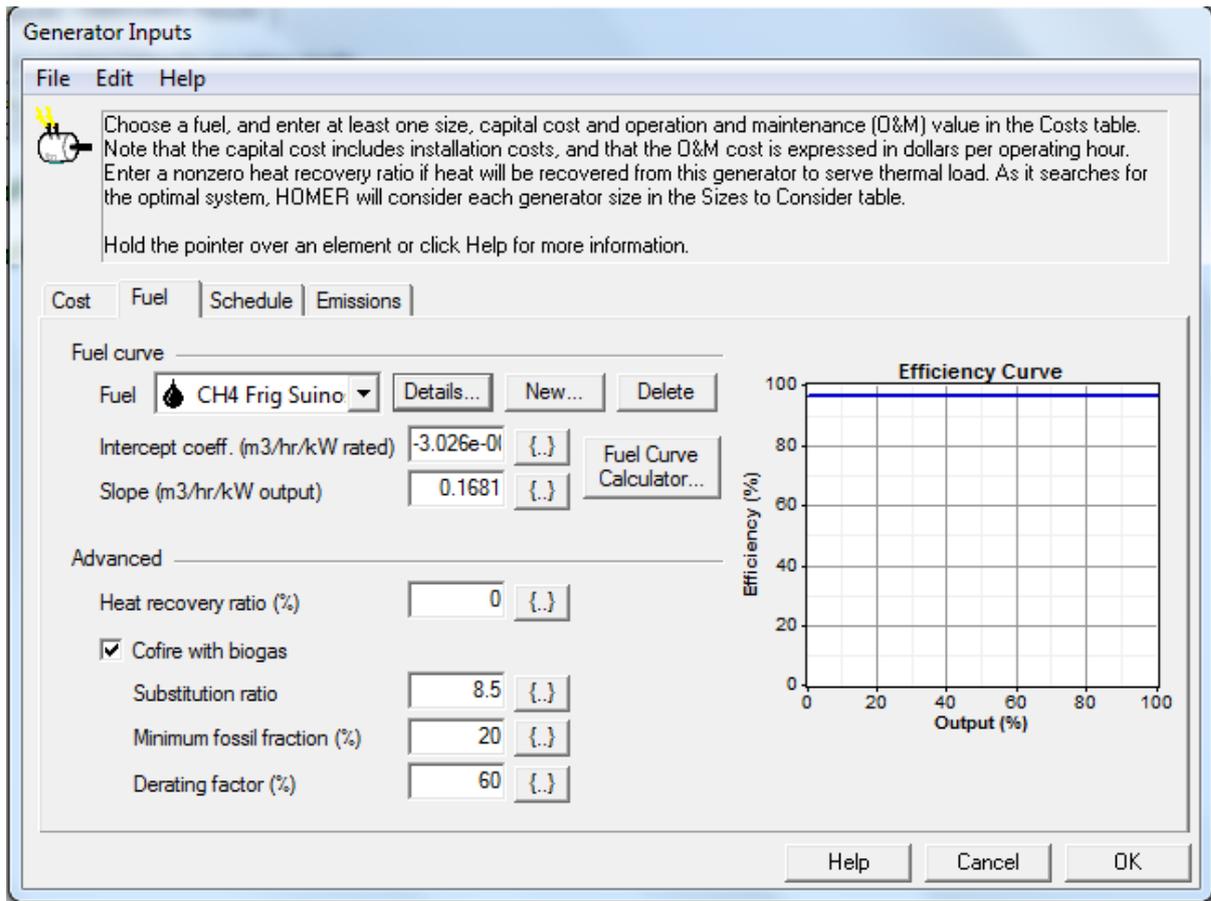


Figura 3.13 - Entrada de dados de combustível e curva de geração do GMG.

3.5 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE PROJETOS

Após a análise de viabilidade técnica, chega-se o momento de analisar a viabilidade econômica das propostas de investimento dos projetos tecnicamente elegíveis. A escolha do projeto mais adequado, em termos econômicos e financeiros, em geral, é feita aplicando-se os critérios utilizados nos estudos de viabilidade econômica para a avaliação de projetos e de alternativas mutuamente excludentes, os quais são apresentados a seguir. Estes critérios levam em consideração a mudança do valor do dinheiro no tempo.

3.5.1 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) de uma proposta de investimento caracteriza-se, essencialmente, pela transferência para Valor Presente (VP) os saldos dos fluxos de caixa futuros, descontados à Taxa Mínima de Atratividade (TMA), menos o custo do investimento inicial (BRASIL, 2002).

A TMA de um projeto de investimento é a taxa a partir da qual o investidor considera que está obtendo ganhos financeiros, ou seja, é a expectativa mínima de lucratividade, em termos de taxa de juros, que se espera de um determinado investimento. Representa o retorno esperado pelos financiadores do projeto.

Um projeto é viável quando o VPL for maior que zero. Se o VPL for igual à zero, o investimento é indiferente, pois o valor presente das entradas é igual ao valor presente das saídas de caixa. No caso do VPL ser menor que zero, o investimento não é economicamente atrativo, pois o valor presente das entradas de caixa é menor do que o valor presente das saídas de caixa.

Para o cálculo do valor presente das entradas e saídas de caixa é utilizada a TMA. Se esta taxa for igual à taxa de retorno esperada pelo investidor, e o $VPL > 0$, a expectativa de retorno do investidor foi superada e o mesmo estará aguardando um lucro adicional a qualquer investimento que tenha valor presente igual ao VPL.

O VPL de uma alternativa de investimento é calculado por meio da expressão 3.9, através do somatório de uma série de fluxos de caixa (FC_t), desde a data zero até a data correspondente ao final da vida útil do projeto (n). Os fluxos de caixa são todos referidos à data zero,

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (3.9)$$

onde:

VPL = Valor Presente Líquido [R\$];

FC_t = Fluxo de Caixa no instante t [R\$];

i = Taxa Mínima de Atratividade [% a.a.];

t = período de tempo que o dinheiro foi investido no projeto [anos];

n = duração total do projeto (vida útil) [anos].

Ao longo deste trabalho são analisadas alternativas de investimento em geração de energia elétrica para atender o consumo de frigorífico de suínos localizado na região Centro Oeste. As alternativas de projeto comparadas são: i) energia elétrica comprada da rede da concessionária de energia local; ii) sistema GMG a biogás conectado à rede; iii) sistema fotovoltaico conectado à rede; e iv) sistema híbrido fotovoltaico-biomassa, conectado à rede elétrica local. A seguir são apresentadas as expressões que serão utilizadas para o cálculo do VPL e do custo unitário de geração das alternativas supracitadas.

3.5.1.1 Alternativa I: Toda energia elétrica é comprada da concessionária local

O valor presente do custo da energia elétrica comprada da rede (VP_{EE}) da concessionária local é calculado a partir da expressão (3.10),

$$VP_{EE} = CA_{EE} \left[\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i} \right] \quad (3.10)$$

onde:

CA_{EE} = custo anual da energia elétrica [R\$];

n = duração total do projeto (vida útil) [anos].

O custo unitário do kWh (CEE) é calculado pela expressão (3.11),

$$CEE = \frac{VP_{EE}}{EE_{acumulado}} \quad (3.11)$$

onde:

$EE_{acumulado}$ = consumo total de energia elétrica ao longo da vida útil do projeto [kWh].

3.5.1.2 Alternativa II: Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

O valor presente líquido da Alternativa II (VPL_{SFCR}), é calculado a partir do valor presente da receita bruta anual da energia elétrica produzida, valor presente da energia elétrica da rede, do valor presente do custo de reposição dos inversores no 10º ano, do investimento inicial com a compra e instalação do SF e do valor presente dos custos de operação e manutenção.

O Valor Presente da receita bruta anual da energia elétrica produzida pelo SFCR (VP_{RB_SF}) é calculado a partir da expressão (3.12),

$$VP_{RB_SF} = R_{BGEE_SF} \left[\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i} \right] \quad (3.12)$$

onde:

R_{BGEE_SF} = receita bruta anual da energia elétrica produzida pelo SFV [R\$];

n = duração total do projeto (vida útil) [anos].

Neste trabalho foi considerado o custo de 5% do investimento inicial para cada reposição dos inversores e o custo de 0,5% do investimento inicial para operação e manutenção, durante a vida do projeto.

O VP do investimento inicial do sistema do SFCR (VP_{IR_SF}), calculado a partir da expressão (3.13), contempla os investimentos iniciais com: i) instalação do SFCR; ii) reposição dos do inverosres no 10º e 20º anos.

$$VP_{IR_SF} = CI_{SF} + \left[\frac{0,05 \times CI_{SF}}{(1+i)^{10}} \right] + \left[\frac{0,05 \times CI_{SF}}{(1+i)^{20}} \right] \quad (3.13)$$

onde:

CI_{SF} = investimento inicial do SFCR [R\$];

O VP do custo de operação e manutenção do SFCR ($VP_{O\&M_SF}$) é calculado através da expressão (3.14),

$$VP_{O\&M_SF} = 0,005 \times CI_{SF} \left[\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i} \right] \quad (3.14)$$

Portanto, o VPL do fluxo de caixa da Alternativa II (VPL_{SFCR}) é calculado a partir da expressão (3.15),

$$VPL_{SF} = VP_{RB_SF} - VP_{EE} - VP_{IR_SF} - VP_{O\&M_SF} \quad ((3.15)$$

O custo unitário do kWh produzido pelo SFCR (CEE_{SF}) é calculado pela expressão (3.16),

$$CEE_{SF} = \frac{VPL_{SF}}{EE_{acumulado}} \quad (3.16).$$

3.5.1.3 Alternativa III: SGEE a partir do GMG conectado à rede de distribuição

O VPL, da Alternativa III, é calculado a partir do valor presente da receita bruta anual da energia elétrica produzida pelo GMG, do valor presente do custo de instalação do biodigestor, do valor presente dos custos de reposição do biodigestor nos 9º e 18 anos de vida do projeto, do investimento inicial com a compra e instalação do GMG a biogás e do valor presente dos custos de operação e manutenção.

O VP da receita bruta anual da energia elétrica produzida pelo GMG (VP_{RB_GMG}) é calculado a partir da Expressão (3.17),

$$VP_{RB_GMG} = R_{EE_GMG} \left[\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i} \right] \quad (3.17)$$

onde:

R_{EE_GMG} = receita bruta anual da energia elétrica produzida com o GMG [R\$];

i = taxa mínima de atratividade TMA [%];

n = duração total do projeto (vida útil) [anos].

O VP do investimento inicial do sistema do GMG (VP_{IR_GMG}), calculado a partir da expressão (3.18), contempla os investimentos iniciais com: i) instalação do GMG a biogás; ii) lonas do biodigestor; iii) reposição das lonas do biodigestor no 9º e 18º anos.

$$VP_{IR_GMG} = CI_{GMG} + CI_{BIO} + \frac{CI_{BIO}}{(1+i)^9} + \frac{CI_{BIO}}{(1+i)^{18}} \quad (3.18)$$

onde:

CI_{GMG} = investimento inicial com a compra e instalação do GMG a biogás [R\$];

CI_{BIO} = investimento inicial com a compra e instalação do biodigestor [R\$].

O VP do custo de operação e manutenção do GMG ($VP_{O\&M_GMG}$) é calculado através da expressão (3.19),

$$VP_{O\&M_GMG} = O\&M_{GMG} \left[\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i} \right] \quad (3.19)$$

onde:

$O\&M_{GMG}$ = custo com operação e manutenção do GMG [R\$].

Portanto o VPL da Alternativa III, SGEE a partir do GMG conectado à rede elétrica (VPL_{GMG}), é calculado a partir da expressão (3.20),

$$VPL_{GMG} = VP_{RB_GMG} - VP_{EE} - VP_{IR_GMG} - VP_{O\&M_GMG} \quad (3.20)$$

O custo unitário do kWh (CEE_{GMG}), produzido pelo GMG a biogás, é calculado pela expressão (3.21),

$$CEE_{GMG} = \frac{VPL_{GMG}}{EE_{acumulado}}. \quad (3.21)$$

3.5.1.4 Alternativa IV: SGEE a partir do SHGD

O VP da receita bruta anual da energia elétrica (VP_{RB_SHGD}), produzida pelo SHGD, é calculado a partir da Expressão (3.22).

$$VP_{RB_SHGD} = VP_{RB_SF} + VP_{RB_GMG} \quad (3.22)$$

O valor presente dos investimentos, do SHGD (VP_{IR_SHGD}) fotovoltaico-biomassa, é calculado através Expressão (3.23). Nesta expressão são levados em consideração os investimentos iniciais e os custos de reposição dos inversores e do biodigestor.

$$VP_{IR_SHGD} = VP_{IR_SF} + VP_{IR_GMG} \quad (3.23)$$

O VP do custo de operação e manutenção do SHGD ($VP_{O\&M_SHGD}$) é calculado através da expressão (3.24),

$$VP_{O\&M_SHGD} = VP_{O\&M_SF} + VP_{O\&M_GMG} \quad (3.24)$$

Portanto o VPL da Alternativa IV, SHGD conectado à rede (VPL_{SHGD}), é calculado a partir da Expressão (3.25).

$$VPL_{SHGD} = VP_{RB_SHGD} - VP_{EE} - VP_{IR_SHGD} - VP_{O\&M_SHGD} \quad (3.25)$$

O custo unitário do kWh, produzido pelo SHGD fotovoltaico-biomassa (CEE_{SHGD}), é calculado pela expressão (3.26).

$$CEE_{SHGD} = \frac{VPL_{SHGD}}{EE_{acumulado}} \quad (3.26)$$

4 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentadas as análises de viabilidade técnica e econômica de quatro alternativas de investimento, para um frigorífico de suínos localizado na região metropolitana de Goiânia, Goiás. As alternativas de projeto propostas são: i) contrato atual com a distribuidora de energia elétrica local; ii) sistema fotovoltaico conectado à rede; iii) sistema biomassa a partir do biogás conectado à rede; iv) sistema híbrido fotovoltaico-biomassa, conectado à rede. Além disso, são realizadas análises de sensibilidade com: v) custos unitários de investimento inicial com SFCR; vi) aumento das tarifas de energia elétrica; e por último, vii) análise simultânea com redução do custo unitário do SFCR e aumento das tarifas de energia elétrica.

O frigorífico em estudo é uma indústria de carne de suínos abatidos no local, com armazenamento de carne para distribuição posterior. A empresa existe desde 12 de novembro de 1995, opera durante seis dias por semana o abatedouro e todos os dias do ano os equipamentos de refrigeração e o alojamento dos suínos. O processo de abate funciona sete horas por dia, ocorrendo das 5:00 horas às 11:00 horas, e na última hora de funcionamento inicia-se a limpeza e sanitização. O frigorífico abate, em média, 200 cabeças ao dia, apesar de possuir capacidade de abate de até 370 cabeças.

A proposta de simular, através do *HOMER Energy*, prever e adequar uma microusi-
na elétrica, composta de vários sistemas de geração de energia elétrica renovável, com interatividade, contribui com a análise do projeto proposto, que consiste num sistema híbrido de geração de energia renovável solar-biomassa conecta à rede de energia elétrica.

A simulação feita, pelo software *HOMER Energy*, é comparada com os cálculos de avaliação econômica dos projetos. A avaliação é realizada através dos cálculos do valor presente líquido (VPL) ao longo da vida útil de cada alternativa.

4.1 LEVANTAMENTO DA CARGA E DOS RECURSOS ENERGÉTICOS

A seguir são apresentados os dados obtidos relativos à curva de carga do frigorífico e do levantamento dos recursos energéticos, solar e biomassa. Em seguida são apresentados os resultados das simulações computacionais feitas através do programa *HOMER Energy*. São

apresentados também, os resultados da análise de viabilidade econômica das alternativas propostas.

4.1.1 Levantamento da curva de carga do frigorífico

O consumo médio diário de eletricidade da instalação é relativamente alto, em virtude da quantidade de equipamentos de refrigeração, que funcionam continuamente 24 horas por dia, e de equipamentos de bombeamento de água.

As medições, de consumo de energia elétrica, aconteceram nos dias 13, 15 e 18 de março de 2014 nos dias de semana, respectivamente, quinta-feira, sábado e segunda-feira. Os dias de semana foram escolhidos devido à mudança de rotina de produção da indústria e consumo de energia elétrica. Para estimativa do consumo de energia elétrica no domingo, dia 15, foi comparada a última leitura do sábado e a primeira leitura da segunda-feira. As leituras foram feitas às 5:00, 11:00, 12:00, 18:00 e 21:00 horas. A partir destes dados coletados, foram feitas as médias de consumo entre horários, e calculada a curva de carga diária e, posteriormente, estimado a média entre os períodos de leitura. A média diária é comparada com a média diária das faturas de consumo. Para adequação à diferença de faturamento, dos meses de dezembro de 2013, janeiro e fevereiro de 2014, foram considerados os desvios padrão, dos picos de consumo, com valores diários em 5% e horários em 3%.

A Tabela 4.1 mostra, através da fatura de serviço de fornecimento de energia elétrica, a média do consumo mensal de energia elétrica do frigorífico para os meses de dezembro de 2013, janeiro de 2014 e fevereiro de 2014. Já a Figura 4.1 mostra a curva de carga diária e mensal do frigorífico.

Os custos com energia elétrica são apresentados na mesma Tabela 4.1, considerando: as tarifas nos horários de ponta (HP), fora de ponta (HFP) e horários reservados para sábados, domingos e feriados (HR), iguais a 1,282 R\$/kWh, 0,243 R\$/kWh, 0,243 R\$/kWh, respectivamente e tarifa de demanda igual a 12,81 R\$/kW, bem como os custos de energia elétrica, com energia reativa, contribuição com iluminação pública. As faturas dos anos anteriores contemplavam os dias de domingo como dia normal de funcionamento do frigorífico, além do frigorífico abater 250 cabeças de suínos.

Tabela 4.1 - Média de consumo mensal de energia elétrica do frigorífico.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	VALOR
Consumo no Horário de Ponta [kWh]	1.551,83
Consumo no Horário Fora de Ponta [kWh]	11.950,18
Consumo nos Horários Reservados [kWh]	3.185,20
Consumo Total [kWh]	16.687,22
Fatura de Energia Elétrica no Horário de Ponta [R\$]	1.989,37
Fatura de Energia Elétrica no Horário de Fora Ponta [R\$]	2.907,24
Fatura de Energia Elétrica em Horário reservado [R\$]	774,90
Fatura de Demanda [R\$]	758,65
Custo UFER Ponta e Fora de Ponta [R\$]	282,45
Contribuição Iluminação Pública [R\$]	13,06
Fatura Total [R\$]	6.713,73

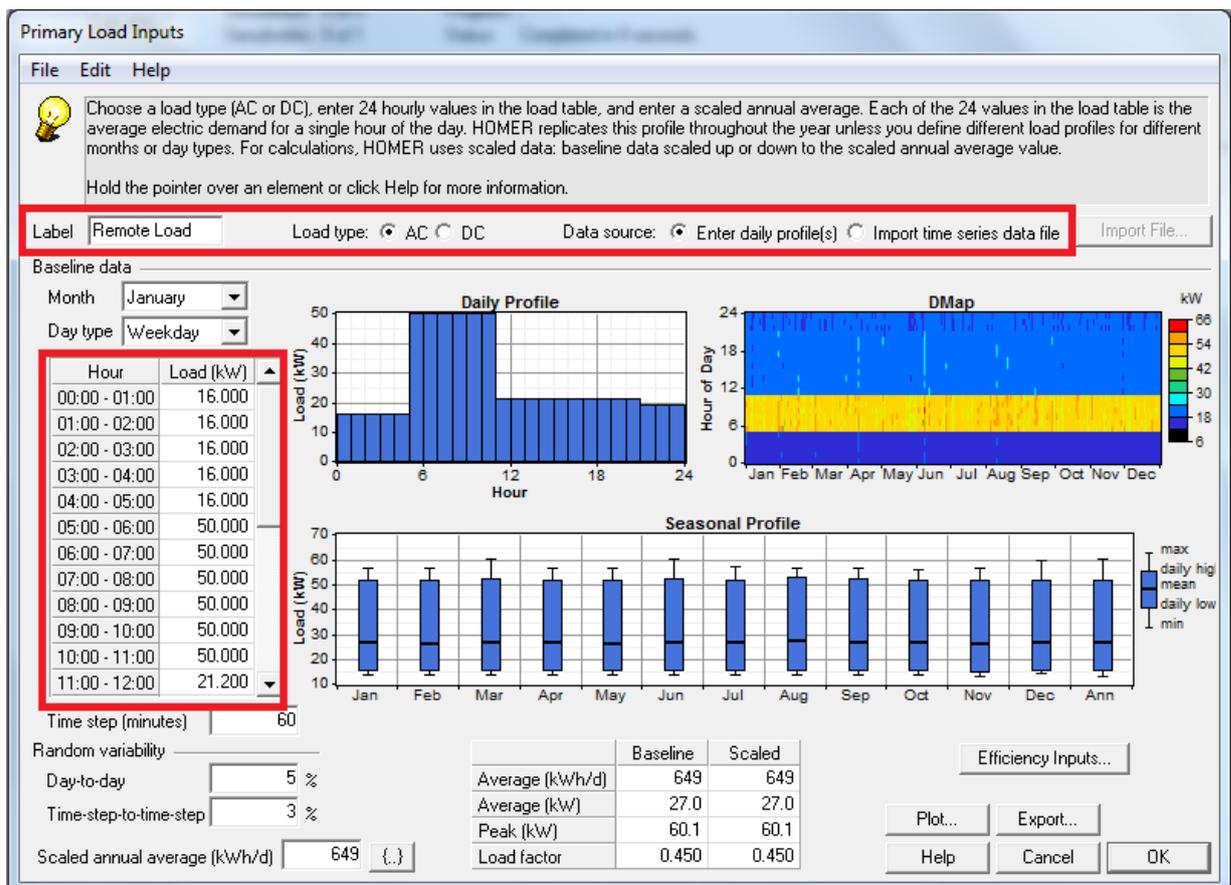


Figura 4.1 - Curva de carga diária e mensal do frigorífico (kW). Fonte HOMER Energy (2014).

4.1.2 Levantamento do recurso solar

O aplicativo HOMER estima os dados solarimétricos do local de instalação. A estimativa de irradiação está em conformidade com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, com valor médio anual em $5,28 \text{ kW/m}^2/\text{dia}$. As Figuras 4.2 e 4.3 apresentam dados de irradiação solar com média mensal e anual para o local de instalação do projeto SFCR em questão, com latitude de $16,59^\circ$ Sul e longitude de $49,18^\circ$ Oeste.

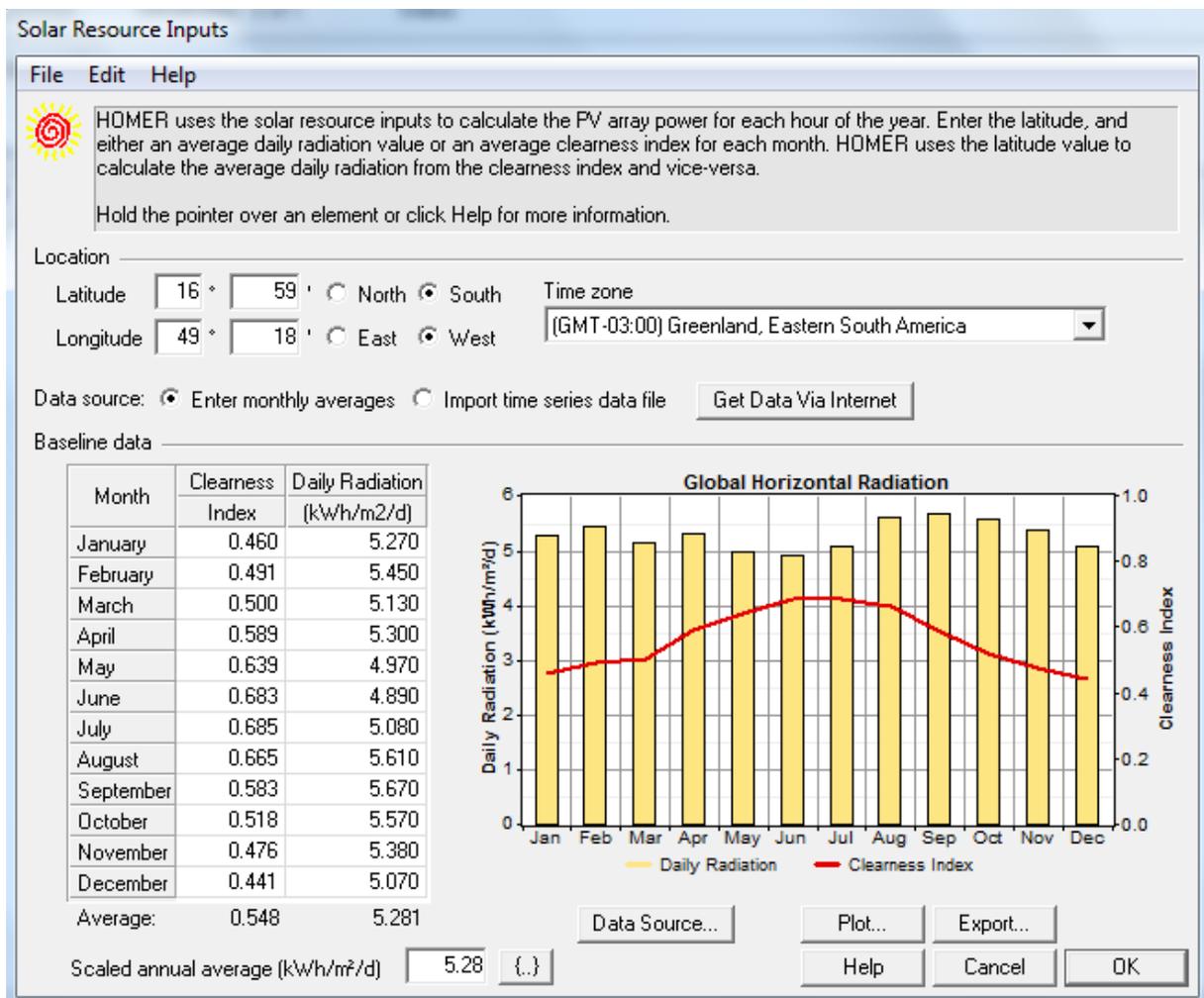


Figura 4.2 - Simulação da irradiação solar média mensal e anual. Fonte: HOMER Energy (2014).

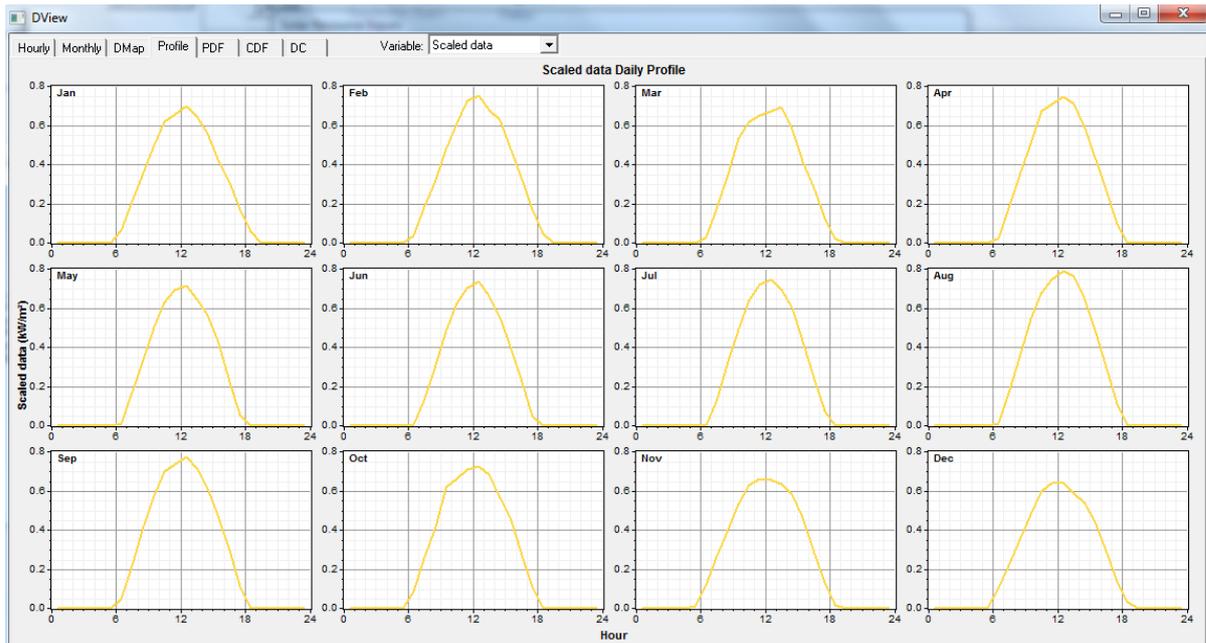


Figura 4.3 - Irradiação solar média mensal no local de instalação do SFCR. Fonte: HOMER Energy (2014).

4.1.3 Levantamento da produção do sistema fotovoltaico

Para a estimativa de produção FV são considerados a potência dos inversores e o espaço disponível total para instalação dos módulos fotovoltaicos. O projeto contempla duas alternativas de plantas de SFCR mutuamente excludentes, a primeira (SFCR-A), considera a potência do inversor trifásico disponível no mercado igual a 17 kWp, e a segunda (SFCR-B), calculada através da área total disponível para instalação dos módulos FV voltados para o norte geográfico e acompanhando a inclinação do telhado. Para a instalação dos SFCR são calculados os espaçamentos entre fileiras com a inclinação dos módulos em 16° , de forma a evitar o sombreamento dos painéis. A quantidade de painéis da alternativa SFCR A ocupa uma área menor que a área útil do telhado, limitado pela potência do inversor escolhido.

A Figura 4.4 ilustra a aérea do galpão de abate de suínos a qual apresenta a cobertura do edifício de 12 m de largura por 40 m de comprimento. A área total é de 480 m², com possibilidade de instalação de até 154 módulos fotovoltaicos.



Figura 4.4 - Foto aérea do frigorífico. Fonte MapLink e Googlemaps 2014.

A Tabela 4.2 apresenta as características de produção máxima e as estimativas de produção de energia elétrica para as alternativas de projetos SFCR-A e SFCR-B. As Figuras 4.5 e 4.6 ilustram as disposições dos módulos no telhado para as duas alternativas. Os módulos SuryaVolt SV-245D20 possuem as dimensões de 0,981 m de largura e 1,645 m de comprimento.

Tabela 4.2 Dimensionamentos e características de SFCR propostos para o frigorífico.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	SFCR - A	SFCR - B
Quantidade de Módulos Fotovoltaicos [Unidade]	88	120
Potência Máxima do SFCR [kWp]	21,56	29,4
*Potência do Inversor [kW]	17	23
**Estimativa Mensal de Geração de Energia [kWh]	2.732,08	3.725,57
Investimento Inicial [5,99 R\$/Wp]	129.324,10	176.106,00

* Potência do inversor calculada através da expressão 3.7 para o FDI igual a 0,80. **Estimativa calculada através da expressão 3.6 para potência do módulo de 245 Wp, TD igual a 80% e HSP igual a 5,28 h/dia.

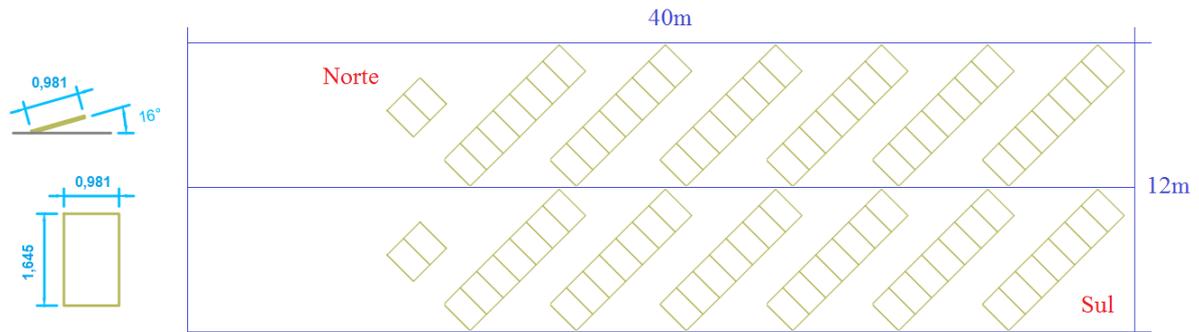


Figura 4.5 Disposições dos 88 módulos fotovoltaicos para alternativa de SFCR A.

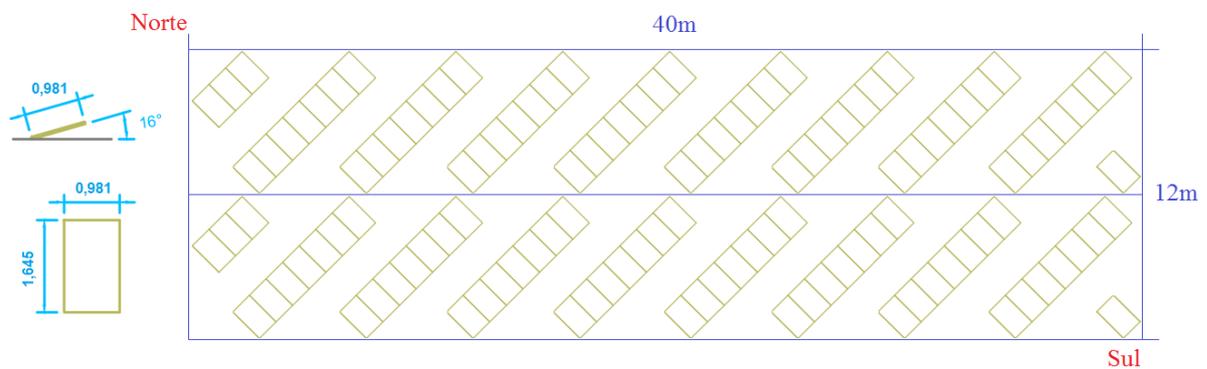


Figura 4.6 Disposição dos 120 módulos fotovoltaicos para alternativa de SFCR B.

4.1.4 Levantamento da produção do biogás

Para estimativa de produção de biogás no frigorífico é utilizado o software de produção de biogás Geração e Uso Energético versão 1.0. O programa estima as emissões de biogás e as potenciais quantidades de energia disponível para recuperação e uso da estação de tratamento anaeróbio de efluente industrial.

Na Figura 4.7, encontram-se os dados de estimativa de geração de biogás, por fonte de geração total. Diariamente 200 cabeças de suínos ficam no alojamento aguardando o abate. O programa calcula a estimativa total mensal de biogás em metros cúbicos, tanto dos resíduos do alojamento quanto dos resíduos do abatedouro.

A Tabela 4.3 mostra: i) a estimativa de produção mensal de biogás, calculada através de programa computacional “Biogás e Uso Energético”; ii) a estimativa de produção de energia elétrica do GMG; e o iii) investimento total do biodigestor e do GMG. É considerado nos cálculos o custo mensal de O&M igual a R\$ 1.750,00.

Estimativa de geração de biogás na ETAE

Medição direta do biogás na ETAE

- Medição direta do biogás na ETAE
- Estimativa por matéria total
- Estimativa por carga orgânica

Período do projeto

Ano de início: 2015

Ano final: 2040

Fonte	Unidade	Quantidade	Mt	Pb	Conc	Qi
<input type="checkbox"/> Bovino						Valores sugeridos 0,000
<input type="checkbox"/> Equinos						Valores sugeridos 0,000
<input checked="" type="checkbox"/> Suínos	Cabeças	200	2,25	0,062	66	Valores sugeridos 824,507
<input type="checkbox"/> Aves						Valores sugeridos 0,000
<input type="checkbox"/> Esgoto urbano						Valores sugeridos 0,000
<input checked="" type="checkbox"/> Abatedouro	kg	200	1	0,1	60	Valores sugeridos* 537,313
<input type="checkbox"/> Vinhoto						Valores sugeridos* 0,000
<input type="checkbox"/> Outro						0,000
Total						1.361,821

Figura 4.7 - Estimativa de geração de biogás na ETAE do frigorífico.

Fonte: Software Geração e Uso Energético (2014).

Tabela 4.3 Variáveis estimadas para a geração de biogás e produção elétrica do GMG nas CNTP.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	VALOR
Biogás Gerado dos Resíduos do Alojamento [m ³ /mês]	824,507
Biogás Gerado dos Resíduos [m ³ /mês]	537,313
Biogás Total Gerado [m ³ /mês]	1.361,82
PCI Biogás [kWh/m ³]	5,94
Energia Elétrica Produzida [kWh/m ³]	8089,22
Investimento Inicial Biodigestor [R\$]	161.780,00
*VP do Custo de Reposição do Biodigestor (TMA = 5,07% a.a.) [R\$]	170.082,54
Investimento Inicial do GMG de 30 kW [R\$]	100.000,00
**VP de Investimento do Sistema a Biogás [R\$]	431.862,54

*VP do custo de reposição do biodigestor no 9º e 18º anos calculado através da expressão (3.18). ** VP de investimento do sistema a biogás calculado através da expressão (3.19).

A Figura 4.8 compara a produção de cada sistema de geração de energia elétrica, após levantamento dos recursos enquanto a Figura 4.9 compara a produção de cada SHGD com o consumo de energia elétrica do frigorífico.

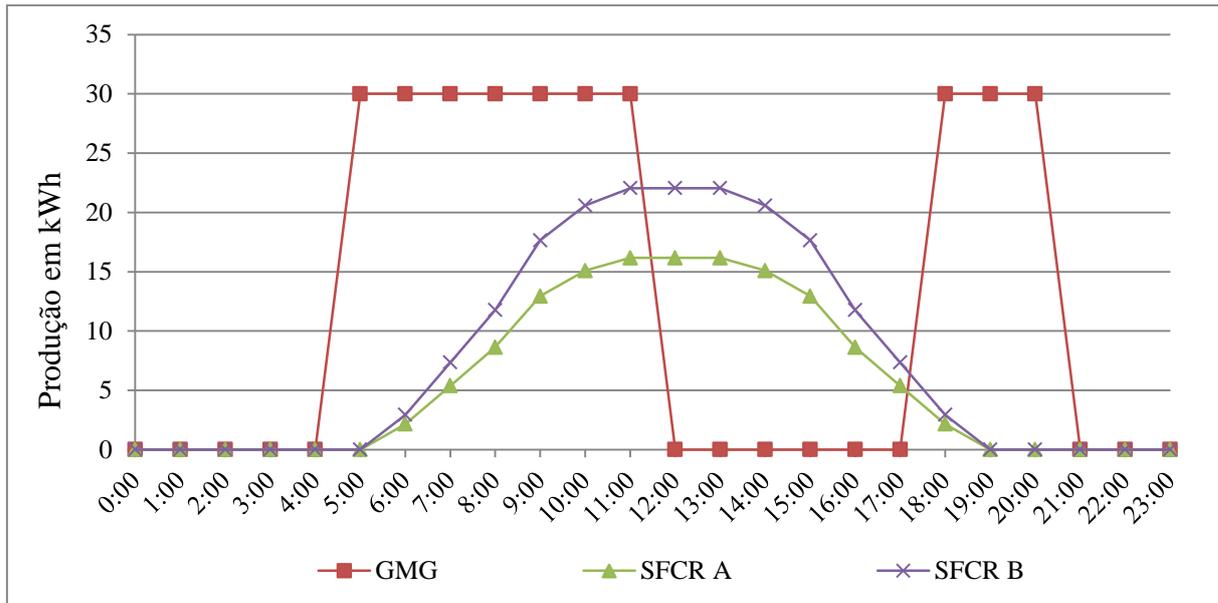


Figura 4.8 - Produção de energia elétrica por sistema de geração.

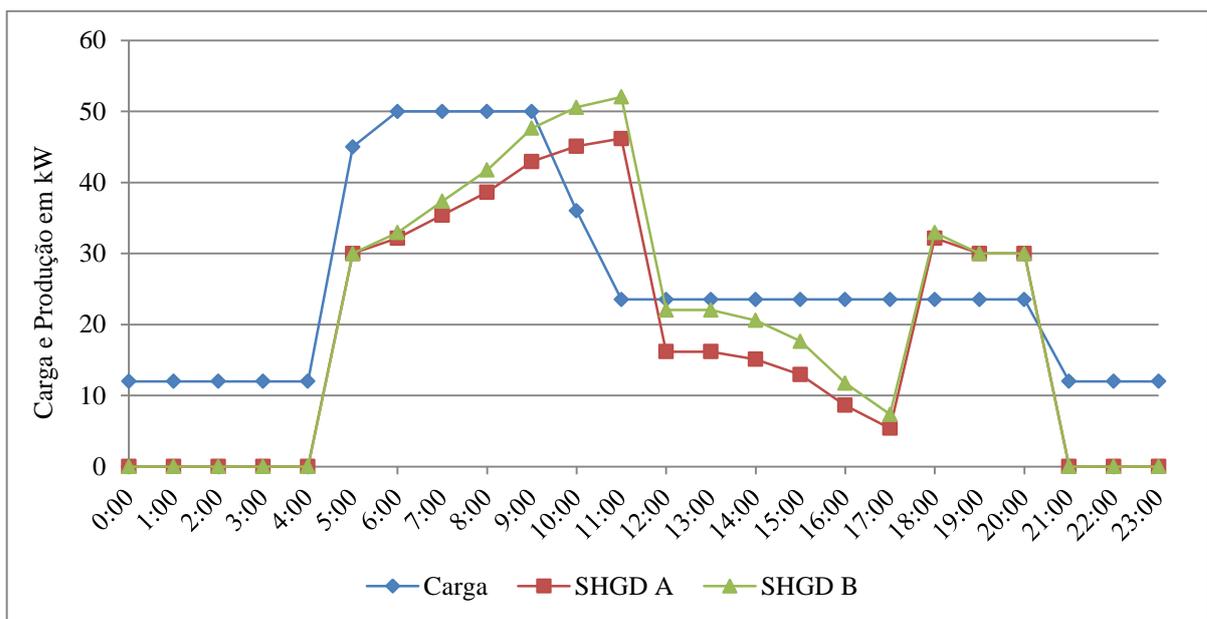


Figura 4.9 - Comparação da produção de energia elétrica dos SHGD pela carga do frigorífico.

4.2 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

A implementação do SHGD no frigorífico em questão se constitui num fato inovador, pois, até o momento, não se tem conhecimento de implementação deste tipo de sistema

na região Centro Oeste do Brasil. Além disso, esta alternativa de investimento em Geração Distribuída contribui para a diversificação da matriz energética brasileira e a mesma está conformidade com a RN Aneel 482/2012 (PRODIST, 2013), podendo gerar créditos de energia que poderão ser utilizados em até 36 meses.

Para as alternativas de investimento analisadas neste trabalho, considera-se uma TMA igual a 5,07 % a.a., que corresponde à média da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) no período de abril de 2013 a abril de 2014, (ANEEL, 2014).

4.2.1 Alternativa I: Toda energia elétrica é comprada da concessionária local

A primeira simulação realizada foi do sistema contratado com a concessionária de distribuição de energia elétrica. Os dados das tarifas de energia elétrica são inseridos considerando: horários de ponta (HP), fora de ponta (HFP) e horários reservados (HR) para sábados, domingos e feriados. A análise é feita para um período de 25 anos. A Figura 4.10 ilustra os dados apresentados na Tabela 4.4 dos valores das tarifas. Os resultados obtidos com a simulação são apresentados na Tabela 4.5 e Figura 4.11.

Tabela 4.4 - Características de projeto da Alternativa I.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	VALOR
Período de Tempo Considerado na Análise [anos]	25
Taxa Mínima de Atratividade - TMA [% a.a.]	5,07
Tarifa HP [R\$/kWh]	1,28195
Tarifa HFP [R\$/kWh]	0,24328
Tarifa HR [R\$/kWh]	0,24328
Tarifa Média de Demanda [R\$/kWh]	12,6444
Tarifa Média de UFER HP	1,28195
Tarifa Média de UFER HFP e HR	0,24328

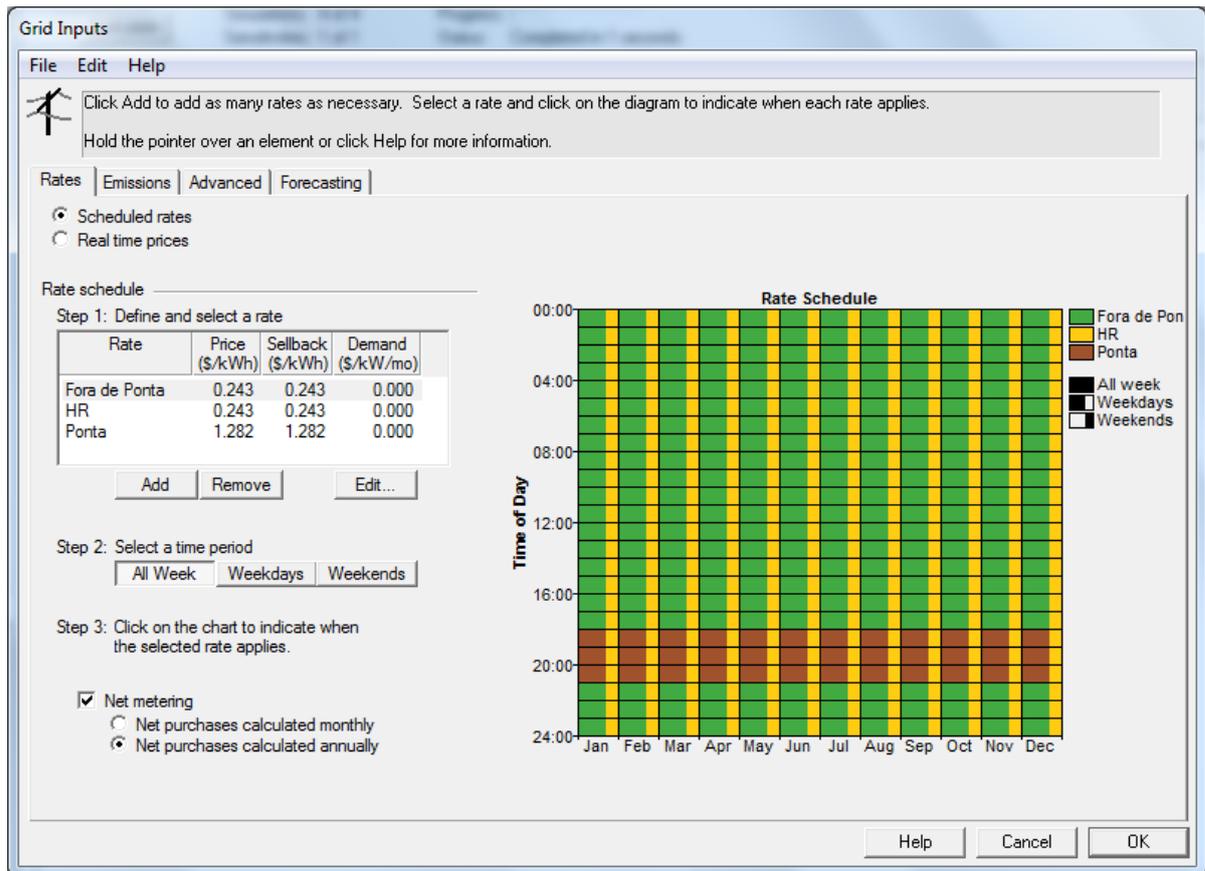


Figura 4.10 - Entrada de dados dos horários e tarifas da Alternativa I (R\$ / kWh).

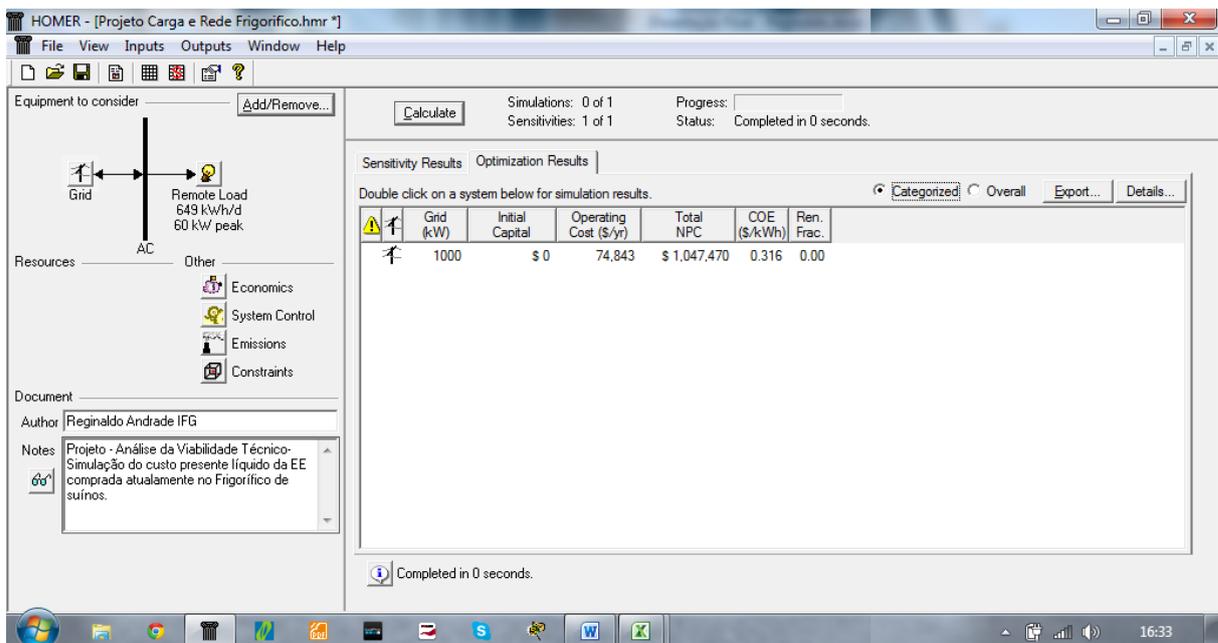


Figura 4.11 - Resultados de simulação da Alternativa I – Carga e rede no frigorífico.

Tabela 4.5 - Resultados de simulação Alternativa I.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	REDE
Investimento Inicial [R\$]	0
Custo Anual de Operação [R\$]	74.843,00
Custo Presente Líquido Total [R\$]	1.047.470,00
Custo Unitário de Geração [R\$ / kWh]	0,316

O sistema atual de fornecimento de energia elétrica, através de contrato com a concessionária de distribuição, apresenta custo unitário de 0,316 R\$/kWh. O uso deste sistema é favorecido em função do consumo do frigorífico ocorrer fora do HP (0,243 R\$/kWh), cujo valor é menor que no HP (1,282 R\$/kWh).

4.2.2 Alternativa II: SFCR de distribuição de energia elétrica local

A segunda simulação realizada é do sistema com geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos com geração por módulo de 245 Wp. Em virtude da produção de fotovoltaica acontecer somente em horários de sol, é considerada a tarifa do kWh igual a R\$ 0,24328/kWh. O SFCR funcionará diariamente de segunda a domingo sem interrupções, com inserção do excedente de produção de energia elétrica à rede, quando for o caso. Os projetos não contemplam módulos de armazenamento de energia elétrica (banco de baterias).

São considerados os seguintes dados para os SFCR em estudo: vida útil do sistema fotovoltaico, painéis solares voltados para o norte geográfico e sem rastreamento solar, com ângulo de posicionamento dos painéis com relação ao solo, conforme literatura e sugestão do HOMER e taxa mínima de atratividade (TMA). Nesta simulação são consideradas duas possibilidades de configuração de plantas: SFCR-A e SFCR-B, o primeiro com uso do menor inversor trifásico disponível no mercado e o segundo com a possibilidade de planta com aproveitamento máximo da área útil para instalação dos módulos. Os investimentos iniciais e os custos de operação e manutenção (O&M) foram calculados de acordo com as características individuais dos projetos. As características dos projetos seguem-se na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Características do projeto da Alternativa II.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	VALOR
Vida útil do projeto [anos]	25
Taxa Mínima de Atratividade - TMA [% a.a.]	5,07
Inclinação os painéis	16°
SFCR A [kWp]	21,56
SFCR B [kWp]	29,4
Custo Unitário de Geração [R\$ / Wp]	5,99
O&M do SFCR A igual a 0,5% do Investimento Inicial [R\$ / ano]	645,72
O&M do SFCR B igual a 0,5% do Investimento Inicial [R\$ / ano]	880,53
*Reposição do SFCR A igual a 10% do Investimento Inicial [R\$]	12.932,40
*Reposição do SFCR B igual a 10% do Investimento Inicial [R\$]	17.610,60
Tarifa de Energia Elétrica no HFP [R\$ / kWh]	0,24328

* Reposição do SFCR corresponde à reposição do inversor, que possui a vida útil aproximada de 10 anos. Acontecendo reposição no 10º ano e 20º ano de operação do sistema.

Na Figura 4.12, são apresentadas as opções de projetos de SFCR, considerando o investimento inicial, o Custo Presente Líquido total (CPL), do inglês *Net Present Cost (NPC)*, o Custo Unitário “COE” em R\$/kWh e o custo anual de operação “*Operation Cost*”. Os resultados obtidos com a simulação são apresentados na Tabela 4.7

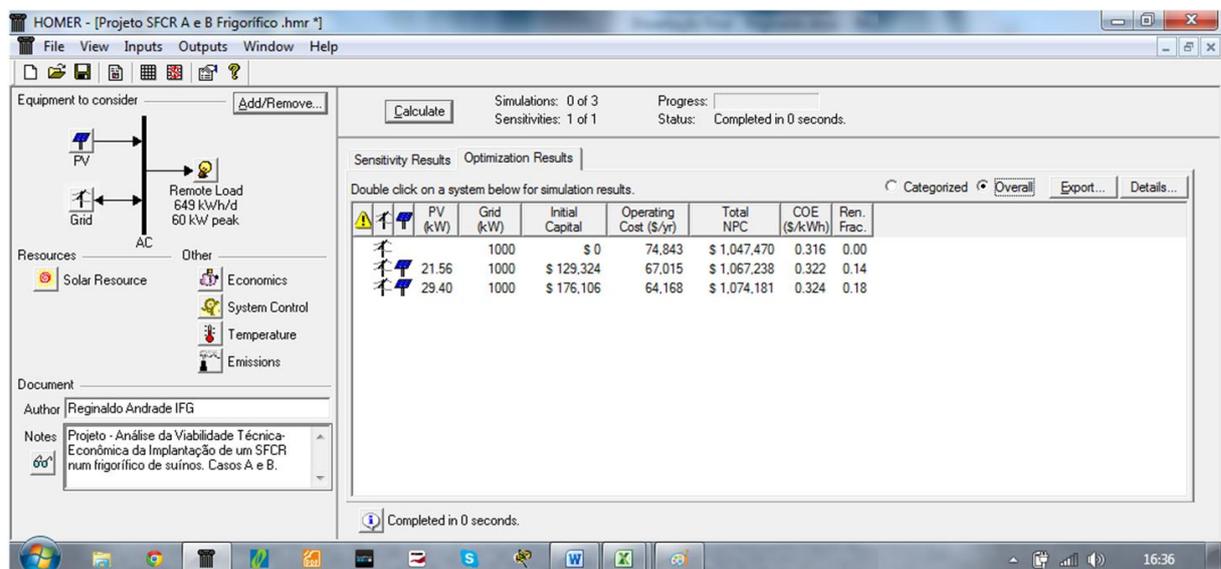


Figura 4.12 - Resultados simulados Alternativa II - SFCR A e SFCR B comparado com a rede.

Tabela 4.7 Resultados de comparação dos sistemas SFCR com a Alternativa I.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	Rede	SFCR A	SFCR B
Investimento Inicial [R\$]	0	129.324,00	176.106,00
Custo Anual de Operação [R\$]	74.843,00	67.015,00	64.168,00
Custo Presente Líquido Total [R\$]	1.047.470,00	1.067.238,00	1.074.181,00
Custo Unitário de Geração [R\$/kWh]	0,316	0,322	0,324

Os resultados, obtidos com a simulação dos SFCR, mostram a inviabilidade econômica destas alternativas de projeto. Os projetos de A e B, são melhores apenas nos custos anuais de operação quando comparados com os resultados da Alternativa I, que continua sendo a melhor alternativa, tendo em vista que não possui investimento inicial e custos presente líquido e unitário da energia elétrica menores que os custos gerados pelos SFCR propostos.

4.2.3 Alternativa III: GMG a biogás conectado à rede de distribuição

A terceira simulação realizada foi a do sistema com geração de energia elétrica através de um GMG a biogás, com potência de geração de 30 kW. Em virtude da produção de biogás não ser suficiente para o funcionamento do GMG durante as 24 horas, é determinado o uso de 10 horas diárias, sendo: das 5:00 às 12:00 horas, horário de abate e limpeza, de segunda-feira a sexta-feira, e das 18:00 às 21:00 horas, do horário de ponta, com a maior tarifa do kWh. O GMG funcionará aleatoriamente aos sábados e domingos, para inserção da energia elétrica à rede, para completar o consumo da produção diária do biogás.

Para simulação foram inseridos os valores de vida útil do projeto, taxa mínima de atratividade (TMA), estimativa da produção mensal de biogás, dos custos de implantação do GMG e do biodigestor e dos custos de O&M do GMG. Os dados seguem na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Características do projeto da Alternativa III.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	VALOR
Vida Útil do Projeto [anos]	25
Taxa Mínima de Atratividade - TMA [% a.a]	5,07
Estimativa de Custos de O&M do GMG [R\$/h]	5,83
Estimativa de Investimento Inicial com o GMG [R\$]	100.000,00
Estimativa de Investimento Inicial com o Biodigestor [R\$]	161.780,00
VP de Reposição do Biodigestor no 9º e 18º anos (TMA = 5,07% a.a.)	170.082,54
Estimativa de Produção Mensal de Biogás [m³]	1.361,82

A Tabela 4.9 mostra os resultados obtidos com simulação, ilustrada na Figura 4.13.

Tabela 4.9 - Resultados de comparação dos sistemas rede e biomassa-rede.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	REDE	BIOMASSA-REDE
Investimento Inicial [R\$]	0	261.780,00
Custo Anual de Operação [R\$]	74.843,00	58.193,00
Custo Presente Líquido Total [R\$]	1.047.470,00	1.076.228,00
Custo Unitário de Geração [R\$ / kWh]	0,316	0,292

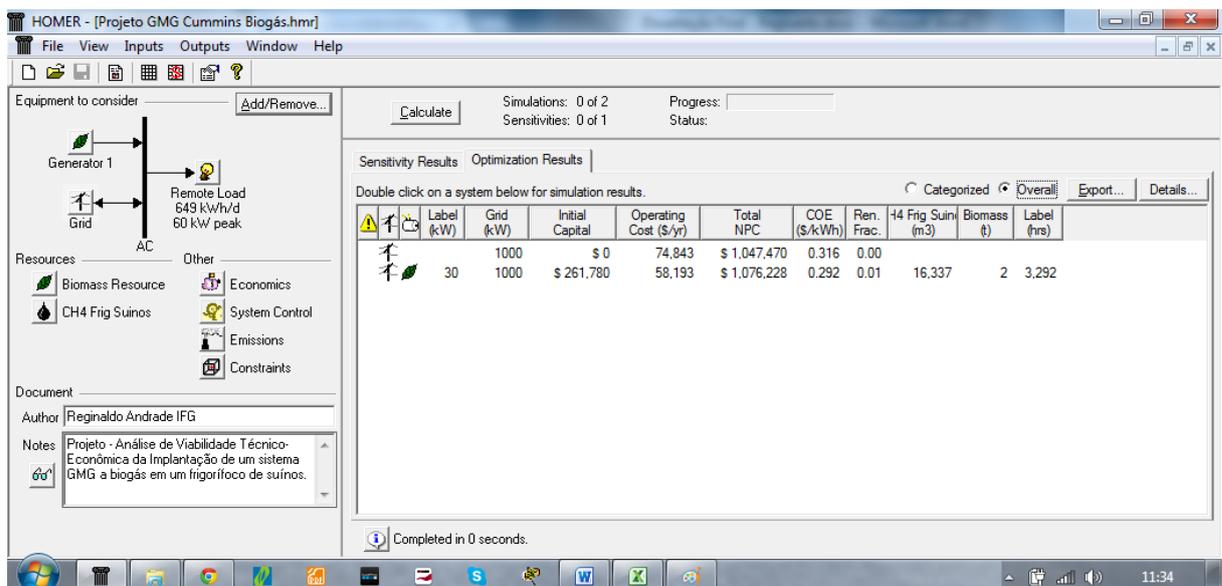


Figura 4.13 Resultados de simulação da Alternativa III - Sistema biomassa conectado à rede.

Os resultados, obtidos com a simulação, sinalizam a inviabilidade econômica desta alternativa de projeto, com investimento inicial estimado e custo presente líquido total, superiores aos da Alternativa I. O custo anual de operação e o custo unitário de geração, ficaram menores que os valores da Alternativa I, tendo em vista a inserção da economia de geração de energia elétrica do GMG, a partir do biogás produzido no frigorífico.

4.2.4 Alternativa IV: Sistema Híbrido de Geração Distribuída

A quarta e última simulação realizada conta com o GMG a biogás e as duas plantas de SFCR. O HOMER proporciona o aproveitando dos dados, inseridos anteriormente nos projetos isolados, tanto dos SFCR quanto do GMG a biogás. Os dados de sensibilidade com referências idênticas dos projetos simulados anteriormente, são aproveitados, mesmo com os arquivos separados e projetos distintos, bastando para isso, estar com os arquivos dos projetos em execução, na mesma tela de trabalho, facilitando as simulações, evitando discrepâncias de entradas de dados de sensibilidade e perda de tempo.

A Tabela 4.10 apresenta os resultados obtidos com simulação, ilustrada na Figura 4.14. São apresentados um total de 06 simulações de projetos, com seus respectivos custos. O projeto SHGD A, é o que resultou, comparando apenas os sistemas híbridos, na alternativa mais viável economicamente, tanto no investimento inicial quanto no custo presente líquido total “NPC”. O SHGD B é melhor no custo anual de operação e manutenção e no custo unitário de geração de energia elétrica. Todos os projetos são viáveis tecnicamente, quando considerado que eles amenizam o impacto ambiental do biogás na atmosfera e diminuem o consumo de energia elétrica contratada. Percebe-se uma pequena variação nos valores do CPL dos projetos. A maior variação, entre os CPL, é entre a Rede e o SHGD B, com 5,29%.

Os resultados, obtidos com a simulação, sinalizam a não viabilidade econômica destas alternativas de projeto, com investimento inicial estimado e custo presente líquido total, superiores aos da Alternativa I. O custo anual de operação e o custo unitário de geração ficam menores que os valores da primeira alternativa, devido inserção da economia da geração de energia elétrica fotovoltaica e a partir do biogás gerado no frigorífico consumido no GMG.

Tabela 4.10 - Resultados de comparação dos sistemas SGEE. Fonte: HOMER Energy (2014).

SGEE	CUSTO [R\$/kWh]	INVESTIMENTO INICIAL [R\$]	CUSTO ANUAL [R\$]	CPL SGEE R\$	DIFERENÇA PERCENTUAL
Rede	0,316	0	74.843,00	1.047.470,00	0
SFCR A	0,322	129.324,00	67.015,00	1.067.238,00	+ 1,89
SFCR B	0,324	176.106,00	64.168,00	1.074.181,00	+ 2,55
GMG a Biogás	0,292	261.780,00	58.193,00	1.076.228,00	+ 2,74
SHGD A	0,289	391.104,00	50.365,00	1.095.996,00	+ 4,63
SHGD B	0,288	437.886,00	47.519,00	1.102.939,00	+ 5,29

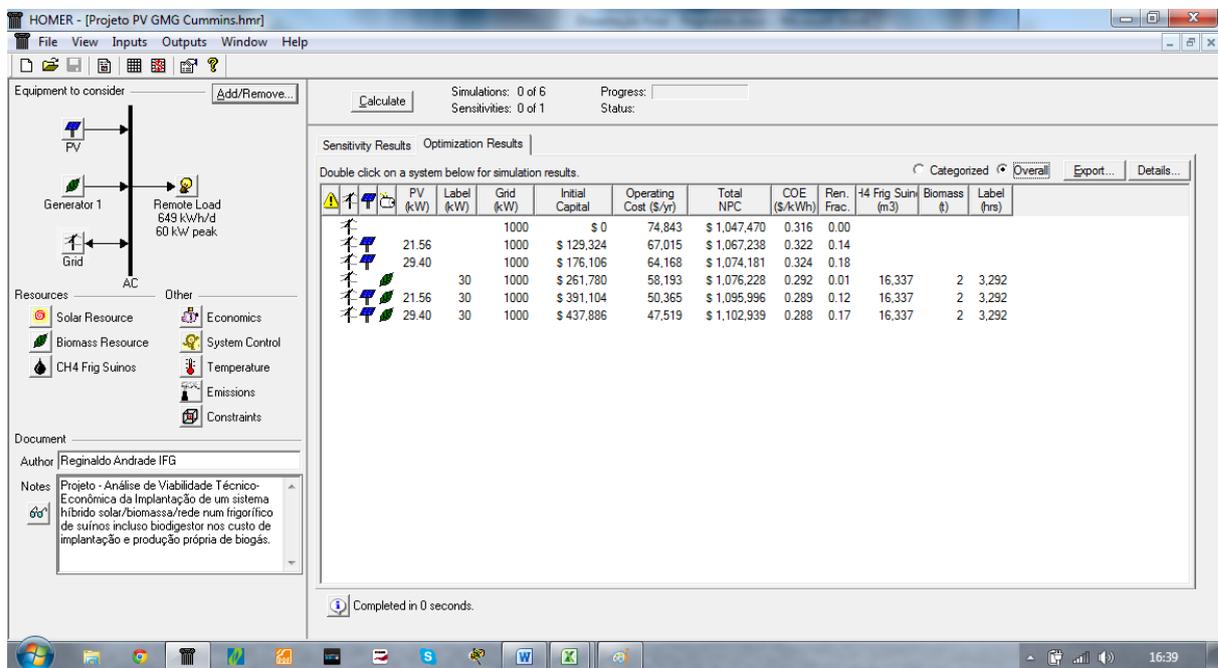


Figura 4.14 - Resultados da Simulação Alternativa IV.

Portanto, a partir das análises apresentadas anteriormente, a melhor opção de projeto é a Alternativa I, onde toda energia elétrica consumida pelo frigorífico é comprada da concessionária local de energia. Isto se deve ao fato desta alternativa não haver desembolso com investimento inicial para a compra de quaisquer equipamentos por parte do consumidor.

4.2.5 Análise de Sensibilidade

As simulações indicam que a melhor alternativa é a Alternativa I, em que toda energia consumida no frigorífico é comprada da concessionária local. Foram feitas análises de sensibilidade com o objetivo de verificar o comportamento dos custos e se há alteração na indicação da melhor alternativa. As variáveis escolhidas em função da influência na viabilidade econômica foram: custo unitário de geração dos SFCR e o valor das tarifas de energia elétrica.

4.2.5.1 Variação do investimento inicial do SFCR

O investimento inicial para a inserção de um SFCR foi orçado no início do trabalho, em junho de 2013, pelo valor de 7,40 R\$/Wp, e após 13 meses, pelo valor de 5,99 R\$/Wp. Estes orçamentos mostraram uma queda de 19,05% no investimento inicial do SFCR. Os custos unitários de geração de energia elétrica, a partir de sistemas fotovoltaicos, tem diminuído com o aumento da produção mundial de painéis, com o avanço da tecnologia de fabricação e com o aumento da eficiência das células fotovoltaicas. Este valor pode diminuir ainda mais, à medida que o governo implemente políticas públicas de incentivo à inserção dos SFCR, tais como: incentivos fiscais, política de produção de empregos incentivando a abertura de fábricas de montagem e/ou fabricação de módulos fotovoltaicos e dos inversores CC/CA no Brasil. Além disso, o governo deve estabelecer sistemas de financiamento com taxas de juros baixas, com prazos maiores de pagamento.

São inseridos valores do custo unitário, para análise de sensibilidade, entre 4,00 R\$/Wp e 7,50 R\$/Wp, para os projetos SFCR A e SFCR B, respectivamente com potências de 21,56 kWp e 29,40 kWp. Os resultados de simulação, de cada alternativa, são apresentados na Figura 4.15.

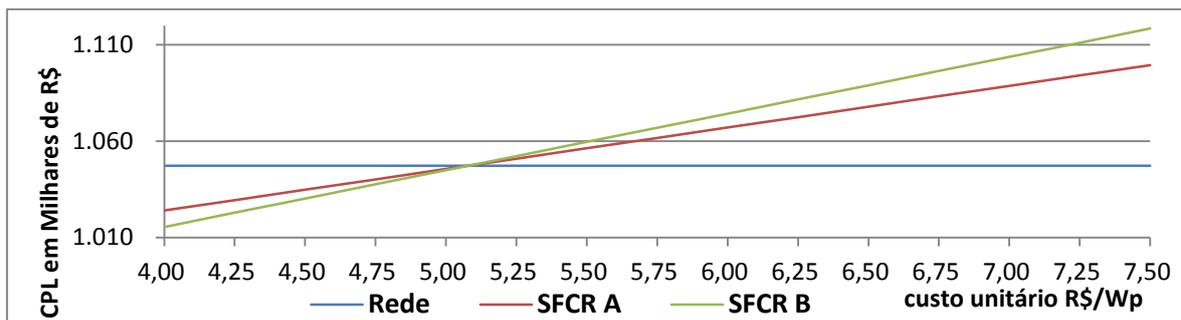


Figura 4.15 - Comportamento do custo presente líquido em função do custo unitário do sistema fotovoltaico.

A Figura 4.15 mostra que para o custo unitário menor que 5,10 R\$/Wp as alternativas SFCR A e B tornam-se viáveis, quando comparado com a opção de toda energia ser comprada da rede local (Alternativa I). Além disso, pode-se notar que a alternativa SFCR A possui custo presente líquido menor que a alternativa SFCR B.

4.2.5.2 Variação da tarifa de energia elétrica

Espera-se que a tarifa de energia não cresça com o passar do tempo, o que não ocorre, devida a inflação e políticas econômicas do setor elétrico, mas é importante salientar que possíveis variações tarifárias, provenientes da concessionária, afetam diretamente a análise econômica do projeto.

Nesta nova análise de sensibilidade são inseridos aumentos de 2% a 14% nos valores das tarifas de energia elétrica, considerando assim os valores de 1,282 R\$/kWh a 1,461 R\$/kWh para as tarifas de HP e 0,243 R\$/kWh a 0,277 R\$/kWh para as tarifas de HFP e HR. Nota-se que, o projeto com geração de EE a partir do biogás, torna-se a alternativa mais viável a partir do aumento de 6,4%, quando comparado com a opção de toda energia ser comprada da rede local (Alternativa I), pois, apresenta valores de custo presente líquido menor, conforme ilustrado nos resultados da Figura 4.16.

A Figura 4.17 apresenta o comportamento do custo presente líquido em função do aumento da tarifa de energia elétrica para os SFCR A e SFCR B, quando comparado com a opção de toda energia elétrica ser comprada da rede local (Alternativa I). Nota-se que o aumento de 20% na tarifa beneficia a escolha de ambos SFCR, quando comparados à Alternativa I.

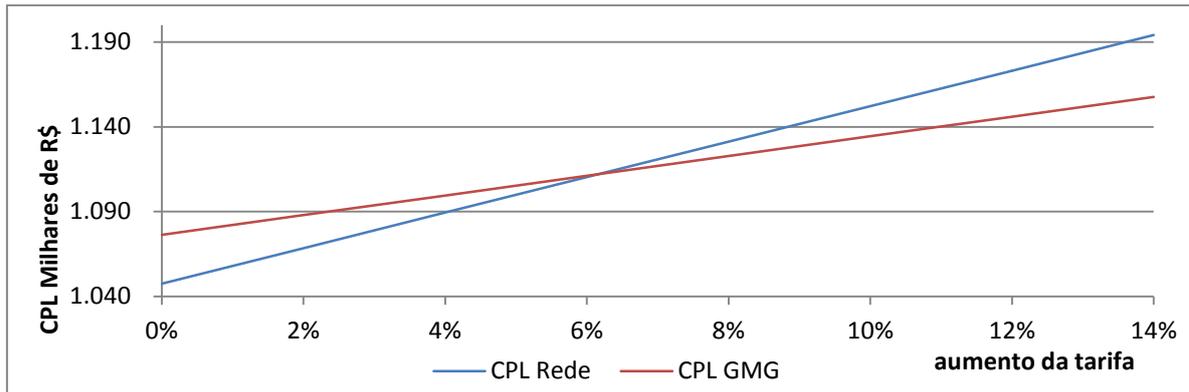


Figura 4.16 - Comportamento do custo presente líquido em função do aumento da tarifa de energia elétrica.

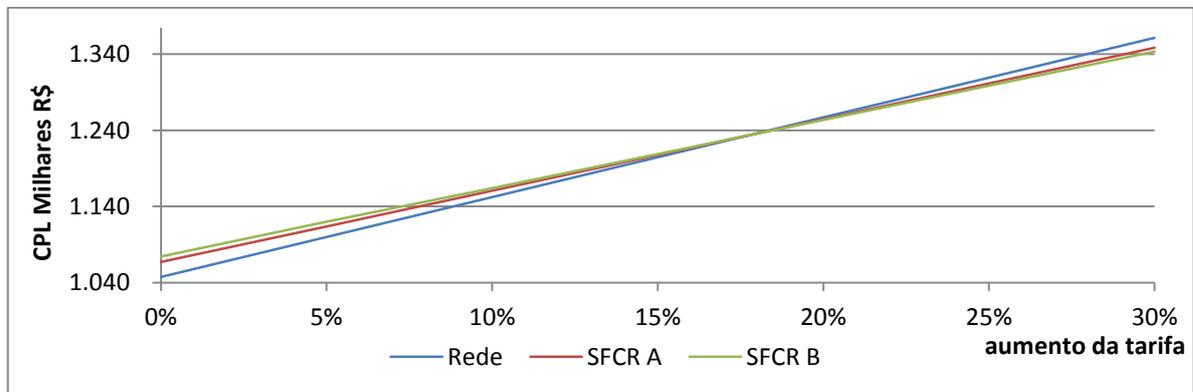


Figura 4.17 - Comportamento do custo presente líquido em função do aumento da tarifa de energia elétrica.

Comparando as Figuras 4.16 e 4.17 percebe-se que o projeto com geração de EE a partir do biogás torna-se viável com menor aumento da tarifa quando comparado com os SFCR A e B. Isto ocorre devido ao fato da produção de energia elétrica do sistema a biogás (GMG) estar voltado principalmente para o horário de ponta, que possui maior tarifa.

4.2.5.3 Cenário hipotético: variação simultânea da tarifa da concessionária e do custo unitário dos SGEE

Nova simulação é realizada para um cenário hipotético, no qual foi considerado aumento de 18% nos valores das tarifas e queda de 10% nos valores de investimento nos SFCR. Os resultados são apresentados na Figura 4.18.

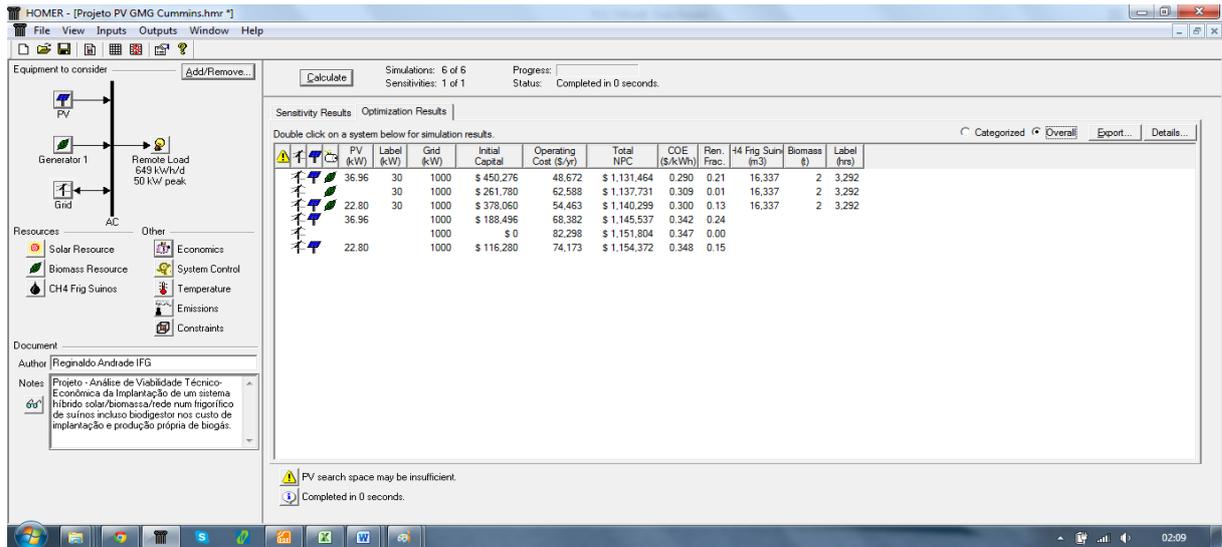


Figura 4.18 - Resultados de simulação para os SGEE.

A variação simultânea dos parâmetros vistos anteriormente ajuda a estimar os efeitos destas sensibilidades econômicas no SGEE apresentados. Nota-se que, a diminuição do custo unitário de geração e o aumento da tarifa geração de energia elétrica, favorecem a escolha da alternativa do projeto SHGD B.

A Tabela 4.11 apresenta a diferença entre os resultados obtidos com a simulação para a condição atual e cenário hipotético, ilustrado nas Figuras 4.19, 4.20 e 4.21 que comparam os custos unitários de geração, custos anuais de operação e custos presente líquidos.

Tabela 4.11 – Diferença dos resultados de comparação de custo dos sistemas SGEE.

SGEE	CUSTO UNITÁRIO DE GERAÇÃO [R\$/KWH]	CUSTO ANUAL DE OPERAÇÃO [R\$]	CPL [R\$]
Rede	0,057	13.472	188.544
SFCR A	0,047	12.063	155.923
SFCR B	0,043	11.551	144.306
GMG a Biogás	0,029	7.481	104.703
SHGD A	0,019	6.072	72.082
SHGD B	0,016	5.559	60.465

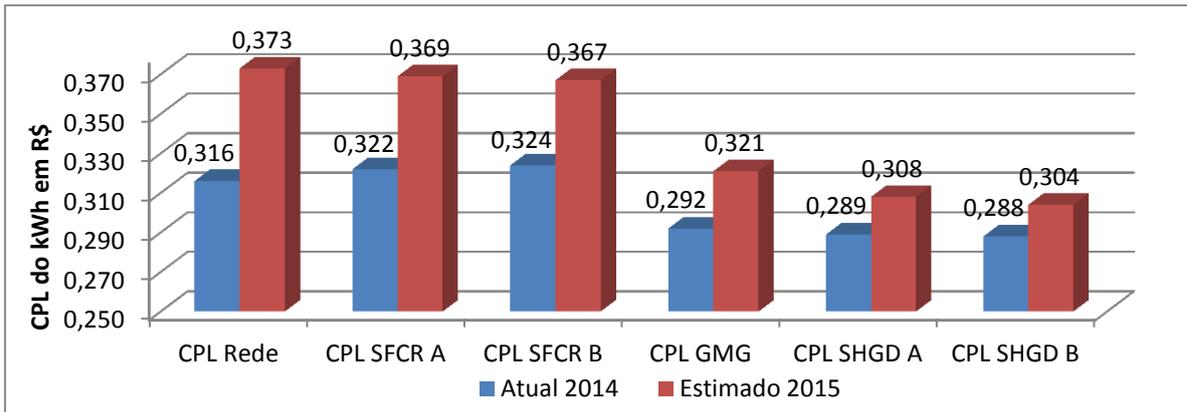


Figura 4.19 - Custo unitário do sistema dos SGEE.

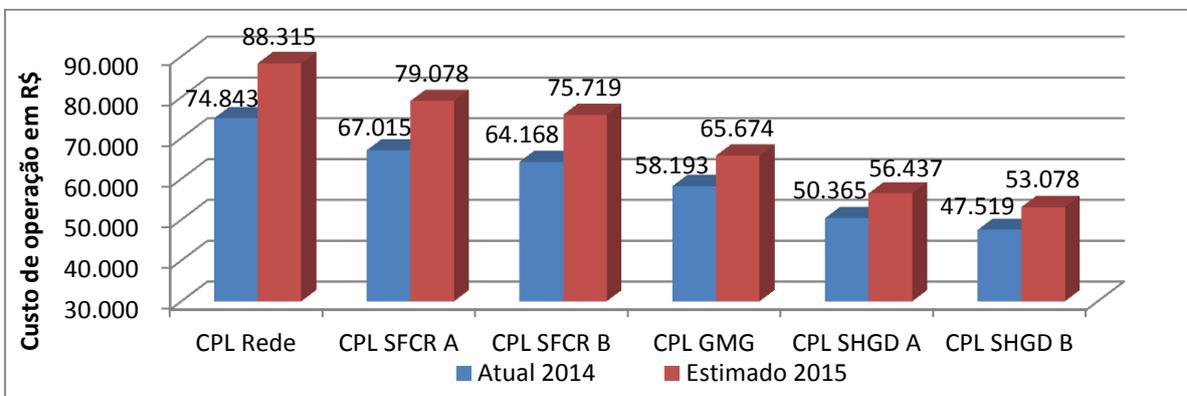


Figura 4.20 - Custo anual de operação para os SGEE.

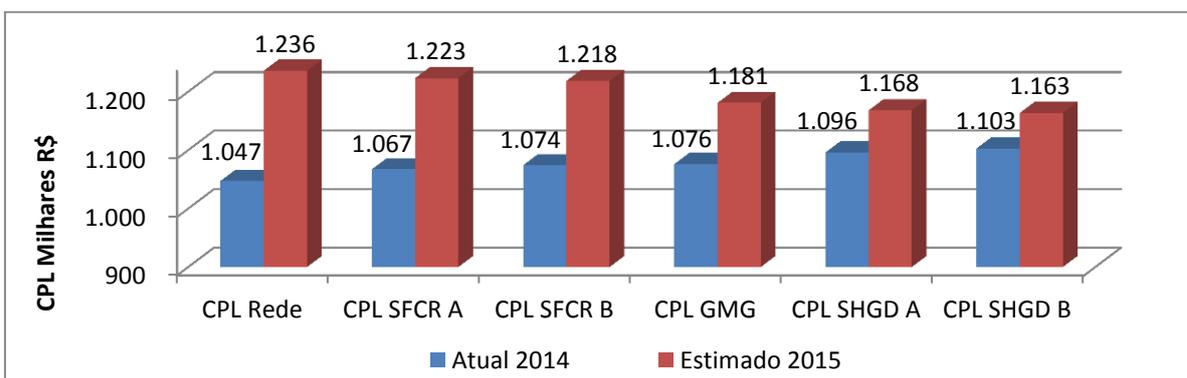


Figura 4.21 - Custo Presente Líquido para os SGEE.

O projeto SHGD B é alternativa mais viável economicamente em todos os custos apresentados a menor diferença entre as simulações da condição atual e cenário hipotético.

4.3 VIABILIDADE ECONÔMICA ATRAVÉS DO VPL

Neste tópico é analisada a viabilidade econômica para cada alternativa de geração de energia elétrica, feito de forma determinística, de forma a confrontar os resultados de simulação obtidos através do programa *HOMER Energy*, que considera a variabilidade em algumas variáveis no processo de otimização. É considerado, para a avaliação do VPL, o período de 25 anos de uso do sistema com contrato atual horossazonal verde e taxa mínima de atratividade (TMA) de 5,07% a.a, em conformidade com a simulação.

As alternativas de investimento analisadas são: i) VPL da alternativa 1, em que a energia elétrica é adquirida da distribuidora local; ii) VPL dos projetos SFCR-A e SFCR-B conectados à rede; iii) VPL do sistema de geração de EE através de GMG a biogás conectado à rede; e iv) VPL do sistema híbrido de geração de energia elétrica.

4.3.1 VPL do custo de energia elétrica

O contrato atual, Horossazonal Verde, do frigorífico com a concessionária local, possui tarifas diferenciadas para consumo de ponta, fora de ponta, sábados, domingos e feriados, de acordo com a demanda contratada, como mostrado na Tabela 4.12. A estimativa de custo anual e consumo total de energia elétrica são mostrados na Tabela 4.13.

Tabela 4.12 - Tarifas do contrato Horossazonal Verde e demanda contratada.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	VALOR
Tarifa HP e UFER HP [R\$ / kWh]	1,28195
Tarifa HFP e UFER HFP [R\$ / kWh]	0,24328
Tarifas HR e UFER HR [R\$ / kWh]	0,24328
Demanda Contratada [kW]	60
Tarifa de Demanda [R\$ / kWh]	12,64444

Tabela 4.13 - Consumo e custo anual de energia elétrica do frigorífico.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	VALOR
Consumo HP [kWh]	18.622,00
Consumo HFP [kWh]	143.402,20
Consumo HR [kWh]	38.222,44
Consumo Total [kWh]	200.246,64
Fatura no HP [R\$]	23.872,47
Fatura no HFP [R\$]	34.886,89
Fatura no HR [R\$]	9.298,76
Fatura de Demanda [R\$]	9.103,95
UFER no HP [R\$]	374,20
UFER no HFP e no HR [R\$]	2.910,95
Contribuição Iluminação Pública [R\$]	156,72
Fatura Total [R\$]	80.603,94

A Tabela 4.14 apresenta o CEE, consumo estimado de energia elétrica, o VPL_{EE} , valor presente líquido do custo com energia elétrica e o custo unitário de energia elétrica. A Figura 4.22 ilustra os custos anuais por meio do fluxo de caixa.

Tabela 4.14 - VPL_{EE} valor presente líquido do consumo de EE e custos unitários.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	VALOR
Consumo de EE acumulado [kWh]	5.006.166
VP_{EE} - Valor Presente do Custo Total com EE [R\$]	1.128.099,90
CEE - Custo Unitário de EE da Rede [R\$ / kWh]	0,225

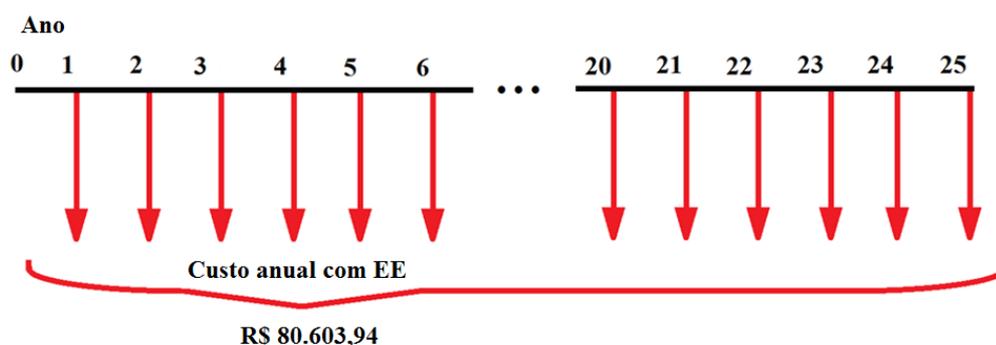


Figura 4.22 Representação do fluxo de caixa, com custos anuais de energia elétrica.

Comparando-se o CPL da Alternativa I (R\$ 1.047.470,00), do HOMER *Energy*, com o VPL negativo (R\$ 1.128.099,90) percebe-se que os mesmos são muito próximos. A diferença se deve à forma de análise. O HOMER considera a sensibilidade dos parâmetros e os desvios estatísticos, enquanto que a análise de viabilidade econômica através do VPL é feita de forma determinística com médias mensais e anuais. A diferença entre os dois valores é de 7,69%.

4.3.2 Viabilidade econômica do SFCR

A produção de energia elétrica, gerada através do SFCR, compete com o fornecimento contratual Horossazonal Verde. A demanda contratada do frigorífico com a concessionária local, possui valor menor para o consumo Fora de Ponta, que corresponde ao período de 0:00 às 18:00 horas e de 21:00 as 24:00 horas. Por este motivo a produção de energia fotovoltaica, no período de 6:00 às 18:00 horas, encaixa-se na menor tarifa, com valor de 0,243 R\$/kWh.

A Tabela 4.15 apresenta, para os SFCR A e B, a estimativa anual de: geração de energia elétrica, consumo HFP e HR, investimento inicial, valor presente dos custos de operação e reposição do SFCR, custo com as tarifas para o consumo HFP e HR, e por último a economia gerada pelos SFCR.

Tabela 4.15 - Estimativas anuais de custo de consumo de EE e geração de EE do SFCR-A e SFCR-B.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	SFCR A	SFCR B
*Estimativa de geração de energia elétrica [kWh]	32.784,96	44.706,84
Consumo HFP e HR [kWh]	143.018,16	143.018,16
Investimento Inicial [R\$]	129.144,40	176.106,00
**VP reposição SFCR expressão (3.13) [R\$]	6.339,28	8.644,47
***O&M do SFCR expressão (3.14) [R\$]	645,72	880,53
Tarifa HFP e HR [R\$]	34.753,44	34.753,44
Economia HFP e HR [R\$]	7.975,93	10.876,27

*Obtida conforme a expressão (3.6). **É considerado a estimativa de 10% do investimento inicial do SFCR para com reposição dos inversores no 10º e 20º ano. **Algumas literaturas e o HOMER *Energy* (2014), consideram os custos de O&M, para SFV, como zero por influenciar muito pouco no custo final do SFCR. Foi considerado para estes projetos o custo como 0,5% do investimento inicial do SFCR.

A Tabela 4.16 apresenta os valores presentes: das receitas brutas de geração de energia elétrica, do investimento inicial e de reposição do SFCR, dos custos de O&M e do custo da energia elétrica comprada da rede para os sistemas SFCR A e B. Nesta tabela são apresentados também o valor presente líquido e os custos unitários dos mesmos. Os fluxos de caixas dos mesmos estão ilustrados nas Figuras 4.23 e 4.24.

Tabela 4.16 - VPL dos custos de EE e geração dos SFCR.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	SFCR A	SFCR B
VP_{RB_SF} - Valor Presente da Receita Bruta Anual de Geração de Energia Elétrica [R\$]	111.627,93	152.219,90
VP_{IR_SF} - Valor Presente do Investimento Inicial SFCR [R\$]	135.483,68	184.750,47
$VP_{O\&M_SF}$ - Valor Presente de O&M do SFCR [R\$]	9.037,26	12.323,54
VP_{EE} - Valor Presente do Custo com Energia Elétrica [R\$]	1.128.099,90	1.128.099,90
VPL_{SF} - Valor Presente Líquido do SFCR [R\$]	1.160.992,91	1.172.954,01
CEE_{SF} - Custo Unitário do SFCR [R\$/kWh]	0,232	0,234

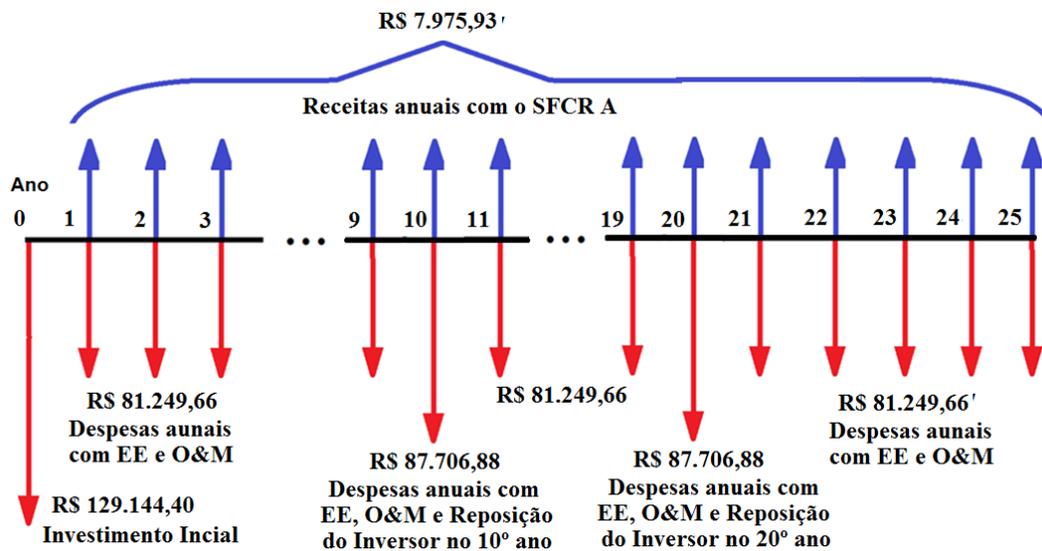


Figura 4.23 - Representação do fluxo de caixa do projeto SFCR A.

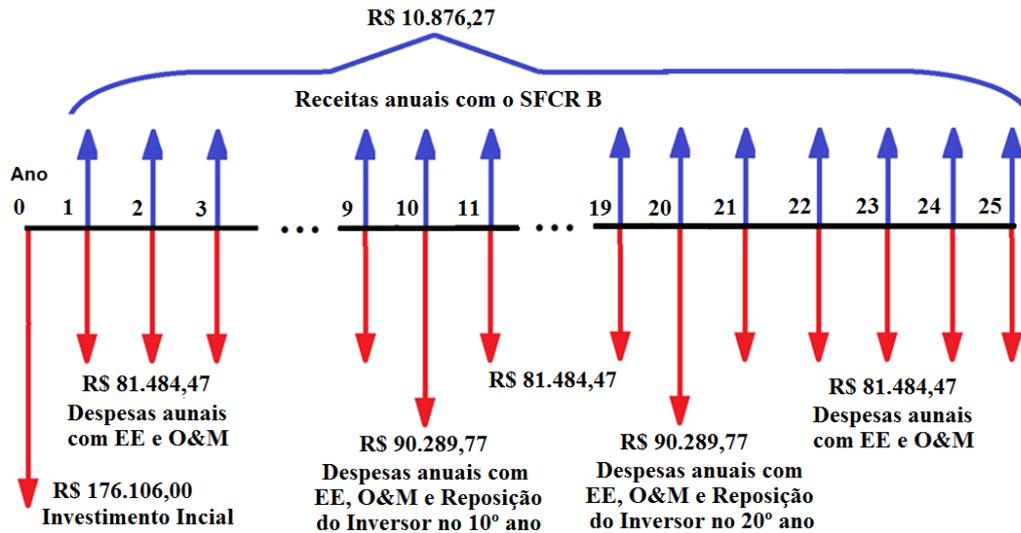


Figura 4.24 - Representação do fluxo de caixa do projeto SFCR B.

Após o cálculo da produção fotovoltaica observou-se que os SFCR A e B contribuem com 16,37% e 22,32% do consumo total de energia elétrica do frigorífico, que correspondem a uma economia de energia elétrica de 9,89% e 13,49%, respectivamente. Esta economia só não é maior devido ao fato dos sistemas fotovoltaicos produzirem a maior parte da energia fora do horário de ponta, onde as tarifas são menores.

Ao comparar os resultados de simulação obtidos pelo HOMER e pelo Método VPL pôde-se observar que os valores são bem próximos. Os resultados obtidos do CPL pelo HOMER foram de R\$ 1.067.238,00 e R\$ 1.074.181,00, respectivamente para os SFCR A e SFCR B. Os resultados obtidos pelo método do VPL, para os SFCR A e SFCR B, foram de R\$ 1.160.992,91 e R\$ 1.172.954,01 respectivamente.

A diferença entre os valores encontrados está no método como são analisados os dados, tanto pelo HOMER quanto pelo VPL. O HOMER analisa através de sensibilidade e desvios estatísticos e o VPL analisa de forma determinística com médias mensais e anuais.

4.3.3 Viabilidade econômica do GMG a biogás

A produção mensal do biogás, com a disponibilidade constante de dejetos e produção diária, foi estimada com uso de programa de simulação. O software usado foi “Geração e Uso

Energético Versão 1.0”, disponível no site da Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB).

Por meio da estimativa de produção diária de biogás, de 45,4 m³/dia, foi dimensionado o GMG de potência de 30 kW, para uso por 10 horas diariamente.

A Tabela 4.17 mostra a estimativa de produção anual de biogás e de geração de energia elétrica do GMG e os custos de implantação do sistema biodegestor, reposição do biodigestor nos 9º e 18º ano, de implantação e O&M do GMG.

Tabela 4.17 - Estimativa de custos e receitas, de produção de biogás e geração de energia elétrica.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	VALOR
Estimativa de biogás produzido no frigorífico [m ³]	16.314,84
Estimativa de produção de energia elétrica [kWh]	97.070
Estimativa de geração EE Horário de Ponta [kWh]	18.622
Economia no horário de Ponta [R\$]	23.873,40
Estimativa de geração EE Fora de Ponta [kWh]	52.920
Economia no horário de Fora Ponta [R\$]	12.874,34
Estimativa de geração energia elétrica em HR [kWh]	25.528
Economia no horário HR [R\$]	6.210,61
Economia Total com SGEE GMG _{BIOGÁS} [R\$]	42.957,33
Custo de Implantação do GMG 30 kW [R\$]	100.000,00
*Custo de O&M do GMG [R\$]	21.000,00
Custo de implantação biodigestor [R\$]	161.780,00
Custo total de implantação do sistema [R\$]	261.780,00
VP custo do biodigestor no 9ª ano (reposição) [R\$]	103.661,20
VP custo do biodigestor no 18ª ano (reposição) [R\$]	66.421,34

*O custo de O&M, do GMG, contempla retífica do motor e troca de peças com desgastes severos.

**É considerado o VP de reposição do biodigestor, com reposição total no 9º e 18º ano com TMA 5,07%.

A Tabela 4.18 apresenta os valores presentes: da receita bruta de geração de energia elétrica, do investimento inicial e de reposição do sistema biodigestor, dos custos de O&M e do custo da energia elétrica comprada da rede para o sistema GMG. Nesta tabela são apresen-

tados também o valor presente líquido e o custo unitário deste sistema. O fluxo de caixas desta alternativa é ilustrado na Figura 4.25.

Tabela 4.18 - VPL dos custos de EE e Receitas de geração do GMG a biogás.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	VALOR
VP_{RB_GMG} – Valor Presente da Receita Bruta com Geração de EE do GMG [R\$]	601.213,25
VP_{IR_GMG} – Valor Presente do Investimento Inicial e Reposição do Sistema Biodigestor [R\$]	431.862,54
$VP_{O\&M_GMG}$ - Valor Presente do Custo de O&M do GMG [R\$]	293.907,44
VP_{EE} - Valor Presente do Custo de EE do GMG [R\$]	1.128.099,90
VPL_{GMG} - Valor Presente Líquido do Sistema a biogás [R\$]	1.252.656,63
CEE_{GMG} – Custo Unitário do Sistema GMG [R\$/kWh]	0,250

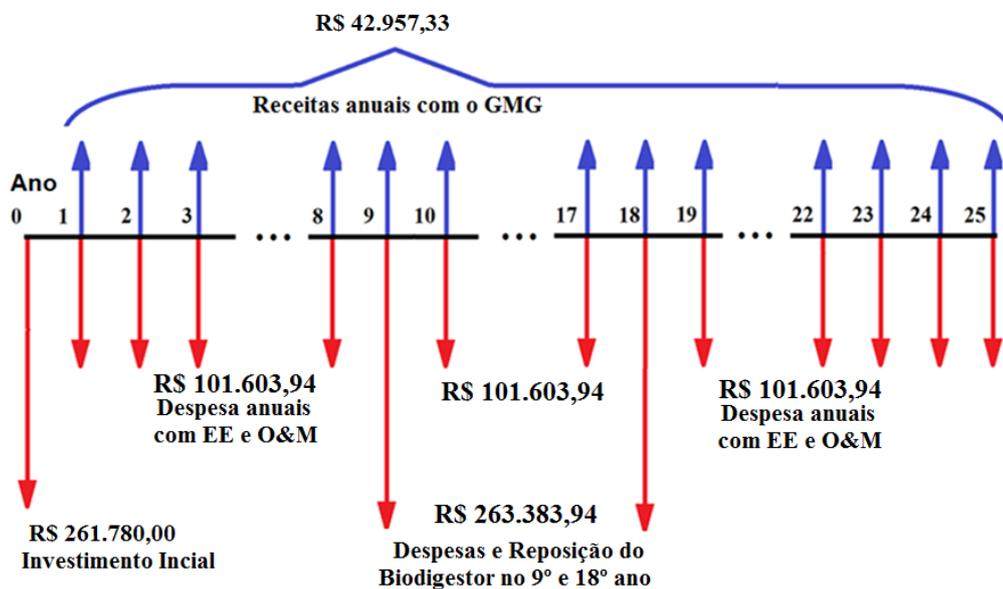


Figura 4.25 - Representação do fluxo de caixa do sistema GMG a biogás.

Ao comparar os resultados de simulação obtidos pelo HOMER e pelo Método VPL pôde-se observar que os valores são bem próximos. O resultado obtido do CPL pelo HOMER foi de R\$ 1.076.228,00. O resultado obtido pelo método do VPL foi de R\$ 1.252.656,00.

4.3.4 Viabilidade econômica do SHGD fotovoltaico/biomassa

Neste tópico é realizado um estudo de viabilidade econômica de dois sistemas híbridos de geração de energia elétrica solar fotovoltaica-biomassa conectado à rede de distribuição local, SHGD A e SHGD B. O SHGD A é composto pelo SFV A e sistema GMG conectados à rede. Já o SHGD B é composto pelo SFV B e sistema GMG conectado à rede. A Tabela 4.19, considera os projetos SFCR e GMG a biogás operando em conjunto.

Tabela 4.19 - Estimativas de custos dos projetos, geração e receitas anuais com EE dos SHGD.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	SHGD A	SHGD B
Estimativa de Geração do SHGD [kWh]	129.855,6	141.768,0
Estimativa de Receita com EE do SHGD [R\$]	50.933,26	53.883,60
Custo com EE da rede [R\$]	80.603,94	80.603,94
Reposição do SFCR 10º e 20º ano [R\$]	6.339,28	8.644,47
Reposição dos Biodigestores nos 9º e 18º anos [R\$]	161.780,00	161.780,00
Custo de O&M do SHGD [R\$]	21.645,72	21.880,53
Custo Inicial de Instalação SHGD [R\$]	390.924,40	437.886,00

A Tabela 4.20 apresenta os valores presentes: da receita bruta de geração de energia elétrica, do investimento inicial e de reposição do sistema híbrido, dos custos de O&M e do custo da energia elétrica comprada da rede para o sistema GMG. Nesta tabela são apresentados também os valores presentes líquidos e os custos unitários destes sistemas. Os fluxos de caixas dos sistemas são ilustrados nas Figuras 4.26 e 4.27.

Tabela 4.20 - VPL e custos de EE e geração EE do SHGD.

VARIÁVEL / PARÂMETRO	SHGD A	SHGD B
VP_{RB_SHGD} – Valor Presente das Receitas Brutas com EE [R\$]	712.841,18	753.433,15
VP_{IR_SHGD} – Valor Presente dos Investimentos [R\$]	567.346,22	616.613,01
$VP_{O\&M_SHGD}$ – Valor Presente dos Custos O&M [R\$]	302.944,71	306.230,98
VP_{EE} – Valor Presente dos Custos com EE [R\$]	1.128.099,90	1.128.099,90
VPL_{SHGD} - Valor Presente Líquido do SHGD [R\$]	1.285.549,65	1.297.510,74
CEE_{SHGD} - Custo Unitário de EE do SHGD [R\$/kWh]	0,257	0,259

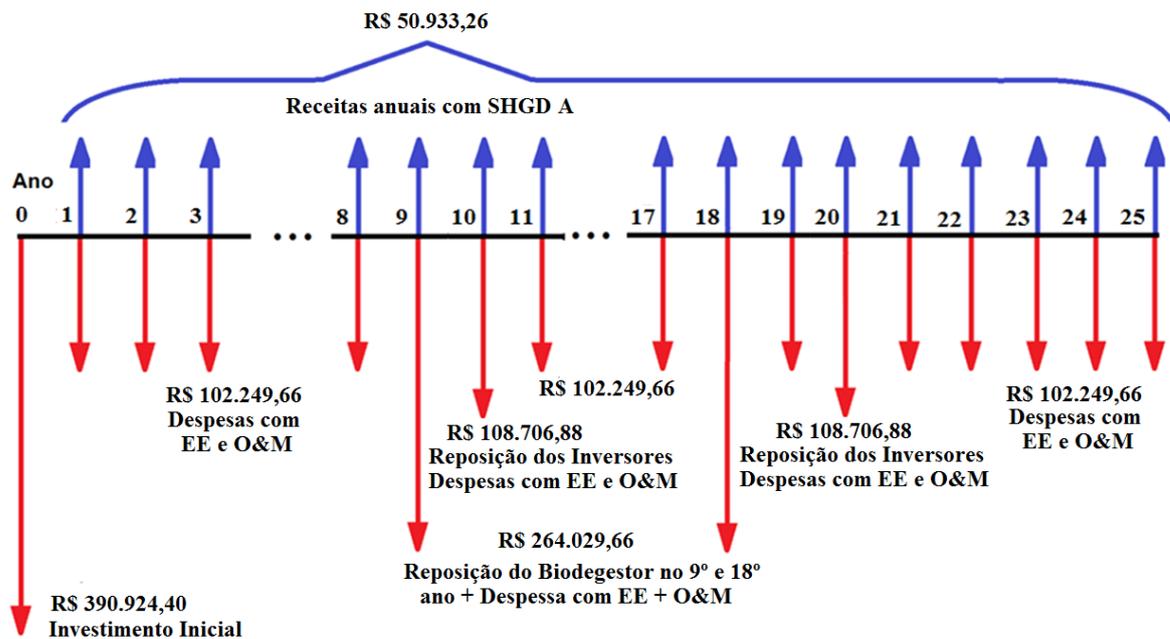


Figura 4.26 - Representação do fluxo de caixa do SHGD A.

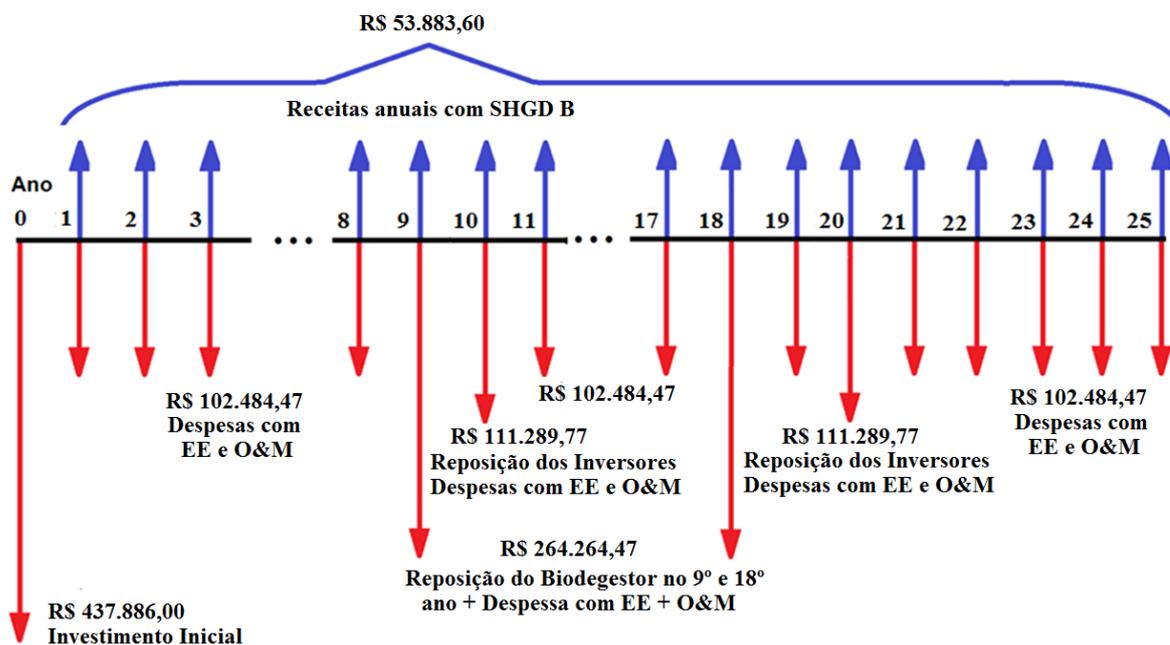


Figura 4.27 - Representação do fluxo de caixa do SHGD B.

Os resultados, obtidos com os cálculos do VPL dos SGEE, sinalizaram a não viabilidade econômica destas alternativas de projeto, com investimento inicial estimado, valor pre-

sente líquido e os custos unitários de geração superiores aos da Alternativa I. O SFCR A foi o que apresentou a melhor viabilidade econômica, com custo superior estimado em 2,91%, quando comparado ao custo da alternativa de compra de toda energia elétrica consumida da concessionária de distribuição local.

A Tabela 4.21, mostra a comparação das 6 alternativas de projetos.

Tabela 4.21 - Resultados de comparação dos sistemas SGEE.

SGEE	CUSTO [R\$/kWH]	CPL INVESTI- MENTOS [R\$]	VP RECEITAS COM EE [R\$]	VPL SGEE [R\$]	Diferença Percentual
Rede	0,225	0	0	1.128.099,90	0
SFCR A	0,238	135.483,68	111.627,93	1.160.992,91	+2,91
SFCR B	0,234	184.750,47	152.219,90	1.172.954,01	+3,98
GMG a Biogás	0,250	431.862,54	601.213,25	1.252.656,63	+11,04
SHGD A	0,263	567.346,22	712.841,18	1.285.549,65	+13,95
SHGD B	0,259	616.613,01	753.433,15	1.297.510,74	+15,01

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou a curva de carga do frigorífico de suínos, os resultados do dimensionamento proposto para os SFCR, GMG a biogás e SHGD. Após o dimensionamento, foram realizadas simulações de forma a otimizar os SGEE, comparando as diferentes configurações de SGEE com a alternativa de compra da concessionária de toda a energia elétrica consumida no frigorífico. Nestas simulações foram incluídas análises de sensibilidade de alguns parâmetros que afetam a viabilidade econômica dos sistemas analisados, tais como: custo unitário do sistema fotovoltaico e tarifa de energia elétrica. Percebeu-se que a redução do custo unitário e aumento da tarifa influenciam positivamente na viabilidade econômica dos projetos de investimento analisados quando comparados com a alternativa de compra de toda energia elétrica da concessionária de distribuição local.

Os resultados obtidos com o método do Valor Presente Líquido (VPL) ficaram muito próximos aos resultados das simulações obtidas com o HOMER *Energy*, para os SGEE analisados, em que foram comparados os resultados de Custo Presente Líquido (CPL) e de Valor Presente Líquido (VPL).

Os resultados apresentados mostraram que os SGEE analisados são inviáveis. O SFCR A foi a alternativa que apresentou o CPL mais próximo do CPL da Alternativa I.

Com a redução do custo unitário de geração dos SFCR e aumento da tarifa de energia elétrica todos os SGEE apresentaram CPL menores que a Alternativa I. O SHGD B foi o que apresentou a menor diferença entre os custos anuais de operação, de custo presente líquido e custo unitário de geração.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho analisou e comparou a viabilidade técnica e econômica de alternativas de investimento em fontes de energia renováveis, conectado à rede de distribuição local, para suprir parte da demanda de energia elétrica de um frigorífico de suínos, localizado na região metropolitana da cidade de Goiânia.

Os estudos de casos apresentados foram realizados através do software de simulação HOMER Energy, considerando as seguintes alternativas de investimento: toda energia comprada da concessionária local (sistema atual), SFCR, GMG de combustão interna a biogás conectado à rede, e SHGD, composto por SF e GMG a biogás, ambos conectados à rede local.

Projetos de SHGD que utilizam SF e GMG a biogás, conectados à rede, são promissores no país, uma vez que o Brasil é privilegiado em recurso solar e biomassa. Estes sistemas contribuem, sobremaneira, para a diversificação da matriz energética, redução da necessidade do consumo de energia proveniente das concessionárias e contribuem para a redução das emissões de gases causadores do efeito estufa.

Os sistemas são utilizados para suprirem parte da demanda de energia elétrica, do frigorífico em questão, aproveitando a irradiação solar para geração fotovoltaica e o biogás produzido no sistema biodigestor como combustível para o GMG. A combinação de diferentes fontes de energia em um sistema híbrido oferece possibilidades de uso de energias renováveis disponíveis no local.

Para a realização das simulações apresentadas nesta dissertação, foram utilizados dados, tais como: curva de carga e valores das tarifas contratadas do frigorífico, índice de irradiação solar da região e custos individuais dos componentes, cotados a partir de fornecedores de SFCR e GMG a biogás. Os cálculos relacionados à produção fotovoltaica foram feitos utilizando-se os seguintes dados: i) irradiação solar disponibilizado através do banco de dados do software HOMER Energy; ii) área disponível para instalações dos módulos fotovoltaicos; e iii) capacidade de geração de cada módulo. Já a estimativa de produção de biogás, para inserção dos dados de consumo de combustível do GMG e estimativa geração de energia elétrica no HOMER, foi obtida utilizando-se o software Geração e Uso Energético versão 1.0, que a partir da produção diária, estima a produção total mensal de biogás, tanto dos resíduos do alojamento quanto dos resíduos do abatedouro de suínos.

Os resultados das simulações realizadas com o Software HOMER Energy mostraram que: i) os SGEE propostos são considerados economicamente inviáveis, quando comparados com o sistema atual; ii) o SFCR A é o sistema que mais se aproximou dos custos do sistema atual de fornecimento de energia elétrica; iii) o sistema GMG a biogás é o que possui o menor custo unitário de geração energia elétrica; e iv) dentre os sistemas híbridos simulados, a alternativa que apresentou a melhor viabilidade econômica foi o SHGD A, a qual apresentou menor investimento inicial e menor custo presente líquido, quando comparados com o sistema atual.

Na análise de sensibilidade foi possível perceber que a diminuição do custo unitário de geração dos SF e o aumento na tarifa de energia elétrica contribuíram positivamente para a viabilidade das alternativas de investimento analisadas. O aumento da tarifa contribui para a viabilidade econômica destes empreendimentos, no entanto, não é benéfica para a sociedade. Em um cenário hipotético, em que haja aumento de 18% das tarifas de energia elétrica e diminuição de 10% do custo unitário de geração dos SF, percebeu-se a que todos os projetos passam a se tornar viáveis quando comparados com o sistema atual. Nestas condições, o SHGD B, foi o que apresentou melhor viabilidade econômica, ou seja, foi a alternativa que apresentou menores valores de: custo unitário de geração de energia elétrica, custo anual de operação e custo presente líquido.

Os resultados obtidos com o método do VPL para cada alternativa de investimento mostraram que: i) os valores encontrados são muito próximos aos apresentados nas simulações realizadas com o HOMER; ii) os SGEE são economicamente inviáveis, quando comparados com o sistema atual; iii) o SFCR A é o que possui o menor VPL, dentre as alternativas de investimento analisadas, quando comparadas com a compra de toda energia elétrica da rede; iv) o investimento inicial do SFCR em conjunto com o GMG a biogás elevou o VPL dos SHGD A e B, tornando-os menos atrativos economicamente, dentre os SGEE analisadas.

As implementações de políticas públicas de incentivos e/ou ações e programas governamentais que venham incentivar e promover a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis tornam-se necessárias no Brasil. Muitas destas ações contribuem diretamente para a viabilidade econômica destes empreendimentos. Dentre estas políticas/ações, destacam-se: i) diminuição das taxas de juros de financiamento; ii) investimento em P&D em SGEE renováveis; iii) implementação de campanhas publicitárias educativas; iv) investimento em capacitação técnica; v) desburocratização do acesso à GD junto às concessionárias de distribuição; vi) implementação de tarifas prêmio aos produtores independentes que produzirem

energia a partir de fontes renováveis; e vii) oferecer subsídios fiscais para instalação de indústrias nas mais diferentes etapas da cadeia produtiva das fontes de energias renováveis.

Como proposta de trabalhos futuros, destacam-se: i) inclusão da receita proveniente dos créditos de carbono na análise de viabilidade econômica; ii) análise técnica-econômica de SHGD com adição de outros sistemas de geração, compatível com os recursos energéticos da região em estudo; iii) expandir os estudos através do software *HOMER Energy* e outros simuladores computacionais de forma a quantificar a redução das emissões dos SHGEE, bem como analisar a viabilidade econômica destas alternativas a partir do aumento da cadeia produtiva no frigorífico em estudo; iv) avaliar o sistema quanto às perdas de geração e distribuição de energia elétrica, tanto no SFCR quanto no GMG a biogás; e por último v) aprofundar mais os estudos relacionados às políticas públicas de incentivo ao uso da geração de energia elétrica através de fontes renováveis.

6 REFERÊNCIAS

ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Junho de 2012. Disponível em:

<<http://abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>> Acesso em: 31 ago. 2014.

AMERICADOSOL. **Cartilha educativa sobre eletricidade solar**. Disponível em:

<<http://pt.slideshare.net/robsonqsmrs/cartilha-energiasolaramericasol-1>> Acesso em: 31 ago. 2014.

ANDRADE, Leônidas. **Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira**. Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos. ABINEE, Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. Disponível em:

<<http://www.ieila.org/inovafv/admin/resources/uploads/leonidasbandrade.pdf>> Acesso em: 18 nov. 2013.

AFGAN, Nain H.. **Sustainability assessment of a hybrid energy system**. Elsevier - Energy Policy 36 (2008) 2903– 2910. Acesso em: 26 set. 2012.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do brasil**. Agência Nacional de Energia Elétrica. ed. Brasília: Aneel, 2008.

ANEEL. **Revisão da Receita Anual Permitida – RAP dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica**. Nota técnica número 146/2014 – SER/ANEEL abril de 2014. Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em: 15 ago. 2014.

BALAMURUGAN, P. **An Optimal Hybrid Wind-biomass Gasifier System for Rural Areas**. Energy Sources, Part A, 33:823–832, 2011 -Copyright © Taylor & Francis Group, LLC - ISSN: 1556-7036 -1556-7230 - DOI: 10.1080/15567030903117646. Acesso em 26 set. 2012.

BEN. **Balanco Energético Nacional 2013**: Ano base 2012 - Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

BRASIL, Haroldo Guimarães. **Avaliação moderna de investimentos**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2002.

BRONZATTI, F. L., et. al.. **Matrizes Energéticas no Brasil: Cenário 2010-2030**. In: XXVIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção: A integração de cadeia produtivas com a abordagem da manufatura sustentável. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. 2008.

CEPEL. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, CRESCESB, março 2014. 530p.

CERVI, Ricardo G.. Viabilidade econômica da utilização do biogás produzido em granja suínica para geração de energia elétrica. Revista de Eng. Agrícola Jaboticabal, v.30, n.5, p.831-844, set/out 2010.

CGEE. **Química verde no Brasil: 2010-2030**- Brasília, DF: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2010.

CHAUREYA, A.. **Carbon abatement potential of solar home systems in India and their cost reduction due to carbon finance**. ELSEVIER - Energy Policy 37 (2009) 115–125. Acesso em 26 set. 2012.

COELHO, Suani Teixeira, et. al.. **Atlas de Bioenergia do Brasil** – São Paulo. Projeto Fortalecimento Institucional do CENBIO. Convênio 721606/2009 – MME 2012.

CRESESB. **Energia Solar Princípios e Aplicações**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Rio de Janeiro: 2006.

DAUD, Abdel-Karim. **Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions**. Elsevier – Renewable Energy 44 (2012) 215-224. Acesso em: 26 set. 2012.

EPIA – **European Photovoltaic Industry Association. Global market outlook for photovoltaics**. 2013-2017. 2013 60 p. Disponível em: <http://www.epia.org>. Acesso em: 31 ago. 2014.

FREITAS, Henrique de Araújo, et. al. **Análise de viabilidade técnica e econômica da inserção de sistema solar fotovoltaico conectado a rede elétrica na planta de um shopping center**. Trabalho de conclusão de curso IFG. 2014.

GAZOLI, J. R.; VILLALVA, M. .G; GUERRA, J. **Energia solar fotovoltaica capítulo XI**. Disponível em: <http://www.osestoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed82_fasc_energias_renovaveis_cap10.pdf>. Acesso em: 22 de Fev. de 2014.

GREENPEACE. **O Protocolo de Kyoto**. Disponível em: <www.greenpeace.org.br/clima/pdf/protocolo_kyoto.pdf>. Acesso em: 26 set. 2012.

HOMER. **Energy modeling software for hybrid renewable energy systems**. Optimising Clean Power Everywhere – Outubro 2014.

INPE. **A astronomia no dia-a-dia**. Apostila de Astronomia 1. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais INPE, São José dos Campos 2003.

KOUSSA, D. Saheb-. **Economic and technical study of a hybrid system (wind–photovoltaic–diesel) for rural electrification in Algeria**. ELSEVIER - Applied Energy 86 (2009) 1024–1030. Acesso em 26 set. 2012.

LUSOSOL. **Instalador oficial Edilcamin distrito Setubal**. Acessado em agosto 2014. Disponível em: <<http://www.lusosol.com/start.htm>> Acesso em: 31 ago. 2014.

NANDI, Sanjoy Kumar. **Techno-economical analysis of off-grid hybrid systems at Kuttubdia Island, Bangladesh**. Elsevier - Energy Policy 38 (2010) 976–980. Acesso em: 26 set. 2012.

NAVARRO A. Pérez. **Hybrid biomass-wind power plant for reliable energy generation**. ELSEVIER - Renewable Energy 35 (2010) 1436–1443 REMAN, Shafiqur. Feasibility study of a wind-pv-diesel hybrid power system for a village. Elsevier - Renewable Energy 38 (2012) 258 – 268. Acesso em: 26 set. 2012.

NREL. **Solar Energy Technologies Program**. National Renewable Energy Laboratory – NREL. <Disponível em: http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg> Acesso em: 08 out. de 2014.

NETO, M.R. Borges. **Biogas/photovoltaic hybrid power system for decentralized energy supply of rural areas**. Elsevier - Energy Policy 38 (2010) 4497–4506. Acesso em: 26 set. 2012.

OLIVEIRA, Kallenya Thays L., et. al.. **Uma contribuição ao estudo dos impactos ambientais em frigoríficos e ações mitigadoras**. Trabalho de conclusão de curso IFG. 2010.

OLIVEIRA, Wesley Rodrigues de, et. al.. **Avaliação do potencial de geração de energia elétrica e dos créditos de carbono a partir do aproveitamento energético do biogás produzido em estações de tratamento de esgoto - Estudo de caso**. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás. Goiânia 2011.

PECORA, V. **Implantação de uma Unidade Demonstrativa de Geração de Energia Elétrica a partir do Biogás de Tratamento do Esgoto Residencial da USP – Estudo de Caso**. 2006. 152 p. Dissertação de Mestrado – PIPGE. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo.

PELÁGIO, Paulo Roberto F. Silva. **Estudo da viabilidade técnica para implantação de painéis fotovoltaicos no Câmpus Goiânia do IFG**. Artigo 61-1. Anais do 5º Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife – PE. 2014.

PINHO, João Tavares, et. al.. **Sistemas Híbridos**. / Brasília : Ministério e Minas e Energia, 2008. 396p. : il. 21 × 30cm. (Soluções energéticas para a Amazônia).

PRODIST. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. Agencia Nacional de Energia Elétrica. Brasília 2013.

REIS, Lineu Belicio. **Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável**. 1ª Edição. São Paulo: EDUSP, 2002.

REMAN, Shafiqur. **Feasibility study of a winde-pv-diesel hybrid power system for a vil-lage**. Elsevier - Renewable Energy 38 (2012) 258 – 268. Acesso em: set 2012.

RIO + 20. **Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável Rio + 20**. Rio de Janeiro, 13 a 18 de junho de 2012. Acesso em: 26 set. 2012.

ROSA, Victor Hugo da Silva. **Energia elétrica renovável em pequenas comunidades no Brasil: em busca de um modelo sustentável**. Victor Hugo da Silva Rosa. Brasília 2007. 440p.

SANTOS, Alison Alves. **Projeto de geração de energia eólica**. Universidade de Santa Cecí-lia. SP 2006. 75p.

SILVA, Jones Souza da. **Guia de Introdução para o HOMER Legacy (Versão 2.68)**. Mo-delo de Otimização para Micro Centrais de Energia. Tradução para Língua Portuguesa. Insti-tuto de Pesquisas Hidráulicas - UFRGS. Fevereiro 2012.

SILVA, S. B.. **Dimensionamento ótimo de sistemas híbridos, com geração fotovoltaica e célula a combustível, para atendimento a comunidades isoladas na Amazônia**. Tese de Doutora em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 132p. 2010.

SILVA, Sergio B.. **Economic evaluation and optimization of a photovoltaic–fuel cell–batteries hybrid system for use in the Brazilian Amazon**. Elsevier - Energy Policy 38 (2010) 6713–6723. Acesso em: 26 set. 2012.

SUNDATA. **Base de dados de radiação solar incidente**. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php>> . Acesso em: 11 nov. 2014.

SUNWAY. **Solar and wind energy** - Second Edition 2013 - 153410109 IT-EN – Setembro. 2013.

TIBA, Chigueru, et. al.. **Atlas Solarimétrico do Brasil**. Recife UFPE, 2000. 111 p.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. Fontes Renováveis de Energia no Brasil. 1ª Edição. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

VIANA, Susana F. A. Castro. **Modelação de micro-sistemas híbridos fotovoltaicos/eólicos para produção descentralizada**. Dissertação de Doutoramento em Ciências da Engenharia - Universidade Técnica de Lisboa - Junho de 2009.

VADIRAJACHARYA, Dr. **Rural Electrification Through Solar and Wind Hybrid System: A Self Sustained Grid Free Electric Power Source**. ELSEVIER - Energy Procedia 14 (2012)2081 – 2087 – ICAEE 2011. Acesso em: 26 set. 2012.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012.

WBGU. **World in transition towards sustainable energy systems**. German Advisory Council on Global Change (WBGU), 2004. Acesso em: 26 set. 2012.

ZILLES, Roberto, et. al.. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012 - Coleção aplicações de energia fotovoltaica: 1.