



Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

GERSON FREIRE DO NASCIMENTO

Estudo piloto de uma microgeração solar fotovoltaica conectada à rede e com armazenamento em baterias em Santa Rosa, RS.

São Paulo

2013

GERSON FREIRE DO NASCIMENTO

Estudo piloto de uma microgeração solar fotovoltaica conectada à rede e com armazenamento em baterias em Santa Rosa, RS.

Projeto de pesquisa apresentado como conclusão de curso ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica (PECE) da Universidade de São Paulo - Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Professor Dr. Racine Tadeu Araújo Prado.

São Paulo

2013

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Gerson Freire do Nascimento
gersonfreire@uol.com.br

FICHA CATALOGRÁFICA

Nascimento, Gerson Freire do

**Estudo piloto de uma microgeração solar fotovoltaica conectada à rede e com armazenamento em baterias em Santa Rosa, RS / G.F. do Nascimento. -- São Paulo, 2013.
106 p.**

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração, Distribuída e Eficiência Energética). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1. Energia solar 2. Energia solar fotovoltaica 3. Microgeração 4. Fotovoltaico I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Programa de Educação Continuada em Engenharia II. t.

BANCA EXAMINADORA

Nome: NASCIMENTO, Gerson Freire.

Título: Estudo piloto de microgeração solar fotovoltaica conectada à rede e com armazenamento em baterias em Santa Rosa, RS

Projeto de pesquisa apresentado como conclusão de curso ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Banca Examinadora

Prof. Dr. **José Roberto Simões Moreira** Instituição: Universidade de São Paulo

Prof. Dr. **Racine Tadeu Araújo Prado** Instituição: Universidade de São Paulo

Prof. Dr. **Dr. Eduardo Ioshimoto** Instituição: Universidade de São Paulo

DEDICATÓRIA

Dedico às três grandes mulheres de minha vida. Maria, a mãe que me mostrou os caminhos da vida e me forneceu a base do que sou. Vera, a maravilhosa companheira, pelo apoio e compreensão durante minha ausência do nosso convívio para a elaboração deste trabalho e Aline, a filha amiga e prestativa, colaborando para que eu mantivesse o foco.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por me permitir ter saúde e lucidez para buscar o conhecimento.

À família, minha mãe e meu pai (em memória), a quem sou grandiosamente grato por me ensinarem os valores da vida, incluindo a importância do saber e por sempre me incentivarem incondicionalmente nos estudos. Também agradeço a companheira e amiga Vera e a filha Aline pela compreensão, força e colaboração para que o foco fosse mantido.

A todos os professores que se dispuseram a ensinar com afinco e clareza disponibilizando seus conhecimentos e suas experiências, em especial ao Prof. Pacheco, o qual esbanja prazer e alegria no ensinar, dando um sabor diferenciado ao verbo aprender. Ao Prof. Racine que me orientou e incentivou com entusiasmo, disponibilizando seu tempo e conhecimentos, para o enriquecimento deste trabalho.

Aos amigos Álvaro e Thomas que colaboraram com a troca de conhecimentos e discussões técnicas para o aprimoramento deste trabalho.

“The sun will be the fuel of the future”

Anonymous, 1876, Popular Science.

SUMÁRIO

Estudo piloto de uma microgeração solar fotovoltaica co-	3
BANCA EXAMINADORA	1
DEDICATÓRIA	1
AGRADECIMENTOS	2
SUMÁRIO	4
FIGURAS	7
TABELAS	9
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	10
RESUMO	11
ABSTRACT	12
1. INTRODUÇÃO	15
2. OBJETIVOS	21
3. JUSTIFICATIVA	22
4. METODOLOGIA	23
5. REVISÃO BIBLIOGRAFICA	24
5.1 Radiação Solar	26
5.2 Células, Módulos e Painéis Fotovoltaicos	28
5.3 Tipos construtivos de células fotovoltaicas	30
5.3.1 Monocristalinos	30
5.3.2 Policristalinos	31
5.3.3 Filmes finos	31
5.4 Curvas características de Corrente, Tensão e Potência	32
5.5 Temperatura das células	33
5.6 Ponto de Máxima Potência	35
5.7 Coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência	37
5.8 Modelo Polinomial de Potência	37
5.9 Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)	39
5.10 Inversores	40
5.10.1 Características dos Inversores de SFCR	41
5.10.2 Inversores controlados pela rede elétrica	42
5.10.3 Inversor sem transformador	44

5.10.4	Ilhamento	44
5.10.5	Modo de conexão com a rede elétrica	45
5.10.6	Sincronismo com a rede elétrica.....	45
5.10.6.1	Nível de tensão	46
5.10.6.2	Frequência.....	46
5.10.6.3	Ângulo de fase	46
5.10.7	Seguimento do ponto de máxima potência (SPMP)	47
5.10.8	Eficiência de seguimento do ponto de máxima potência	48
5.11	Fator de dimensionamento do Inversor (FDI)	49
5.12	Eficiência de conversão.....	52
5.13	Potência de saída do SFCR	54
5.14	Sistema de armazenamento de energia	55
5.14.1	Banco de Baterias	60
6.	ESTUDO DE CASO	61
6.1	ANEEL - Resolução Normativa 482	61
6.1.1	Contextualização	61
6.1.2	Termos e condições.....	62
6.2	CPFL - Norma Técnica 15303.....	63
6.2.1	Contextualização	63
6.2.2	Termos e condições.....	63
6.2.3	Trâmite para implantação e estabelecimento de contrato	66
6.3	Dados do local	66
6.4	Avaliação do potencial solar da cidade de Santa Rosa	66
6.4.1	Insolação solar diária média mensal	67
6.4.2	Radiação extraterrestre diária mensal	71
6.4.3	Declinação solar	73
6.4.3.1	Irradiação média global sobre superfície inclinada de β	74
6.4.3.2	Índice de claridade média mensal	74
6.4.3.3	Ângulo horário do Sol	74
6.4.3.4	Radiação Solar	75
6.4.3.5	Cálculo da Irradiância média global sobre superfície inclinada	76
6.5	Estimativa de geração de energia pelo gerador FV	77
6.6	Cargas elétricas	80
6.7	Dimensionamento do Inversor.....	82

6.7.1	Eficiência de conversão.....	84
6.8	Dimensionamento do sistema de armazenamento de energia.....	86
6.8.1	Dimensionamento do inversor / controlador de carga	89
6.8.2	Dimensionamento do banco de baterias	90
6.9	Resumo geral do SFCR	93
6.10	Viabilidade econômica simplificada.....	93
7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	96
	REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	98
	ANEXOS	100

FIGURAS

Figura 1.1: Média anual do total diário de irradiação solar global incidente no Brasil.	17
Figura 1.2: Crescimento mundial da capacidade instalada de FV	18
Figura 1.3: Capacidade instalada de sistemas isolados x conectados a rede	18
Figura 1.4: Evolução da participação dos países na capacidade instalada mundial	19
Figura 1.5: (a) Matriz energética brasileira e (b) Matriz de energia elétrica.....	19
Figura 5.1: Produção Mundial de Células / Módulos de 2000 a 2011	25
Figura 5.2: Principais regiões do sol.	26
Figura 5.3: Variação da constante solar	27
Figura 5.4: Radiação solar direta, difusa e refletida	28
Figura 5.5: Junção de silício P-N	29
Figura 5.6: Efeito fotovoltaico	29
Figura 5.7: Célula, módulo e painel fotovoltaico.....	30
Figura 5.8: Célula de silício monocristalino.....	31
Figura 5.9: Célula de silício policristalino.....	31
Figura 5.10: Célula de filme fino	32
Figura 5.11: Curva característica $I \times V$ típica de uma célula FV	33
Figura 5.12: Curva característica $I \times V$ para diferentes radiações e temperatura de 25 °C ...	35
Figura 5.13: Curva característica $I \times V$. Diferentes temperaturas e radiação de 1000 W/m ² . 35	
Figura 5.14: Variação do Ponto de Máxima Potência	36
Figura 5.15: Curva de eficiência do Inversor SMA Sunny Tripower 17000TL.....	38
Figura 5.16: Exemplo de um sistema SFCR.....	39
Figura 5.17: Princípio de modulação com pulso de tensão	43
Figura 5.18: Inversor trifásico sem transformador SMA Sunny Tripower 10000TL	44
Figura 5.19: Modos de conexão dos inversores com a rede elétrica.....	45
Figura 5.20: Nível de tensão U_1 e U_2	46
Figura 5.21: Frequência das fontes geradoras.....	46
Figura 5.22: Ângulo de fase das fontes geradoras	47
Figura 5.23: Curva característica $I \times V$ e os PMP para duas intensidades de irradiação	48
Figura 5.24: Eficiência total de um inversor em dois pontos diferentes pontos de operação. 49	
Figura 5.25: Curva de potência de saída de um inversor, com limitação da Pot_{maxInv} e a correção por simulação (extrapolação de dados)	51
Figura 5. 26: Produtividade de SFCR (YF) em função do FDI para sete modelos de inversores.	51
Figura 5.27: Curva de eficiência do Inversor SMA Sunny Boy 5000TL.....	53
Figura 5.28: Curva da vida útil de uma bateria para uma temperatura de 25°C.....	59
Figura 5.29: Vista explodida de uma bateria estacionária	60
Figura 6.1: Dados, vista 3D e vista lateral do prédio	66
Figura 6.2: Tela de entrada da latitude e longitude do local desejado	67
Figura 6.3: Radiação solar no plano horizontal na cidade de Panambi, RS (SunData 2.0)... 68	
Figura 6.4: Movimento solar e dos módulos (sistema de rastreamento).....	70
Figura 6.5: Captação da radiação solar com painéis com e sem rastreamento	70
Figura 6.6: Ângulo de inclinação dos módulos FV	71

Figura 6.7: Órbita da Terra em torno do Sol com eixo N-S inclinado $23,5^\circ$	73
Figura 6.8: Características construtivas do elevador (a.) sem casa de máquinas; (b.) regeneração de energia; (c.) cintas de aço 3 mm, revestidas de poliuretano	81
Figura 6.9: Esquema básico de utilização do inversor Sunny Island em uma rede trifásica .	90
Figura 6.10: Representação esquemática do banco de baterias	92

TABELAS

Tabela 5.1 - Marcos históricos no desenvolvimento da energia fotovoltaica (Dutra, 2010) ...	24
Tabela 6.1 – Nível de tensão conforme potência instalada.....	64
Tabela 6.2 - Radiação diária média mensal das localidades próximas a Santa Rosa.....	68
Tabela 6.3 - Radiação diária média, mensal da cidade de Panambi (SunData 2.0)	69
Tabela 6.4 - Média diária de Radiação extraterrestre, H_o [MJ/m^2], para $GSC=1353 W/m^2$ (Duffie & Beckman, 2006).....	72
Tabela 6.5 - Radiação Extraterrestre Diária Média Mensal, H_o [MJ/m^2], $GSC=1353 W/m^2$ (Duffie & Beckman, 2006).....	72
Tabela 6.6 - Radiação Extraterrestre Diária Média Mensal, H_o [KWh/m^2], $GSC=1353 W/m^2$	73
Tabela 6.7 - Dias médios recomendados por mês e valores de declinação solar por mês (δ) [graus] (Duffie & Beckman, 2006).....	73
Tabela 6.8 – Planilha Excel com os cálculos mensais utilizando as equações 6.1 a 6.10	77
Tabela 6.9 - Características elétricas do Painele Jetion JT240Pce	78
Tabela 6.10 – Planilha Excel - cálculos de Potência e Energia gerada pelos módulos FV ...	80
Tabela 6.11 – Dados técnicos da lâmpada Philips MASTER LEDbulb	81
Tabela 6.12 – Dados elétricos da carga	81
Tabela 6.13 – Dados técnicos do Inversor STP10000TL	83
Tabela 6.14 – Configuração dos arranjos dos 52 módulos FV JT240Pce	83
Tabela 6.15 – Verificação da compatibilidade do arranjo FV com o Inversor	84
Tabela 6.16 – Planilha Excel - cálculos de Potência e Energia gerada pelo SFCR.....	86
Tabela 6.17 – Dados da carga elétrica	87
Tabela 6.18 – Dados da carga elétrica	88
Tabela 6.19 – Energia consumida pela carga em 10 horas	89
Tabela 6.20 – Dados do Inversor Sunny Island 6.0H	90
Tabela 6.21 – Dados para o dimensionamento do banco de baterias	91
Tabela 6.22 – Capacidade de armazenamento energético das baterias	91
Tabela 6.23 – Comparativo entre os modelos de bateria	91
Tabela 6.24 – Quadro resumo do SFCR	93
Tabela 6.25 – Lista de peças e serviços com valores e percentuais investidos	94
Tabela 6.26 – Simulação do projeto sem sist. de armazenamento de energia elétrica.....	95

ANEXOS

ANEXO 1 - Área disponível e layout da instalação dos módulos FV	100
ANEXO 2 – Dados Técnicos do módulo solar Jetion JT240Pce	101
ANEXO 3 – Dados técnicos do Inversor SMA Sunny Tripower STP10000TL-10	102
ANEXO 4 – Dados técnicos do Inversor SMA Sunny Island 6.0	104
ANEXO 5 – Diagrama geral.....	105
ANEXO 6 – Desenho elétrico	106

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX	Capital Expenditure (Investimento em bens de capital)
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CRESESB	Centro de Referencia para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FV	Fotovoltaico
ONS	Operador Nacional do Sistema
PMP	Ponto de Máxima Potência
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPMP	Seguidor de Ponto de Máxima Potência
STC	Condição de teste Padrão – Standard Test Conditions
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
WRC	World Radiation Center

RESUMO

O Brasil demonstra uma grande preocupação relacionada com o meio ambiente e a demanda energética do país. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Resolução Normativa nº 482 criou condições para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, incentivando a geração de energia no próprio local de consumo. O desenvolvimento do país está atrelado ao crescimento das indústrias, exigindo expansão da geração de energia para atendimento desta demanda. O momento está favorável à geração de energias renováveis, e a energia solar está em posição de destaque neste cenário. Este trabalho identifica as etapas de um projeto piloto de microgeração de energia solar e o tratamento técnico adequado para o consumo final.

Palavras-chave: Microgeração; Energia solar; Fotovoltaica.

ABSTRACT

Brazil demonstrates a great concern about the environment and energy demand of the country. The National Agency of Electric Energy (ANEEL) through Normative Resolution No. 482, created conditions for the development of distributed generation in Brazil, encouraging energy generation on site of the consumer. The country's growth is linked to the growth of industry, requiring expansion of power generation to supply this demand. The present moment is favorable to renewable energy generation, positioning the solar energy with emphasis in this scenario. This study seeks to identify the stages of a pilot project of micro generation of solar energy, and the technical handling suitable for final consumption of this energy.

Keywords: Micro generation, Solar Energy, Photovoltaic.

1. INTRODUÇÃO

O Sol envia para o Planeta Terra anualmente ($1,5 \times 10^{18}$ kWh) 10 mil vezes mais energia do que a humanidade consome (CRESEB) e embora o crescimento do uso da energia solar venha crescendo vertiginosamente a cada ano, ainda é muito pequeno o potencial utilizado. A energia solar é a base para a existência de outras energias, uma fonte de energia inesgotável, que não emite gases poluentes e nem gera resíduos.

Faz-se uma necessidade de diversificação de nossa geração elétrica, diminuindo a geração através de combustíveis fósseis e também de grandes hidrelétricas, devido aos graves problemas ambientais e sociais associados, criando uma tendência de busca por fontes de energia ambientalmente e economicamente viáveis no contexto do país.

A geração de energia elétrica através da fonte solar é promissora em vista das oportunidades que o país tem devido existência de alta incidência solar por toda sua área geográfica (Projeto SWERA, 2006) e com a necessidade crescente de fontes alternativas, renováveis, menos poluentes e com pouco impacto ambiental.

O Brasil possui atualmente aproximadamente 20MW de capacidade de geração fotovoltaica instalada (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2012), sendo a grande maioria utilizada em sistemas isolados.

O Brasil possui uma irradiação solar global bem distribuída por suas regiões, porém o nordeste apresenta os maiores valores de irradiação, registrando-se as melhores condições na Bahia e parte do noroeste de Minas Gerais (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2012), favorecidas por suas características climáticas. Em contrapartida a região Sul registra os menores valores de irradiação solar global média, sendo destacado o litoral sul de São Paulo, litoral do Paraná e a costa norte de Santa Catarina (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2012), também influenciado pelo clima.

Para avaliação do potencial da energia solar do Brasil, podemos destacar três importantes trabalhos.

Atlas de Irradiação Solar do Brasil (1998, Instituto Nacional de Meteorologia – INMET e Laboratório de Energia Solar da Universidade de Santa Catarina – UFSC)

Atlas Solarimétrico do Brasil (2000, Universidade Federal de Pernambuco – UFPE e Companhia Hidrelétrica de São Francisco – CHESF, com apoio do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL, através do CRESESB)

Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006, Projeto SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessment, coordenado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE.

Dentre os três trabalhos, para estimativa do potencial solar no Brasil, podemos considerar o Atlas Brasileiro de Energia Solar como o mais atual e completo.

Os mapas solarimétricos possuem resolução espacial de 10 km x 10 km e apresentam:

Radiação solar global horizontal – média anual e sazonal

Radiação solar no plano inclinado – média anual e sazonal

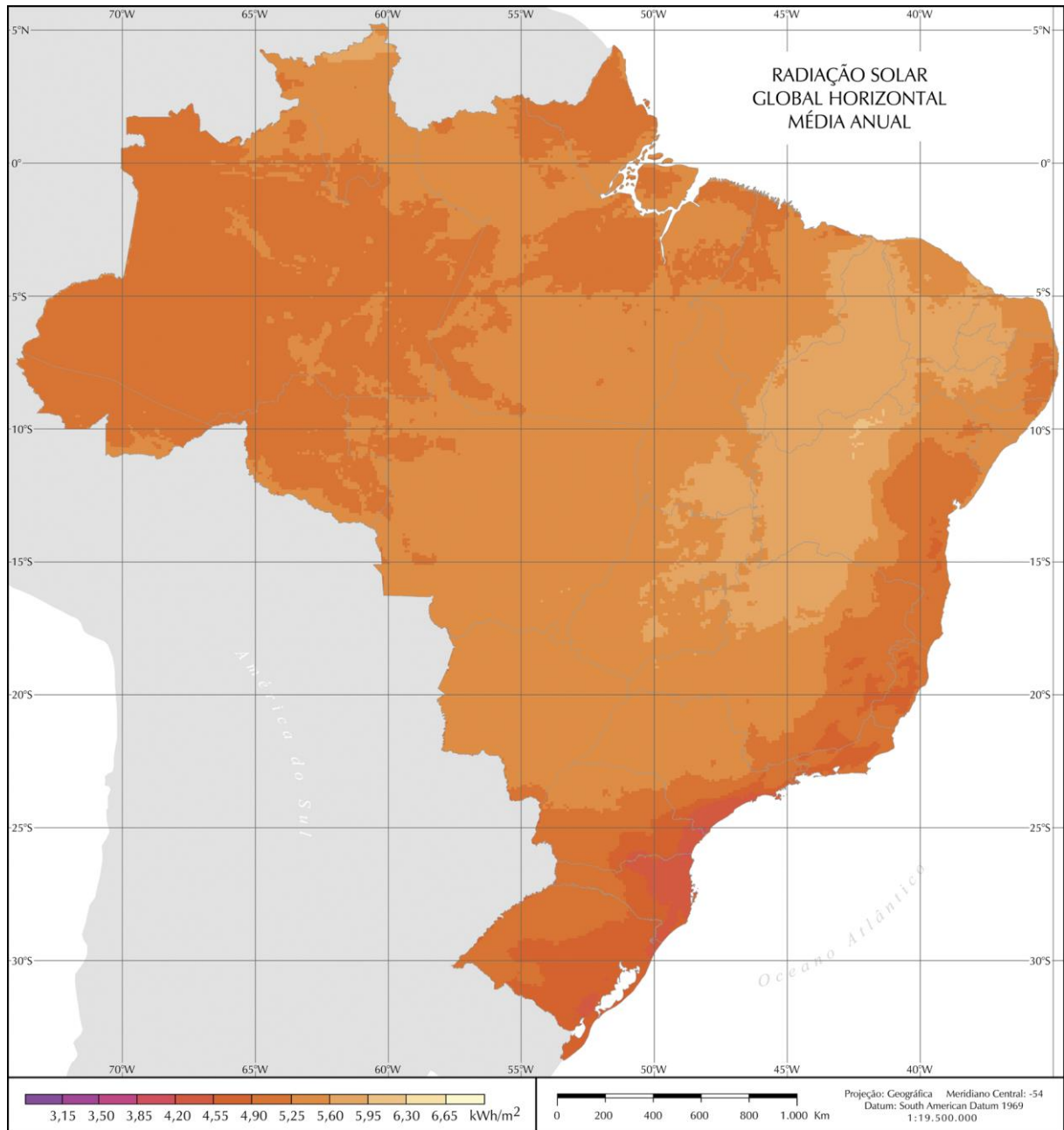
Radiação solar difusa – média anual e sazonal

Variabilidade média - média anual e sazonal

O mapa da fig.1.1, retirado do Atlas Brasileiro de Energia Solar mostra a média anual diária de irradiação solar global incidente no território nacional.

Mesmo com as diferenças climáticas devido à extensão do território brasileiro, podemos verificar uma uniformidade da irradiação solar global (média anual / diária) e valores relativamente altos em todo o território brasileiro. Destaca-se o norte do estado da Bahia com o valor máximo de irradiação global de $6,5 \text{ kWh/m}^2$, o litoral norte de Santa Catarina, com o valor mínimo de irradiação global de $4,25 \text{ kWh/m}^2$ (Projeto SWERA, 2006).

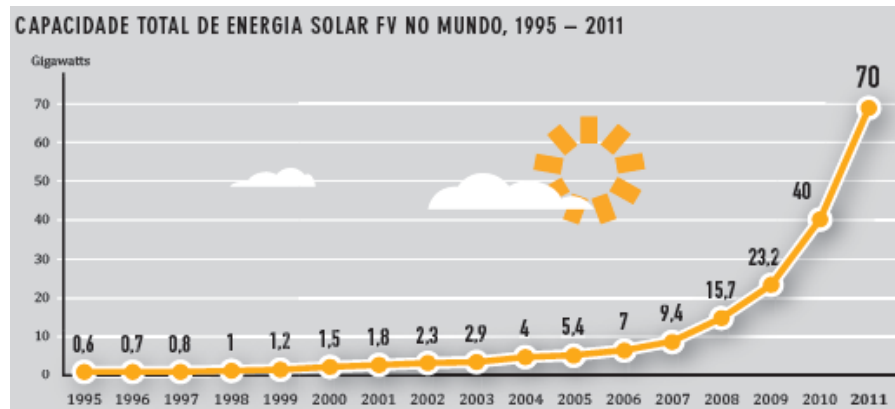
Estes valores ($1500 - 2500 \text{ kWh/m}^2$) são superiores a grande maioria dos países europeus (Projeto SWERA, 2006), como Alemanha ($900-1250 \text{ kWh/m}^2$), que é um dos países líderes no uso da energia fotovoltaica, e possuindo na sua região mais ensolarada, um valor de irradiação global menor que o menor valor do Brasil. Os valores da França ($900-1650 \text{ kWh/m}^2$) e Espanha ($1200-1850 \text{ kWh/m}^2$), onde os projetos de aproveitamento da energia solar assim como a Alemanha, já estão mais consolidados e amplamente utilizados, sendo alguns efetuados com apoio e incentivo de seus governos, são também muito inferiores aos do Brasil.



Fonte: (Projeto SWERA, 2006)

Figura 1.1: Média anual do total diário de irradiação solar global incidente no Brasil.

A capacidade de geração fotovoltaica instalada acumulada mundial vem crescendo substancialmente desde 2003, conforme demonstrado na fig.1.2.

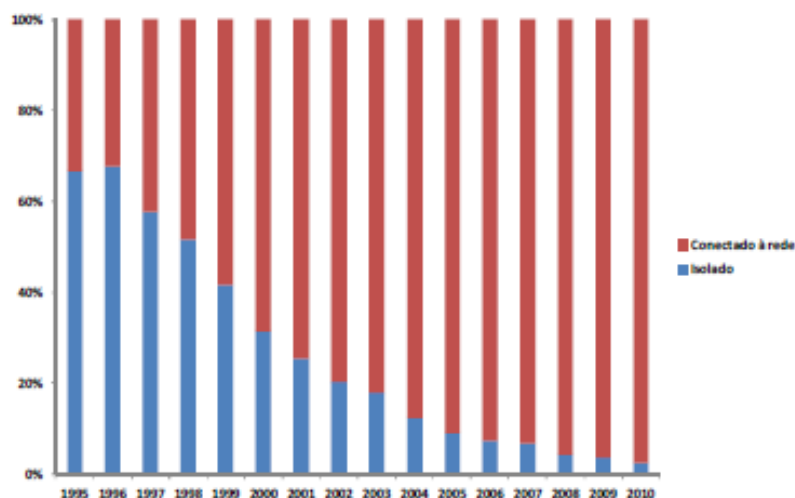


Fonte: (REN21, 2012)

Figura 1.2: Crescimento mundial da capacidade instalada de FV

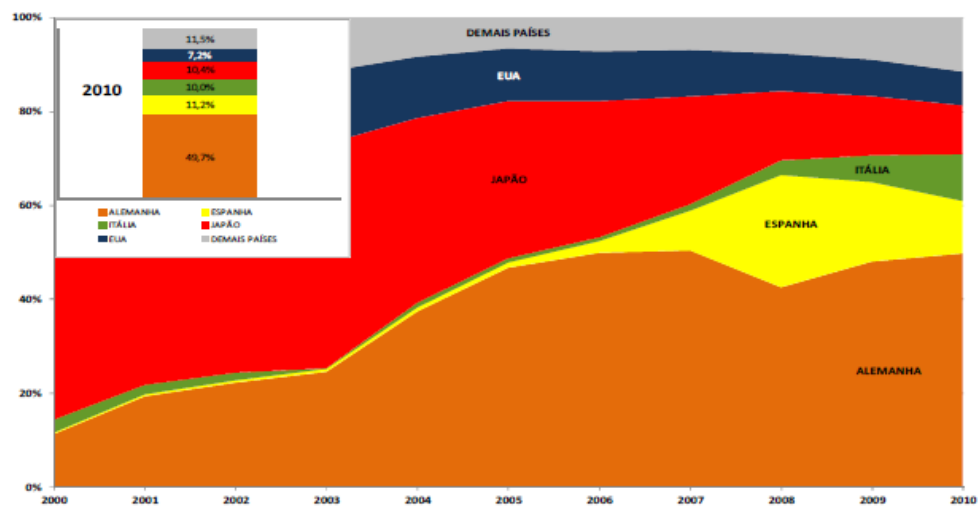
Até 2003, somente Estados Unidos, Japão e Alemanha possuíam participação relevante neste mercado. Depois de 2003, percebe-se então a entrada de Itália e Espanha neste cenário.

Segundo a Agência Internacional de Energia, a capacidade instalada acumulada mundial em geração fotovoltaica em 2010, era substancialmente composta por sistemas conectados à rede elétrica (fig.1.3), e cerca de 90% desta capacidade se concentra, em apenas cinco países: Alemanha (50%), Itália (11%), Japão (10%), Espanha (10%) e Estados Unidos (7%), conforme demonstra a fig.1.4. Em 2011, foi um ano de crescimento excepcional para tecnologia solar FV, que com um acréscimo de 30 GW, a capacidade instalada mundial decolou para 70 GW e pela primeira vez na Europa a energia solar teve o maior número de instalações do que qualquer outra tecnologia (REN21, 2012).



Fonte: (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2012)

Figura 1.3: Capacidade instalada de sistemas isolados x conectados a rede



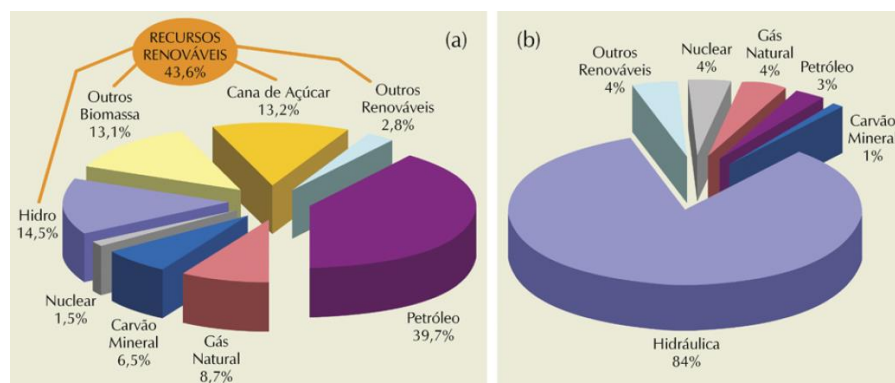
Fonte: (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2012)

Figura 1.4: Evolução da participação dos países na capacidade instalada mundial

Hoje no Brasil, a energia hidráulica é a principal fonte na matriz de geração elétrica do país, que apesar de ser uma fonte renovável e limpa, produz um grande impacto ambiental em sua criação.

Segundo a Agência Internacional de Energia, em 2011 o Brasil tinha cerca de 20 MW de capacidade de sistemas fotovoltaicos instalados, sendo a maioria em área rural, e prevê que em 2017 estejamos com 900 MW. A expansão ocorre principalmente a partir de abril de 2012, com a promulgação da regulamentação da ANEEL que trata das relações entre as concessionárias de energia e pessoas físicas ou jurídicas que invistam em energia solar fotovoltaica.

Hoje, a energia solar fotovoltaica tem uma participação incipiente na matriz energética brasileira, (fig. 1.5).



Fonte: (Projeto SWERA, 2006)

Figura 1.5: (a) Matriz energética brasileira e (b) Matriz de energia elétrica

Mesmo existindo uma grande redução dos preços dos painéis solares nos últimos anos, ainda estão em um patamar que criam dificuldades na viabilização econômica, por outro lado, as experiências internacionais e os grandes avanços demonstrados pelas análises de expansão do mercado, com consequentes ganhos na escala de produção, estão atraindo mais investidores para o processo de geração fotovoltaica.

2. OBJETIVOS

Este trabalho visa realizar um estudo de caso de um projeto solar fotovoltaico para um prédio residencial, conectado a rede elétrica e com armazenamento em banco de baterias, para alimentação contingente de sessentas lâmpadas LED de 6 W e um elevador, quando houver falta de energia por parte da concessionária local. A geração de energia do gerador fotovoltaico conectado a rede servirá para compensação de energia, como determina a Resolução Normativa 482 da ANEEL, e dar-se-á a alimentação da carga acima citada quando da falta de geração de energia pela concessionária local.

O edifício em questão está em construção e possui 13 andares, sendo 8 residenciais. O aproveitamento da geração solar juntamente com a energia armazenada nas baterias para a alimentação elétrica do elevador visa propiciar um conforto diferenciado aos moradores para que os mesmos não necessitem se locomover pelas escadas e com iluminação emergencial na ausência da alimentação elétrica da concessionária.

Este estudo identificará os principais equipamentos necessários para um sistema de SFCR de uma microgeração fotovoltaica e suas principais características, elaborando o estudo de um projeto e definindo a viabilidade técnica do mesmo.

3. JUSTIFICATIVA

A geração de energia elétrica é uma pauta atual, principalmente pelo desenvolvimento mundial, que requer aumento da capacidade de geração de energia existente. Desde 2001, no Brasil, durante a crise de energia, quando se evidenciaram grandes falhas de abastecimento, devido o crescimento da demanda sem acompanhamento na mesma medida da oferta de energia elétrica, o país atentou para a possibilidade de diversificação das fontes geradoras, segundo Rosim (2008), tema este amplamente debatido por diversos setores da sociedade brasileira. Desde então no Brasil, vem ganhando forças as gerações de energia por fontes renováveis.

O Brasil tem buscado incentivar a geração de fontes renováveis de energia elétrica, através de leilões exclusivos de energias renováveis, programa de incentivos como o PROINFA, criado para aumentar a participação de fontes alternativas no SIN, publicações de Resoluções normativas como a 482 da ANEEL de 17 de abril de 2012, que rege sobre o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição, criando também um sistema de compensação energética.

O Brasil possui interessantes índices de irradiação solar global variando de 1500 a 2500 kWh/m², que são superiores a maioria dos países da União Europeia (Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2006), demonstrando uma alta capacidade de geração solar fotovoltaica. Estando a energia fotovoltaica uma forte promessa de mercado, é então muito interessante um sistema que possa estar complementando a energia firme da concessionária, gerando desta maneira créditos na conta de fornecimento de energia elétrica e podendo também na falta da mesma propiciar uma alimentação de carga considerada prioritária para segurança e conforto dos usuários.

4. METODOLOGIA

Para a elaboração deste trabalho, utilizou-se a leitura de livros selecionados, artigos e documentação técnica relacionada aos equipamentos e ao tema, em especial a Resolução Normativa 482 da ANEEL e a Norma Técnica 15303 da concessionária CPFL, fazendo-se um resumo dos principais pontos de ambas. Foi efetuada uma reunião com a construtora do edifício para identificação da carga adequada para o projeto.

Efetuuou-se o levantamento do potencial solar da região, utilizando as suas coordenadas geográficas e juntamente com estudo da geometria solar podemos definir a orientação e inclinação adequada dos módulos solares, visando otimizar a produção de energia, considerando a conexão do sistema à rede elétrica e obtenção de crédito de energia junto a concessionária.

Com simulação em software de quantidades de módulos utilizados, levando em consideração a área disponibilizada no edifício para instalação das mesmas, definimos a configuração final do gerador fotovoltaico.

Contatou-se a concessionária de energia CPFL para obter informações quanto a sua Norma Técnica 15303 – Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica, versão 1.1 de 28/01/2013 , definindo as necessidades e os pontos básicos para conexão à rede elétrica de uma microgeração fotovoltaica.

Na elaboração da revisão bibliográfica, com o auxílio do orientador, desenvolveu-se pesquisas de material, sistemas e equipamentos utilizados em SFCR, obtendo-se o conhecimento necessário para execução do estudo proposto. Através de análises críticas e fundamentadas desenvolveu-se o estudo do projeto e as conclusões do tema, permitindo com o material apresentado, inclusive uma continuidade dos estudos sobre geração solar fotovoltaica para a região.

5. REVISÃO BIBLIOGRAFICA

Energia solar fotovoltaica é a energia convertida diretamente da luz em eletricidade (efeito fotovoltaico). A geração fotovoltaica ocorre através de uma estrutura de materiais semicondutores fotossensíveis que convertem a radiação solar em uma diferença de potencial em suas extremidades. Com a interligação elétrica dessas extremidades, temos então circulação de corrente contínua.

Este efeito foi observado inicialmente pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839 (Zilles & outros, 2012), e apenas em 1956 com o desenvolvimento da microeletrônica, iniciou-se a produção industrial.

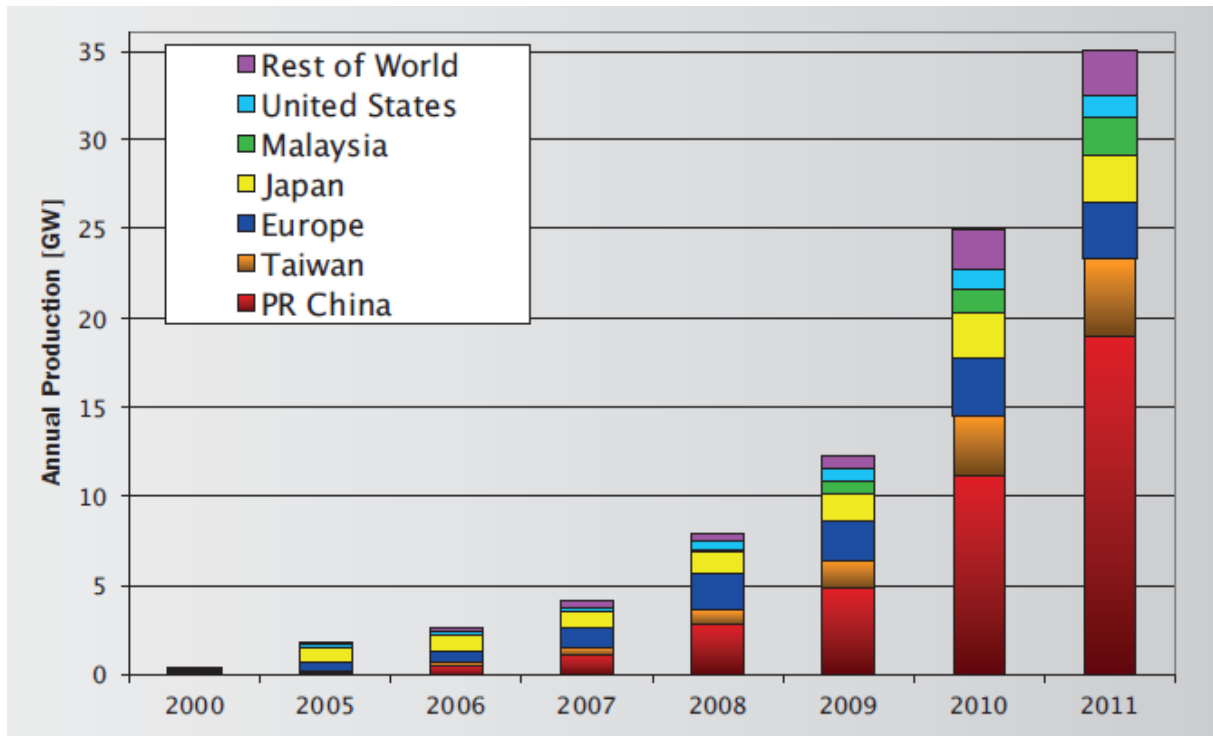
Outros marcos históricos são listados abaixo na tab. 5.1 (Dutra, 2010).

Tabela 5.1 - Marcos históricos no desenvolvimento da energia fotovoltaica (Dutra, 2010)

1876	Adams e Day observam o efeito fotovoltaico no Selênio
1879	Becquerel descobre o efeito fotovoltaico num eletrólito.
1883	Surgimento da primeira célula fotovoltaica de Selênio (eficiência de 1%).
1930	Shottky estabelece a teoria do efeito fotovoltaico.
1954	Pearson, Fuller e Chapin (Lab. Bell) - Primeira célula FV prática (mono-Silício).
1958	Primeiras células FV para alimentar um satélite (Vanguard I).
Anos 60	Aplicações espaciais da tecnologia FV.
Anos 70	Lindmeyer et al. fazem desenvolvimentos importantes nas células FV, incluindo célula de Poly-Si.
Final dos anos 70	Aplicações terrestres superam aplicações espaciais da tecnologia FV.
Anos 80	Centrais fotovoltaicas piloto de médio porte (dezenas a centenas de kWp) instaladas na Europa e EUA.
Anos 90	Utilização de tecnologia FV para eletrificação rural na maioria dos países em desenvolvimento.
1996	Produção anual mundial de 80 MWp de células fotovoltaicas
2000	Utilização em de sistemas fotovoltaicos conectados à rede na maioria dos países do primeiro mundo.
2007	Produção anual mundial de 4200 MWp de células fotovoltaicas.

Na década de 60 a utilização de células fotovoltaicas nos programas espaciais teve um papel decisivo e sofreu um grande avanço em sua tecnologia de fabricação, em sua eficiência e em seu peso. No início dos anos 70 devido à crise mundial, veio a necessidade de estudar novas formas de geração de energia, trazendo a energia fotovoltaica do âmbito espacial para o terrestre nas pesquisas e utilização do suprimento de energia.

Em 1993 alcançou-se a marca de 60 MWp produzidos em células fotovoltaicas, reinando o silício como matéria-prima utilizada. Em 2007 a produção anual mundial foi de 4200 MWp, em 2009 foram produzidos 12 GW e em 2010 foram produzidos 23,5 GW (maior que a capacidade da Usina de Itaipu) segundo a European Commission's Joint Research Centre (JRC), (fig.5.1).



Fonte: European Commissions's Joint Research Centre (JRC)

Figura 5.1: Produção Mundial de Células / Módulos de 2000 a 2011

Nos últimos anos a China tornou-se o principal centro de fabricação de células e módulos solares, seguida por Taiwan, Japão e Alemanha e dentre os vintes maiores fabricantes fotovoltaicos em 2011 apenas três tinham instalações de produção na Europa. São eles First Solar (EUA, Alemanha e Malásia), Q-Cells (Alemanha e Malasia), REC (Noruega e Singapura) (Joint Research Centre , 2012).

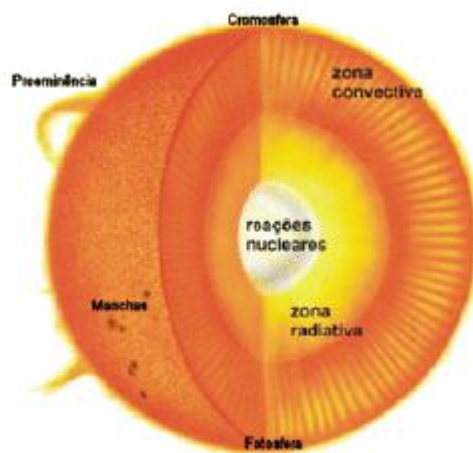
Em 2011, devido à crise econômica que afetou principalmente os países europeus e uma sobre oferta de módulos fotovoltaicos, os preços dos módulos de silício cristalinos no mercado "spot" (vendas no atacado), despencaram aproximadamente 42% na China e 31% na Alemanha (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2012). Para 2012 a situação continuou similar e com a capacidade de

produção superior a demanda do mercado, ocorreram grandes diminuições nos preços.

5.1 Radiação Solar

A radiação solar é uma forma de energia proveniente do sol, que se propaga através de ondas eletromagnéticas (ABNT NBR 10899, 2006), ocupando uma faixa espectral de 0,1 a 5 μm , composta por radiação ultravioleta, visível e infravermelha e com uma velocidade de 300.000 km/s (CEPEL - Sistema Eletrobras, 2008).

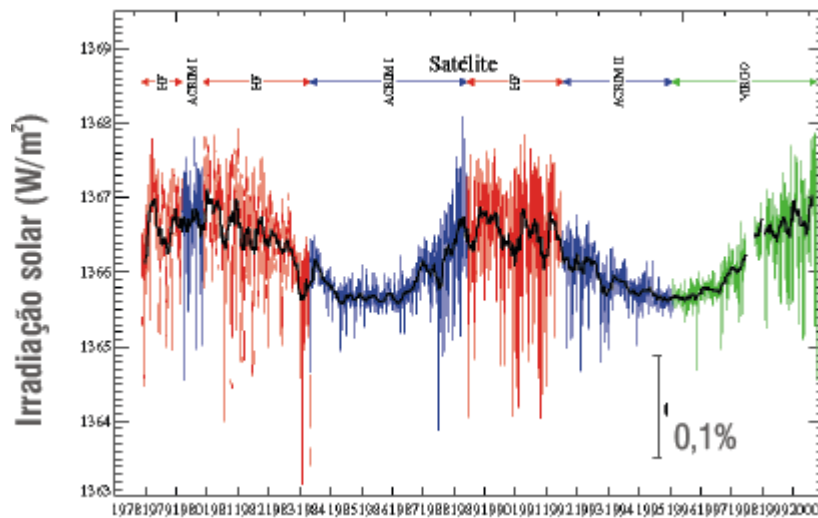
A radiação solar recebida pelo topo da atmosfera terrestre é denominada radiação solar extraterrestre, proveniente da fotosfera solar é influenciada pela distância entre o Sol e a Terra e pelas camadas externas do Sol, (cromosfera e coroa), não sofrendo influência das nuvens existentes na atmosfera e pode ser calculada com precisão, resultando em um valor com pouca variação, (fig. 5.2).



Fonte: Oliveira Filho e Saraiva (2005)

Figura 5.2: Principais regiões do sol.

Segundo Oliveira Filho e Saraiva, (2005), baseando-se em medições efetuadas por satélites, “a constante solar varia, dependendo da época no ciclo de 11 anos, de 1364,55 a 1367,86 W/m^2 ”, como mostra a fig. 5.3.



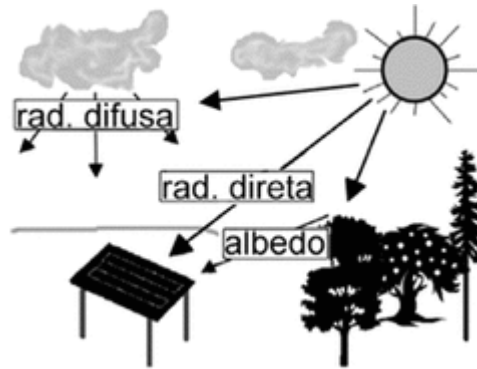
Fonte: Oliveira Filho e Saraiva (2005)

Figura 5.3: Variação da constante solar

A constante solar, GSC, é a energia do Sol, por unidade de tempo, recebida em uma unidade de área perpendicular à direção de propagação da radiação, em uma distância Terra-Sol média, fora da atmosfera. O World Radiation Center (WRC) adotou o valor de 1367 W/m^2 , com incerteza na ordem de 1% (Projeto Finep 2386/04, 2007) .

A radiação que incide no módulo FV é composta de três componentes: radiação direta, radiação difusa e radiação refletida.

A radiação direta é a radiação que incide diretamente sobre o modulo FV. A radiação difusa, é a que antes de atingir o modulo FV, sofreu uma difusão ao incidir sobre outros objetos. A radiação refletida é a componente da radiação total que é refletida antes de atingir o modulo FV, quando incide sobre os elementos constituintes da superfície onde o modulo FV está instalado, (fig. 5.4). O percentual da radiação refletida em relação à radiação incidente é denominado albedo, representado pela letra “ ρ ” e depende do coeficiente dos elementos da superfície da instalação dos módulos.



Fonte: <http://filipefs.weebly.com/uploads/5/3/9/7/5397092/3972281.gif?264>

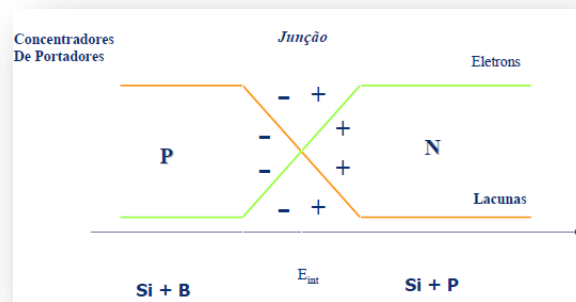
Figura 5.4: Radiação solar direta, difusa e refletida

5.2 Células, Módulos e Painéis Fotovoltaicos

A célula fotovoltaica é composta por duas camadas de material semicondutor. O semicondutor mais utilizado nas células para obtenção do efeito fotovoltaico é o silício. O cristal de silício puro possui quatro elétrons na camada de valência que se unem aos seus átomos vizinhos caracterizando uma rede cristalina, não possuindo elétrons livres, portanto um condutor elétrico ruim. Para mudança deste quadro é necessário a dopagem do silício.

O silício é o segundo elemento mais abundante existente na crosta terrestre, portanto não tendo limite quanto à obtenção do mesmo. A limitação está em se obter o conhecimento tecnológico para conseguir a pureza necessária do silício, exigida no processo de fabricação das células fotovoltaicas.

Efetuando-se a dopagem do silício com fósforo (doador de elétrons), que possui cinco elétrons na camada de valência, obtêm-se então um material portador de carga negativa (elétrons livres) denominado tipo N. Efetuando-se a dopagem do silício com boro (receptor de elétrons), que possui três elétrons na camada de valência, obtêm-se um material com “falta de elétrons”, portador de carga positiva denominado tipo P (fig.5.5).

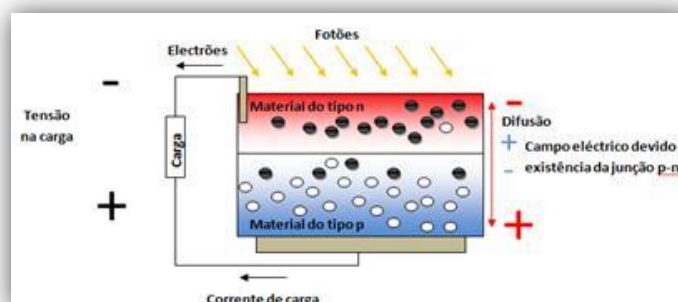


Fonte: (Dutra, 2010)

Figura 5.5: Junção de silício P-N

A célula solar é composta destas duas camadas separadas por uma junção semicondutora, formando um campo elétrico na junção P-N, com os elétrons livres da camada tipo N, que ocupam as lacunas da estrutura da camada tipo P. Com a luz incidindo sobre a célula fotovoltaica ocorre o choque dos fótons com outros elétrons da estrutura do silício transformando-os em condutores elétricos. Os elétrons então migram da camada P para a camada N. Com a conexão dos terminais das camadas P e N em uma carga, teremos uma corrente elétrica fluindo, que permanecerá enquanto houver incidência de luz sobre a junção. A variação desta corrente elétrica depende proporcionalmente em sua intensidade, à intensidade da luz incidente sobre a célula fotovoltaica.

Cada célula é composta de uma camada fina de material tipo N e outra de maior espessura tipo P, (fig.5.6).



Fonte: (Garrido, 2010)

Figura 5.6: Efeito fotovoltaico

A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão de energia pelo efeito fotovoltaico. Uma célula solar produz uma ddp de 0,5 a 0,6 V com

uma potência entre 1,0 e 1,5 W em seus terminais. Para utilização prática, as células solares são montadas em ligação elétrica série e/ou paralelo, sobre uma estrutura metálica rígida, constituindo os módulos solares, obtendo-se assim potências maiores tipicamente entre 50 e 280 W, tensões próximas de 35 Vcc e correntes de 8 A. Com dois ou mais módulos fotovoltaicos interligados eletricamente, montando uma única estrutura, teremos então um painel fotovoltaico (fig. 5.7).



Fonte: Cartilha Eletricidade Solar – Instituto Ideal

Figura 5.7: Célula, módulo e painel fotovoltaico

5.3 Tipos construtivos de células fotovoltaicas

Comercialmente, as células fotovoltaicas disponibilizadas, são elaboradas à base de silício monocristalino, policristalino e amorfo. Não tão conhecidas, há também outros materiais sendo utilizados, como o disseleneto de cobre-indio (CIS) e telureto de cádmio (CdTe). Estes dois últimos materiais, devido sua aparência, são atrativos para aplicações integradas a edifícios, possuem uma boa eficiência, porém tem pouca abundância e problema de toxicidade dos elementos utilizados.

5.3.1 Monocristalinos

Estas células possuem uma estrutura homogênea em toda sua extensão, e por isso são assim chamadas, (fig. 5.8). O grau de pureza do silício para a produção destas células é fundamental, estando em torno de 99,9999%. São produzidas em fornos especiais e obtidas a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino, cortadas em forma de pastilhas em uma espessura em torno de 200µm. A obtenção do silício monocristalino é mais cara que a do silício policristalino, porém obtém-se uma maior eficiência na conversão de energia, variando de 15 a 24,7% (IEI - International Energy Initiative, 2009)

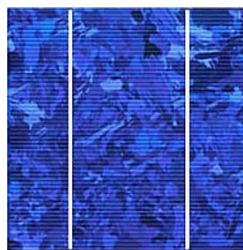


Fonte: MB Solar

Figura 5.8: Célula de silício monocristalino

5.3.2 Policristalinos

É também chamado de células multicristalinas (fig. 5.9), possuindo técnicas de fabricação similares as das células monocristalinas, não sendo tão exigente no controle do processo de fabricação e gastando menos energia neste processo. Através da fusão de silício puro em moldes especiais, onde o silício resfria lentamente e solidifica-se, formando uma estrutura policristalina com superfície de separação entre os cristais. Este processo, por ser menos exigente, reduz a eficiência de conversão energética fotovoltaica em relação ao silício monocristalino, variando de 14 a 20,3% (IEI - International Energy Initiative, 2009)



Fonte: MB Solar

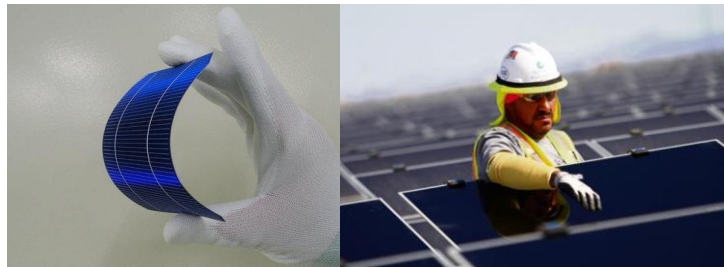
Figura 5.9: Célula de silício policristalino

5.3.3 Filmes finos

No processo de fabricação de células fotovoltaicas de filmes finos (fig. 5.10), são depositadas camadas extremamente finas de material semicondutor, as quais são revestidas de vidro ou plástico, funcionando como proteção mecânica, e devido o valor destes revestimentos, esta tecnologia é considerada de baixo custo. O custo desta tecnologia de fabricação é menor, mas também a eficiência de conversão energética é menor comparada com as de silício monocristalino e policristalino, porém possuindo a vantagem de ser menos afetada pela temperatura elevada. As

células fotovoltaicas de filmes finos possuem uma peculiaridade quanto à eficiência de conversão energética, que diminui mais acentuadamente nos primeiros meses de instalação.

São três os tipos os tipos de módulos fotovoltaicos de filme fino existentes no mercado, quanto ao semicondutor utilizado: de silício amorfo (Si-a), disseleneto de cobre-indio (CIS) e telureto de cádmio (CdTe).



Fonte: Energy Korea

Figura 5.10: Célula de filme fino

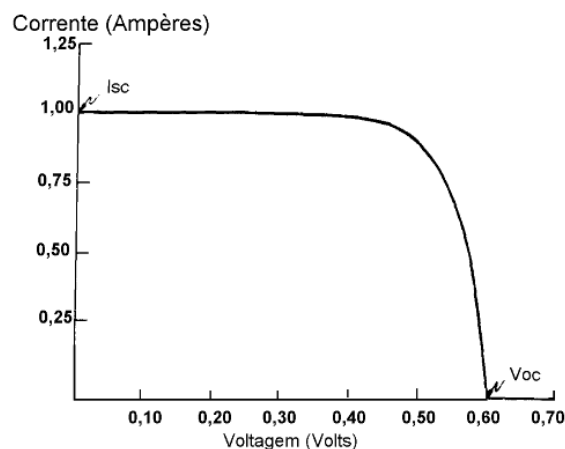
5.4 Curvas características de Corrente, Tensão e Potência

As principais características elétricas dos módulos fotovoltaicos são as seguintes (Solarterra - Energia Alternativa):

- **Voltagem de Circuito Aberto (Voc)**
 - Máxima tensão que um módulo FV pode produzir sob determinadas condições de radiação de temperatura, correspondendo a circulação de corrente e potência nula.
- **Corrente de Curto Circuito (Isc)**
 - Máxima corrente que um módulo FV pode produzir sob determinadas condições de radiação e temperatura, correspondendo a uma tensão e potência nula.
- **Potência Máxima (Pm)**
 - Máxima potência que um módulo FV pode gerar, que corresponde ao ponto da curva em o produto $V \times I$ é o máximo.
- **Voltagem de Potência Máxima (Vmp)**
 - Tensão nos terminais do módulo em potência máxima sob determinadas condições de radiação e temperatura, utilizada como tensão nominal do módulo.
- **Corrente de Potência Máxima (Imp)**

- Corrente que circula no módulo FV em potência máxima sob determinadas condições de radiação e temperatura, utilizada como corrente nominal do módulo.

A representação típica da característica de saída de um módulo fotovoltaico denomina-se curva corrente tensão (curva $I \times V$), ver fig. 5.11. Para cada ponto nesta curva, o produto corrente x tensão representa a potência gerada nesta condição operacional.



Fonte: (CEPEL - Sistema Eletrobras, 2008)

Figura 5.11: Curva característica $I \times V$ típica de uma célula FV

Para existir geração de potência, é necessária a existência das variáveis elétricas, tensão e corrente e, portanto para as condições de circuito aberto (Voc) e corrente de curto circuito (Isc), não teremos geração de potência, já que em circuito aberto a corrente é nula e em corrente de curto circuito a tensão é nula.

A condição padrão para obter as curvas características dos módulos FV, foi definida considerando uma radiação de 1000 W/m^2 e uma temperatura de 25°C (CEPEL - Sistema Eletrobras, 2008).

A condição operacional da célula FV, considerando sua corrente e a tensão, é determinada pela radiação que incide na célula, a temperatura ambiente e pela característica da carga utilizada.

5.5 Temperatura das células

No processo de conversão de energia fotovoltaica, a energia solar absorvida pela célula é convertida, parte em energia elétrica e parte em energia térmica. A

energia elétrica é aproveitada pelo circuito elétrico e a térmica deve ser dissipada através de mecanismo de transferência de calor.

A determinação da temperatura da célula fotovoltaica é baseada em um balanço de energia na mesma (Duffie & Beckman, 2006), conforme eq. 5.1.

$$(\tau\alpha)H_{t,\beta} = \eta_{FV}H_{t,\beta} + U_L(T_c - T_a) \quad (5.1)$$

Onde:

τ = transmitância da cobertura sobre a célula

α = fração absorvida, da radiação incidente na superfície da célula

$H_{t,\beta}$ = irradiância global instantânea no plano da célula

η_{FV} = eficiência de conversão de energia da célula

U_L = perdas por convecção e radiação na célula e por condução através da estrutura dos módulos

T_a = Temperatura ambiente

T_c = Temperatura da célula

TNOC – Temperatura nominal de operação da célula é a temperatura por convenção, atingida quando as células estão operando em uma irradiância de 800 W/m², velocidade de vento em 1 m/s, temperatura ambiente de 20°C e sem carga elétrica, sendo portanto o $\eta_{FV} = 0$.

Sendo assim podemos determinar a razão $\tau\alpha / U_L$ (eq. 5.2), que sendo uma constante, podemos também equacionar a temperatura em qualquer outra condição (eq. 5.3).

$$\frac{\tau\alpha}{U_L} = \frac{(TNOC - 20)}{800} \quad (5.2)$$

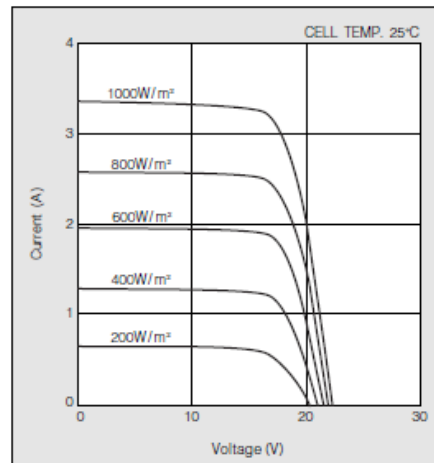
$$T_c = T_a + (H_{t,\beta} \frac{\tau\alpha}{U_L}) (1 - \frac{\eta_{FV}}{\tau\alpha}) \quad (5.3)$$

Um valor de 0,9 pode substituir o último termo da equação anterior sem introduzir erros significativos (Duffie & Beckman, 2006), portanto podendo definir a temperatura das células com uma equação de fácil uso, sem perder a precisão (eq. 5.4).

$$T_c = T_a + H_{t,\beta} \left(\frac{T_{NOC} - 20}{800} \right) 0.9 \quad (5.4)$$

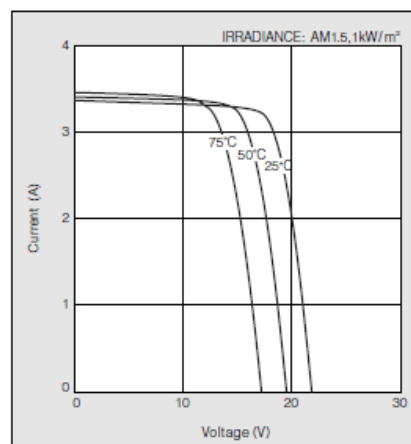
5.6 Ponto de Máxima Potência

Como já dito anteriormente a potência do gerador fotovoltaico depende dentre outros fatores (perdas no cabeamento elétrico, diferença entre células, etc...), principalmente da radiação solar incidente nos módulos FV e da temperatura de operação das células dos módulos. As curvas característica de tensão x corrente ($I \times V$) mostram o comportamento elétrico do módulo baseado nestas duas variáveis elétricas, conforme fig. 5.12 e fig. 5.13.



Fonte: Kyocera (módulo KC50T)

Figura 5.12: Curva característica $I \times V$ para diferentes radiações e temperatura de 25 °C

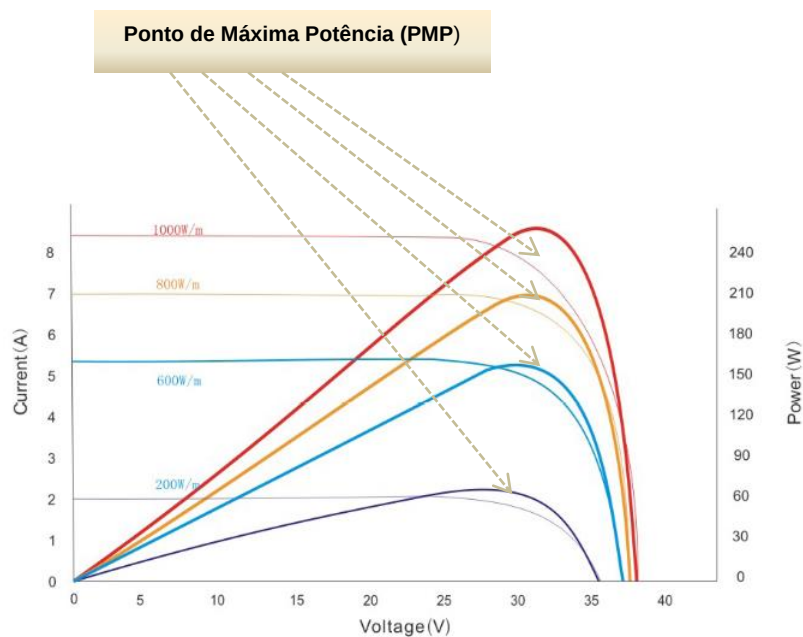


Fonte: Kyocera (módulo KC50T)

Figura 5.13: Curva característica $I \times V$. Diferentes temperaturas e radiação de 1000 W/m²

Observando a curva característica $I \times V$, podemos verificar que a potência CC de saída do módulo varia conforme a radiação solar e a temperatura ambiente, e consequentemente o ponto de máxima potência varia com a mudança destas variáveis ao longo do dia.

Fazendo uma junção das curvas característica de $I \times V$ e a curva típica de potência x tensão, podemos visualizar o Ponto Máximo de Potência (PMP) de um módulo FV, (fig. 5.14)



Fonte: Jetion Solar adaptada

Figura 5.14: Variação do Ponto de Máxima Potência

Para um melhor rendimento do SFCR, é importante que o sistema procure trabalhar no ponto de máxima potência (PMP) da curva, e para isso os inversores utilizados em SFCR, possuem obrigatoriamente embutido em seu condicionamento de potência, circuitos com capacidade de seguir o PMP durante as mudanças climáticas ao longo do dia, possibilitando a maximização da transferência da potência do gerador fotovoltaico para o inversor. Esta funcionalidade do Inversor de SFCR é denominada de Seguidor de Ponto de Máxima Potência (SPMP)

5.7 Coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência

O coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência (γ_{mp}) é um dado de catálogo do módulo fotovoltaico e representa uma perda de eficiência, proporcional ao aumento de temperatura das células.

Os valores obtidos para este coeficiente estão normalizados ($1/^{\circ}\text{C}$) nas condições de teste padrão (STC), de acordo com a norma IEC 60904 / DIN EM 60904, a saber:

- irradiância = 1000 W/m^2
- célula operando a uma temperatura de 25°C ($\pm 2\%$)
- espectro de luz definido com uma $AM = 1,5$

Massa de ar (AM) é definido como o caminho percorrido pela radiação solar desde sua incidência na atmosfera até atingir a superfície terrestre (Macedo, 2006), indicando a massa de ar relativa, normalizada em relação ao comprimento do caminho da radiação quando o sol está no zênite.

Tipicamente os módulos monocristalinos e policristalinos decrescem 0,4 a 0,6 % de sua potência máxima para cada $^{\circ}\text{C}$ de aumento em suas células.

5.8 Modelo Polinomial de Potência

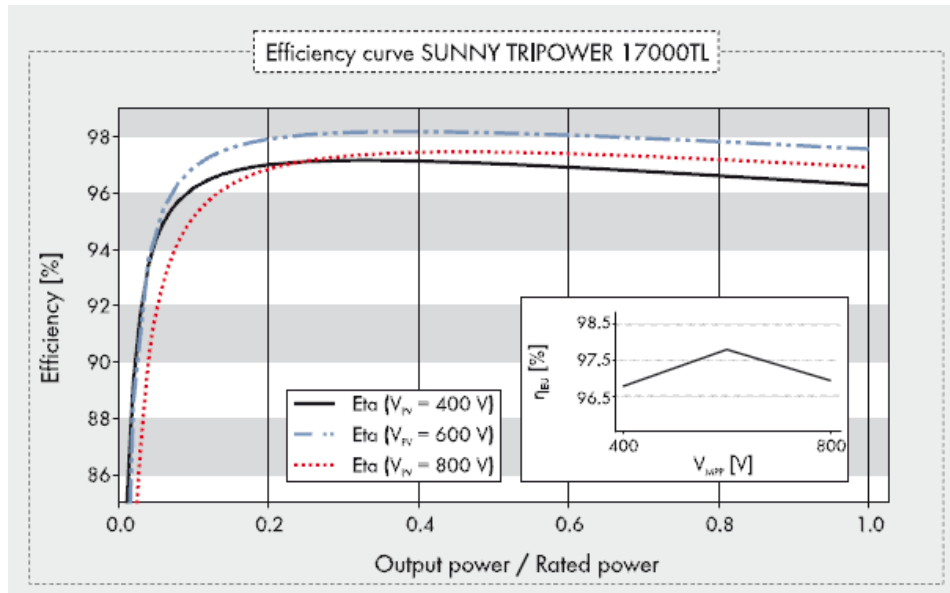
Este modelo (eq. 5.5) de uma forma simplificada nos permite calcular a máxima potência fornecida pelo gerador solar fotovoltaico, considerando o nível de radiação solar incidente e a temperatura do módulo, que são os fatores que mais influenciam neste parâmetro (Zilles & outros, 2012).

$$P_{FV} = P_{FV}^0 (H_{t,\beta} / H_{ref}) (1 - \gamma_{mp} (T_C - T_{ref})) \quad (5.5)$$

Além dos fatores citados no parágrafo acima, a potência fornecida pelo gerador solar FV, depende também do ponto da curva $I \times V$ em que ele está operando. Para um melhor rendimento, o inversor deve sempre trabalhar no ponto de máxima potência (PMP) do gerador FV utilizando a funcionalidade SPMP existente nos

inversores on-grid. Para a utilização do SPMP nos inversores, temos um rendimento que determina a eficiência com este trabalho é executado. Este rendimento é denominado η_{SPMP} .

Este rendimento tipicamente situa-se em 98% para potências do gerador FV, superiores a 20% da potência nominal do inversor e com a potência do gerador FV inferior a 20% da potência do inversor o η_{SPMP} , decresce significativamente para valores entre 95 a 50% (Zilles & outros, 2012). A fig. 5.15 mostra a curva de eficiência de um inversor on-grid, onde podemos ver a sensível queda do η_{SPMP} com potência menor que 20% da potência nominal do inversor.



Fonte: SMA Solar Technology

Figura 5.15: Curva de eficiência do Inversor SMA Sunny Tripower 17000TL

Na equação anterior não foi considerada a perda pelo processo de rastreamento do ponto de máxima potência (η_{SPMP}), que torna o valor mais real, adicionada na eq. 5.6.

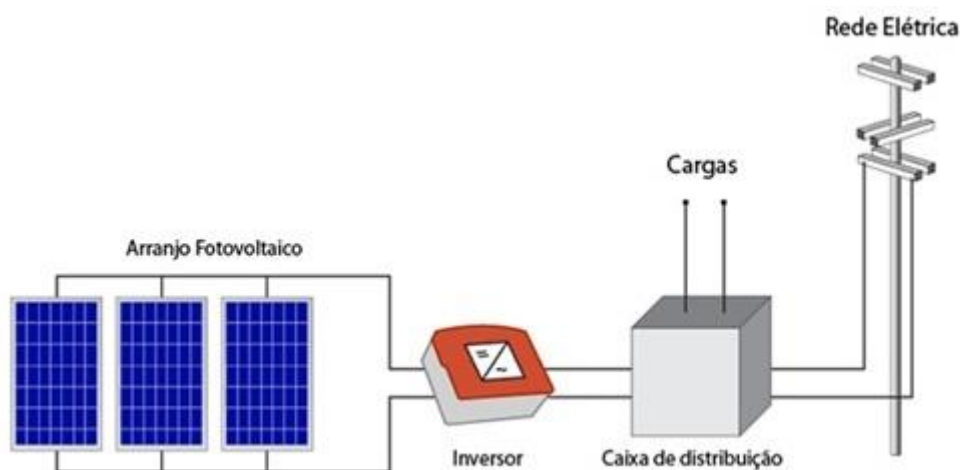
$$P_{FV} = P_{FV}^0 (H_{t,\beta} / H_{ref}) (1 - \gamma_{mp} (T_C - T_{ref})) \eta_{SPMP} \quad (5.6)$$

Este modelo matemático é considerado eficaz e excelente pela velocidade de simulação de cálculos para a potência do sistema fotovoltaico.

5.9 Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)

Os sistemas solares fotovoltaicos utilizam o sol como fonte primária de energia, e são normalmente classificados como geração descentralizada por terem diferentemente das grandes unidades geradoras (que comumente ocupam uma área grande e possuem uma alta capacidade de geração, e também estão normalmente distante dos grandes centros consumidores), o seu consumo próximo da área de geração.

Um sistema que produz energia elétrica a partir do sol, por meio de células solares, através de painéis fotovoltaicos, que são capazes de produzir uma diferença de potencial elétrico entre seus terminais a partir da luz incidente sobre o mesmo, pode ser classificado como uma usina solar, e estando conectado a rede elétrica é também denominados de SFRC (Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede), como o exemplo da fig. 5.16.



Fonte: Site do GEPOC - Grupo de Eletrônica de Potência e Controle da UFSM

Figura 5.16: Exemplo de um sistema SFCR

A conexão de um sistema solar fotovoltaico a rede, faz com que a mesma seja para o sistema, um acumulador de energia elétrica, por estar constantemente depositando nela a energia gerada.

Em um sistema SFCR onde a demanda é maior que a capacidade de geração do sistema, a carga irá consumir o complemento necessário da rede da concessionária de energia. Quando a capacidade de geração do sistema SFCR for maior que a demanda, o excesso será enviado à rede da concessionária. Para o controle tarifário deste processo, utiliza-se um medidor eletrônico polifásico,

bidirecional, multifunção com medição nos 4 quadrantes e que atenda as exigências de medição do PRODIST – Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica.

Os sistemas SFCR, no cenário mundial vêm apresentando um grande crescimento, notório em países como Alemanha, Espanha e Estados Unidos e no Brasil em menor escala, porém com grande potencial de crescimento e impulsionado pelos incentivos do governo e pelo apelo ambiental vem sendo viabilizado, principalmente em ambiente urbano, como uma forte opção de energia de energia limpa, gerada próximo do ponto de consumo. Com esta particularidade as perdas de transmissão e distribuição, comuns a geração centralizada são portanto amenizadas.

Sendo instalados normalmente na cobertura das edificações, os SFCR integram-se sem complicações ao ambiente construtivo já existente e com a vantagem de não precisar de uma área adicional para instalação do sistema.

O Brasil está particularmente favorecido para a aplicação de sistemas SFRC por causa da considerável disponibilidade de recurso energético solar do país, e ao valor elevado que se pode dar a estes sistemas em áreas residenciais e comerciais de centros urbanos. A expansão dos SFCR no Brasil tem como marco a regulamentação 482 da ANEEL de abril de 2012, definindo as condições para acesso de gerações de pequeno porte na rede de distribuição, assim como também estabelece o formato de compensação de energia elétrica, da concessionária para com o consumidor / gerador. Paralelamente, a Resolução Normativa 481 da ANEEL, também de abril de 2012 define desconto de 80% (oitenta por cento) para as tarifas TUST e TUSD nos dez primeiros anos de funcionamento, mudando para 50% (cinquenta por cento) após este tempo, para empreendimentos com potência menores que 30MW, que entrem em operação comercial até 2017.

5.10 Inversores

As redes de fornecimento de energia normalmente funcionam com corrente alternada (CA). Esta é a forma mais comum de geração principalmente por geradores síncronos. Existem vantagens nesta forma de geração, como por exemplo a transmissão de longas distâncias, já que a tensão alternada (V_{ca}) pode facilmente ser transformada em outros níveis de tensão e o fato de que os consumidores finais

estão também protegidos contra uma inversão de polaridade da alimentação de suas cargas.

É evidente que a corrente contínua (CC) tem sua importância, evidenciada principalmente pelos circuitos eletrônicos que precisam da mesma para sua operação, e assim como as baterias, as células fotovoltaicas fornecem exclusivamente tensão contínua (V_{cc}) em seus terminais.

Os inversores tem portanto uma grande importância na interligação dos dois sistemas (V_{ca} e V_{cc}) e existe uma variedade de aplicações para os mesmos. A tecnologia dos inversores tem o seu principal foco hoje na utilização da conversão da energia gerada no meio ambiente para a rede elétrica. O Inversor é a interface com a rede elétrica de todos os sistemas fotovoltaicos (SMA Solar Technology AG, 2009).

O inversor tem como função básica a transformação da tensão elétrica gerada pelos módulos solares em forma contínua (V_{cc}) para tensão elétrica no formato da rede elétrica, ou seja, tensão alternada (V_{ca}), possibilitando o enquadramento da energia gerada nos padrões da rede fornecidos pela concessionária de energia. Além da função básica de conversão de corrente contínua em corrente alternada, o inversor do SFCR, tem funções de monitoramento e proteção elétrica das duas fontes e assegura que os módulos fotovoltaicos trabalhem no ponto de trabalho de maior eficiência. É o componente do sistema fotovoltaico, onde ocorre todo o fluxo de potência para o sistema elétrico ou a carga, possuindo importante papel na eficiência do sistema SFCR.

5.10.1 Características dos Inversores de SFCR

Para continuarmos o estudo dos inversores é importante listar algumas características dos inversores utilizados em SFCR (Villalva, 2013).

- **Entradas de geração fotovoltaica:** Quantidade de entradas independentes no inversor para ligação de conjuntos de módulos fotovoltaicos. Uma entrada pode ser composta de várias strings. Um recurso importante das entradas dos inversores é que as mesmas possuam independência entre si quanto a SPMP.
- **Strings:** Arranjo de módulos FV ligados em série, somando-se as tensões dos módulos e mantendo-se a mesma corrente no arranjo. No

inversor uma entrada pode suportar mais de uma string, interligando as mesmas em paralelo.

- **Faixa de tensão de entrada:** Faixa útil de tensão que o inversor opera, composta por tensão de funcionamento máxima e mínima (V_{max} e V_{min}), faixa de tensão de operação com PMP, tensão mínima de partida (V_s).
- **Correntes de entrada:** Correntes máximas de trabalho, como corrente máx. nas entradas do inversor, corrente máx. nas strings das entradas do inversor.
- **Potência de entrada:** É a potência nominal na entrada do inversor recebida pelo gerador FV dado em W. Alguns fabricantes permitem um valor ligeiramente maior de potência (P_{max}) que a potência nominal na entrada. Quando não existir esta especificação, devemos considerar a potência nominal como potência máxima.
- **Dados elétricos de saída:** Composto por de Potência de saída, sendo a potência máxima que pode ser solicitada pela carga em kW ou W. Tensão de saída, sendo a tensão da rede elétrica, podendo operar dentro de uma faixa de tensão. Corrente de saída, sendo a máxima corrente que pode ser utilizada pela carga.
- **Eficiência do inversor:** Define o quanto o inversor é eficiente na conversão de energia em sua entrada para a sua saída. É o rendimento do inversor dado em %. Normalmente o fabricante fornece o rendimento máximo. A curva de eficiência do inversor determina o rendimento do mesmo dependendo da potência de trabalho.
- **Consumo próprio de energia:** Consumo de energia própria do inversor em operação normal e em repouso (à noite, sem geração solar), dado em W.
- **Interface de comunicação:** Características da interface de comunicação com outros inversores ou com PC.

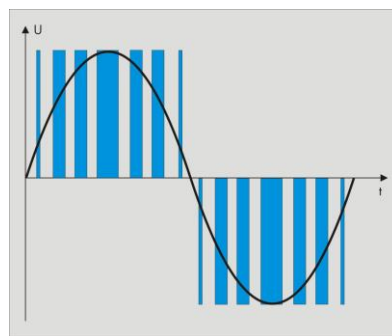
5.10.2 Inversores controlados pela rede elétrica

Os inversores utilizados nos SFCR são comutados pela rede elétrica e também conhecidos como LCI (Line Commutated Inverter), constituídos de pontes

comutadas de transistores de potência, onde pares desses transistores transversalmente, recebem impulsos alternados da rede e sincronizados com sua frequência (60 Hz), formando na saída do circuito uma forma de onda senoidal que após passar por um filtro (passa-baixa), para suavizar o sinal, resultam em uma onda senoidal de qualidade.

O desenvolvimento da tecnologia dos semicondutores permitiu a substituição dos tiristores (embora ainda em utilização, eram amplamente utilizados nas pontes comutadas dos inversores) por transistores de potência, que funcionam como interruptores eletrônicos, sem faíscas, ruídos ou desgaste mecânico, tendo seu controle de comutação pela rede elétrica, podendo trabalhar em frequências superiores a 10.000 Hz, o que é muito superior aos 60 Hz necessários (SMA Solar Technology AG, 2009).

Este avanço tecnológico tornou então os inversores mais robustos, confiáveis, e com vantagens em relação as pontes de tiristores, podendo trabalhar no sistema de modulação por pulsos com muitos mais pulsos de tensão e de várias durações, tendo portanto controle muito mais refinado. Estes pulsos de tensão podem ser modulados para várias formas de sinais, incluindo o sinal senoidal compatível com a rede elétrica (fig. 5.17)



Fonte: SMA Solar Technology

Figura 5.17: Princípio de modulação com pulso de tensão

Estes equipamentos possuem um excelente nível de automação, incluindo a desconexão da rede elétrica quando da falta de geração fotovoltaica (como exemplo, à noite) e reconectando quando do retorno da mesma, desde que o nível de radiação solar forneça a mínima tensão de trabalho do inversor.

5.10.3 Inversor sem transformador

Para compatibilizar a tensão do inversor com a da rede elétrica, é utilizado um transformador na saída do mesmo, o que eleva a tensão para o nível desejado e adicionalmente garante também uma isolamento galvânica entre o inversor e a rede elétrica. Estes transformadores são significativos no volume do equipamento.

Existem alguns inversores construídos em uma nova tecnologia que não utilizam transformadores como o da fig. 5.18. Estes inversores são menores e alcançam uma melhor eficiência. Para alcançar os valores de tensão desejados, é utilizado um circuito denominado boost chopper (tritador de pulsos), que utiliza comutação eletrônica para aumento das tensões diretas (SMA Solar Technology AG, 2009). Este circuito está conectado na entrada da ponte de semicondutores do inversor.



Fonte: SMA Solar Technology

Figura 5.18: Inversor trifásico sem transformador SMA Sunny Tripower 10000TL

5.10.4 Ilhamento

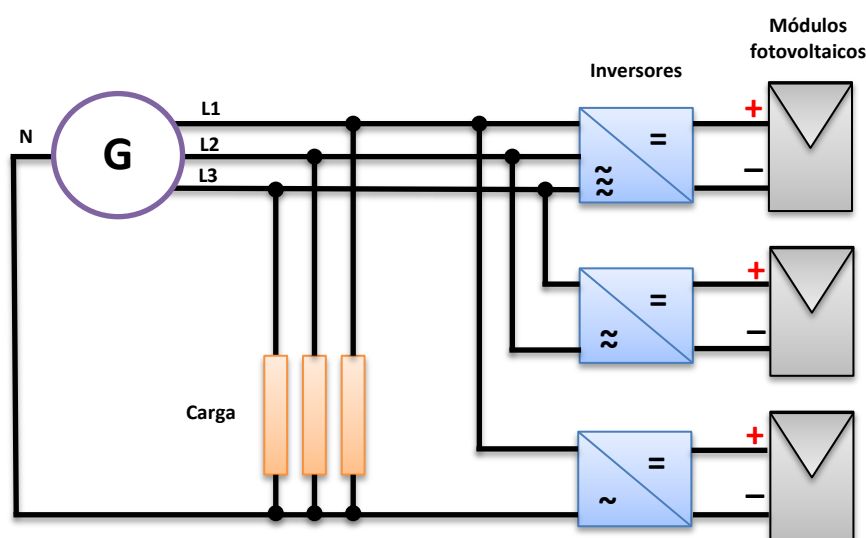
O termo ilhamento em geração elétrica é utilizado para quando parte de uma rede de distribuição, constituída por geração e carga, continuar energizada mesmo com a rede principal desconectada. Esta situação inadequada pode oferecer riscos para o pessoal de manutenção por energizar a rede de forma inesperada, injetar valores de tensão fora dos padrões operacionais que poderiam danificar as cargas, atuar dos sistemas de proteção inadequadamente. Para evitar o ilhamento, os inversores para SFCR, possuem em seu algoritmo de controle, técnicas de desconexão do inversor da rede elétrica quando houver a interrupção do fornecimento pela concessionária. Esta função é denominada anti-ilhamento e é uma obrigatoriedade nos inversores, exigidas pelas normas de conexão dos SFCR à rede elétrica das concessionárias.

Existem diversas técnicas, passivas e ativas, para detectar e atuar, desconectando o inversor, quando da interrupção da rede elétrica, como por exemplo: detecção de variação da tensão e frequência da rede; detecção de harmônicos; medição de impedância; deslocamento ativo de frequência; etc.

5.10.5 Modo de conexão com a rede elétrica

A conexão do inversor com a rede elétrica pode tecnicamente ser efetuada, utilizando-se inversor trifásico, bifásico ou monofásico distribuído de forma equilibrada nas três fases do sistema.

A fig. 5.19 mostra as três formas de conexão dos inversores do sistema SFCR com a rede elétrica.



Fonte: Criação do autor

Figura 5.19: Modos de conexão dos inversores com a rede elétrica.

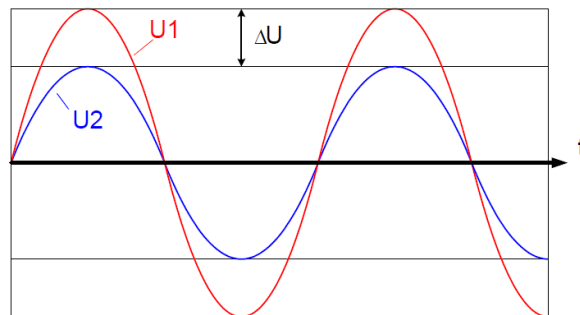
5.10.6 Sincronismo com a rede elétrica

Os inversores utilizados para conexão a rede elétrica de energia, são denominados “inversores on-grid”, e possuem instrumentos e proteções necessárias para efetuar o sincronismo com a rede elétrica. Para este sincronismo é necessário verificar alguns conceitos básicos de comparação de variáveis elétricas entre a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos e transformada em alternada na saída do inversor e a energia da rede elétrica.

São três os parâmetros básicos de comparação para sincronismo de duas fontes de energia CA:

5.10.6.1 Nível de tensão

A diferença de valor de tensão entre as duas fontes (ΔU) tem limite máximo definido, sendo necessário estar dentro do limite estipulado para ocorrer o sincronismo (fig. 5.20).

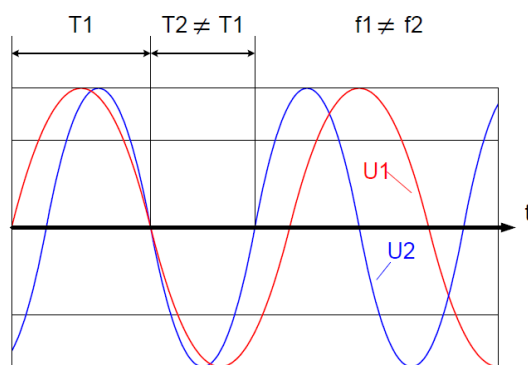


Fonte: ABB

Figura 5.20: Nível de tensão U1 e U2

5.10.6.2 Frequência

As frequências das tensões das fontes geradoras, precisam possuir valores iguais. No Brasil utilizamos 60 Hz (fig. 5.21).

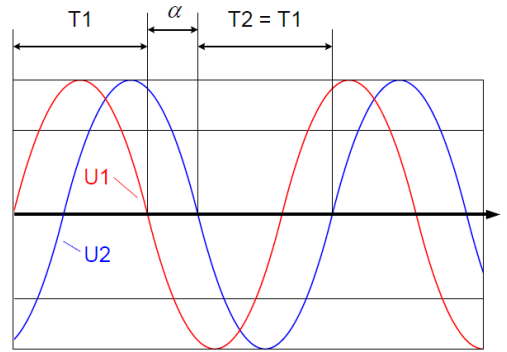


Fonte: ABB

Figura 5.21: Frequência das fontes geradoras

5.10.6.3 Ângulo de fase

As fases das fontes geradoras necessitam estar no mesmo ângulo de referência (fig.5.22).



Fonte: ABB

Figura 5.22: Ângulo de fase das fontes geradoras

Existem algumas técnicas que podem ser utilizada pelos inversores para fazer o sincronismo do SFCR com a rede elétrica de energia:

- DPZ (Detetor de Passagem por Zero)
- PLL (Phase Locked Loop)
- SOGI (Second Order Generalized Integrator)
- Algoritmo TDFR (Transformada Discreta de Fourier Recursiva).

Estas técnicas são implementadas nos controladores dos Inversores, verificam as condições dos dois sistemas e fazem o sincronismo em milésimos de segundos.

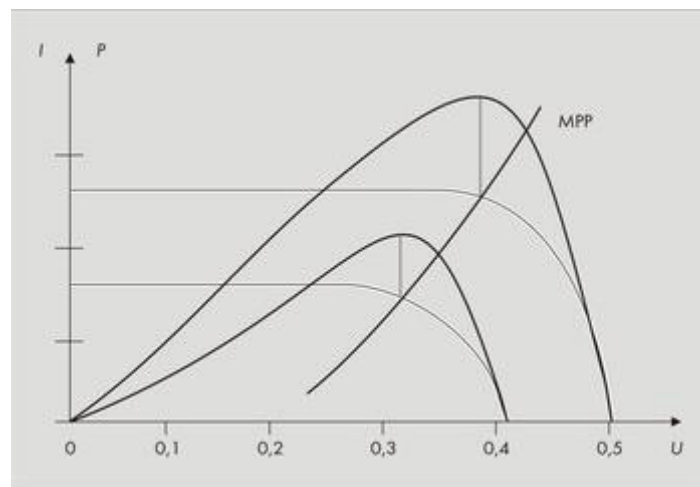
5.10.7 Seguimento do ponto de máxima potência (SPMP)

Os inversores devem propiciar sempre a maior potência possível na conversão de energia. Para que isso aconteça, é necessário que o inversor opere no ponto máximo de potência do gerador fotovoltaico. O ponto de máxima potência tem uma relação direta com a curva característica $I \times V$ dos módulos solares e é variável (ver item 5.6), dependendo principalmente do nível de radiação incidente e da temperatura dos módulos solares.

Um aumento na radiação incidente sobre o módulo solar aumenta o valor da corrente gerada, enquanto a tensão permanece praticamente a mesma. Em contrapartida um aumento da temperatura do módulo solar, causa redução no valor da tensão gerada, mantendo praticamente o mesmo valor da corrente. Estas mudanças necessitam de ajustes constantes de potência entre o inversor e os

módulos FV. Se multiplicarmos a corrente e a tensão atuais da curva característica do módulo solar, teremos a respectiva curva característica da potência, podendo identificar o valor máximo desta curva, como sendo o PMP, que representa a combinação de corrente e tensão com a qual o módulo entregará sempre a melhor potência gerada ao inversor, (fig. 5.23). Através da constante mudança de sua resistência interna, e observando a mudança causada na potência recebida dos módulos FV, o inversor busca operar sempre no PMP.

Esta funcionalidade operacional embutida, como um mecanismo de rastreamento é denominado seguidor do ponto de máxima potência (SPMP). Esta operação se dá por meio de um algoritmo que muda o ponto de operação, elevando ou decrescendo a tensão na entrada do inversor até atingir o PMP dos módulos FV, eletricamente através de um conversor DC, conectado internamente em série com o circuito do inversor, ajustando a tensão de entrada do inversor com a tensão correspondente ao PMP do gerador FV.



Fonte: SMA Solar Technology

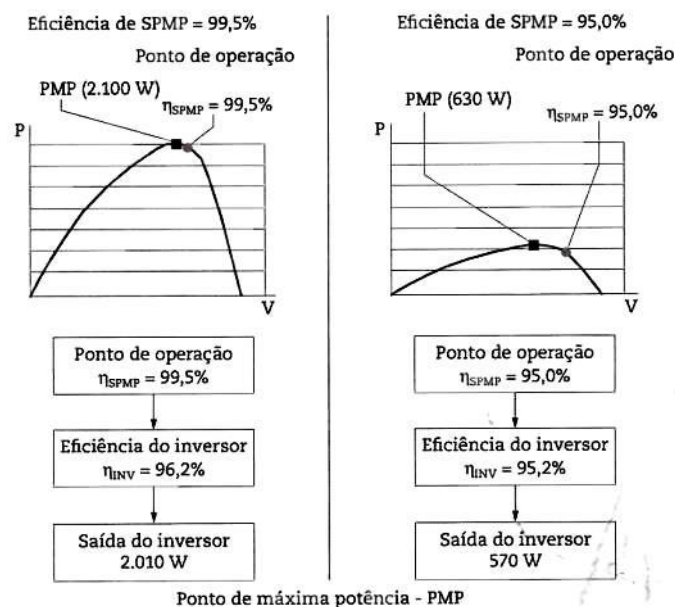
Figura 5.23: Curva característica $I \times V$ e os PMP para duas intensidades de irradiação

5.10.8 Eficiência de seguimento do ponto de máxima potência

A eficiência da funcionalidade do inversor para rastrear e funcionar constantemente no PMP dos módulos FV é denominado η_{SPMP} e foi descrito com mais detalhes no item 5.8 “Modelo Polinomial de Potência” deste trabalho.

O η_{SPMP} depende de fatores internos do inversor, e também de fatores externos, como as perdas em c.c. e o gerador FV e sua curva característica $I \times V$,

influenciada principalmente pela irradiância e temperatura ambiente. Outro parâmetro importante para o η_{SPMP} é o perfil da irradiância ao longo do dia, já que os algoritmos de SPMP existentes nos inversores funcionam melhor com altos níveis de irradiância do que com baixos níveis (Zilles & outros, 2012). Esta característica do algoritmo de SPMP dos inversores está exemplificada na fig. 5.24, demonstrando os valores de η_{SPMP} para dois diferentes níveis de irradiância (alto e baixo), em um inversor com potência nominal c.c. de 2100 W.



Fonte: (Zilles & outros, 2012)

Figura 5.24: Eficiência total de um inversor em dois pontos diferentes pontos de operação.

5.11 Fator de dimensionamento do Inversor (FDI)

O fator de dimensionamento do inversor (FDI) é a relação entre a potência máxima do gerador FV e a potencia nominal do inversor. Um ajuste adequado do FDI permite uma melhor eficiência na utilização da energia gerada pelo gerador FV no SFCR. O FDI é uma grandeza adimensional e definida conforme a eq. 5.7 e indica o percentual de capacidade do inversor em relação a potência de pico do gerador FV.

$$FDI = \frac{P_{Inv}^0}{P_{FV}^0} \quad (5.7)$$

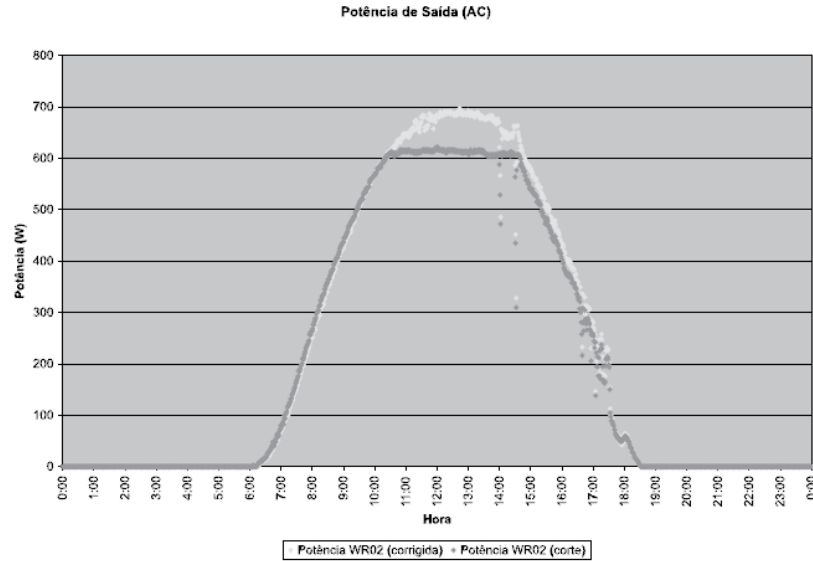
Em um SFCR, a energia gerada é entregue ao inversor para ser enviada a rede elétrica buscando a melhor eficiência. Os sistemas fotovoltaicos possuem algumas características próprias como a variação da potência gerada constantemente e sazonais devidos as mudanças climáticas, baseada principalmente na variação do nível de irradiação incidente e temperatura ambiente (item 5.7) que ocasionam mudança no ponto de máxima potência dos módulos.

Para analisar qual o FDI mais adequado para os SFCR devem-se considerar dois critérios (Macedo, 2006):

- A maior produção anual de energia e consequentemente a melhor eficiência do sistema (maior kWh/kWp).
- O menor custo da energia produzida (R\$/kWh).

Na teoria o inversor deve converter toda a potência do gerador FV recebida em potência entregue a rede elétrica, devendo portanto ter um FDI igual ou superior a 100%, porém como o gerador FV tem uma potência média gerada inferior a sua potência nominal, o FDI pode ser inferior a 100%, sem perder eficiência e assim diminuindo os custos de implantação do sistema. Se o FDI for muito subdimensionado, durante picos de potência do gerador FV, próximos ou iguais a sua potência nominal, teremos perdas da energia gerada por ultrapassar a potência máxima do inversor e elevaremos a sua temperatura média de trabalho, diminuindo sua vida útil. A fig. 5.25 mostra a curva de potência de saída de um inversor achatada em seu topo (efeito do corte), indicando que neste ponto foi atingida a potência máxima do mesmo ($P^{\max}_{inv}$) e também a curva simulada sem a limitação do FDI.

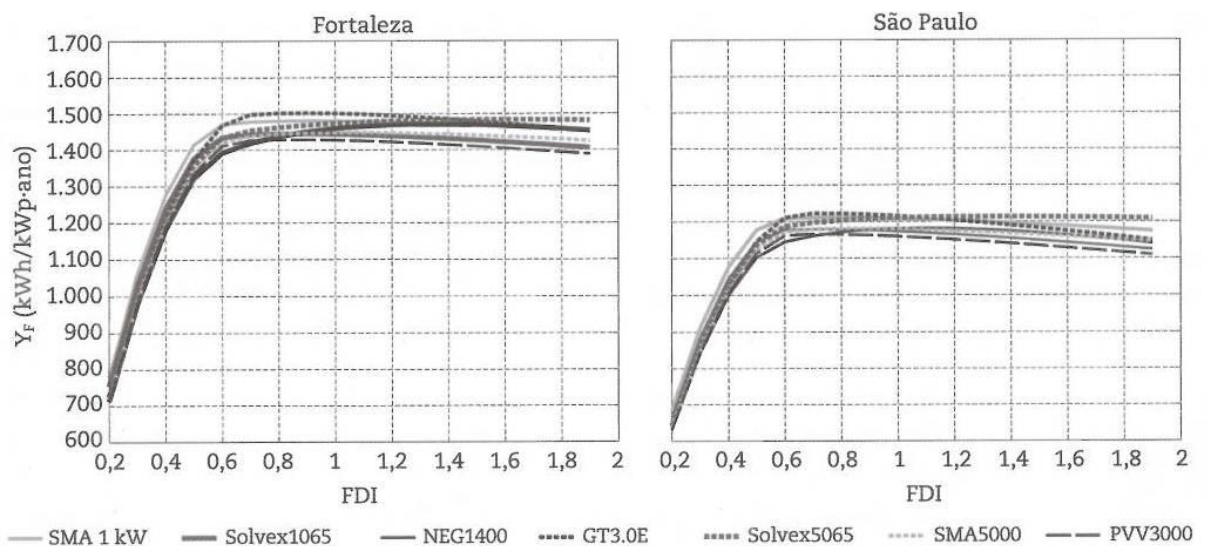
Em contrapartida valores altos de FDI, permitem um aumento de transferência de energia, porém pode em muitos momentos funcionar com regime de baixa carga o que diminui a eficiência de conversão (ver item 5.12) e um aumento dos custos, já que o aumento da potência nominal do inversor é proporcional ao seu custo. O FDI deve ser então, um valor adequado, considerando um ponto de equilíbrio entre custo da energia produzida e eficiência do SFCR.



Fonte: Revista Brasileira de Energia, Vol. 14, No. 1, 1o Sem. 2008

Figura 5.25: Curva de potência de saída de um inversor, com limitação da Pot_{maxInv} e a correção por simulação (extrapolação de dados)

A análise para a adequação do FDI consiste em considerar a energia elétrica c.a. produzida pelo SFCR para a energia c.c. recebida do gerador FV em diversas configurações de potência nominal de inversores (Macedo, 2006). No exemplo da fig. 5.26 temos esta metodologia aplicada, utilizando-se uma base anual para sete inversores distintos, considerando dados climatológicos das cidades de Fortaleza e São Paulo.



Fonte: (Zilles & outros, 2012)

Figura 5. 26: Produtividade de SFCR (Y_F) em função do FDI para sete modelos de inversores.

Esta análise permite determinar qual o melhor FDI, tanto do ponto de vista de melhor produção anual, quanto do menor custo da energia gerada e obrigatoriamente utiliza os dados locais e quanto maior for a precisão destes, melhor será para obter-se o FDI ideal. Nas localidades próximas a linha do Equador (baixa latitude), os picos de radiação são mais frequentes, e sendo assim o inversor funcionará mais tempo próximo de sua potência nominal, não sendo portanto interessante subdimensionar o mesmo, o que levaria a decréscimos consideráveis de energia produzida.

Algumas literaturas nos falam em uma faixa de FDI de 75 a 120%, no entanto trata-se de uma faixa muito grande.

Segundo Macedo, em estudo realizado por ele em 2006, sobre FDI para diferentes cidades do Brasil independente da localização, as perdas de energia por limitação do inversor são inferiores a 10% para FDI igual a 0,5 e inferiores a 3% para FDI igual a 0,6.

5.12 Eficiência de conversão

A eficiência do inversor está relacionada com a potência de saída (c.a.) e a potência de entrada (c.c.) proveniente do gerador FV. Esta eficiência também depende do autoconsumo e do carregamento (Zilles & outros, 2012).

Segundo Zilles, 2012 devemos considerar as perdas k_0 , k_1 e k_2 .

- k_0 são perdas de autoconsumo do inversor e independem da potência de operação do mesmo, tipicamente variando de 1 a 4%, atribuídas ao consumo do transformador, medidores e aos dispositivos de controle e regulação. Medidores altamente eficientes podem conseguir um k_0 inferior a 1%.
- k_1 representa as perdas que variam linearmente com a potência de saída do inversor, como queda de tensão em diodos e dispositivos de chaveamento.
- k_2 representa as perdas que variam com o quadrado da potência de saída, como as perdas ôhmicas

Normalizando a potência de saída em relação à potência nominal do inversor (P_{Inv}^0) com a eq. 5.8:

$$p_{saida} = \frac{P_{saida}}{P_{Inv}^0} \quad (5.8)$$

Considerando então as perdas do inversor e a potência de saída normalizada temos a equação que nos fornece o η_{Inv} (eq. 5.9).

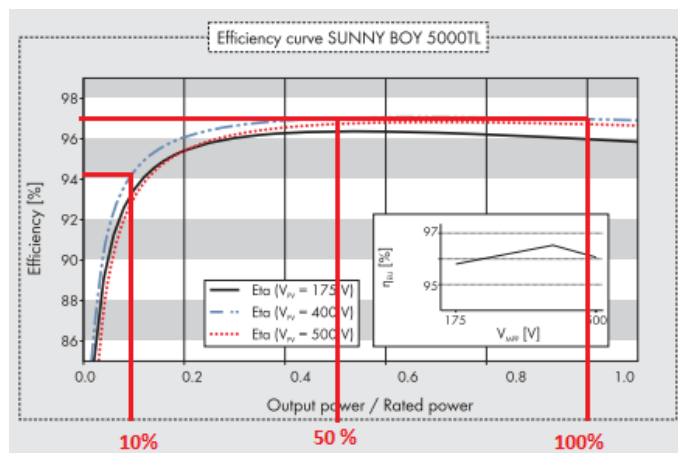
$$\eta_{Inv} = \frac{P_{saida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{saida}}{P_{saida} + P_{perdas}} = \frac{p_{saida}}{p_{saida} + k_0 + k_1 p_{saida} + k_2 p_{saida}^2} \quad (5.9)$$

Para um cálculo mais preciso devemos considerar os valores de eficiência instantâneos do inversor, já que o rendimento é muito afetado quando o inversor trabalha com níveis baixos de seu fator de carga. Nestes cálculos são utilizados então os valores de k_0 , k_1 e k_2 (eq. 5.10, eq. 5.11 e eq.5.12) considerando os valores de eficiência em 10 % ($\eta_{Inv10\%}$), 50% ($\eta_{Inv50\%}$), e 100% ($\eta_{Inv100\%}$), da potência nominal do inversor (Zilles & outros, 2012), constantes na curva de eficiência do mesmo como mostrado na fig. 5.27.

$$k_0 = \frac{1}{9} \frac{1}{\eta_{Inv100}} - \frac{1}{4} \frac{1}{\eta_{Inv50}} + \frac{5}{36} \frac{1}{\eta_{Inv10}} \quad (5.10)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \frac{1}{\eta_{Inv100}} - \frac{33}{12} \frac{1}{\eta_{Inv50}} + \frac{5}{12} \frac{1}{\eta_{Inv10}} - 1 \quad (5.11)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \frac{1}{\eta_{Inv100}} - \frac{5}{2} \frac{1}{\eta_{Inv50}} + \frac{5}{18} \frac{1}{\eta_{Inv10}} \quad (5.12)$$



Fonte: SMA Solar Technology (adaptado pelo autor)

Figura 5.27: Curva de eficiência do Inversor SMA Sunny Boy 5000TL

Como a eficiência de conversão está relacionada com as perdas, devemos equacionar as mesmas e normaliza-las em relação a potência nominal do inversor (P_{Inv}^0), em seguida rescrevemos a equação em função das potências de entrada e saída do inversor (eq. 5.13 a eq. 5.15).

$$P_{perdas} = P_{FV} - P_{saida} \quad (5.13)$$

$$p_{perdas} = p_{FV} - p_{saida} = (k_0 + k_1 p_{saida} + k_2 p_{saida}^2) \quad (5.14)$$

$$p_{FV} = \frac{p_{saida}}{\eta_{Inv}} = p_{saida} + (k_0 + k_1 p_{saida} + k_2 p_{saida}^2) \quad (5.15)$$

5.13 Potência de saída do SFCR

A potência de saída do SFCR depende da potência do gerador FV, da potência nominal do inversor e da sua eficiência de conversão.

A equação 5.15 é uma equação do 2º grau ($Ax^2 + Bx + C = 0$), onde o x é a potência do inversor normalizada (p_{saida}) em relação a potência nominal do inversor (P_{Inv}^0) e pode ser melhor visualizada se reescrita na forma da equação 5.16.

$$k_0 - p_{FV} + (1 + k_1)p_{saida} + k_2 p_{saida}^2 = 0 \quad (5.16)$$

Obtido o valor de p_{saida} podemos através da equação 5.17 calcular a potência de saída do inversor (P_{saida}).

$$P_{saida} = p_{saida} P_{Inv}^0 \quad (5.17)$$

Os inversores para SFCR possuem limitadores de potência máxima em seus circuitos internos para evitar danos ao próprio inversor, sendo em alguns inversores a potência nominal igual a potência máxima (P_{Inv}^{max}). Se a potência de saída for maior que a potência máxima do inversor a potência de saída ficará limitada em P_{Inv}^{max} (eq. 5.18), e neste caso a potência do gerador FV não estaria sendo aproveitada em sua totalidade. Se a potência do gerador FV entregue ao inversor for menor ou igual a potência gasta com as perdas de auto consumo do inversor, não teremos então potência de saída, ou seja $P_{saida}=0$ (eq. 5.19).

$$\bullet \text{ Se } P_{saida} \geq P_{Inv}^{max} \dots \dots \dots P_{saida} = P_{Inv}^{max} \quad (5.18)$$

$$\bullet \text{ Se } P_{FV} \leq k_0 P_{Inv}^0 \dots \dots \dots P_{saida} = 0 \quad (5.19)$$

$$\bullet \text{ Se } k_0 P_{Inv}^0 < P_{saida} < P_{Inv}^{max} \dots \dots \dots P_{saida} = p_{saida} P_{Inv}^0 \quad (5.20)$$

Resumidamente então para o funcionamento adequado do inversor, a potência do gerador FV entregue deve ser maior que potência gasta com as perdas internas (k_0) para que tenhamos potência de saída, a qual é limitada pelo parâmetro de potência máxima do inversor (eq. 5.20).

5.14 Sistema de armazenamento de energia

Na falha de fornecimento de energia elétrica da concessionária, temos a necessidade em muitas situações de manter a alimentação elétrica de determinadas cargas. Esta necessidade pode ser por diversas razões, como por exemplo: hospitais, servidores de sistemas computadorizados dentre outros. Neste projeto a necessidade vem de uma comodidade para o morador do condomínio que teria mesmo com a alimentação elétrica interrompida pela concessionária ao condomínio, um diferencial com a possibilidade de ter um elevador para a sua locomoção ao andar de sua moradia. Esta energia viria de uma geração fotovoltaica (quando houver irradiação solar), complementada ou totalmente fornecida por baterias.

Bateria ou acumulador elétrico é um dispositivo com a capacidade de transformar energia química em energia elétrica ou ao contrário e a mais simples unidade de operação de uma bateria é denominada célula eletroquímica (CEPEL - Grupo de trabalho de Energia Solar - GTES, 2004), sendo uma bateria composta de uma célula ou de um arranjo elétrico de diversas células. A bateria tem a função de armazenar a energia elétrica que lhe é entregue, na forma de energia química e pelo processo contrário fornecer a energia elétrica quando solicitado. Segundo o fabricante de baterias Tudor, a origem da bateria teve início em 1880 com Alessandro Volta criando o primeiro método prático de geração de energia elétrica com a invenção da pilha galvânica, que foi aperfeiçoada em 1859 pelo francês Gaston Plate, tornando-se recarregável.

Em relação ao tipo de células que as compõe, as baterias podem ser classificadas em recarregáveis e não recarregáveis (CEPEL - Grupo de trabalho de Energia Solar - GTES, 2004). As baterias possuem basicamente dois tipos de células, as primárias e as secundárias. As células primárias podem ser utilizadas

somente uma única vez e quando se descarregam totalmente, acaba-se também sua vida útil. Já as células secundárias compõem as baterias que podem ser recarregadas com uma fonte de tensão ou corrente e serem reutilizadas por diversas vezes, e por isso estas baterias são também denominadas “acumuladores” (CEPEL - Grupo de trabalho de Energia Solar - GTES, 2004). Um acumulador é constituído por dois eletrodos, anodo e catodo, imersos em eletrólito contido dentro de um vaso que acoplados a um circuito externo (descarga) ou a uma fonte de tensão (carga), ocorrem reações de oxidação / redução entre os eletrodos e o eletrólito, através de troca iônica entre eles, circulando uma corrente no circuito externo e invertendo-se o sentido da corrente, temos a inversão do sentido das reações químicas, acontecendo a carga e descarga dos acumuladores (Garrido, 2010).

Existem diversos tipos de baterias, construídas com diferentes tipos de materiais e conseqüentemente com suas próprias características. Podemos destacar dentre elas:

- **Baterias níquel-cádmio (Ni-Cd):**

Constituídas por um ânodo de hidróxido de níquel, um cátodo de cádmio e um eletrólito alcalino, normalmente utilizado o hidróxido de potássio. Não possui ocorrência de sulfatação, devido as reações de oxidação e redução ocorrerem apenas entre os eletrodos. Seu custo é maior que as baterias de chumbo-ácido que será descritas a frente, por serem mais resistentes a variações de temperatura e também a sobrecargas. Permitem também a carga com correntes mais elevadas, diminuindo o tempo da mesma. Uma grande desvantagem é que este tipo de bateria possui o chamado “efeito memória”, que requer que a bateria se descarregue totalmente antes da carga para que esta não “vicie”, não permitindo que volte a recarregar totalmente por sua composição química indicar que a carga está completa sem que verdadeiramente isto ocorra, diminuindo a tensão fornecida.

- **Baterias níquel-hidretos metálicos (Ni-MH):**

Também conhecida como baterias de hidreto metálico de níquel, é muito parecida com as baterias de Ni-Cd, sendo diferenciada basicamente no material utilizado para fabricação do cátodo, amenizando ou anulando o “efeito memória”.

- **Baterias de Íons de Lítio (Li-ion)**

Constituídas por um cátodo de lítio, um anodo de carbono poroso e um eletrólito composto por sais de lítio em um solvente orgânico (solução não aquosa) (Garrido, 2010). Estas baterias possuem a vantagem de serem muito

leves e por isso são muito utilizadas em equipamentos eletrônicos portáteis, porém possuem um elevado preço e uma baixa eficiência

- **Baterias chumbo-ácido**

É o tipo de baterias mais utilizado em sistemas fotovoltaicos, devido o seu baixo custo e bom nível de desempenho, o que lhe confere um excelente custo-benefício, sendo por estes motivos o tipo de bateria selecionado para uso neste projeto. As baterias chumbo-ácido possuem um tempo de carga elevado, devido suas características construtivas exigirem serem carregadas com baixas correntes, sendo também muito sensíveis a sobrecargas e também não podem sofrer a descarga total dos seus elementos, sob o risco de impossibilitar a recarga das mesmas. São sensíveis a elevação de temperatura que aumentam sua capacidade, porém diminuem a sua vida útil. Podemos classificar as bateria chumbo-ácido em dois tipos, sendo eles:

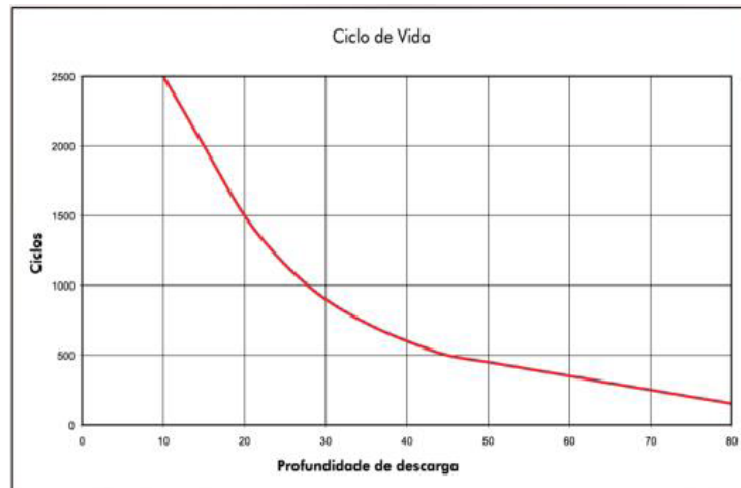
- Baterias ventiladas ou abertas (VLA), no qual o eletrólito está em estado líquido em solução aquosa. Durante o seu funcionamento ocorre a eletrólise da água liberando gases para a atmosfera (oxigênio e hidrogênio), fazendo com que o local de armazenamento da mesma seja ventilado ou monitorado para que não se torne uma atmosfera explosiva.
- Baterias seladas ou reguladas por válvulas (VLRA) que são baterias vedadas, possuindo porém válvulas calibradas para permitirem a saída dos gases caso a pressão no interior do vaso atinja valores limites. As baterias VLRA podem se construídas em seu interior com separador de microfibras de vidros, popularmente conhecida como bateria AGM (Absorbed Glass Mat), que absorve o eletrólito para evitar o seu livre deslocamento no vaso, ou terem o eletrólito constituído de ácido misturado com sílica, dando-lhe uma consistência de um gel, e permitindo que o mesmo permaneça imóvel no interior do vaso.

Os dados principais das baterias são listados abaixo para um melhor entendimento dos dados fornecidos nos catálogos dos fabricantes (CEPEL - Grupo de trabalho de Energia Solar - GTES, 2004).

- Capacidade: Normalmente expressa em ampére-hora (1Ah=3600 coulombs), define sua capacidade energética quando totalmente carregada. 1Ah significa que a bateria tem a capacidade de fornecer 1 A por uma hora. Se a bateria

puder fornecer esta mesma corrente por 10 horas, sua capacidade será 10Ah. A temperatura de operação é fator preponderante na capacidade, já que elas são projetadas para trabalharem em 25°C. Temperaturas mais baixas reduzem significativamente sua capacidade e temperaturas mais altas, aumentam ligeiramente a sua capacidade e reduzem sua vida útil.

- Capacidade de energia: Comumente a capacidade de uma bateria é dada em Ah, mas pode ser também expressa em Wh ou kWh, sendo a energia que pode ser retirado de uma bateria totalmente carregada em uma hora.
- Carga: Conversão de energia elétrica em potencial eletroquímico no interior da bateria.
- Tempo de descarga: Tempo de típico do processo de descarga da bateria.
- Profundidade de descarga: Indicação em percentual o quanto foi retirado da capacidade nominal da bateria, considerando o estado de plena carga como 100%. As baterias chumbo-ácido possuem severas restrições quanto a descargas profundas.
- Sobrecarga: A ação de continuar a fornecer corrente para a bateria após a mesma alcançar a carga plena resultando em gaseificação e sobreaquecimento.
- Eletrólito: proporciona o meio para o transporte de íons entre os eletrodos positivos e negativos.
- Gaseificação: geração de gases nos eletrodos das células, resultante da auto descarga ou da eletrólise da água no eletrólito durante a carga.
- Vida útil: A vida útil das baterias é expressa em duas maneiras, quantidade de ciclos de carga e descarga ou período de tempo. Para a quantidade de ciclos de carga, devemos considerar a profundidade de descarga utilizada que influência sensivelmente neste parâmetro. Quanto maior for a profundidade de descarga, menor será a quantidade de ciclos na vida útil da bateria (ver fig. 5.28). Outros fatores que influenciam são a corrente de descarga e a temperatura de operação. As baterias chumbo-ácido tem sua vida útil delimitada pelo instante em que a bateria totalmente carregada pode fornecer apenas 80% da sua capacidade nominal (CEPEL - Grupo de trabalho de Energia Solar - GTES, 2004).

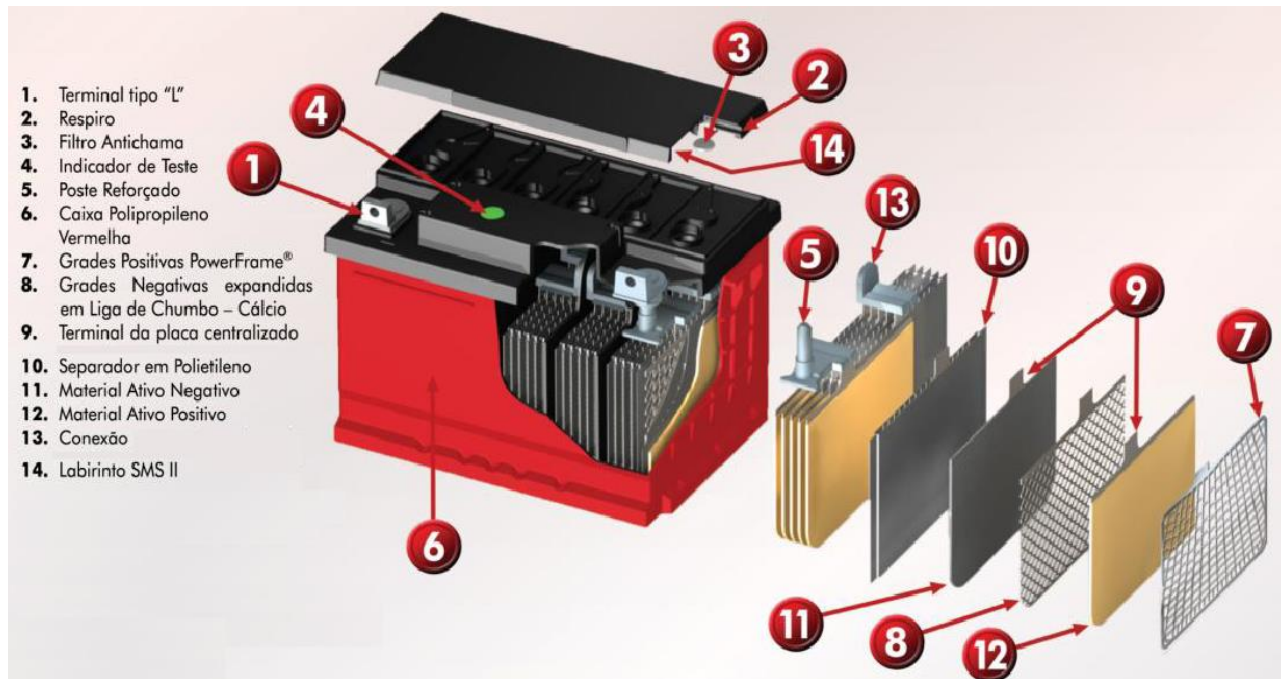


Fonte: Freedom

Figura 5.28: Curva da vida útil de uma bateria para uma temperatura de 25°C

- Tensão nominal: Tensão média em Vcc da bateria durante o processo de descarga com uma determinada taxa de descarga a uma determinada temperatura.
- Tensão de corte: Valor de tensão em que a carga é interrompida, determinado pelo fabricante.
- Tensão de final de carga: Tensão em que a carga da bateria é interrompida por estar totalmente carregada.
- Placa: material ativo que formam os eletrodos positivos e negativos de uma célula.
- Separador: material isolante, microporoso e permeável ao fluxo de íons que tem a função de isolar entre si as placas que formam os eletrodos positivos e negativos.

Para uma visualização da forma construtiva, vemos a fig. 5.29 que mostra a vista explodida de uma bateria chumbo-ácido estacionária.



Fonte: Freedom

Figura 5.29: Vista explodida de uma bateria estacionária

5.14.1 Banco de Baterias

Dá-se o nome de Banco de baterias a um agrupamento de baterias. As baterias podem ser agrupadas em série e/ou paralelo. Com o agrupamento em série obtemos um valor total da tensão nos terminais do agrupamento equivalente a soma das tensões individuais de cada bateria. O agrupamento em paralelo de baterias ou conjunto de baterias com a mesma tensão permite um maior acúmulo de energia e fornece uma maior corrente para a carga com a mesma tensão. Se necessário aumentar o nível de tensão e o de corrente do banco de baterias ao mesmo tempo, agregamos baterias em série, formando conjuntos e depois agregamos estes conjuntos em paralelos.

6. ESTUDO DE CASO

Neste capítulo apresentamos o desenvolvimento do estudo piloto de um Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede elétrica de energia da concessionária local. Trata-se de um prédio residencial / comercial de treze andares, localizado na cidade de Santa Rosa, RS – Brasil, sendo oito andares residenciais e um andar de garagem, os quais serão objetos de nosso estudo. Os apartamentos são todos de três dormitórios, dois por andar, totalizando 16.

O SFCR dimensionado, além de estar conectado a rede elétrica e com a função de angariar créditos, fazendo uso do sistema de compensação previsto na norma 482 da ANEEL, alimentará também na falta de energia da concessionária, uma carga elétrica do condomínio residencial, para conforto e segurança dos moradores do mesmo. Analisamos a resolução normativa 482 da ANEEL, e a norma técnica 15303 da concessionária CPFL Energia, enfatizando seus aspectos principais e os diretamente necessários para a liberação da conexão à rede elétrica. Efetuamos um levantamento das cargas a serem alimentadas com o gerador fotovoltaico e/ou banco de baterias quando da falta de energia elétrica proveniente da concessionária de energia.

Dentro do contexto apresentado, efetuamos um levantamento do potencial solar da região com análise dos dados anuais de insolação, para dimensionamento do gerador fotovoltaico, e consequentemente do inversor adequado e dos principais componentes do SFCR.

6.1 ANEEL - Resolução Normativa 482

6.1.1 Contextualização

A ANEEL, agência reguladora do setor de energia elétrica, através da Resolução Normativa 482, de 17/04/2012, estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e as condições para compensação dessa geração.

6.1.2 Termos e condições

A definição de microgeração e minigeração distribuídas estabelece que ambas devam utilizar fontes de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada e estejam conectadas a rede de distribuição por meio de unidades consumidoras. Assim, a diferença entre elas está na potência instalada até 100kW, microgeração distribuída e entre 100kW e 1MW, minigeração distribuída.

A transação gira em torno da compensação de energia, de forma que a energia ativa gerada compense o consumo de energia ativa consumida.

Nestes casos fica dispensado o estabelecimento de contratos de uso e conexão, bastando a celebração de Acordo Operativo (minigeradores) ou Relacionamento Operacional (microgeradores) estabelecidos diretamente entre as distribuidoras e unidades consumidoras.

A forma estabelecida para compensação da geração se dá através da subtração da energia fornecida à rede, da energia consumida da distribuidora, considerando os postos horários diferenciação de tarifas em função de horários de consumo preferencialmente, no mesmo ciclo de faturamento. Caso haja crédito a favor do gerador, este crédito poderá compensar outras unidades consumidoras previamente cadastradas para este fim, na mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo ou cujas unidades forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito. O limite de geração está atrelado à carga instalada (para consumidores do grupo B) ou a demanda contratada, no caso de consumidores do grupo A.

Os créditos prescrevem em 36 meses. Caso a geração supere o consumo e não possa ser compensado, o gerador não terá direito a qualquer ressarcimento dos valores não compensados.

Para não haver desbalanço financeiro pela disponibilidade da infraestrutura, a distribuidora deverá cobrar, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade (consumidor do grupo B) ou da demanda contratada (consumidor do grupo A).

A instalação de medição para os sistemas de micro e minigeração distribuídas serão arcadas pelo gerador, que deverá fazer a transferência e doação para a distribuidora. A partir de então, a manutenção e substituição correrá por conta da distribuidora.

Outra questão a ser considerada é a responsabilidade do micro / minigerador sobre danos causados ao sistema, por sua responsabilidade, que além de serem arcados pelo responsável, ainda perderá o direito aos créditos de energia gerada.

6.2 CPFL - Norma Técnica 15303

6.2.1 Contextualização

A distribuidora de energia na região do empreendimento é a Rio Grande

Energia – RGE que, sendo parte do grupo CPFL, se utiliza do Manual 15303, que estabelece as condições específicas para Conexão de Micro e Minigeração Distribuída pelo sistema de Compensação de Energia Elétrica.

6.2.2 Termos e condições

As definições e condições básicas estabelecidas estão em conformidade com a Resolução Autorizativa ANEEL nº 482, tais como:

Microgeração e minigeração distribuídas são centrais geradoras de energia elétrica que utilizam fontes de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada e estarem conectadas a rede de distribuição por meio de unidades consumidoras, sendo microgeração para centrais com potência instalada até 100 kW e minigeração distribuída com potência instalada entre 100kW e 1MW. É, também, conceituada a cogeração, que é o processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das unidades de calor e energia mecânica, convertida total ou parcialmente em energia elétrica.

O ponto de conexão é estabelecido em função dos termos estabelecidos no PRODIST:

SDBT (sistema de distribuição de baixa tensão) redes com tensões nominais abaixo de 1000 V – Rede secundária

SDMT (sistema de distribuição de média tensão) redes com tensões nominais acima de 1000 V e abaixo de 69 kV – Rede primária

SDAT (sistema de distribuição de alta tensão) redes com tensões nominais acima de 69 kV e inferiores a 230 kV.

A conexão à rede da RGE, da unidade consumidora que detenha micro ou minigeração, deverá ser conforme a tabela do item 4.3 da norma (tab. 6.1)

Tabela 6.1 – Nível de tensão conforme potência instalada.

Potência instalada	Nível de tensão
< 10 kW	Baixa Tensão (BT), monofásico, bifásico ou trifásico
10 a 100 kW	Baixa Tensão (BT), trifásico
101 a 500 kW	Baixa Tensão (BT) ou Média Tensão (MT), ambos trifásicos
501 kW a 1 MW	Média Tensão (MT), trifásico

A potência instalada da microgeração distribuída na unidade consumidora (UC), participante do sistema de compensação de energia elétrica, fica limitada à carga instalada dessa UC.

O sistema de compensação de energia elétrica aos acessantes de micro e minigeração distribuída prevê a cobrança, pela distribuidora, de valor mínimo referente ao custo de disponibilidade de energia.

A compensação de energia prevê:

Prioritariamente a compensação da energia gerada subtraindo da energia consumida no próprio ciclo de medição e na própria Unidade Consumidora – UC;

Caso a energia gerada seja maior do que a energia consumida, caso haja alguma outra UC previamente cadastrada no mesmo CPF ou CNPJ da UC geradora, será procedida a compensação da energia;

Caso os créditos de energia gerada não possam ser compensados no mesmo ciclo de medição, poderão ser compensados em ciclos posteriores, nas mesmas condições dos itens anteriores. Caso não seja possível compensar esta energia no prazo de 36 meses, a energia não será contabilizada e não dará direito a ressarcimento.

Também são estabelecidos e detalhados os requisitos de:

- i. segurança – a autorização para conexão de acessantes de micro e minigeração somente será aceita quando não houver problemas técnicos e de segurança para outros consumidores. O acessante terá toda a responsabilidade pela inobservância dos requisitos estabelecidos, do contrato e dos acordos/ relacionamento operacional;

- ii. proteção elétrica – o acessante é totalmente responsável pela proteção dos seus equipamentos e dispositivos, de forma que quaisquer faltas, falhas, surtos, etc. não causem danos as suas instalações;
- iii. requisitos de qualidade de energia – a energia a ser fornecida ao sistema deverá atender aos requisitos estabelecidos para:
 - a. tensão em regime permanente
 - b. fator de potência
 - c. distorção harmônica
 - d. desequilíbrio de tensão
 - e. flutuação de tensão
 - f. variação de tensão
- iv. sistema de proteção, seccionamento e manobra – o acessante deverá adequar, as suas próprias expensas, o ponto de conexão, para que a central micro ou minigeradora seja conectada por meio de dispositivo de seccionamento visível e de um elemento de interrupção automática (disjuntor ou contator, ou nos sistemas de BT, o próprio inversor)
- v. sistema de medição de faturamento – o acessante deverá adaptar o sistema de medição, ao padrão requerido, às suas expensas e transferir, contabilmente, os dispositivos para a distribuidora;
- vi. e as condições gerais de fornecimento de energia elétrica e operação dos sistemas em paralelo (geração distribuída e sistema elétrico).

O acessante deverá providenciar e encaminhar em anexo a solicitação de acesso, cópia dos relatórios e certificados de:

- i. DSV – dispositivos de seccionamento visível
- ii. Seccionadoras ou chaves sob carga
- iii. Elemento de interrupção (eletrônico ou não)
- iv. Disjuntor ou religador
- v. Inversor eletrônico
- vi. Retificador eletrônico
- vii. Medidor eletrônico
- viii. Relés Digitais

6.2.3 Trâmite para implantação e estabelecimento de contrato

A rede de conexão em questão no empreendimento é secundária, trifásica 220 V / 380 V. A solicitação de acesso deve ser formalizada a partir do preenchimento de formulário disponível no endereço eletrônico <http://www.cpfl.com.br>, guia “CREDENCIADOS”, link para “PROJETOS PARTICULARES”. Neste mesmo endereço será realizado o encaminhamento do contato com a distribuidora. A solicitação deverá ser acompanhada de projeto das instalações de conexão, memorial descritivo, localização, arranjo físico, diagramas e desenhos e, caso necessário, a licença ambiental. Após a solicitação de acesso, a distribuidora emitirá o parecer de acesso, em até 60 dias, que formaliza as condições de acesso. A fase seguinte, a ser consolidada em até 90 dias, é a formalização dos contratos necessários.

6.3 Dados do local

Na figura 6.1 temos os dados de localização geográfica do prédio e a vista do mesmo.



Figura 6.1: Dados, vista 3D e vista lateral do prédio

6.4 Avaliação do potencial solar da cidade de Santa Rosa

Inicialmente para verificação da viabilidade técnica do projeto de energia fotovoltaica, foi necessário efetuar um levantamento do potencial solar da cidade de

Santa Rosa, RS. Obtendo-se os dados de latitude e longitude da cidade podemos então utilizar a base de dados do programa SunData 2.0.

Latitude: 27° 52' 15" S

Longitude: 54° 28' 53" W

6.4.1 Insolação solar diária média mensal

A insolação é a grandeza que indica a energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana em determinado intervalo de tempo e tem como unidade Wh/m^2 (Villalva, 2013)

Com os dados de latitude e longitude, podemos então, utilizar a da base de dados existente no programa SunData 2.0 (CRESESB), para obter tabelados os valores de insolação diárias médias mensais para os doze meses do ano, para qualquer local desejado do Brasil. Os valores de insolação, são fornecidos em $\text{kWh/m}^2.\text{dia}$ no plano horizontal, correspondentes às diárias médias mensais para os 12 meses do ano.

O programa SunData 2.0 se propõe a ser uma ferramenta de apoio para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e pode ser acessado diretamente pelo endereço: <http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php>

Na fig. 6.2 vemos a tela de entrada do programa SunData 2.0, onde digitamos o valor da latitude e longitude do local desejado.

The screenshot shows the input interface of the SunData 2.0 program. It features two main sections: 'Latitude' and 'Longitude'. The 'Latitude' section has input fields for degrees (27), minutes (52), and seconds (15), followed by a dropdown menu set to 'Sul' (South). The 'Longitude' section has input fields for degrees (54), minutes (28), and seconds (53), followed by the text 'Oeste' (West). Below these fields, there is a 'Formato Numérico:' section with two radio buttons: 'graus decimais (00.00°)' and 'graus, minutos e segundos (00°00'00")', with the latter being selected. A 'Buscar' (Search) button is located at the bottom left. At the bottom of the form, there is a small blue text note: 'I. Os valores válidos de latitude devem estar na faixa de 12° Norte e 40° Sul e de longitude na faixa de 30° Oeste e 80° Oeste. Em caso de dúvida entre em contato conosco.'

Fonte: (SunData 2.0)

Figura 6.2: Tela de entrada da latitude e longitude do local desejado

Como não existem na base de dados, os dados específicos da cidade Santa Rosa (Latitude 27,870000° Sul), foram apresentados os dados de três cidades próximas, apresentados na tab. 6.2, e elegemos os dados da cidade de Panambi para os cálculos do projeto, por ter a latitude mais próxima de Santa Rosa.

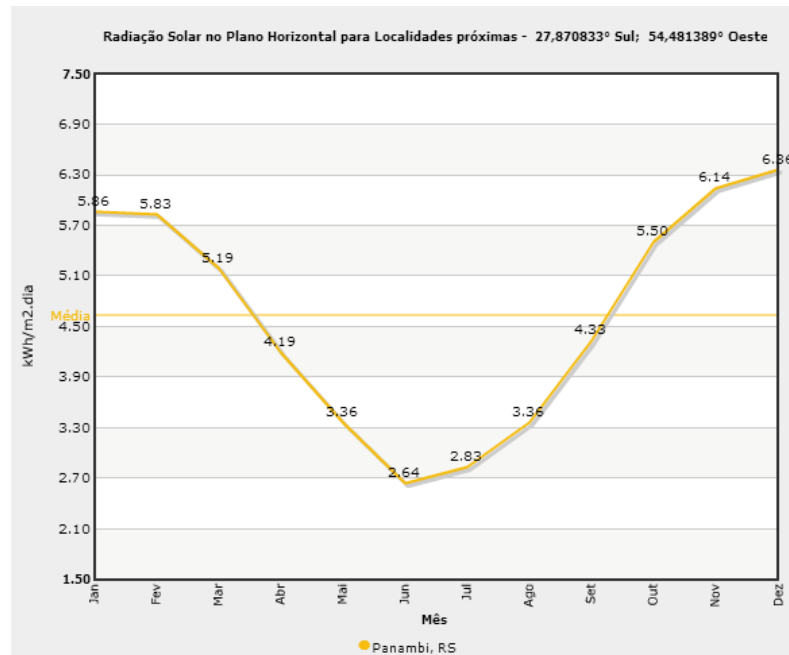
(SunData 2.0)

Tabela 6.2 - Radiação diária média mensal das localidades próximas a Santa Rosa

Radiação diária média [kwh/m ² .dia]																		
Município	UF	Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
São Luiz Gonzaga	RS	28,408333°S	54,960833°O	76,30	5,72	5,42	4,81	4,11	3,17	2,47	2,89	4,27	4,17	5,28	6,03	6,11	4,54	3,64
Panambi	RS	28,292500°S	53,501666°O	107,00	5,86	5,83	5,19	4,19	3,36	2,64	2,83	3,36	4,33	5,5	6,14	6,36	4,63	3,72
Cruz Alta	RS	28,638611°S	53,606388°O	121,10	5,86	5,72	4,92	4,19	3,17	2,64	2,94	3,36	4,25	5,39	6,14	6,72	4,61	4,08

Pelos valores de radiação diária média apresentada, podemos verificar que a localidade possui um bom índice de radiação solar.

No gráfico da fig. 6.3 temos a representação do índice de radiação no plano horizontal para a cidade de Panambi, onde denota-se pela curva apresentada, índices elevados entre outubro à março e diminuição destes índices nos outros meses, chegando ao seu mínimo no inverno.



Fonte: (SunData 2.0)

Figura 6.3: Radiação solar no plano horizontal na cidade de Panambi, RS (SunData 2.0)

A base de dados do SunData ainda nos fornece outras informações valiosas para a avaliação do potencial solar da localidade, como os valores de irradiação solar convertidos do plano horizontal para três diferentes ângulos de planos inclinados:

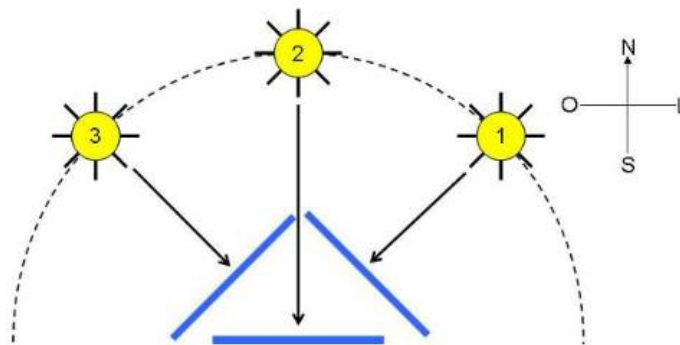
- Igual à latitude;
- Maior valor médio diário anual de irradiação solar;
- Maior valor mínimo diário anual de irradiação solar.

Em destaque na tabela 6.3, temos em azul o mês com o maior valor de radiação diária média mensal do ano e em vermelho, o menor.

Tabela 6.3 - Radiação diária média, mensal da cidade de Panambi (SunData 2.0)

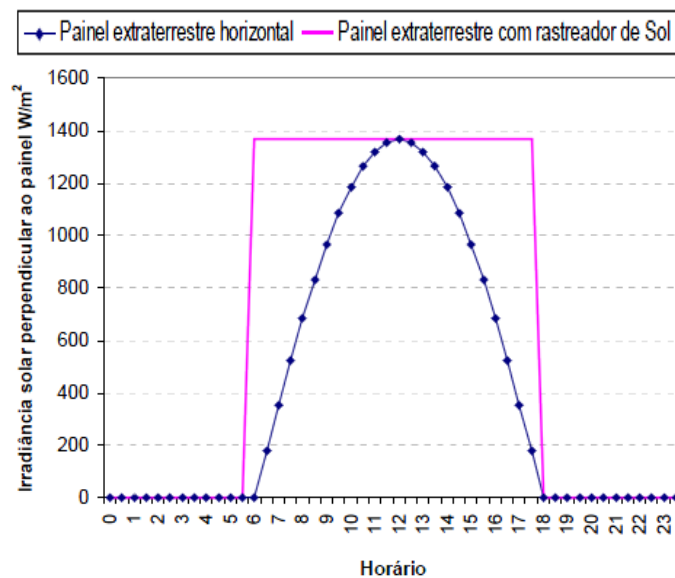
Radiação diária média mensal [kwh/m ² .dia]															
Ângulo	Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Plano Horizontal	0° N	5,86	5,83	5,19	4,19	3,36	2,64	2,83	3,36	4,33	5,5	6,14	6,36	4,63	3,72
Ângulo igual a latitude	28° N	5,23	5,56	5,46	4,99	4,48	3,65	3,82	4,11	4,74	5,41	5,56	5,56	4,88	1,92
Maior média anual	23° N	5,40	5,68	5,49	4,91	4,33	3,51	3,69	4,03	4,72	5,49	5,73	5,76	4,90	2,25
Maior mínimo mensal	48° N	4,33	4,82	5,07	5,01	4,77	3,96	4,11	4,21	4,53	4,79	4,64	4,51	4,56	1,11

A escolha do ângulo de inclinação do módulo solar modifica a posição deste com o posicionamento do sol, influenciando diretamente no rendimento do painel. O melhor rendimento para o painel é quando este está posicionado o mais perpendicular possível com a radiação solar. Do ponto de vista do painel, o raio solar pode ser decomposto em perpendicular e alinhado. A componente perpendicular ao painel, é que será convertida em energia. O ideal então para o melhor aproveitamento da energia solar é termos os painéis se movimentando, buscando esta posição continuamente acompanhando o movimento solar leste a oeste diário. Desta maneira teríamos as placas solares obtendo a máxima incidência de raios solares possíveis, considerando sempre o mesmo posicionamento das placas em relação ao sol. Isto é utilizado em sistemas fotovoltaicos com rastreamento solar, em que os módulos buscam obter a mesma intensidade dos raios solares, (fig. 6.4) em todos os momentos em que o sol estiver visível, aumentando o rendimento do sistema FV (fig. 6.5) em relação ao sistema com o módulo fixo.



Fonte: Rafael Shyani

Figura 6.4: Movimento solar e dos módulos (sistema de rastreamento)



Fonte: Rafael Shyani

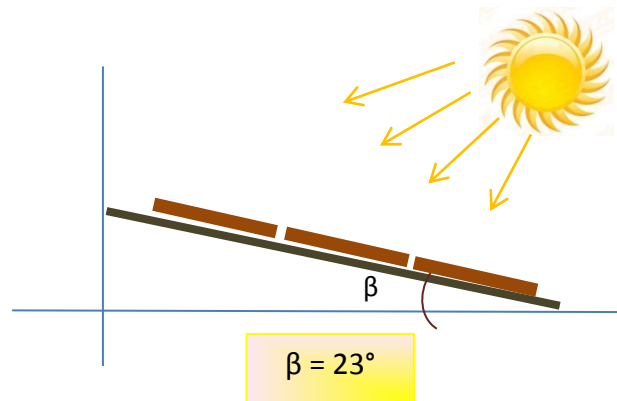
Figura 6.5: Captação da radiação solar com painéis com e sem rastreamento

Nos sistemas com os painéis estáticos, a melhor média de aproveitamento se dá com os painéis voltados para o norte geográfico da terra considerando nossa região geográfica abaixo da linha do equador.

Quanto a inclinação do módulo em relação a horizontal (β), o valor do ângulo está diretamente ligado a aplicação e uso do sistema solar fotovoltaico. Se a intenção é valorizar os meses de verão, considerando os dados obtidos, utilizaríamos o módulo na horizontal ($\beta=0$), onde então teríamos o maior valor de radiação em dezembro ($6,36 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$). Se desejarmos valorizar o período de

inverno, devemos utilizar um β elevado, e como exemplo vimos o $\beta = 48^\circ$ elevar o valor de junho de 2,64 para 3,96 kWh/m².dia.

Neste projeto, como a geração FV está conectada a rede elétrica, utilizaremos $\beta = 23^\circ$ (fig. 6.6) que nos trará a melhor média anual de radiação incidente nos módulos FV (tab. 6.3), e consequentemente mais energia será teoricamente totalizada e enviada anualmente para a rede.



Fonte: Criação do autor

Figura 6.6: Ângulo de inclinação dos módulos FV

6.4.2 Radiação extraterrestre diária mensal

A radiação extraterrestre é a radiação solar verificada acima da atmosfera terrestre. Como o movimento da terra em torno no sol é uma elipse teremos, portanto variações conforme as estações climáticas. Além da variação da distância entre o Sol e a Terra, também deve-se considerar a variação na radiação emitida pelo sol (Projeto Finep 2386/04, 2007).

A radiação extraterrestre pode ser calculada durante todo o ano e então tabelada (tab. 6.4) para diversas latitudes (Duffie & Beckman, 2006).

Quando não possuímos o valor latitude desejado, pode-se interpolar linearmente entre latitudes vizinhas (Duffie & Beckman, 2006).

Tabela 6.4 - Média diária de Radiação extraterrestre, H_o [MJ/m^2], para $\text{GSC}=1353 \text{ W}/\text{m}^2$ (Duffie & Beckman, 2006)

LATITUDE	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
60	3,5	8,2	16,7	27,3	36,3	40,6	28,4	30,6	20,3	10,7	4,5	2,3
55	6,1	11,2	19,6	29,3	37,2	40,8	39,0	32,2	22,9	13,6	7,2	4,8
50	9,1	14,2	22,3	31,2	28,1	41,1	39,6	33,7	25,3	16,6	10,2	7,6
45	12,1	17,2	24,8	32,9	38,8	41,3	40,0	35,0	27,5	19,4	13,2	10,5
40	15,1	20,1	27,2	34,3	39,3	41,3	40,2	36,1	29,5	22,1	16,2	13,6
35	18,1	22,8	29,3	35,5	39,5	41,1	40,2	36,9	31,3	24,7	19,1	16,7
30	21,1	25,5	31,2	36,4	39,6	40,7	40,0	37,5	32,9	27,1	22,0	19,7
25	23,9	27,9	32,9	37,1	39,4	40,0	36,6	37,8	34,2	29,3	24,8	22,6
20	26,7	30,2	34,4	37,5	38,9	39,1	38,9	37,8	35,3	31,3	27,4	25,5
15	29,3	32,3	35,5	37,5	38,1	38,0	37,9	37,6	36,1	33,1	29,8	28,2
10	31,7	34,1	36,4	37,5	37,1	36,6	36,7	37,1	36,6	34,6	32,1	30,8
5	33,9	35,7	37,1	37,1	35,9	35,0	35,3	36,3	36,8	35,9	34,1	33,1
0	35,9	37,0	37,4	36,4	34,4	33,2	33,6	35,3	36,8	36,9	36,0	35,3
-5	37,6	38,1	37,5	35,4	32,7	31,1	31,7	34,1	36,5	37,7	37,5	37,3
-10	39,1	38,9	37,3	34,2	30,7	28,9	29,6	32,6	35,9	38,1	38,9	39,0
-15	40,4	39,4	36,8	32,7	28,6	26,5	27,4	30,8	35,0	38,3	39,9	40,4
-20	41,4	39,6	36,0	31,0	26,3	23,9	24,9	28,8	33,9	38,2	40,7	41,7
-25	42,1	39,6	35,0	29,0	23,8	21,3	22,3	26,7	32,5	37,8	41,3	42,6
-30	42,5	39,3	33,7	26,9	21,2	18,5	19,7	24,3	30,9	37,2	41,5	43,3
-35	42,7	38,7	32,1	24,5	18,4	15,7	16,9	21,8	29,0	36,3	41,5	43,8
-40	42,7	37,8	30,3	22,0	15,6	12,8	14,0	19,2	27,0	35,1	41,3	44,0
-45	42,4	36,7	28,3	19,4	12,8	9,9	11,2	16,5	24,7	33,7	40,8	44,0
-50	41,9	35,3	26,1	16,6	9,9	7,1	8,3	13,6	22,2	32,0	40,1	43,8
-55	41,3	33,8	23,6	13,7	7,1	4,5	5,6	10,8	19,6	30,2	39,2	43,5
-60	40,6	32,1	21,0	10,8	4,4	2,1	3,1	7,9	16,8	28,1	38,3	43,2

Quando não possuímos o valor latitude desejado, pode-se interpolar linearmente entre latitudes vizinhas (Duffie & Beckman, 2006).

A tabela 6.4, de radiação extraterrestre diária mensal em MJ/m^2 possui os valores para $-25,00$ e $-30,00^\circ$, e portanto para a latitude da cidade de Santa Rosa ($-27,87^\circ$), foi necessário utilizar interpolação linear ($y = y_0(x - x_1)/(x_0 - x_1) + y_1(x - x_0)/(x_1 - x_0)$) para obter os valores correspondentes, demonstrados na tab. 6.5.

Tabela 6.5 - Radiação Extraterrestre Diária Média Mensal, H_o [MJ/m^2], $\text{GSC}=1353 \text{ W}/\text{m}^2$ (Duffie & Beckman, 2006)

Latitude Santa Rosa		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
ϕ													
-25°		42,1	39,6	35	29	23,8	21,3	22,3	26,7	32,5	37,8	41,3	42,6
$-27,87^\circ$		42,33	39,43	34,25	27,79	22,31	19,69	20,81	25,32	31,58	37,46	41,41	43,00
-30°		42,5	39,3	33,7	26,9	21,2	18,5	19,7	24,3	30,9	37,2	41,5	43,3

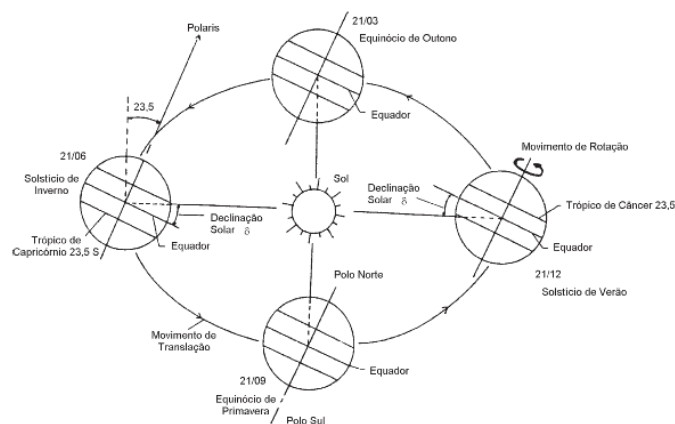
Para utilização dos valores na unidade kWh/m², é necessário converter de MJ para kW. Utilizando-se o fator de conversão 1MJ = 0,277778 kWh, obtém-se a tabela 6.6.

Tabela 6.6 - Radiação Extraterrestre Diária Média Mensal, H_o [KWh/m²], $GSC=1353$ W/m²

Latitude Santa Rosa													
ϕ		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
-25°		11,69	11,00	9,72	8,06	6,61	5,92	6,19	7,42	9,03	10,50	11,47	11,83
-27,87°		11,76	10,95	9,51	7,72	6,20	5,47	5,78	7,03	8,77	10,40	11,50	11,95
-30°		11,81	10,92	9,36	7,47	5,89	5,14	5,47	6,75	8,58	10,33	11,53	12,03

6.4.3 Declinação solar

Chamamos de declinação Solar (δ), a posição angular do Sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador (Norte positivo). Este ângulo varia, de acordo com o dia do ano, dentro dos seguintes limites: $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$, como pode ser visto na fig. 6.7.



Fonte: "Photovoltaic System Technology - An European Handbook"
Figura 6.7: Órbita da Terra em torno do Sol com eixo N-S inclinado 23,5°

Na tab. 6.7, temos os valores de declinação solar por mês para todo o ano.

Tabela 6.7 - Dias médios recomendados por mês e valores de declinação solar por mês (δ) [graus] (Duffie & Beckman, 2006)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
n (dia)	17,00	47,00	75,00	105,00	135,00	162,00	198,00	228,00	258,00	288,00	318,00	344,00
δ (Graus)	-20,90	-13,00	-2,40	9,40	18,80	23,10	21,20	13,50	2,20	-9,60	-18,90	-23,00

6.4.3.1 Irradiação média global sobre superfície inclinada de β

Com o β definido (23°), calculamos a Irradiação média mensal sobre superfície inclinada de β ($\bar{H}_t, \beta$) para todos os meses do ano. Para isso seguimos a sequência de cálculo abaixo, exemplificada pelo mês de janeiro.

6.4.3.2 Índice de claridade média mensal

O índice de claridade (K_T) indica a relação entre a radiação medida no solo, em uma superfície horizontal (H) e a radiação extraterrestre (H_0), também no plano horizontal. Este índice é útil para indicar as componentes direta e difusa da radiação incidente no módulo FV, permitindo o cálculo da potência incidente sobre superfícies inclinadas. Um valor do índice de claridade próximo de 1, indica que a componente difusa representa pouco em relação a radiação global e que portanto, os raios solares ultrapassam a atmosfera com muita facilidade.

Os cálculos foram efetuados com os valores de radiação média mensal, resultando em um K_T médio mensal para todos os meses do ano (eq. 6.1).

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad \bar{K}_T = \frac{5,86}{11,76} \quad \bar{K}_T = 0,50 \text{ (janeiro)} \quad (6.1)$$

6.4.3.3 Ângulo horário do Sol

Ângulo horário do sol simbolizado pela letra ω é o ângulo do deslocamento angular do Sol, com base no meridiano local, ocasionado pelo movimento rotacional da Terra com faixa de variação $-180^\circ \leq \omega \leq +180^\circ$. Cada hora equivale a um deslocamento de 15° , sendo convencionado valores positivos para o período da tarde (ABNT NBR 10899, 2006).

Ângulo horário do nascer / por do sol (ω_s)

$$\begin{aligned} \omega_s &= \arccos (-\tan(\Phi) \tan(\delta)) \quad [^\circ] \\ \omega_s &= \arccos (-(-0,529) \times (-0,382)) \\ \omega_s &= 101,65^\circ \text{ (janeiro)} \end{aligned} \quad (6.2)$$

Ângulo horário do sol considerando β ($\omega_{S'}$)

$$\omega_{S'} = \arccos (-\tan(\Phi + \beta) \tan(\delta)) \quad [^\circ] \quad (6.3)$$

$$\omega_{S'} = \arccos (- (0,085) \times (-0,382))$$

$$\omega_{S'} = 91,87^\circ \text{ (janeiro)}$$

Ângulo horário do sol considerado para superfície inclinada (ω_{S^*})

$$\omega_{S^*} = \text{mínimo entre } \omega_S \text{ e } \omega_{S'} \quad [^\circ] \quad (6.4)$$

$$\omega_{S^*} = 91,87^\circ \text{ (janeiro)}$$

6.4.3.4 Radiação Solar

A radiação solar está descrita no item 5.1 “Radiação Solar” deste trabalho.

Correlação entre componente de Radiação Difusa e Radiação Total - media mensal

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 0,775 + 0,00653(\omega_S - 90) - [0,505 + 0,00455(\omega_S - 90)] \cos[115\bar{K}t - 103] \quad (6.5)$$

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 0,775 + 0,00653(101,65 - 90) - [0,505 + 0,00455(101,65 - 90)] \cos[115 \times 0,50 - 103]$$

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 0,4613 \text{ (janeiro)}$$

Componente Radiação Difusa - media diária mensal

$$\overline{H}_d = \overline{H} \left(\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} \right) \quad [kWh/m^2.dia] \quad (6.6)$$

$$\overline{H}_d = 5,86 \times (0,4613)$$

$$\overline{H}_d = 2,7030 \text{ kWh/m}^2.dia \quad \text{(janeiro)}$$

Razão da radiação média diária mensal (entre superfície inclinada e horizontal)

$$\frac{\overline{R}_b}{\overline{R}_h} = \frac{\cos(\phi - \beta) \cos \delta \sin \omega_{S^*} + (\pi/180) \omega_{S^*} \sin(\phi + \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin \omega_S + (\pi/180) \omega_S \sin \phi \sin \delta} \quad (6.7)$$

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(-4,87) \cos(-20,9) \sin(91,87) + (\pi/180) \times (91,87) \sin(\phi + \beta) \sin(-20,9)}{\cos(-27,87) \cos(-20,9) \sin 101,65 + (\pi/180) \times 101,65 \times \sin(-21,87) \times \sin 20,9}$$

$$\bar{R}_b = 0,89 \quad (\text{janeiro})$$

Radiação média diária mensal sobre uma superfície inclinada

$$\bar{H}_T = \bar{H} \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right) \bar{R}_b + \bar{H}_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \bar{H}_\rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad [kWh/m^2.dia] \quad (6.8)$$

$$\bar{H}_T = 5,86 \times (1 - 0,4613) 0,89 + 2,7030 \left(\frac{1 + \cos(23)}{2} \right) + 5,86 \times 0,2 \left(\frac{1 - \cos(23)}{2} \right)$$

$$\bar{H}_T = 5,44 \text{ kWh/m}^2.dia \quad (\text{janeiro})$$

6.4.3.5 Cálculo da Irradiância média global sobre superfície inclinada

Com a radiação solar obtida na equação 6.8, dividindo-se pela duração de insolação diária N (eq. 6.9), obtivemos a irradiância média global sobre superfície inclinada $(\bar{H}_t, \beta)$ na equação 6.10, para todos os meses do ano, considerando $\beta=23^\circ$ conforme definido no item 6.4.1 (fig. 6.6).

- Duração diária de insolação - média mensal

$$N = (2/15) \omega_s \quad [horas] \quad (6.9)$$

$$N = (2/15) \times 101,65$$

$$N = 13,55 \text{ horas} \quad (\text{janeiro})$$

- Irradiação media global sobre superfície inclinada

$$\bar{H}_t, \beta = \frac{\bar{H}_T 1000}{N} \quad [W/m^2] \quad (6.10)$$

$$\bar{H}_t, \beta = \frac{5400}{13,55}$$

$$\overline{H_t}, \beta = 401,35 \text{ W/m}^2 \quad (\text{janeiro})$$

Para os cálculos efetuados utilizamos uma planilha Excel, demonstrada na tabela 6.8, onde estão os valores para todos os meses, obtidos das equações 6.1 a 6.10.

Tabela 6.8 – Planilha Excel com os cálculos mensais utilizando as equações 6.1 a 6.10

$\beta = 23,0^\circ$	Latitude Santa Rosa	Radiação diária média mensal	Radiação extraterrestre média diária mensal	Índice de Claridade	Declinação solar	Ângulo horário	Ângulo horário β	Mínimo entre ω e ω_s'	Radiação Difusa / Radiação Total	Radiação Difusa	Refletividade do solo	Radiação Direta	Radiação Solar média diária mensal em β	Duração da Insolação Diária	Irradiação Solar média global em β
		kWh/m ² .dia	kWh/m ² .dia	x100 %	°	°	°	°	x100 %	kWh/m ² .dia	x100 %	x100 %	kWh/m ² .dia	horas	W/m ²
Mês	ϕ	H	H _o	KT	δ	ω_s	ω_s'	ω^*s	H _d /H	H _d	ρ	R _b	HT	N	H _{t,β}
Janeiro	-27,87°	5,86	11,76	0,50	-20,90	101,65	91,87	91,87	0,4613	2,7030	0,2	0,89	5,44	13,55	401,35
Fevereiro	-27,87°	5,83	10,95	0,53	-13,00	97,01	91,13	91,13	0,4204	2,4512	0,2	0,97	5,67	12,94	438,69
Março	-27,87°	5,19	9,51	0,55	-2,40	91,27	90,20	90,20	0,3936	2,0426	0,2	1,10	5,45	12,17	447,79
Abril	-27,87°	4,19	7,72	0,54	9,40	84,98	89,19	84,98	0,3761	1,5757	0,2	1,27	4,86	11,33	429,25
Mai	-27,87°	3,36	6,20	0,54	18,80	79,63	88,34	79,63	0,3599	1,2092	0,2	1,45	4,31	10,62	405,56
Junho	-27,87°	2,64	5,47	0,48	23,10	76,96	87,92	76,96	0,3887	1,0263	0,2	1,55	3,51	10,26	342,45
Julho	-27,87°	2,83	5,78	0,49	21,20	78,16	88,11	78,16	0,3882	1,0987	0,2	1,51	3,68	10,42	353,53
Agosto	-27,87°	3,36	7,03	0,48	13,50	82,71	88,83	82,71	0,4121	1,3845	0,2	1,34	4,01	11,03	363,29
Setembro	-27,87°	4,33	8,77	0,49	2,20	88,84	89,81	88,84	0,4218	1,8262	0,2	1,16	4,69	11,84	395,72
Outubro	-27,87°	5,50	10,40	0,53	-9,60	95,13	90,83	90,83	0,4172	2,2943	0,2	1,01	5,48	12,68	431,69
Novembro	-27,87°	6,14	11,50	0,53	-18,90	100,43	91,67	91,67	0,4301	2,6410	0,2	0,91	5,76	13,39	429,91
Dezembro	-27,87°	6,36	11,95	0,53	-23,00	102,97	92,07	92,07	0,4390	2,7923	0,2	0,87	5,82	13,73	423,76

6.5 Estimativa de geração de energia pelo gerador FV

Com a radiação média diária global sobre uma superfície inclinada em $\beta = 23^\circ$ e a duração de insolação média mensal calculada, calculamos então a potência entregue ao inversor pelo gerador fotovoltaico, considerando o módulo utilizado da Jetion Solar, JT240PCe que tem seus dados de potência, tensão e corrente e temperatura indicados na tab. 6.9. A potência máxima (P_m ou P_{FVmod}^0) ou potência de pico de um módulo FV é a potência elétrica disponibilizada pelo módulo sob condições de teste padrão (STC – Standard Test Conditions) e sua unidade é o Watts pico (Wp). Os dados completos do módulo estão no anexo 2.

A área disponibilizada pelo proprietário do edifício está mostrada no anexo 1 e tem como medida 20560 mm x 5400 mm, sendo determinante para a quantidade

módulos utilizados. Baseado nas medidas desta área, efetuamos algumas configurações com quantidade de placas e chegamos a uma configuração de 52 placas instaladas, posicionadas conforme demonstrado no anexo 1.

A disposição da área está posicionada para o lado norte, o que facilitará a instalação dos módulos que será conforme a fig. 6.6, não sofrendo influência de sombreamento entre eles. Nesta etapa consideraremos as perdas de instalações e as perdas com o sistema MPPT “Seguidor do Ponto de Máxima Potência”.

O método utilizado para calcular a potência do gerador FV foi o “Modelo Polinomial de Potência” (Zilles & outros, 2012) descrito no item 5.8 deste trabalho.

Tabela 6.9 - Características elétricas do Painei Jetion JT240PCe

Características do painel JETION JT240PCe	
Potência máxima (P_m ou P_{FVmod}^0)	240,0 Wp
Voltagem de máxima potência (V_m)	30,8 Vcc
Corrente de máxima potência (I_m)	7,8 A
Voltagem de circuito aberto (V_{oc})	37,2 Vcc
Corrente de curto circuito (I_{sc})	8,55 A
Temp. nominal de operação da célula (T_{NOC})	45 °C
Coeficiente de temperatura da V_{oc}	-0,4049 %/°C
Coeficiente da temperatura da I_{sc}	0,0825 %/°C
Coeficiente de temperatura da PM	-0,4336 %/°C

- Potência gerada por um módulo Jetion JT240PCe

$$P_{mp_{mod}} = P_{FVmod}^0 (H_t, \beta / H_{ref}) (1 - \gamma_{mp} (T_C - T_{ref}) \eta_{SPMP}) \quad [W] \quad (6.11)$$

$$P_{mp_{mod}} = 240 (401,35/1000) (1 - (-0,004336 (36,29 - 25) 0,98$$

$$P_{mp_{mod}} = 89,78 W \quad (janeiro)$$

- Energia diária gerada por um módulo Jetion JT240PCe (media mensal)

$$E_{g_{mod}} = P_{mp_{mod}} \times N \quad [Wh/dia] \quad (6.12)$$

$$E_{g_{mod}} = 89,78 \times 13,55/1000$$

$$E_{g_{mod}} = 1,22 kWh/dia \quad (janeiro)$$

Considerando a utilização de **52 módulos Jetion JT240PCe**, calculamos estimativa de potência e energia gerada pelo gerador FV (eq. 6.13 e eq. 6.14):

- Potência do arranjo FV

$$P_{mp} = P_{mp_{mod}} \times qtd \text{ de módulos} \quad [kW] \quad (6.13)$$

$$P_{mp} = 89,78 \times 52$$

$$P_{mp} = 4,67 \text{ kW} \quad (\text{janeiro})$$

- Energia diária gerada pelo arranjo FV (media mensal)

$$Eg_{dia} = P_{mp} \times N \quad [kWh/dia] \quad (6.14)$$

$$Eg_{dia} = 4,67 \times 13,55$$

$$Eg_{dia} = 63,27 \text{ kWh/dia} \quad (\text{janeiro})$$

- Energia mensal gerada pelo arranjo FV

Multiplicando a energia diária pela quantidade de dias do mês, temos a energia estimada gerada no mês pelo gerador FV.

$$Eg_{mes} = Eg_{dia} \times Dias_{mes} \quad [kWh/mes] \quad (6.15)$$

$$Eg_{mes} = 63,27 \times 31$$

$$Eg_{mes} = 1.961,47 \text{ kWh/mes} \quad (\text{janeiro})$$

- Energia anual gerada pelo arranjo FV

Somando-se as energias geradas nos doze meses do ano, temos então a energia estimada, produzida pelo gerador FV em um ano.

$$Eg_{ano} = Eg_{jan} + Eg_{fev} + Eg_{mar} + \dots \dots \dots + Eg_{dez} \quad [kWh/ano] \quad (6.16)$$

$$Eg_{ano} = 21.235,87 \text{ kWh/ano}$$

A tabela 6.10 nos mostra todos os resultados dos cálculos de potência e energia gerada que foram efetuados.

Tabela 6.10 – Planilha Excel - cálculos de Potência e Energia gerada pelos módulos FV

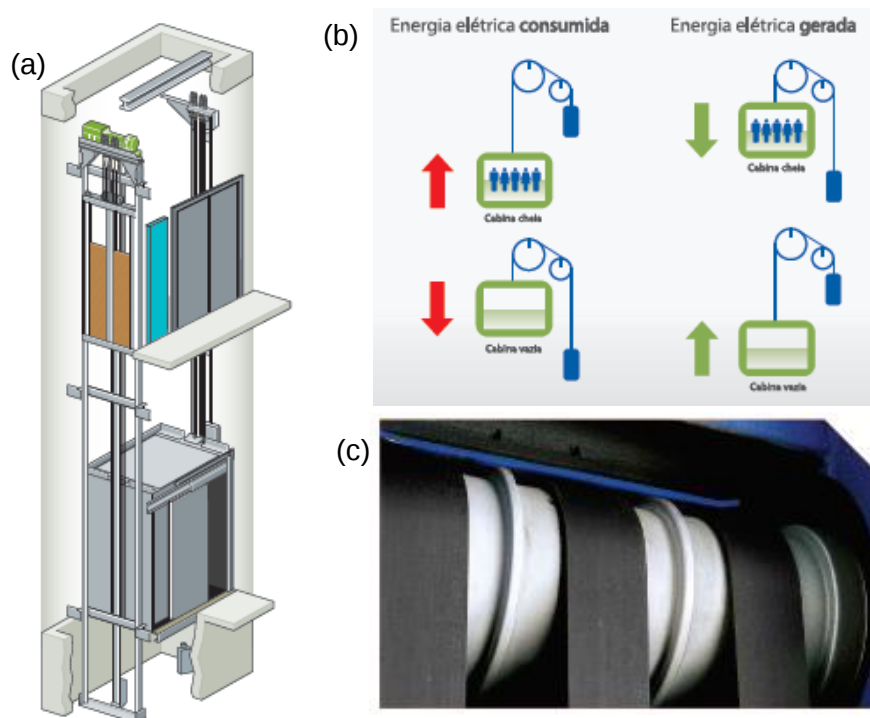
52 Mod. Área	Quantidade de dias no mês	Duração da Insolação Diária	Irradiação Solar média global em β	Potência nominal Painel JT240Pce	Área do painel	Temp. nominal de operação da célula	Coefficiente de temp. de máxima potência	Temp. ambiente Média mensal (Santa Rosa)	Temp. de operação do módulo FV	Eficiência do SPMP	Potência gerada de um módulo JT240Pce	Energia diária de um módulo JT240Pce	Potência do gerador FV	Energia diária gerada pelo gerador FV	Energia mensal gerada pelo gerador FV
85,38 m ²	dias	horas	W/m ²	Wp	m ²	°C	1/°C	°C	°C	x100 %	W	kWh/dia	kW	kWh/dia	kWh/mês
Meses	Dias	N	Ht, β	PoFV	Área	TNOC	γ_{mp}	Ta	Tc	η_{SPMP}	P _{mpmod}	E _{gmod}	P _{FV}	E _{gdia}	E _{gmes}
Janeiro	31	13,55	401,35	240,00	1,642	45,0	-0,004336	25,0	36,29	0,98	89,78	1,22	4,67	63,27	1.961,47
Fevereiro	28	12,94	438,69	240,00	1,642	45,0	-0,004336	24,0	36,34	0,98	98,11	1,27	5,10	65,99	1.847,72
Março	31	12,17	447,79	240,00	1,642	45,0	-0,004336	23,0	35,59	0,98	100,48	1,22	5,23	63,59	1.971,16
Abril	30	11,33	429,25	240,00	1,642	45,0	-0,004336	19,0	31,07	0,98	98,30	1,11	5,11	57,92	1.737,51
Mai	31	10,62	405,56	240,00	1,642	45,0	-0,004336	17,0	28,41	0,98	93,98	1,00	4,89	51,88	1.608,41
Junho	30	10,26	342,45	240,00	1,642	45,0	-0,004336	14,0	23,63	0,98	81,02	0,83	4,21	43,23	1.297,03
Julho	31	10,42	353,53	240,00	1,642	45,0	-0,004336	13,0	22,94	0,98	83,89	0,87	4,36	45,46	1.409,35
Agosto	31	11,03	363,29	240,00	1,642	45,0	-0,004336	16,0	26,22	0,98	85,00	0,94	4,42	48,74	1.510,89
Setembro	31	11,84	395,72	240,00	1,642	45,0	-0,004336	18,0	29,13	0,98	91,41	1,08	4,75	56,30	1.745,29
Outubro	31	12,68	431,69	240,00	1,642	45,0	-0,004336	20,0	32,14	0,98	98,39	1,25	5,12	64,90	2.011,79
Novembro	30	13,39	429,91	240,00	1,642	45,0	-0,004336	22,0	34,09	0,98	97,13	1,30	5,05	67,63	2.029,00
Dezembro	31	13,73	423,76	240,00	1,642	45,0	-0,004336	23,5	35,42	0,98	95,17	1,31	4,95	67,94	2.106,22
Energia anual gerada (kWh/ano)															21.235,87

6.6 Cargas elétricas

A carga que será alimentada pelo inversor solar e/ou banco de baterias quando houver a falta da energia provida pela concessionária RGE é composta de 1 elevador e 60 lâmpadas LED 6W. Na tabela 6.12 temos os dados elétricos do elevador e das lâmpadas de emergência

- Elevador OTIS Gen2

O Elevador utilizado possui um excelente grau de inovação tecnológica e eficiência energética. Possui uma polia menor que a convencional e um projeto otimizado da máquina permitindo a montagem dentro do próprio passadiço, eliminando a necessidade de uma casa de máquinas (fig. 6.8a). Utiliza cintas de aço revestidas de poliuretano, com apenas 3 mm de espessura (fig. 6.8c) que substituem os pesados cabos de aço, economizando espaço, sendo mais flexíveis e duráveis. O Elevador possui também um sistema de regeneração de energia e devido a relação do peso do elevador com o contrapeso e o acessório “Drive ReGen”, a energia elétrica é regenerada quando o elevador sobe com pouca carga, desce com muita carga e na desaceleração (fig. 6.8b).



Fonte: Elevadores OTIS

Figura 6.8: Características construtivas do elevador (a.) sem casa de máquinas; (b.) regeneração de energia; (c.) cintas de aço 3 mm, revestidas de poliuretano

- Iluminação de emergência

Na tabela 6.11 temos os dados técnicos da lâmpada utilizada como iluminação de emergência.

Tabela 6.11 – Dados técnicos da lâmpada Philips MASTER LEDbulb

Especificação técnica

Descrição do produto	Potência (W)	Potência compatível Incandescente (W)	Tensão (V)	Base	Formato do bulbo	Ângulo de abertura (°)	Vida útil (horas)	Dimerizável*	Fluxo luminoso (lm)	Eficiência luminosa (lm/W)	Índice de reprodução de cor (IRC)	Temperatura de cor (K)
MASTER LEDbulb												
6W E27 2700K 230V A55	6	25	220-240	E27	A55	>180	45.000	sim	240	40	>80	2.700

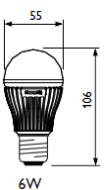


Tabela 6.12 – Dados elétricos da carga

Dados técnicos do elevador	Dados técnicos da iluminação de emergência
Qtde. pessoas: 8 Alimentação trifásica 380 Vac, $I_p = 13,8$ A, $I_n = 8,7$ A Frequência : 50 ou 60 Hz $\pm 5\%$ tolerância Alimentação : 380 V AC / 3 fases $\pm 10\%$ tolerância Aterramento : TN-S (5 fios: 3F + N + PE)	Lâmpada Philips LED MASTER LED bulb Qtde de lâmpadas: 60 Tensão 220 Vac Pot.= 6 W

6.7 Dimensionamento do Inversor

O Inversor utilizado tem a função de disponibilizar a potência do gerador FV considerando um FDI adequado à rede elétrica da concessionária e também suportar a potência da carga quando da falta de fornecimento de energia pela concessionária, quando a carga será alimentada pelo gerador FV, complementada ou alimentada totalmente pelo banco de baterias, quando não houver geração FV.

A rede elétrica secundária da concessionária RGE (subsidiária da CPFL Energia), na cidade de Santa Rosa, conforme a Norma Técnica 15303 da CPFL Energia item 1.2, é de 380 Vac trifásica com neutro aterrado. Considerando que a tensão entre fase e o neutro (denominada tensão de fase) é:

$$V_{fase} = V_{linha} \sqrt{3} = 380 \sqrt{3} = 220 \text{ Vac} \quad (6.17)$$

e temos dois tipos de cargas listados no item “6.6 Cargas elétricas” sendo o elevador 380 Vac trifásico e as lâmpadas 220 Vac monofásico, a conexão do inversor à a rede elétrica será obrigatoriamente trifásica.

Adotando um FDI de 80%, seguindo os conceitos do item 5.11, pré-selecionamos um inversor trifásico baseado na potência instalada do gerador FV (P_{FV}^0), que é definida multiplicando-se a potência de pico do módulo (P_{FVmod}^0) pela quantidade de módulos instalados (eq. 6.18).

$$P_{FV}^0 = P_{FVmod}^0 \times Qtde. mod. \quad [kWp] \quad (6.18)$$

$$P_{FV}^0 = 0,240 \times 52 = 12,48 \text{ kWp}$$

Conforme equação 5.7 :

$$P_{Inv}^0 = FDI \times P_{FV}^0 = 0,8 \times 12,48 = 9,98 \text{ kW}$$

O inversor pré-selecionado será analisado para verificar as condições de atendimento necessárias ao SFCR. Utilizando valores comerciais de potência nominal de inversores, utilizamos para análise um inversor trifásico de 10,0 kW da SMA sem transformador, modelo Sunny Tripower 10000TL. Os dados de entrada (DC), estão relacionados na tab. 6.13 e a ficha técnica completa está no anexo 3.

Tabela 6.13 – Dados técnicos do Inversor STP10000TL

Características do inversor STP10000TL		
Máxima Potência de entrada	10200	W
Tensão máxima	1000	V _{cc}
Faixa de tensão com SPMP	320 - 800	V _{cc}
Mínima tensão de partida	188	V _{cc}
Corrente máx. na entrada A	22	A
Corrente máx. na entrada B	11	A
Máxima Potência de saída	10000	W

Este inversor possui duas entradas de geração FV com circuito SPMP independentes, possuindo quatro strings na entrada A e uma string na entrada B. Alguns dados são de vital importância para o dimensionamento do inversor. A máxima tensão de entrada é de 1000 V, porém a faixa de atuação do SPMP é de 320 a 800 V. A mínima tensão de trabalho é de 150 V, porém para “partida” do inversor é necessário 188 V. As correntes de trabalho não devem ultrapassar 22 A e 11 A nas entradas A e B respectivamente. Inicialmente vamos distribuir os 52 módulos interligados nas entradas A e B respeitando os limites citados. Como apoio utilizaremos o software Sunny Design vs 2.30.0.R fornecido gratuitamente pela empresa SMA Solar Technology AG em seu site (<http://www.sma.de/en/products/plant-planning.html>). O software nos permite fazer diversas combinações de interligações dos módulos FV nas entradas do inversor, otimizando a mais adequada dentro dos limites do inversor selecionado. O Sunny Design possui uma base de dados com diversos módulos FV e toda a linha de Inversores SMA. Após diversos testes chegamos a combinação de 40 módulos, divididos em 2 strings de módulos cada na entrada A e 12 módulos em uma string na entrada B (tab. 6.14).

Tabela 6.14 – Configuração dos arranjos dos 52 módulos FV JT240PCe

ARRANJO FOTOVOLTAICO 1 (Ent. A)			ARRANJO FOTOVOLTAICO 2 (Ent. B)		
Nº de módulos =		40	Nº de módulos =		12
Nº de strings =		2 (2x20)	Nº de strings =		1
Pot. do Arranjo 1 =		9600 W	Pot. do Arranjo 2 =		2880 W
V _m	616	V	V _m	369,6	V
I _m	15,6	A	I _m	7,8	A
V _{oc}	744	V	V _{oc}	446,4	V
I _{sc}	17,1	A	I _{sc}	8,6	A

Correlacionando a configuração dos arranjos (tab. 6.14) com os dados técnicos do Inversor STP10000TL (tab. 6.13), podemos afirmar que os parâmetros são compatíveis (tab. 6.15).

Tabela 6.15 – Verificação da compatibilidade do arranjo FV com o Inversor

Arranjo FV A/B	Inversor
744 / 446,4 V (<i>Voc</i>)	< 1000 V
616 / 369,6 V (<i>Vm</i>)	320 - 800 V
15,6 / 7,8 A (<i>Im</i>)	22 / 11 A
17,1 / 8,55 A (<i>Isc</i>)	33/12,5 A

Os dados de tensão do inversor são definidos para a condição STC (irradiância de 1000 W/m², TC=25°C e AM=1,5) e para definir o Vmax dos arranjos Fv, fazemos uma correção no valor de Voc. Considerando o coeficiente de temperatura da folha de dados do módulo = -0,4049%/C (anexo 2) para a tensão de circuito aberto (Voc), ou seja, para cada grau de temperatura existe um aumento de 0,4049% na tensão de saída do módulo, podemos calcular a máxima tensão de circuito aberto alcançado pelo gerador FV. Conforme equação 5.3, considerando uma temperatura ambiente extrema mínima de -7°C em Santa Rosa e sendo 25°C a condição STC calculamos a máxima tensão dos geradores FV.(eq. 6.19 a eq. 6.21):

$$\text{Variação percentual de tensão} = (25 - 4,29) \times 0,4049 = 8,39 \% \quad (6.19)$$

$$V_{max_{FV1}} = (Voc \times 20) \times 108,39\% = 744 \times 1,0839 = 806,42 \text{ V} \quad (6.20)$$

$$V_{max_{FV2}} = (Voc \times 20) \times 108,39\% = 446,4 \times 1,0839 = 483,85 \text{ V} \quad (6.21)$$

Sendo a $V_{max_{Inv}} = 1000 \text{ V}$, podemos então afirmar que com os valores obtidos de $V_{max_{FV1}}$ e $V_{max_{FV2}}$:

$$V_{max_{FV1 \text{ ou } FV2}} < V_{max_{Inv}} .$$

6.7.1 Eficiência de conversão

Do anexo 3, obtivemos dos dados do inversor $\eta_{Inv100} = 97,9\%$, $\eta_{Inv50} = 98,1\%$, $\eta_{Inv10} = 96,0\%$, do inversor. Substituindo nas equação 5.10 a 5.12 encontramos os valores de k_0 , k_1 e k_2 . Em seguida normalizamos a potência do gerador FV em

relação a P_{Inv}^0 (p_{FV}) e então utilizando a eq. 5.16 encontramos p_{saida} , que multiplicada por P_{Inv}^0 resulta em P_{saida} através da eq. 5.17, para os doze meses do ano (tab. 6.16).

$$k_0 = 0,00333 \quad k_1 = 0,00730 \quad k_2 = 0,01082$$

$$0,00333 - p_{FV} + (1 + 0,00730)p_{saida} + 0,01082 p_{saida}^2 = 0$$

$$P_{saida} = 4,58 \text{ kW} \quad (\text{janeiro})$$

- Energia diária gerada pelo SFCR (media mensal)

$$Eg_{dia} = P_{saida} \times N \quad [kWh/dia] \quad (6.22)$$

$$Eg_{dia} = 4,58 \times 13,55$$

$$Eg_{dia} = 62,06 \text{ kWh/dia} \quad (\text{janeiro})$$

- Energia mensal gerada pelo SFCR

Multiplicando a energia diária pela quantidade de dias do mês, temos a energia estimada gerada no mês pelo gerador FV (eq. 6.23)

$$Eg_{mes} = Eg_{dia} \times Dias_{mes} \quad [kWh/mes] \quad (6.23)$$

$$Eg_{mes} = 62,06 \times 31$$

$$Eg_{mes} = 1.923,91 \text{ kWh/mes} \quad (\text{janeiro})$$

- Energia anual gerada pelo SFCR

Somando-se as energias geradas nos doze meses do ano, temos então a energia estimada, produzida pelo gerador FV em um ano (eq. 6.24).

$$Eg_{ano} = Eg_{jan} + Eg_{fev} + Eg_{mar} + \dots \dots \dots + Eg_{dez} \quad [kWh/ano] \quad (6.24)$$

$$Eg_{ano} = 20.830,28 \text{ kWh/ano}$$

Calculamos utilizando a potência de entrada e a potência da saída, o rendimento médio mensal do inversor com a eq. 6.25.

$$\eta_{Inv} = \frac{4,58}{4,67} = 98,08 \% \quad (\text{janeiro}) \quad (6.25)$$

O rendimento, as potências e a energia gerada pelo SFCR estão listados mês a mês na tab. 6.16.

Tabela 6.16 – Planilha Excel - cálculos de Potência e Energia gerada pelo SFCR

SFCR Inversor STP10000TL	Quantidade de dias no mês	Duração da Insolação Diária	Potência do gerador FV	Potência do gerador FV normalizada com P^0_{FV}	Potência de saída normalizada com P^0_{FV}	Potência de saída	Rendimento do inversor média mensal	Energia diária gerada pelo gerador FV	Energia mensal gerada pelo gerador FV
	dias	horas	kW	kW	kW	kW	%	kWh/dia	kWh/mês
Meses	Dias	N	P_{FV}	p_{FV}	p_{saida}	P_{saida}	η_{Inv}	E_{gdia}	E_{gmes}
Janeiro	31	13,55	4,67	0,47	0,46	4,58	98,08	62,06	1.923,91
Fevereiro	28	12,94	5,10	0,51	0,50	5,00	98,10	64,74	1.812,62
Março	31	12,17	5,23	0,52	0,51	5,13	98,10	62,38	1.933,76
Abril	30	11,33	5,11	0,51	0,50	5,01	98,10	56,82	1.704,51
Mai	31	10,62	4,89	0,49	0,48	4,79	98,09	50,90	1.577,76
Junho	30	10,26	4,21	0,42	0,41	4,13	98,06	42,39	1.271,81
Julho	31	10,42	4,36	0,44	0,43	4,28	98,07	44,58	1.382,11
Agosto	31	11,03	4,42	0,44	0,43	4,33	98,07	47,80	1.481,75
Setembro	31	11,84	4,75	0,48	0,47	4,66	98,09	55,22	1.711,93
Outubro	31	12,68	5,12	0,51	0,50	5,02	98,10	63,66	1.973,58
Novembro	30	13,39	5,05	0,51	0,50	4,95	98,10	66,35	1.990,43
Dezembro	31	13,73	4,95	0,49	0,49	4,85	98,10	66,65	2.066,12
Energia anual gerada (kWh/ano)									20.830,28

6.8 Dimensionamento do sistema de armazenamento de energia

O sistema de armazenamento de energia elétrica para funcionamento da carga definida é composto basicamente por um banco de baterias e um conjunto de três inversores. Estes inversores são conectados entre a fase e o neutro da rede elétrica (220 Vac), efetuando uma monitoração da mesma e funcionando também como controlador de carga do banco de baterias. Quando houver uma falha da rede elétrica, em um tempo mínimo o inversor desconecta a rede elétrica e passa a alimentar a carga com a energia proveniente do banco de baterias. O banco de

baterias irá complementar a energia proveniente do gerador FV quando houver ou prover a energia total necessária para a carga existente.

Para o dimensionamento do banco de baterias, precisamos definir qual a potência e tempo que será necessário a utilização do mesmo.

Na tabela 6.17, temos os dados elétricos das cargas.

Tabela 6.17 – Dados da carga elétrica

Elevador OTIS	GEN2	Lâmpadas Philips	Master LEDbulb
Qtde. (1)		Qtde. (60)	
Φ3 / 380 Vac		220 Vac	6 W
13,8 A (<i>Ipartida</i>)	9083 W	60 lâmpadas	360 W
8,7 A (<i>Inominal</i>)	5726 W		
		Potência máx. da carga	9443 W

Considerando os dados da tabela 6.17, calculamos a energia necessária para alimentar a carga durante o tempo considerado que estaremos sem a energia da concessionária. Em relação a iluminação consideramos que estará em uso durante todo o período de falta da energia da concessionária. Quanto ao elevador, utilizamos a norma NBR5665 “Cálculo do tráfego nos elevadores” para calcular um tempo médio de funcionamento por viagem e definimos uma quantidade de viagens por hora. O elevador possui um tempo de aceleração e retardamento em sua partida e em sua parada, o que requer uma corrente de partida e parada superior a corrente nominal, que deve ser considerada nos cálculos de energia necessária para o seu funcionamento. A velocidade nominal do elevador é de 1m/s.

Segundo a norma NBR 5665:

$$T = T_1 + T_2 + 1,1 (T_3 + T_4) \quad (6.26)$$

Onde:

T= tempo total de viagem

T₁= tempo de percurso total, ida e volta entre os andares extremos sem paradas

T₂= tempo total de aceleração e retardamento

T₃= tempo total de abertura e fechamento de portas

T₄= tempo total de entrada e saída de passageiros

Considerando 9 andares (8 de aptos. + 1 de garagem), calculamos o número de paradas prováveis para um percurso ida e volta nos 9 andares, conforme eq. 6.27, sendo então $N = 5,41$.

$$N = p - (p - 1) \left(\frac{p-2}{p-1} \right)^C \quad (6.27)$$

Onde:

N = número de paradas prováveis

p = números de paradas do elevador (9 andares)

C = lotação da cabina

Utilizando o número de paradas prováveis para um percurso de ida e volta em todos os andares, considerando 5,5 s de tempo de abertura da porta de 800 mm, seguindo os preceitos da norma, obtivemos os seguintes valores:

$$T = 18 + 8,11 + 29,75 + 14,4 \quad \therefore T = 115,96 \text{ s} \quad (6.28)$$

Na norma NBR 5665, no item 5.2 “Capacidade de tráfego”, determina-se que os elevadores devam ser capazes de transportar em 5 min, no mínimo 10% da população, sendo que a mesma norma determina que o cálculo da população de um prédio residencial deve ser efetuado contabilizando 5 pessoas por apartamento de 3 dormitórios. Considerando os 16 apartamentos, contabilizamos a população do prédio em 80 pessoas. Sendo a lotação do elevador igual aos 10% da população (8 pessoas), e o tempo necessário de uma viagem igual a 115,96 s, para atendimento da norma precisamos efetuar uma viagem a cada 5 min e consequentemente 12 viagens por hora. Na tab. 6.18 temos os tempos adotados para uma viagem (NBR 5665, 1987) considerando a velocidade do elevador de 1m/s e a energia calculada conforme a eq. 6.29.

$$Energia = Pot \times tempo \quad (6.29)$$

Tabela 6.18 – Dados da carga elétrica

1 viagem	Tempo (s)	Potência (W)	Energia (Wh)
$t_{partida} (T2)$	8,11	9082,87	20,47
$t_{nominal} (T1)$	54,00	5726,16	85,89
	Energia Consumida		106,37

Obtido o valor de energia necessário para cada viagem, consideramos este valor para calcular a energia necessária durante a falha de fornecimento de energia elétrica pela concessionária de energia (RGE), considerando um tempo de falha de 10 horas e quinze viagens por hora (3 a mais que o mínimo), definimos assim a energia consumida pela carga, conforme tab. 16.19.

Tabela 6.19 – Energia consumida pela carga em 10 horas

Elevador		Lâmpadas LED	
Tempo (h)	10	Tempo (h)	10
Viagem por hora	15	Potência	360
Energia (kWh)	15,95	Energia (kWh)	3,60
Energia total consumida	19,55 kWh		

6.8.1 Dimensionamento do inversor / controlador de carga

O inversor / controlador de carga utilizado foi especificado considerando os dados da carga e do banco de baterias. Os principais dados verificados foram a potência máxima, corrente e tensão da carga e do banco de baterias.

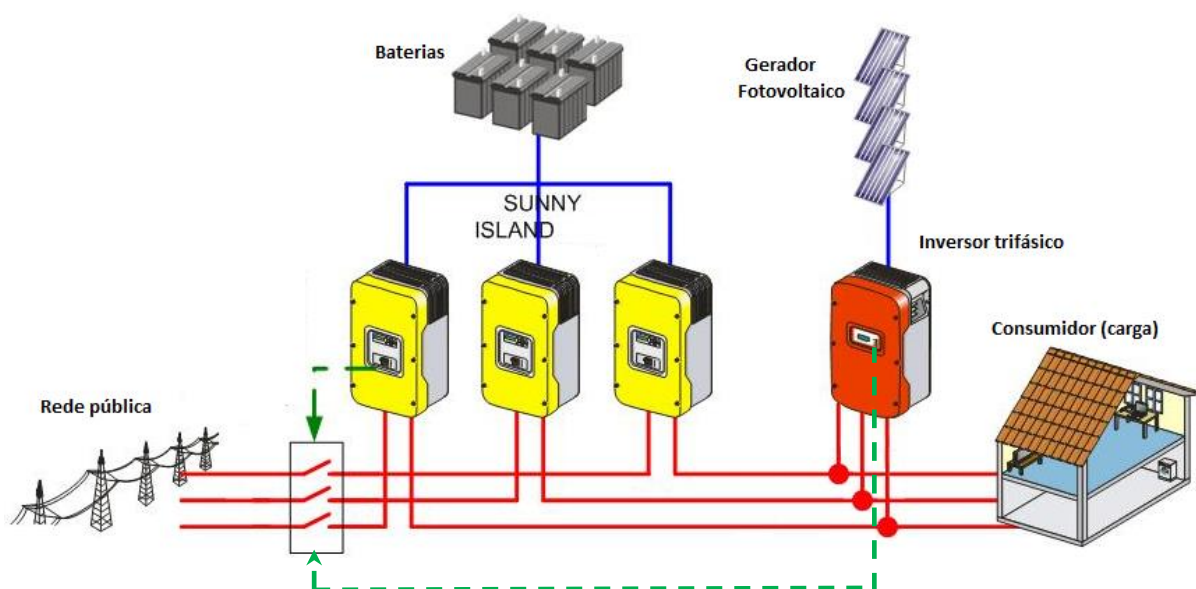
Considerando a potência máxima da carga (9443 W) e optando por um inversor / controlador de carga compatível com o inversor do gerador FV (SMA STP 10000TL), após consulta do catálogo e solicitando assessoria ao fabricante identificamos a melhor opção entre os dois modelos iniciais em termos de potência nominal de saída. Nesta linha de inversores a SMA não possui inversores trifásicos, sendo utilizado um inversor por fase, dividindo a potência da carga em três para cada inversor. Os modelos disponibilizados foram o Sunny Island 4548US, com pot. nominal de saída de 4500 W e o modelo Sunny Island 6.0H , com pot. nominal de saída de 4600 W.

Diferenças mínimas de valores entre os dois e melhorias como exemplo o grau de proteção IP54, optamos pela utilização do modelo Sunny Island 6.0H. Os dados principais do Inversor Island 6.0H utilizados para o dimensionamento estão na tabela 6.20 e os dados técnicos completos estão no anexo 4.

Tabela 6.20 – Dados do Inversor Sunny Island 6.0H

Pot. nominal de saída	4600 W
Tensão de saída	220 Vac
Corrente Nominal de saída	20 A
Tensão de bateria	48 Vcc
Eficiência máx.	95 %

Utilizamos 3 inversores Island 6.0H monofásico 220 Vac de 4600 W, perfazendo um total de 13800 W, suficiente para atendimento da carga e permitindo futuras ampliações, conectados entre as fases e o neutro, compatibilizando com a tensão trifásica de 380 Vac da rede elétrica (fig. 6.9).



Fonte: Adaptado de SMA Solar Technology

Figura 6.9: Esquema básico de utilização do inversor Sunny Island em uma rede trifásica

6.8.2 Dimensionamento do banco de baterias

Para o dimensionamento do banco de baterias consideramos os dados da carga e os dados do inversor /controlador de carga selecionados, assim como a energia calculada necessária na tab. 6.19 (Villalva, 2013). Podemos ver os dados necessários para o dimensionamento do banco de bateria na tab. 6.21.

Tabela 6.21 – Dados para o dimensionamento do banco de baterias

Tensão de bateria do Inversor Island 6.0H	48 Vcc
Eficiência máx. do Inversor Island 6.0H	95 %
Corrente máx. de carga	110 A
Potência máx. da carga – ver tab. 6.17	9443 W
Energia necessária – ver tab. 6.19	19555 Wh
Profundidade de descarga adotada (P_D)	50 %
Tensão da bateria (V_{bat})	12 Vcc
Capacidade da bateria (C_{bat})	200 Ah

Escolhemos a bateria de fabricação FREEDOM homologada pela ANATEL e analisando a tabela de capacidade do fabricante, selecionamos três modelos para análise, DF2500, DF3000 e DF4001 com capacidades de 130, 156 e 200 Ah respectivamente como mostrado na tab. 6.22.

Tabela 6.22 – Capacidade de armazenamento energético das baterias

Modelos		DF2500	DF3000	DF4001
Capacidade @25°C (Ah)	10 h	130	156	200
	20 h	150	170	220
	100 h	165	185	240
Dimensões (mm)	Comprimento	511	511	525
	Largura	213	213	275
	Altura	230	230	250
Peso (Kg)		44,6	48,3	60,3

Aplicado estes valores nas eq. 6.33 6.34 obteve-se a quantidade de baterias de 24 (DF2500), 20 (DF3000) e 16 (DF4001). Relacionando estas quantidades com os preços de mercado de cada modelo, optou-se pelo modelo DF4001 pelo menor custo e menor espaço ocupado pelo banco de baterias composto com o mesmo (ver tab. 6.23)

Tabela 6.23 – Comparativo entre os modelos de bateria

Modelo	Qtde	Valor unit.	Valor total	Área ocupada
DF2500	24	R\$ 679,00	R\$ 16.296,00	2,61 m ²
DF3000	20	R\$ 769,00	R\$ 15.380,00	2,18 m ²
DF4001	16	R\$ 899,00	R\$ 14.384,00	2,31 m ²

O banco de baterias é composto por baterias em série e/ou paralelo. A quantidade de baterias em série é definida pela relação existente entre tensão de bateria e tensão do inversor que estas serão conectadas. Serão interligadas em série tantas quantas forem necessárias para que a soma das tensões das baterias

sejam iguais a tensão de entrada do inversor (eq. 6.30), considerada a tensão do banco de baterias (V_{banco}). Considerando 48 Vcc a tensão do inversor e 12 Vcc a tensão das baterias, teremos então 4 baterias interligadas em série. Para dimensionar a quantidade total de energia armazenada no banco de baterias (E_A), consideramos a energia necessária para a carga e profundidade de descarga adotada de 50% e a eficiência do inversor conforme eq. 6.31. Dividindo-se a Energia armazenada pela tensão do banco obtivemos a capacidade de carga do banco de baterias (C_{banco}) em Ah conforme eq. 6.32. Para finalizar o dimensionamento do banco de baterias, definimos quantos conjuntos de baterias em série (N_{bs}) são necessários para atingir a capacidade do banco. Dividindo-se a capacidade do banco pela capacidade de cada bateria obtivemos um resultado de 3,87 conjuntos (eq. 6.33), e como não é possível decimal de quantidade de baterias, arredondamos este valor para um $N_{bp} = 4$. O Banco de baterias ficou portanto composto de 16 baterias, sendo 4 conjuntos de 4 baterias em série conforme eq. 6.34 (fig. 6.10).

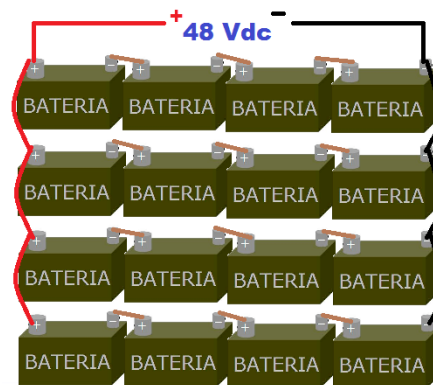
$$N_{bs} = \frac{V_{banco}}{V_{bat}} \quad \therefore N_{bs} = 4 \quad (6.30)$$

$$E_A = \frac{E_C}{P_D} \eta_{Inv} \quad \therefore E_A = 37154,12 \text{ Wh} \quad (6.32)$$

$$C_{banco} = \frac{E_A}{V_{banco}} \quad \therefore C_{banco} = 774,04 \text{ Ah} \quad (6.31)$$

$$N_{bp} = \frac{C_{banco}}{C_{bat}} \quad \therefore N_{bp} = 4 \quad (6.33)$$

$$N_{baterias} = N_{bs} \times N_{bp} \quad \therefore N_{baterias} = 16 \text{ baterias} \quad (6.34)$$



Fonte: Criação do autor

Figura 6.10: Representação esquemática do banco de baterias

6.9 Resumo geral do SFCR

Na tabela 6.24 estão relacionados os principais equipamentos do SFCR projetado e um resumo de suas informações técnicas. No anexo 5 temos um diagrama geral do sistema onde podemos identificar o inversor STP 10000TL, responsável pela conexão e sincronismo com a rede elétrica da concessionária, interligado através de uma interface RS 485 os inversores Island 6.0H, que recebem a tensão do banco de baterias, passando por uma caixa de fusíveis. Quando da falta de energia elétrica da concessionária o Inversor on-grid desliga imediatamente o contator geral de 380 Vac (sincronismo) e o primeiro inversor off-grid (mestre), efetua o desligamento das chaves internas AC1 e AC2, passando a alimentar a carga através das baterias, juntamente com gerador FV (se houver geração solar). Quando da normalização da energia elétrica da concessionária o Inversor on-grid verifica as condições e completa o sincronismo e os Inversores off-grid ao identificarem tensão nos terminais AC2, religam os mesmos com os terminais de AC1 e passam a efetuar o processo de carga das baterias. No anexo 6 podemos ver o esquema elétrico do projeto.

Tabela 6.24 – Quadro resumo do SFCR

Gerador FV	Banco de baterias
52 módulos Jettion Solar JT240PCe Potência de pico 12,48 kWp 2x20 entrada A 1x12 entrada B	16 baterias Freedom DF4001 Tensão do banco 48 Vcc Tensão da bateria 12 Vcc Energia acumulada 37154 Wh Interligação das baterias (4 x 4)
Inversor on-grid	Inversor off-grid / controlador de carga
01 Inversor on-grid SMA STP 10000TL Potência máx. de entrada 10.200 W Tensão máx. de entrada 1000 Vcc Corrente máx. entrada A 22 A Corrente máx. entrada B 11 A Potência máx. de saída 10.000 W Tensão de saída 380 Vca	03 Inversor off-grid SMA Island 6.0H Potência nominal de saída 4.600 W Tensão de saída 220 Vca Tensão de bateria 48 Vcc Eficiência máx. 95%

6.10 Viabilidade econômica simplificada

O objetivo deste trabalho tem o foco no desenvolvimento e viabilidade técnica, porém por uma questão demonstrativa, fizemos um cálculo para verificação de um payback simples verificando de uma forma simplificada a viabilidade econômica do projeto. Obtivemos valores dos equipamentos principais com fornecedores, cotamos

e estimamos valores de serviços, infraestrutura e equipamentos auxiliares, conforme tabela 6.25. Considerando o valor da tarifa atual de energia ($Tar_{energia}$) da RGE de R\$ 0,45 / kWh e desconsiderando os impostos e taxas que ainda não estão claramente definidos, calculamos na equação 6.35, os valores economizados (Vec_{anual}) pela estimativa de energia gerada anualmente, conforme tabela 6.16 (20.830,28 kWh/ano).

Considerando o total investido no projeto (CAPEX), fizemos uma estimativa simplificada de retorno do capital através de um cálculo de Payback simples ($PB_{simples}$) conforme equação 6.36 resultando em um total aproximado de 18 anos e 10 meses.

$$Vec_{anual} = Eg_{ano} \times Tar_{energia} \quad \therefore Vec_{anual} = R\$ 9.373,63 \quad (6.35)$$

$$PB_{simples} = \frac{CAPEX}{Vec_{anual}} \quad \therefore PB_{simples} = 18,84 \text{ anos} \quad (6.36)$$

Tabela 6.25 – Lista de peças e serviços com valores e percentuais investidos

Grupo	Qtde	Descrição	Valor unit.	Valor	% no total	% no grupo	% do grupo
EQUIPAMENTOS	52	Célula solar policristalino Jettion Solar JT240 PCe	R\$ 950,00	R\$ 49.400,00	28,0%	37,3%	75,1%
	1	Inversor trifásico 380 V SMA mod. STP 10000TL	R\$ 17.515,00	R\$ 17.515,00	9,9%	13,2%	
	3	Inversor monofásico 220 V SMA mod. Island 6.0H	R\$ 16.875,00	R\$ 50.625,00	28,7%	38,2%	
	1	Medidor Eletrônico Multifunção Industrial, +Gyr E750	R\$ 650,00	R\$ 650,00	0,4%	0,5%	
	16	Bateria estacionária com tampa selada e indicador de estado, 12 Vcc, 200 Ah, terminal tipo L Freedom mod. DF 4001	R\$ 899,00	R\$ 14.384,00	8,1%	10,8%	
	Total			R\$ 132.574,00			
BOS	1	Painel Elétrico	R\$ 2.530,00	R\$ 2.530,00	1,4%	14,9%	9,6%
	1	Quadro de Comutação elétrico	R\$ 1.950,00	R\$ 1.950,00	1,1%	11,5%	
	1	Condutores elétricos de alimentação e distribuição	R\$ 3.120,00	R\$ 3.120,00	1,8%	18,4%	
	1	Caminhamento elétrico para cabeamento	R\$ 1.600,00	R\$ 1.600,00	0,9%	9,4%	
	1	Suporte para banco de baterias	R\$ 1.300,00	R\$ 1.300,00	0,7%	7,7%	
	1	Sistema de aterramento e para raios	R\$ 1.050,00	R\$ 1.050,00	0,6%	6,2%	
	1	Sala de baterias (alvenaria e ventilação natural)	R\$ 900,00	R\$ 900,00	0,5%	5,3%	
	1	Estrutura para fixação dos módulos solares	R\$ 4.500,00	R\$ 4.500,00	2,5%	26,5%	
Total			R\$ 16.950,00				
SERVIÇOS	1	Projeto elétrico	R\$ 7.300,00	R\$ 7.300,00	4,1%	27,0%	15,3%
	1	Serviços					
		Montagem estrutural					
		Montagem eletromecânica	R\$ 19.560,00	R\$ 19.560,00	11,1%	72,3%	
	Comissionamento						
1	Taxa da concessionária (RGE)	R\$ 200,00	R\$ 200,00	0,1%	0,7%		
Total			R\$ 27.060,00				
			Valor Total	R\$ 176.584,00			

Calculamos o valor do kW instalado (eq. 6.37) utilizando a potência instalada do gerador FV (P_{FV} na eq. 6.18) e o CAPEX do projeto.

$$V_{kw\ inst} = \frac{CAPEX}{P_{FV}^0} \quad \therefore V_{kw\ inst} = R\$ 14.149,36 \quad (6.37)$$

Na tabela 6.25 estão relacionados os percentuais de cada item em relação ao valor total investido, o percentual em relação ao agrupamento que o item pertence e também do agrupamento em relação ao total. Verificamos que o valor dos equipamentos tem seu valor elevado principalmente pelo sistema de armazenamento de energia composto por 3 inversores e um banco de baterias. Para efeito apenas ilustrativo, já que o projeto está baseado na necessidade de uma alimentação alternativa à da concessionária e a energia solar não é uma energia garantida, retiramos os valores dos equipamentos e dos serviços relacionados ao sistema de armazenamento de energia elétrica e refizemos os cálculos para uma comparação com o projeto original. Com esta simulação teríamos então um projeto de geração FV com obtenção de créditos na conta de energia elétrica do edifício.

Com os cálculos refeitos podemos quantificar a diferença de valores e do tempo de retorno do investimento, como demonstrado na tabela 6.26, diminuindo o custo total de R\$ 176.584,00 para R\$ 105.615,00 totalizando 40,19% de diferença no investimento e o tempo de retorno recalculado pelo Payback simples muda de 18 anos e 10 meses para 11 anos e 3 meses.

Tabela 6.26 – Simulação do projeto sem sist. de armazenamento de energia elétrica

PROJETO	Custo Equipamentos	% Equipamentos	Custo BOS	% BOS	Custo Serviços	% Serviços	Custo total	Payback Simples
C/ BATERIAS	R\$ 132.574,00	75,1%	R\$ 16.950,00	9,6%	R\$ 27.060,00	15,3%	R\$ 176.584,00	18,84 anos
S/BATERIAS	R\$ 67.565,00	64,0%	R\$ 14.350,00	13,6%	R\$ 23.700,00	22,4%	R\$ 105.615,00	11,27 anos
DIFERENÇAS	R\$ 65.009,00	11,1%	R\$ 2.600,00	-4,0%	R\$ 3.360,00	-7,1%	R\$ 70.969,00	7,57 anos

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresenta um estudo de caso de geração fotovoltaica com conexão à rede de elétrica, com complementação de baterias, tendo como foco a identificação e dimensionamento dos principais equipamentos. O estudo visa o desenvolvimento e viabilização técnica do projeto, e também não encerra a discussão, dando subsídios para implementações no projeto como aumento de carga atendida no sistema SFCR.

O sistema de armazenamento com baterias está previsto em alguns fornecedores com conexão direta nos inversores off-grid, porém nos inversores on-grid nos diversos modelos consultados não possui esta opção direta, encarecendo o projeto com o aumento de equipamentos para implementar a solução necessária. Se houver inversores com conexão a rede elétrica e com entrada para banco de baterias implementadas, teremos um projeto mais otimizado, assim como uma economia financeira substancial no projeto.

A percepção do autor é de que as implementações de geração fotovoltaicas estão como uma grande promessa no Brasil que precisam de mais incentivos governamentais e apoio das concessionárias de energia que em uma análise simples, parecem sentir-se ameaçadas em seus ganhos monetários. A crise econômica mundial foi decisiva para diminuição de valores de painéis e equipamentos relacionados com a geração FV no Brasil, já que a diminuição de projetos nos países que estão em um patamar mais avançado que o Brasil em geração solar, fez com ocorressem excessos de produção de materiais e equipamentos relacionados com sistemas FV, forçando a diminuição de preços e caminhando para a viabilização de projetos de SFCR, tudo isso atrelado ao marco criado pela resolução 482 da ANEEL.

O projeto estudado é tecnicamente viável e tem o inversor como o equipamento crucial para o bom funcionamento do sistema. Um subdimensionamento do mesmo em relação à potência nominal do gerador FV faria com que parte da energia gerada (valores de potência acima da potência máx. do inversor), fosse desperdiçada. Já um inversor sobre dimensionado, teria um custo excessivo e desnecessário ao projeto e poderia trabalhar por muito tempo em uma área de baixa eficiência da curva de rendimento do inversor, desperdiçando também

a energia gerada. O equilíbrio com um FDI adequado e configuração para trabalhar na faixa de SPMP, torna o inversor adequado ao projeto.

Quanto à implementação do sistema de armazenamento de energia elétrica, para alimentação do elevador e luz de emergência composto basicamente pelo banco de baterias, verificamos que encarece economicamente o projeto, porém deve ser também analisado pelo benefício, conforto e segurança que traz aos moradores do edifício, na falta de energia por parte da concessionária.

Uma geração de energia distribuída, com fonte ambientalmente limpa e inesgotável e com pouca interferência no meio ambiente, faz da geração fotovoltaica uma excelente opção de geração complementar para o sistema elétrico brasileiro. O governo deve criar mais incentivos à implementação de micro e minigerações de energia, consolidando este formato de geração como padrão para novas construções principalmente nas grandes cidades, onde já não temos sequer espaço físico para interferências ambientais causadas pelas gerações centralizadas. Os benefícios são diversos, como o aumento de capacidade do sistema elétrico sem a necessidade de construção de grandes estruturas para encaminhar a geração até o seu local de consumo.

Um desenvolvimento no país do conceito de Smart Grid que funciona a passos curtos e que trará um melhor gerenciamento e controle do sistema elétrico é substancialmente importante no desenvolvimento dos projetos de geração de energia FV, pois permitirá grandes interações, otimizações e monitoramentos dos mesmos remotamente.

Concluimos que hoje temos os equipamentos importados em sua maioria, já postos no Brasil que tornam tecnicamente os projetos viáveis, porém os preços, apesar de estarem em descendência, ainda não são os ideais para a atratividade dos projetos. Se não estamos caminhados aos passos ideais, estamos caminhando para a direção correta.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

- ABNT NBR 10899. (2006). *NBR 10899 - Energia solar fotovoltaica — Terminologia*. Rio de Janeiro: ABNT.
- CEPEL - Grupo de trabalho de Energia Solar - GTES. (2004). *www.cresesb.cepel.br*. Acesso em Maio de 2013, disponível em CRESESB: www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2004.pdf
- CEPEL - Sistema Eletrobras. (02 de 2008). *Tutorial de Energia Fotovoltaica*. Acesso em 05 de 2012, disponível em CRESESB: <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?catid=4>
- Costa, H. J. (2010). *Avaliação do fator de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados a rede*. Fortaleza: UFC - Universidade Federal do Ceará.
- CRESESB. (s.d.). Acesso em 04 de 2013, disponível em CRESESB: www.creseb.cepel.br
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2006). *Solar Engineering of Thermal Processes*. New Jersey: John Wiley & Sons.
- Dutra, R. M. (05 de 07 de 2010). *CRESES - Apresentações*. Acesso em MAIO de 2013, disponível em CRESESB: [http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20100705_Tecnologia_Solar_Fotovoltaica_\(2010_updates\).pdf](http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20100705_Tecnologia_Solar_Fotovoltaica_(2010_updates).pdf)
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. (2012). *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira*. Rio de Janeiro: Ministério das Minas e Energia.
- Garrido, E. L. (2010). *Concepção e certificação de nova geração de candeieiros de iluminação pública*. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- IEI - International Energy Initiative. (2009). *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*. Campinas: IEI - International Energy Initiative.
- Joint Research Centre . (2012). *PV STATUS REPORT 2012*. Italia: JRC.
- Macedo, W. N. (2006). *Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*. São Paulo: Tese de Doutorado.
- NBR 5665. (1987). *Cálculo de tráfego nos elevadores*. Rio de Janeiro: ABNT.
- Projeto Finep 2386/04. (2007). *Levantamento do estado da arte: Energia Solar*. São Paulo: Finep.
- Projeto SWERA. (2006). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos: Projeto SWERA.
- REN21. (2012). *Renováveis 2012 - Relatório da Situação Global*. Paris: REN21.
- SMA Solar Technology AG. (janeiro de 2009). *Inverters: Power electronics for a clean power supply*. Acesso em junho de 2013, disponível em SMA Solar Technology AG: <http://www.sma.de/en/solutions/medium-power-solutions/knowledgebase/inverters-power-electronics-for-a-clean-power-supply.html>

Solarterra - Energia Alternativa. (s.d.). *Energia solar Fotovoltaica - Guia Prático*. Acesso em maio de 2013, disponível em Solarterra: www.solarterra.com.br

SunData 2.0. (s.d.). Acesso em 04 de 2013, disponível em CRESESB.

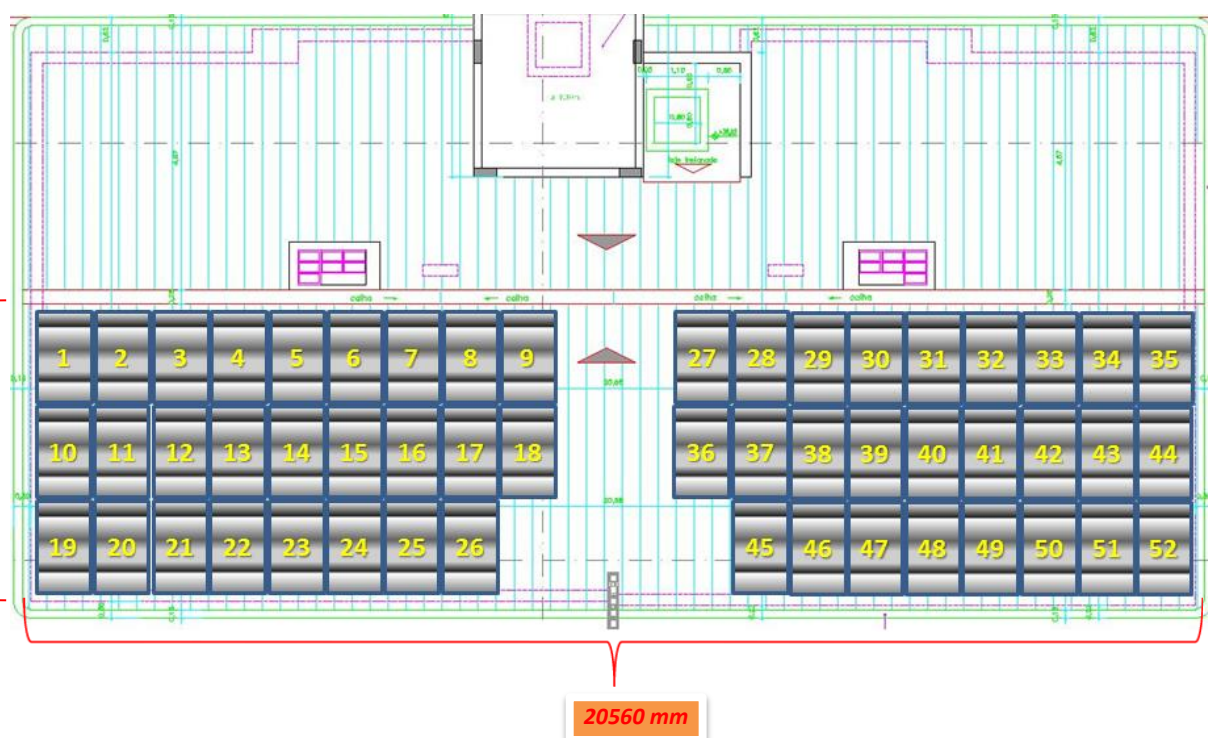
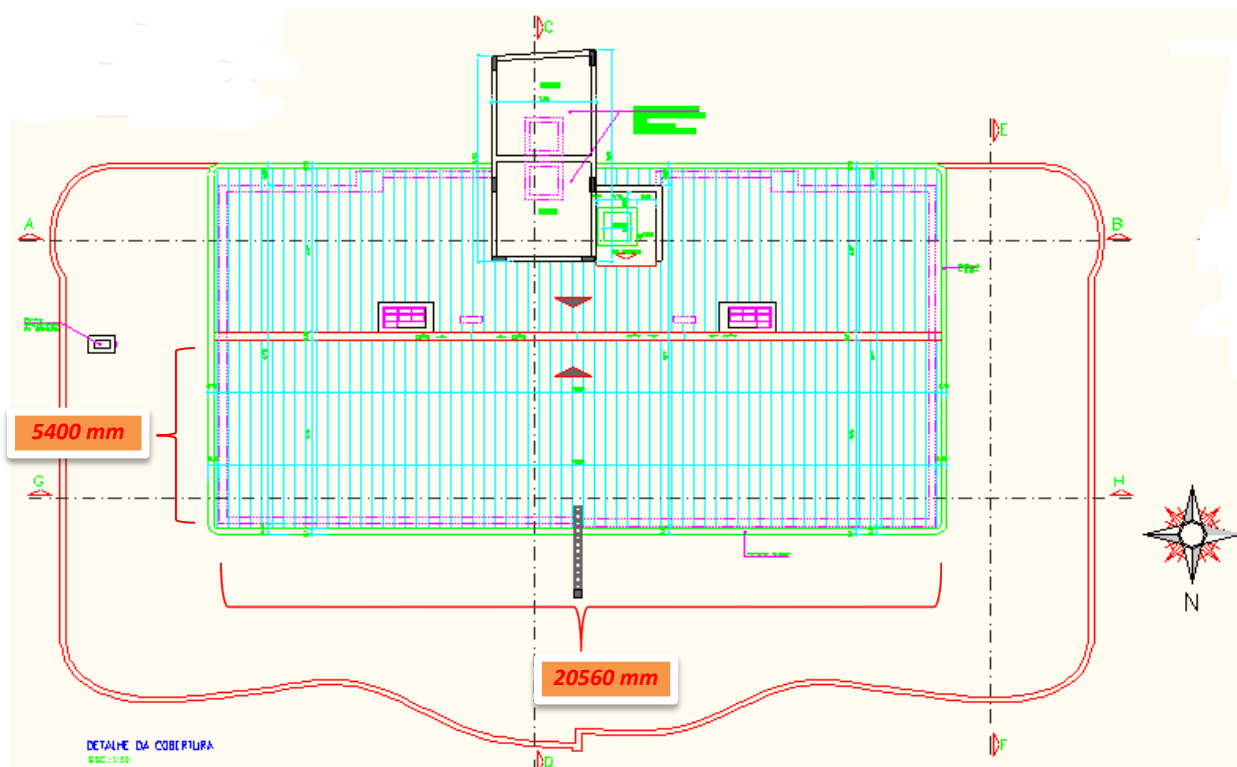
Villalva, M. G. (2013). *Energia Solar Fotovoltaica; Jonas Rafael Gazoli* (3a ed.). São Paulo: Erica.

Wimer, B. (s.d.). *Energia Fotovoltaica*. Acesso em 01 de 2013, disponível em ECO CASA:
<http://www.ecocasa.com.br/energia-fotovoltaica.asp>

Zilles, R., & outros. (2012). *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica* (1a ed., Vol. 1). São Paulo, SP, Brasil: Oficina de Textos.

ANEXOS

ANEXO 1 - Área disponível e layout da instalação dos módulos FV



ANEXO 2 – Dados Técnicos do módulo solar Jetion JT240Pce

JT240 PCe

Multi-crystalline 156 x 156 Module

JETION
SOLAR
visionary green energy

Key Features

- Guaranteed positive tolerance 0/+5w ensures power output reliability
- Strong aluminum frames module can bear snow loads up to 5400Pa and wind loads up to 2400Pa.
- Excellent performance under low light environments(mornings evenings and cloudy days).
- 12 years for product defects in materials and workmanship and 25 years for 80% of warranted minimum power.
- Certifications and standards: IEC61215, IEC61730, conformity to CE.
- Manufactured according to International Quality and Environment Management System (ISO9001, ISO14001).

All specified Parameters are at STC 25°C Ambient, 1000W/m² Irradiance and AM 1.5

Electrical Characteristics

Type	JT22PCe	JT230PCe	JT239PCe	JT240PCe	JT245PCe	
Module Power Range	(W) 230>P _{mi} ≥225	235>P _{mi} ≥230	240>P _{mi} ≥235	245>P _{mi} ≥240	P _{mi} ≥245	
Max-Power	P _{mi} (W)	225	230	235	240	
Max-Power Voltage	V _{mi} (V)	30	30.2	30.5	30.8	
Max-Power Current	I _{mi} (A)	7.5	7.62	7.71	7.8	
Open-Circuit Voltage	V _{oc} (V)	36.6	36.9	37	37.2	
Short-Circuit Current	I _{sc} (A)	8.2	8.31	8.4	8.55	
Module Efficiency	(%)	13.7	14.0	14.3	14.6	
Max-System Voltage	(VDC)	600V(U _L 1000V(IEC))				
Max-Series Fuse	(A)	15				
P _{mi} Temperature Coefficients	(%/°C)	-0.43%				
I _{sc} Temperature Coefficients	(%/°C)	0.082%				
V _{oc} Temperature Coefficients	(%/°C)	-0.40%				
NOCT Nominal Operating Cell Temperature		45±2°C				
Maximum load rating		5400Pa(112.78N/m ²)				

Class AAA solar simulator(IEC 60904-4), power measurement uncertainty is within ± 3%

www.jetionsolar.com

Packaging Configuration

Packing Configuration	24 pcs/box
Quantity/Pallet	48 pcs/pallet
Loading Capacity	624 pcs/40HQ(H)

Absolute Ratings

Dielectric Insulation Voltage	3000V
Operating Temperature (°C)	-40~+85
Storage Temperature (°C)	-40~+85

NOCT	JT239PCe	JT239PCe	JT240PCe
Max-Power	P _{mi} (W)	169	172
Max-Power Voltage	V _{mi} (V)	27.6	27.7
Max-Power Current	I _{mi} (A)	6.1	6.2
Open-Circuit Voltage	V _{oc} (V)	33.8	33.9
Short-Circuit Current	I _{sc} (A)	6.7	6.8

I-V Curves at different Irradiances

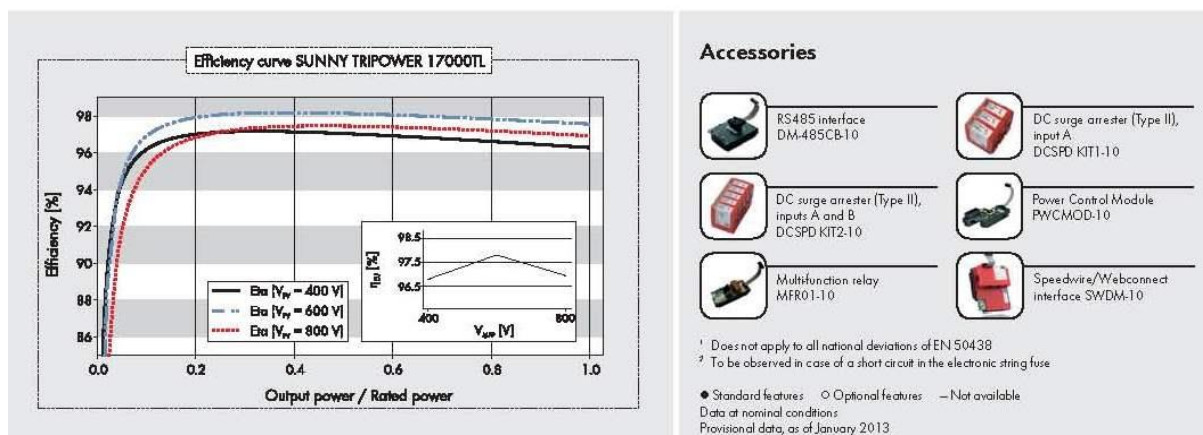
Temperature Coefficients

Mechanical Characteristics

Cable type, Diameter and Length	4mm ² , 14V certified, 1000mm
Type of Connector	Compatible with MC4 plug
Number, type and arrangement of cells	60pcs multi-crystalline Silicon(6 × 10)
Cell Size	156 × 156 (mm)
Dimension	1655 × 992 × 40 (mm)
Weight	22.5 (Kg)
No. of Drilling Holes in Frame	10
Glass, Type and Thickness	High Transmission, Low Iron, Tempered Glass 3.2mm

NOCT: Irradiance 800W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1m/s
Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice

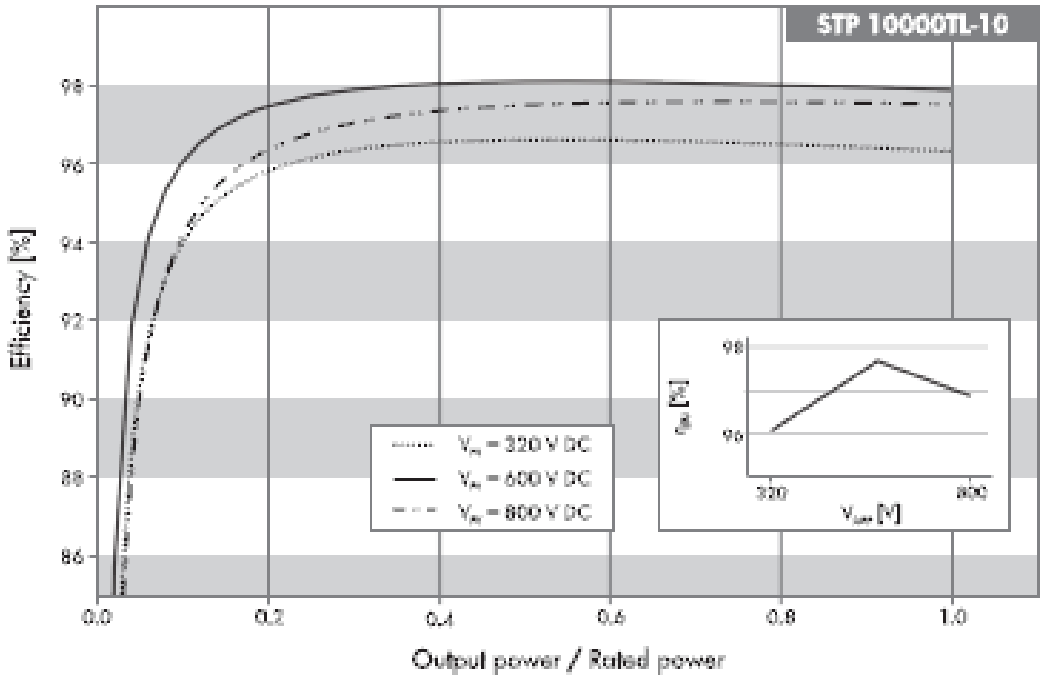
ANEXO 3 – Dados técnicos do Inversor SMA Sunny Tripower STP10000TL-10



Technical Data	Sunny Tripower 10000TL
Input (DC)	
Max. DC power (@ $\cos \phi=1$)	10200 W
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V – 800 V / 600 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	22 A / 11 A
Max. input current per string input A ² / input B ²	33 A / 12.5 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:4; B:1
Output (AC)	
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	10000 W
Max. apparent AC power	10000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V – 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current	16 A
Power factor at rated power	1
Adjustable displacement factor	0.8 overexcited... 0.8 underexcited
Phase conductors / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	98.1 % / 97.7 %
Protection	
Input-side disconnection device	●
Ground-fault monitoring / grid monitoring	● / ●
DC surge arrester Type II, can be integrated	○
DC reverse-polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / –
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III
General Data	
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)
Weight	59 kg (130.07 lb)
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)
Self-consumption at night	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %
Features	
DC terminal / AC terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal
Display	Graphic
Interface: RS485 / Bluetooth / Speedwire / Webconnect	○ / ● / ○ / ○
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○

41 STP 10000TL-10

41.1 Efficiency



Maximum efficiency, η_{max}	98.1%
European weighted efficiency, η_{EU}	97.7%

Efficiency Profile

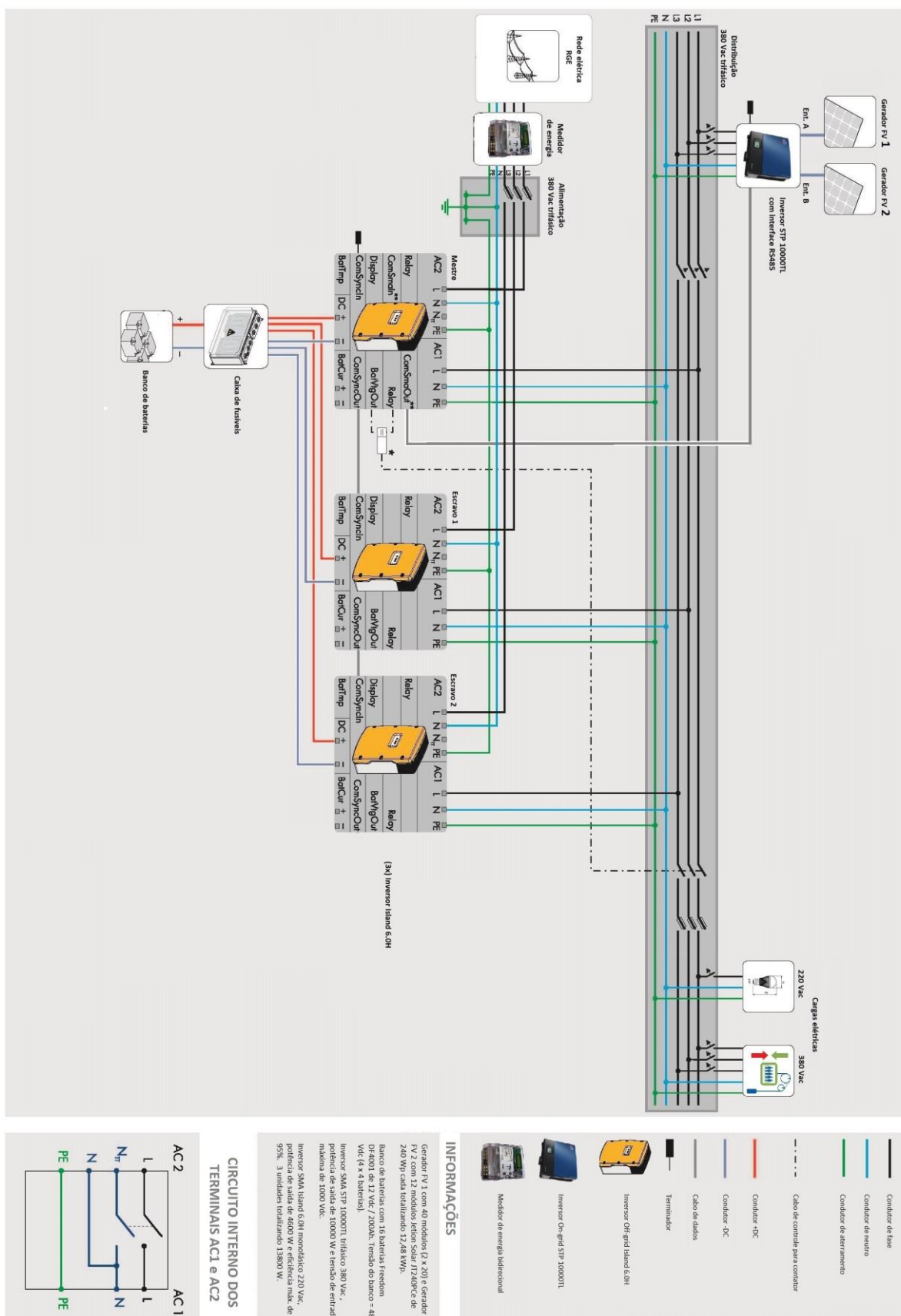
Standardised output power	Efficiency		
	Minimum MPP voltage 320 V	Rated input voltage 600 V	Maximum MPP voltage 800 V
5%	90.0%	93.0%	89.7%
10%	94.0%	96.0%	94.2%
20%	95.8%	97.5%	96.3%
25%	96.1%	97.7%	96.8%
30%	96.3%	97.9%	97.0%
50%	96.6%	98.1%	97.5%
75%	96.5%	98.0%	97.6%
100%	96.3%	97.9%	97.5%

ANEXO 4 – Dados técnicos do Inversor SMA Sunny Island 6.0

SUNNY ISLAND 6.0H TECHNICAL DATA

Technical Data	Sunny Island 6.0H
Operation on the utility grid (or PV array)	
Rated voltage / AC voltage range	230 V / 172.5 V ... 264.5 V
Rated frequency / permissible frequency range	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz
Maximum AC current for increased self-consumption	20 A
Maximum AC power for increased self-consumption	4.6 kVA
Stand-alone or emergency power operation	
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 202 V ... 253 V
Rated frequency / frequency range (adjustable)	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz
Rated power (for U_{nom} , f_{nom} / 25 °C / $\cos \varphi = 1$)	4,600 W
Maximum AC power at 25 °C for 30 min / 5 min / 3 sec	6,000 W / 6,800 W / 11,000 W
Rated current / maximum output current (peak)	20 A / 120 A
Total harmonic factor output voltage / power factor with rated power	< 4% / -1 ... +1
Battery DC input	
Rated input voltage / DC voltage range	48 V / 41 V ... 63 V
Maximum battery charging current / DC rated charging current	110 A / 100 A
Battery type / battery capacity (range)	Li-ion*, FLA, VRLA / 100 Ah ... 10,000 Ah
Charge control	IUoU charge procedure with automatic full charge and equalization charge
Efficiency / self-consumption of the device	
Maximum efficiency	95 %
No-load consumption / standby	< 26 W / < 4 W
Protective devices (equipment)	
AC short circuit / AC overload	● / ●
DC reverse polarity protection / DC fuse	- / -
Overtemperature / battery deep discharge	● / ●
Overvoltage category as per IEC 60664-1	III
General data	
Dimensions (width x height x depth)	467 mm x 612 mm x 242 mm
Weight	63 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C
Protection class (according to IEC 62103)	I
Climatic category according to IEC 60721	3K6
Degree of protection according to IEC 60529	IP54
Features / function	
Operation and display / multifunction relay	External via SRC-20 / 2
Three-phase systems / parallel connection	- / -
State of charge calculation / full charge / equalization charge	● / ● / ●
Battery temperature sensor / data cables	● / ●
Certificates and approvals	www.SMA-Solar.com
Warranty (5 years)	●
Accessories	
Battery cable / battery fuse	○ / ○
SI-COMSMA (RS485) / SWDMSI-10 (SMA Speedwire) interface	○ / ○
Type designation	SI6.0H-11

Nascimento, G. F. (2013)



Nascimento, G. F. (2013)

