

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA – UFSC

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL - PPGEC

INTEGRAÇÃO DE PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS EM
EDIFICAÇÕES RESIDENCIAIS E SUA CONTRIBUIÇÃO EM UM
ALIMENTADOR DE ENERGIA DE ZONA URBANA MISTA

Ísis Portolan dos Santos

Florianópolis, fevereiro de 2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA - UFSC

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL - PPGEC

INTEGRAÇÃO DE PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS EM
EDIFICAÇÕES RESIDENCIAIS E SUA CONTRIBUIÇÃO EM UM
ALIMENTADOR DE ENERGIA DE ZONA URBANA MISTA

Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial exigido pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil - PPGEC, para a obtenção do Título de MESTRE em Engenharia Civil.

Ísis Portolan dos Santos

Florianópolis, fevereiro de 2009

SUBSTITUIR !!!!!!!

Oferecimento

Aos meus queridos amigos-colegas-exemplos, Fábio Zampieri e Vanessa Dorneles. Ao Fábio pela inserção no mundo da pesquisa acadêmica, e à Vanessa pelas idéias e incentivos nos momentos decisórios.

Aos colegas do LabEEE pelo carinho e companheirismo em todos os momentos destes dois anos. Agradeço em especial a equipe dos fotovoltaicos, Clarissa, Isabel, Jair, Priscila, Trajano. Aos colegas dos LabSolar, Marcelo, Lucas e Danilo, pelos dados e visitas às ilhas.

Ofereço também a Claudinha, Daia V., Cris e outros amigos, a maioria distantes, que não me deixaram esquecer que a vida tem muito a nos oferecer.

Aos meus pais, Ademir e Beatriz, e irmão Gibran, que também distantes, que confiaram na minha vontade, e me ensinaram que o amor não conhece distâncias físicas, embora a saudade tenha sido imensa.

Ao meu amor Beto, muito obrigado por todo apoio incondicional, pelas conversas nos muitos momentos de angústias e pelos braços aconchegantes sempre a me esperar.

E a Deus, que sempre me proporciona muito mais do que ousou desejar.

Agradecimento

Agradeço primeiramente ao meu orientado pela oportunidade e confiança em poder trabalhar com energia solar fotovoltaica e integrar a equipe do LabEEE durante o mestrado. Agradeço pelas orientações e incentivos.

Agradeço aos professores membros da banca de qualificação, Carolina Palermo (POSARQ-UFSC) e Luis Alberto Gómez (PPGEC-UFSC), pela orientação inicial.

Agradeço aos professores membros da banca de defesa, Roberto Zilles (IEE-USP), Carolina Palermo (POSARQ-UFSC) e Luis Alberto Gómez (PPGEC-UFSC), pelas sugestões e acréscimos fundamentais para a finalização deste trabalho.

Agradeço também a todos os professores das disciplinas que cursei durante o mestrado, pelas instigações e ensinamentos.

Agradeço à equipe de funcionários do PPGEC.

Agradeço aos colegas de LabEEE, pelo companheirismo, auxílio e amizade.

Agradeço à Professora Janaíde Cavalcante Rocha, pela oportunidade de trabalho no grupo de pesquisa do Projeto Habitare-FINEP, e agradeço ao FINEP pela bolsa de auxílio de 09/2007 a 12/2007.

Agradeço ao CNPq pela bolsa de mestrado de 03/2008 a 02/2009.

DAS UTOPIAS:

Se as coisas são inatingíveis... ora!

Não é motivo para não querê-las...

Que tristes os caminhos, se não fora

A presença distante das estrelas!

Mário Quintana

SUMÁRIO

Oferecimento	iii
Agradecimento	iv
SUMÁRIO	vi
LISTA DE TABELAS	viii
LISTA DE FIGURAS	x
RESUMO	xiii
ABSTRACT	xiv
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Justificativas e relevância do trabalho.....	4
1.2. Objetivos.....	4
1.2.1. Objetivo geral	4
1.2.2. Objetivos específicos.....	5
1.3. Estrutura do trabalho	5
2. REVISÃO DA LITERATURA	7
2.1. Contexto energético mundial e as fontes renováveis de energia	7
2.1.1. Contexto energético brasileiro	9
2.1.2. Consumo energético por setor.....	10
2.2. Energia solar.....	11
2.2.1. Radiação solar.....	12
2.3. Energia solar fotovoltaica.....	16
2.3.1. Tecnologias disponíveis	16
2.3.2. Instalação de sistemas solares fotovoltaicos	18
2.3.3. Geração distribuída	20
2.3.4. Programas de incentivo à geração fotovoltaica	21
2.4. Adequações urbanas e arquitetônicas da integração fotovoltaica.....	24
2.4.1. Energia solar em habitações	25
3. MATERIAL E MÉTODOS.....	29
3.1. Considerações gerais	29
3.1.1. Fluxograma.....	29
3.2. Coleta e levantamento de dados.....	29
3.2.1. Sistemas fotovoltaicos em Florianópolis	30
3.2.2. Definição da zona urbana de estudo	32

3.2.3. Levantamento do consumo de um alimentador	33
3.2.4. Dimensionamento dos kits de sistemas fotovoltaicos	33
3.2.5. Identificação da disponibilidade de área de cobertura para instalação dos kits	36
3.3. Análise do potencial de geração fotovoltaica	37
3.4. Análise da viabilidade da instalação dos sistemas fotovoltaicos	38
3.4.1. Análise econômica e impacto em uma residência	39
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	40
4.1. Geração fotovoltaica dos dois sistemas instalados em Florianópolis	40
4.2. Dimensionamento e definição dos kits	44
4.2.1. Proposição do kit de silício policristalino	45
4.2.2. Proposição do kit de silício amorfo	49
4.3. Consumo do alimentador da zona urbana mista	52
4.4. Características arquitetônicas e urbanísticas da zona urbana mista	58
4.5. Análise do posicionamento dos módulos	65
4.6. Análise do potencial de geração	71
4.7. Simulação dos modelos de inserção dos kits	72
4.7.1. Geração dos kits x Consumo do Alimentador	72
4.7.2. Potencial de geração de toda área de cobertura disponível no bairro x Consumo total do TDE-05	78
4.7.3. Inserção dos kits x Demanda do bairro Santa Mônica	80
4.7.4. Potencial de geração de toda área de cobertura disponível no bairro x Consumo do bairro Santa Mônica	82
4.8. Impacto dos kits em uma unidade residencial e análise econômica	85
5. CONCLUSÕES	99
5.1. Conclusões gerais	99
5.2. Sugestões para trabalhos futuros	104
6. ANEXOS	105
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Modelos para análise do potencial de geração fotovoltaico	37
Tabela 2 – Valores de geração média diária e total mensal dos dois sistemas analisados.....	41
Tabela 3 – Características de performance elétrica de um módulo de 200W sob condições STC (<i>Standard Test Conditions</i>) (KYOCERA, 2008).....	46
Tabela 4 – Características de um inversor que comporta um sistema de 1 kWp de potência (SMA, 2008a)	46
Tabela 5 – Característica da ligação em paralelo dos módulos e do inversor.....	47
Tabela 6 – Características de performance elétrica de um módulo de 125W sob condições STC (<i>Standard Test Conditions</i>) (UNISOLAR, 2008).....	49
Tabela 7 – Características de um inversor que comporta um sistema de 0,5 kWp de potência (SMA, 2008b).....	49
Tabela 8 – Característica da ligação em série dos módulos e do inversor.....	50
Tabela 9 – Média mensal de consumo diário do alimentador TDE-05 para o ano de 2007.....	54
Tabela 10 – Consumo total mensal do alimentador TDE-05 para o ano de 2007	55
Tabela 11 – Dados da amostra dos planos de cobertura definido como locais propícios à instalação dos kits fotovoltaicos.....	62
Tabela 12 – Características dos telhados das 496 residências unifamiliares do Santa Mônica	63
Tabela 13 – Características gerais de todas as áreas de cobertura das residências do bairro Santa Mônica	65
Tabela 14 – Dados de irradiação média diária do mês, usados para calibrar o programa RADIASOL	66
Tabela 15 – Potencial de geração dos 496 kits instalados nos telhados das residências unifamiliares do Santa Mônica	69
Tabela 16 – Potencial de geração de cada grupo de kits.....	69
Tabela 17 – Potencial de geração de todas as coberturas de residências do bairro Santa Mônica, em relação à localização ótima	70
Tabela 18 – Valores potenciais de geração mensal dos kits.....	72
Tabela 19 – Potencial de geração do cenário K1	74
Tabela 20 – Potencial de geração do cenário K2.....	74
Tabela 21 – Potencial de geração do cenário K3.....	75
Tabela 22 – Potencial de contribuição energética dos kits para o alimentador urbano	76

Tabela 23 – Análise de contribuição da energia solar fotovoltaica para alimentadores de pico diurno a partir de um potencial instalado com nível de penetração de 10% (Fonte: JARDIM, 2008)	78
Tabela 24- contribuição da geração fotovoltaica na demanda total do TDE-05	79
Tabela 25 – Comparação mensal do consumo da área em que estão instalados os kits com os modelos de inserção	81
Tabela 26 – Potencial da utilização de toda área de cobertura das residências do bairro Santa Mônica. 82	
Tabela 27 – Potencial de geração utilizando toda área disponível nas residências com módulos de silício policristalino (Cenário T1)	83
Tabela 28 - Potencial de geração utilizando toda área disponível nas residências com módulos de silício amorfo (Cenário T2).....	83
Tabela 29 - Potencial de geração utilizando toda área disponível nas residências, metade com módulos de silício policristalino e metade de silício amorfo (Cenário T3).....	84
Tabela 30 – Contribuição da geração fotovoltaica em 23,5% alimentador TDE-05.....	85
Tabela 31 – Contribuição da geração de energia fotovoltaica de um kit no consumo mensal de uma residência.....	87
Tabela 32 – Custo dos painéis fotovoltaicos dos kits	91
Tabela 33 – Disposição do consumo anual de energia de uma residência	92
Tabela 34 – Cenário R1	93
Tabela 35 – Cenário R2	93
Tabela 36 – Comportamento do investimento do kit de 1kWp no Cenário R1	94
Tabela 37 – Comportamento do investimento de um kit de 0,5kWp no Cenário R1.....	95
Tabela 38 – Comportamento do investimento de um kit de 1kWp no Cenário R2.....	96
Tabela 39 – Comportamento do investimento de um kit de 0,5kWp no Cenário R2.....	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura da oferta interna de energia elétrica no Brasil (fonte: EPE, 2008)	9
Figura 2 – Consumo setorial de eletricidade no Brasil (Total: 33.536 mil tep – EPE 2007a).....	10
Figura 3 – Mapa de Radiação solar no plano inclinado média anual (Fonte: PEREIRA <i>et al.</i> , 2006).....	14
Figura 4 – Percentual anual de geração energética de acordo com diferentes orientações e inclinações, determinadas pelo programa PVSYST para Estocolmo, Suécia (Fonte: BROGEN e GREEN, 2003).....	15
Figura 5 – Geração de energia total anual por kWp instalado de silício monocristalino, em a) Freiburg e em b) Florianópolis (Fonte: BURGUER e RÜTHER, 2006).....	15
Figura 6 – Módulo flexível de silício amorfo (Fonte: Uni-Solar®)	17
Figura 7 – Módulo de silício policristalino à esquerda (Fonte: Kyocera®) e silício monocristalino à direita (Fonte: SunnyWorld®)	18
Figura 8 – Tipos de edifícios solares (Fonte: adaptado de THOMAS e GRANIER, 1999).....	27
Figura 9 – Fluxograma das atividades desenvolvidas neste trabalho	29
Figura 10 – Sistema FV p-Si instalado na Casa Eficiente da ELETROSUL e detalhe dos inversores utilizados.....	31
Figura 11 – Instalação de 10kWp no prédio do Centro de Eventos da UFSC	31
Figura 12 – Diagrama esquemático de um sistema solar fotovoltaico integrado ao telhado de uma residência urbana e interligado à rede elétrica convencional (fonte: RÜTHER, 2004)	34
Figura 13 – Geração média diária mensal dos sistemas fotovoltaicos no ano de 2007, por kWp instalado.	40
Figura 14 – Níveis de geração mensal dos dois sistemas fotovoltaicos analisados no ano de 2007.	41
Figura 15 – Comparação dos percentuais de geração solar fotovoltaica e irradiação solar no plano inclinado.....	42
Figura 16 – Curva de geração de dias limpos de cada mês do sistema de silício amorfo, para uma potência de 1 kWp	44
Figura 17 – Gráfico mostrando a atuação do inversor escolhido sobre o esquema elétrico montado (gerado pelo Sunny Design).....	47
Figura 18 – Diagrama elétrico de ligação do kit de 1kWp	47
Figura 19 – Exemplos de disposição dos módulos do kit de 1kWp	48
Figura 20 – Proposta de integração do kit fotovoltaico de 1kWp.....	48
Figura 21 – Diagrama de compatibilidade entre o inversor e o sistema dos módulos fotovoltaicos (Gráfico gerado pelo Sunny Design).....	50

Figura 22 – Diagrama elétrico de ligação do kit de 0,5 kWp	50
Figura 23 – Exemplos de disposição dos módulos do kit de 0,5 kWp	51
Figura 24 – Proposta de integração do kit de 0,5 kWp.....	52
Figura 25 - Posição da zona de abrangência do alimentador em relação à Florianópolis (Fonte: Google Maps).....	53
Figura 26 – Abrangência do alimentador TDE-05 - linha vermelha (Fonte: CELESC)	53
Figura 27 – Delimitação da área de estudo (em vermelho) perante os limites de abrangência do alimentador.	54
Figura 28 – Gráfico demonstrando a variação da média mensal do consumo diário	55
Figura 29 – Gráfico demonstrando o consumo total mensal do alimentador TDE-05.....	56
Figura 30 – Disposição das médias horárias de consumo ao longo dos meses do TDE-05	57
Figura 31 – Gráfico dos cem primeiros picos de demanda do alimentador TDE_05 (Fonte: JARDIM, 2007).....	58
Figura 32 – Mapa definindo o tipo de utilização de cada terreno (Fonte: Geoprocessamento Corporativo da Prefeitura Municipal de Florianópolis)	59
Figura 33 – Ortofoto do Bairro Santa Mônica (Fonte: Geoprocessamento Corporativo da Prefeitura Municipal de Florianópolis).....	60
Figura 34 – Planta de cobertura analisada para identificação da área e configuração para instalação dos kits	61
Figura 35 – Fração de geração anual em cada ângulo e azimute, em relação ao posicionamento ideal para Florianópolis.....	68
Figura 36 – Potencial de geração mensal de cada kit.....	71
Figura 37 – Potencial de geração média diária por mês de cada um dos cenários.....	75
Figura 38 – Potencial de geração total mensal de cada um dos cenários.....	76
Figura 39 – Variação do Fator Efetivo de Capacidade de Carga em função do nível de penetração dos alimentadores urbanos da subestação ICO-Centro de Florianópolis (Fonte: JARDIM ,2007)	77
Figura 40 – Curva de carga diária média para a região Sul (Fonte: PROCEL, 2007)	86
Figura 41 – Comparativo entre a curva de demanda diária e a curva de geração fotovoltaica num dia de claro sem nuvens e em um dia nublado.....	88
Figura 42 – Comparativo entre a curva de demanda diária e a curva de geração de cada um dos kits para um dia hipotético (média entre dia claro e dia nublado)	89
Figura 43 – Consumo de uma residência em relação à geração de um kit de 1kWp	92

Figura 44 – Consumo de uma residência em relação à geração de um kit de 0,5kWp 92

RESUMO

O desenvolvimento da humanidade há muito tempo está ligado à disponibilidade energética. Atualmente a matriz energética mundial está baseada nos combustíveis derivados de petróleo, que possui alto coeficiente energético, mas que também gera grande degradação ambiental em sua exploração e utilização. As fontes renováveis têm como vantagem a geração de energia sem danos significativos ao meio ambiente. Dentre essas, a energia solar fotovoltaica surge como um grande potencial de geração limpa e descentralizada. Neste trabalho foram desenvolvidos estudos sobre a aplicabilidade de sistemas solares fotovoltaicos interligados à rede elétrica urbana e integrados às edificações. O estudo deteve-se na integração de painéis solares fotovoltaicos em edificações residenciais urbanas, buscando quantificar sua contribuição na rede elétrica. Para isso foi proposta uma tipologia de kits, de painéis fotovoltaicos, com área e potência pré-definidas para serem instalados nas coberturas das edificações residenciais unifamiliares de um bairro de uso misto da cidade de Florianópolis - SC. O potencial de geração foi estimado a partir do número de kits a serem instalados e da irradiação solar incidente na cidade. Já o percentual de contribuição na rede elétrica foi definido a partir do consumo do alimentador da rede que serve o bairro em questão. A partir da avaliação das residências foi possível concluir que estas têm coberturas com elevado potencial de aproveitamento da energia solar, podendo sempre integrar os kits e ainda na porção mais ensolarada do telhado. Em comparação com a demanda do bairro, os kits têm muito a contribuir, principalmente pelo pico de geração energética ser concomitante com o pico de consumo das edificações de serviço e comércio existentes no bairro. Os estudos mais detalhados também mostraram que, na proporção em que se encontram as residências no bairro, a geração dos kits nas residências seria suficiente para uma contribuição significativa na demanda total, sem comprometer o fornecimento de energia pela adição de uma fonte sazonal, como é a energia solar.

Palavras Chave: energia solar fotovoltaica, sustentabilidade da edificação, disseminação de tecnologia limpa

ABSTRACT

Energy generation is one of the main pollution sources in the world. Photovoltaic solar energy is a way to guarantee the electric energy generation using a clean and renewable source, the sun. With the photovoltaic modules integration in buildings, it is possible to generate energy in urban areas, using areas already constructed and also minimizing the energy loss with transmission and distribution. Direct connection of a photovoltaic system to the electric grid avoids the necessity of a storage system, and allows the generated energy to be used by any consumer connected to the grid. This thesis proposes the creation and propagation of predefined kits including photovoltaic modules and other equipments, in order to complete installation and connection of photovoltaic generator, resulting in solar roofs in urban houses. The kits could be installed on roofs of existent residences or in new ones, making the installation easier and minimizing the necessity and the costs of a specific project for each case. With the definition of standard components, like the modules, inverters, and others equipments, there would be an industrial production scale, minimizing costs. In addition, the kits also make the training of the installers easier. The simulation of this concept in a residential area in Florianópolis, demonstrates that there is enough area in the roofs to locate one kit in all residences, and that this generation is able to contribute to the energy demand of the area. So all energy generated by the kits will be immediately consumed inside the area, relieving the concessionary load. His argue that kits can be an interesting way of bringing this energy generation technology to mainstream.

Key-words: solar energy photovoltaic, building sustainable, clean technology dissemination

1. INTRODUÇÃO

A sustentabilidade ambiental é um dos temas mais debatidos na atualidade. Fóruns mundiais discutem freqüentemente a utilização dos recursos naturais e sua preservação para gerações futuras. Tais debates enfocam também a preocupação com o modo de produção de energia, que é um elemento significativo de degradação ambiental e, ao mesmo tempo, a base da evolução tecnológica humana.

A matriz energética mundial é majoritariamente não renovável e baseada em derivados de petróleo. As reservas petrolíferas são recursos naturais passíveis de esgotamento e, além disso, seus derivados emitem gases poluentes na combustão. No Brasil, a matriz energética é baseada em dois sistemas principais: o petróleo e a força das águas. As hidrelétricas, embora utilizem a força da água - recurso natural renovável -, causam grande impacto ambiental e social proveniente dos alagamentos nas áreas em que são implantadas. Além disso, o setor energético brasileiro enfrenta também a alta demanda de energia, e conseqüente insuficiência em sua oferta, gerando crises como os “apagões”, em 2001, e problemas freqüentes nos horários de pico da demanda. Somado a isto, a disposição geográfica do consumo de energia elétrica tem nos aglomerados urbanos os grandes consumidores, pois estes detêm a maior parte do consumo dos setores residencial, comercial e público, e ainda alguma parcela dos consumos industriais. Contudo, as principais centrais geradoras de energia brasileiras (hidrelétricas) estão localizadas em pontos específicos do país, o que exige uma complexa rede nacional de transmissão e distribuição de energia elétrica para que essa chegue às cidades. Assim, os custos de geração das grandes hidrelétricas acabam aumentando se considerados os custos de instalação e de manutenção das linhas de transmissão, bem como as perdas características deste sistema elétrico.

Diante dessas adversidades do setor energético, buscam-se alternativas para minimizar os impactos ao meio ambiente e garantir o fornecimento adequado de energia a toda população. Nesse sentido, estudos são conduzidos na busca por fontes alternativas de energia, propondo o uso de tecnologias diferenciadas, com baixo impacto à natureza.

A geração fotovoltaica é um modo de se obter energia limpa, utilizando diretamente a irradiação solar. Sendo assim, o uso desta tecnologia permite a geração de energia de uma forma sustentável e se apresenta como uma solução para os problemas energéticos da atualidade. Os sistemas fotovoltaicos já estão tecnologicamente disponíveis para sua disseminação no mercado. Em alguns países europeus, como a Alemanha, esses sistemas já estão em utilização há cerca de 30 anos, apresentando durabilidade e confiabilidade de geração.

A utilização da energia solar fotovoltaica apresenta vários benefícios, destacando a característica de fonte de energia limpa, que contribui para a sustentabilidade ambiental do planeta, e também os benefícios ligados às suas características de geração de energia. Entre eles a geração no próprio local de consumo, a possibilidade de integração às edificações e a geração durante o horário comercial. Em relação a esse último, salienta-se a vantagem de ser explorado em pontos específicos da rede urbana, onde RÜTHER *et al.*(2008), JARDIM *et al.* (2008) e JARDIM (2007) citam que a integração de painéis solares fotovoltaicos é interessante em zonas urbanas com pico de consumo diurno, tornando-se nestes locais, e sob certas condições, uma fonte despachável.

Atualmente existem várias instalações fotovoltaicas integrada às edificações que estão interligadas à rede elétrica convencional. Estes sistemas geradores de energia funcionam somente durante as horas de sol, injetando na rede elétrica o excedente de energia produzido durante o dia e a noite retirando da rede convencional a energia necessária para seu consumo. Isto permite que não sejam utilizados sistemas de armazenamento, como baterias, que limitam a autonomia de produção e também reduzem a eficiência do sistema. Nos sistemas interligados à rede elétrica convencional, geralmente há uma tarifa prêmio paga à energia gerada pelo sistema fotovoltaico e injetada na rede, que é superior ao preço pago pela energia consumida em outros horários. Isto faz com que aumente o interesse por parte dos consumidores em instalar sistemas fotovoltaicos em suas edificações e também possibilita uma diminuição do tempo de retorno do investimento de compra do sistema.

Em conjunto, os painéis solares fotovoltaicos integrados às edificações permitem que a geração de energia ocorra de forma distribuída, sendo produzida próxima aos pontos de consumo, diminuindo assim os custos de transmissão e de distribuição. Além disso, a integração também é vantajosa por se apropriar de uma área já construída e por não comprometer áreas livres para outros fins. Outra vantagem da energia fotovoltaica é a geração energética em um período diurno concomitante com a demanda de energia das atividades que ocorrem em período comercial. Assim, seria possível que, uma vez instalada, a geração fotovoltaica participasse com parte do consumo diurno, economizando água dos reservatórios das hidrelétricas, e cabendo à geração convencional o excedente do diurno e a da demanda total nos períodos noturnos.

A curva de demanda energética varia conforme o consumidor e, principalmente, conforme a atividade exercida pelo mesmo. No geral, atividades comerciais e de serviço tendem a ter seu maior consumo durante o dia, durante o horário comercial de trabalho; já as residências costumam ter maior consumo à noite, quando as pessoas estão efetivamente em casa, além do pico ao entardecer caracterizado pelo uso do chuveiro elétrico e iluminação.

Assim as edificações de serviço e comércio parecem ser mais propícias à integração fotovoltaica. Por outro lado as residências, principalmente as unifamiliares, possuem maior área de cobertura em relação à área construída, enquanto as edificações de comércio e serviços geralmente possuem pouca área de cobertura em relação à área construída, além de serem localizadas nas áreas centrais da cidade com altos índices de sombreamento. Deste modo para melhor aproveitamento da geração fotovoltaica faz sentido seu estudo em relação às edificações residenciais, e ainda, em áreas com consumo comercial e de serviços. Definições estas, que caracterizam uma zona urbana mista, favorável para aplicação desta tecnologia.

Uma zona urbana mista, caracterizada por possuir edificações residenciais, comerciais e de serviço, entre outras, possui curva de demanda energética com consumo significativo durante o dia. Assim painéis fotovoltaicos instalados nas residências, podem fornecer parte da energia para o consumo diurno, abrangendo principalmente as edificações de comércio e serviços. Uma zona urbana mista, limitada nas abrangências de um alimentador¹ da rede elétrica, possui então geração e consumo concomitante no mesmo local. Assim a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos seria consumida imediatamente e em local próximo à geração, auxiliando o sistema elétrico em nível de geração, transmissão e distribuição.

A seleção das residências como locais de integração dos painéis se justifica pela grande área de cobertura disponível e por pertencerem a um único proprietário. Essas questões são importantes quando se projeta um cenário em que haja um programa de incentivo à instalação de sistemas fotovoltaicos, como os que já ocorrem em países desenvolvidos, e como está sendo projetado para o Brasil (RÜTHER, SALAMONI *et al.*, 2008a). Na existência desse programa, os consumidores residenciais são privilegiados, já que são detentores de uma área construída favorecida para integração dos painéis fotovoltaicos, com vasta área e geralmente sem sombreamento. As residências unifamiliares também possibilitam um controle e segurança facilitado, além de ser uma forma de investimento visível que poderia auxiliar na consciência e nos hábitos de consumo dos moradores. Economicamente, o programa seria atraente ao premiar a geração fotovoltaica com uma tarifa prêmio paga pela energia injetada na rede, resultando em diminuição do tempo de retorno e, posteriormente, se tornando uma fonte de renda do morador.

¹ Conforme a CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina), um alimentador é definido como sendo parte da rede de distribuição primária que deriva de um mesmo dispositivo de proteção de uma subestação de distribuição. O autor ainda acrescenta que um alimentador tem a partir do único dispositivo de proteção na subestação a responsabilidade de fornecer energia para uma região específica da cidade.

Neste cenário de incentivo à geração de energia por tecnologias limpas, é pertinente o uso de sistemas fotovoltaicos na forma de kit², pois auxiliaria na disseminação desta tecnologia em países em desenvolvimento, facilitando a aquisição da tecnologia pelos consumidores já que estes sistemas teriam preço mais acessível e instalação facilitada

1.1. Justificativas e relevância do trabalho

Tendo em vista que o sistema energético mundial e brasileiro está baseado em fontes não-renováveis ou impactantes ao ambiente, são essenciais as iniciativas que promovam o avanço das fontes renováveis com mínimo impacto ambiental até a sua inserção na matriz energética. A energia fotovoltaica se caracteriza como uma alternativa aos sistemas energéticos convencionais e poluentes por ser um modo de geração de energia limpa, renovável e ainda com a vantagem de possibilitar a produção de energia no próprio local de consumo. Portanto, os estudos que envolvam o uso de sistemas fotovoltaicos são cada vez mais necessários.

Contudo, os estudos do uso de energia fotovoltaica costumam se restringir a grandes empreendimentos de geração conectada à rede elétrica, ou casos de sistemas isolados em locais remotos. Já os estudos relacionados ao uso desta tecnologia em edificações habitacionais de centros urbanos são escassos, principalmente em países em desenvolvimento como o Brasil.

De acordo com as características da tecnologia fotovoltaica, do consumo energético brasileiro, e das características das edificações urbanas, chegou-se à proposição do tema para esta dissertação: Avaliar o potencial da geração fotovoltaica como meio de geração auxiliar em alimentadores da rede elétrica urbana, sendo a integração dos painéis fotovoltaicos feita em edificações residenciais unifamiliares de zona urbana mista.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo geral

Avaliar o potencial de contribuição de sistemas fotovoltaicos integrados em edificações residenciais na energia disponível em um alimentador urbano da rede elétrica.

² O termo Kit será considerado neste trabalho como o conjunto de elementos que compõe um sistema fotovoltaico, desde os módulos até os inversores e cabos para conexão à rede elétrica.

1.2.2. Objetivos específicos

- Determinar o potencial de geração energética de duas instalações de diferentes tecnologias de sistemas solares fotovoltaicos existentes em Florianópolis-SC, e verificar as características de geração de cada uma delas;
- Caracterizar o consumo energético de uma zona urbana mista de Florianópolis-SC abastecida por único alimentador;
- Levantar a quantidade e as características das habitações da zona em estudo com possibilidade de integrar um kit fotovoltaico;
- Dimensionar dois tipos de kits fotovoltaicos, com tecnologia e potência definida, que possam ser facilmente integrado nas diversas coberturas das habitações;
- Verificar através de simulação a capacidade dos kits fotovoltaicos instalados em residências em suprir a demanda do alimentador da zona em estudo, quantificando a penetração da energia solar no consumo local.

1.3. Estrutura do trabalho

A presente dissertação está desenvolvida em sete capítulos. Os cinco primeiros capítulos apresentam a estrutura de desenvolvimento do trabalho, e os dois últimos capítulos são compostos pelos anexos e referências bibliográficas utilizadas.

No Capítulo 1 encontra-se uma introdução sobre o tema proposto, a justificativa e relevância do trabalho e os objetivos que direcionaram o desenvolvimento desta dissertação.

No Capítulo 2 apresenta-se a revisão bibliográfica dos estudos já desenvolvidos sobre o tema. Este capítulo discorre sobre o panorama da energia no mundo e no Brasil, sobre energia solar, em especial a fotovoltaica, e sobre o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica integrada às edificações.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia e os materiais utilizados na dissertação. Constrói-se a linha geral de desenvolvimento do trabalho e os métodos utilizados para atingir cada etapa exposta nos objetivos. Também são citadas as fontes do levantamento de dados e o tratamento aplicado às várias etapas do trabalho.

O Capítulo 4 contempla o desenvolvimento do trabalho através dos resultados e discussões. Neste capítulo são detalhadas as proposições do trabalho apresentando as possibilidades dos kits fotovoltaicos e de sua inserção nas residências e na rede elétrica pública.

Por fim, no Capítulo 5 apresentam-se as conclusões da dissertação. Nesta etapa são expostos os objetivos atingidos e as conclusões pertinentes ao tema, identificando as limitações do trabalho e as sugestões para estudos futuros.

No Capítulo 6 são apresentados os anexos e no Capítulo 7 a bibliografia utilizada.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1. Contexto energético mundial e as fontes renováveis de energia

Atualmente, a vida do homem tem uma elevada dependência de energia e os governos dos países têm como uma de suas principais preocupações o adequado fornecimento de energia para o desenvolvimento da sua nação. A disponibilidade energética fica dependente, dentre outros fatores, da matriz energética utilizada e da capacidade de distribuição, os quais devem estar em sintonia com a demanda energética dos consumidores.

As energias não renováveis segundo REIS *et al.*(2005) são aquelas passíveis de esgotamento por serem utilizadas com velocidade bem maior que o período necessário para sua acumulação. Entre essas se encontram os derivados de petróleo, o carvão, o gás natural, entre outros. Além das características de não renováveis, essas fontes de energia também são as responsáveis pela degradação ambiental causada nas suas extrações, e também pelos problemas ambientais gerados em sua utilização. Já as energias renováveis são aquelas que têm renovação dentro da escala de tempo humana, destacando-se a energia solar, eólica, hidrelétrica, biomassa, oceânica, geotérmica, entre outras.

A energia solar busca o aproveitamento da energia proveniente do sol. Essa forma de energia pode ser utilizada através de sistemas ativos, como os aquecedores solares de água; de modo passivo, pela absorção do calor pelas edificações; por sistema termo-solares, com aquecimento de fluidos acoplados a geradores mecânicos, e pela tecnologia fotovoltaica que converte diretamente a energia solar em energia elétrica (REIS *et al.*, 2005). Neste trabalho os estudos desenvolvidos são focados exclusivamente na conversão fotovoltaica, uma tecnologia desenvolvida e com alto grau de confiabilidade (RÜTHER, 2000).

A utilização da energia eólica surgiu no uso dos ventos para movimentar pequenas embarcações à vela, seguindo-se do uso em moinhos de vento que transformavam a energia dos ventos em energia mecânica. A energia eólica também é na realidade uma derivação da energia solar, já que os ventos são formados a partir do aquecimento desigual da atmosfera terrestre a partir do sol, o que gera diferenças de pressão e conseqüentemente a movimentação das massas de ar (REIS *et al.*, 2005).

A biomassa também é um modo de aproveitamento indireto da energia solar, já que os vegetais através da fotossíntese são capazes de armazenar este potencial em energia química, que pode ser liberado através da combustão ou outro processo (REIS *et al.*, 2005). Como em toda queima de material orgânico, há liberação de gás carbônico no processo de combustão da biomassa, mas este gás já foi anteriormente retirado da atmosfera durante o crescimento da

planta no processo de fotossíntese. Na biomassa há uma espécie de balanço equilibrado na emissão de gases poluentes.

Os oceanos abrigam também reservas energéticas, mas têm como desafio o aprofundamento de tecnologias para seu aproveitamento. As marés, as ondas e o gradiente térmico são fontes de energia a partir dos oceanos. As marés são formadas pela interação da força gravitacional entre a lua e o sol sobre os oceanos, provocando alterações nos níveis dos mares, podendo ser aproveitadas a partir de barragens com turbinas que forcem a passagem da água. As ondas são formadas pela ação do vento sobre a água, e podem gerar energia através de mecanismos que aproveitem a oscilação da superfície da água. Outra forma de aproveitamento dos oceanos é a geração de energia pelo gradiente térmico existente nos mares, pela incidência do sol na água, onde diferentes profundidades têm temperaturas também diferentes (REIS *et al.*, 2005).

A energia geotérmica é o aproveitamento do calor oriundo do subsolo terrestre. Reis *et al.* (2005) comentam que esse sistema necessita sempre de uma fonte de calor geotérmica e uma fonte de água, assim só é possível de ser instalada uma central geotérmica em locais específicos com estas características. A vantagem desse tipo de energia em relação às renováveis está no reduzido impacto ambiental pela pequena área afetada, e principalmente por não ser dependente das condições climáticas.

No Brasil, a participação das fontes renováveis vem aumentando gradativamente. E em 2007, 46,4% de toda energia consumida no país, foi originada de fontes renováveis (EPE, 2008). Na energia elétrica, a energia hidráulica continua como matriz principal, correspondente a 77% do total, e a biomassa e eólica somam 4,2% (EPE, 2008).

A questão fundamental para o uso das energias renováveis é a diminuição da emissão dos gases responsáveis pelo efeito estufa, mas sem um mecanismo que taxe essas emissões não há como guiar o mercado energético (BP, 2007). Como as energias renováveis ainda possuem um custo elevado quando comparadas com as fontes convencionais, as taxas sobre a poluição dos combustíveis fósseis criariam um patamar de preço onde ambas as fontes seriam competitivas.

Em 2007 a questão energética tomou o foco da mídia, pois segundo o relatório anual da BP em 2007, neste período houve uma pequena desaceleração do consumo, ocasionado pelas altas de preços e por questões de segurança energética. Devido à alta dos preços dos combustíveis fósseis bem como o aparecimento de alguns interesses políticos, o crescimento das fontes energéticas renováveis foi encorajado, ainda que sobre uma pequena base (BP, 2007). Isto se deve à utilização das energias de base fóssil que após a revolução industrial,

gerou vários problemas ambientais, destacando a poluição do ar urbano, a chuva ácida, o desmatamento e a desertificação, a degradação marinha, os alagamentos, a contaminação radioativa, o efeito estufa e as mudanças climáticas (REIS et al, 2005). A partir deste degradante cenário ambiental as energias renováveis surgiram como um modo de permitir o continuado desenvolvimento da humanidade preservando o meio ambiente.

2.1.1. Contexto energético brasileiro

No Brasil também muito se comenta sobre a segurança energética nacional. As divergências com a exploração de gás natural da Bolívia e os grandes períodos de seca, que põem em risco o funcionamento das hidrelétricas, contribuíram nos questionamentos sobre a garantia do fornecimento energético no país.

A matriz energética brasileira é umas das poucas do mundo com grande percentual de fonte renovável, a hidroeletricidade. A energia elétrica do país provém 77% das hidrelétricas brasileiras, completada com extração de biomassa, importação e derivados fósseis, como mostra a Figura 1. Contudo, a diversificação da matriz energética brasileira é baixa, dando pouco espaço para as energias alternativas como a energia eólica, ou a fotovoltaica.

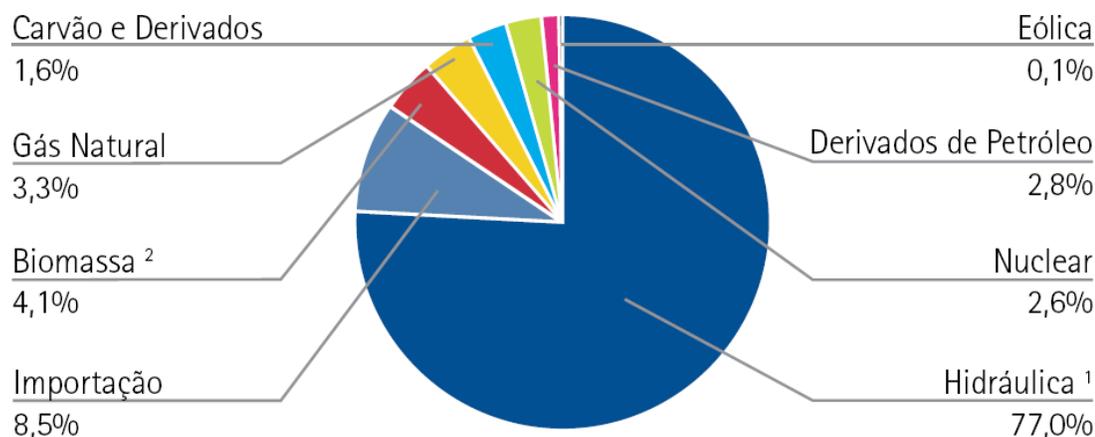


Figura 1 – Estrutura da oferta interna de energia elétrica no Brasil (fonte: EPE, 2008)

Um auxílio ao desenvolvimento das energias alternativas no país foi a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) em 2002. Pela Lei 10.438 de abril de 2002 o governo busca apoiar o desenvolvimento das fontes alternativas, garantindo a compra desta energia por 20 anos. O foco deste programa é a implantação de 3.300 MW na rede nacional, sendo 1.100 MW de eólica, outra quantidade igual de usinas de biomassa e outra de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), (BRASIL, 2002). Através dos incentivos deste programa foi instalada a maior usina eólica da América Latina em Osório-RS, com 150 MW. Até 2007 já havia sido contratadas quase os 3300MW do programa, limitadas

pela baixa capacidade da indústria brasileira de suprir os equipamentos das usinas eólicas e também pela falta de estudos ambientais para autorização das PCHs (ELETROBRAS, 2007). Em 2008 as potências a serem instaladas de cada fonte foram redistribuídas, passando as PCHs a potencia de 1.191MW, a biomassa a 685MW e a eólica a 1.423MW, destes estavam em operação ou construção, 95%, 75% e 30% respectivamente em 2008 (PROINFA, 2009). A delimitação inicial em três fontes específicas de energias alternativas do PROINFA também foi um fator que não contribuiu para o crescimento da energia solar fotovoltaica.

2.1.2. Consumo energético por setor

O consumo de energia varia por setor de utilização. A energia elétrica no Brasil tem consumo majoritariamente do setor industrial (47%), seguido pelas residências, com cerca de 22% do total (Figura 2). Se considerado o consumo das edificações residenciais, comerciais e públicas este percentual chega a 42% (EPE, 2007).

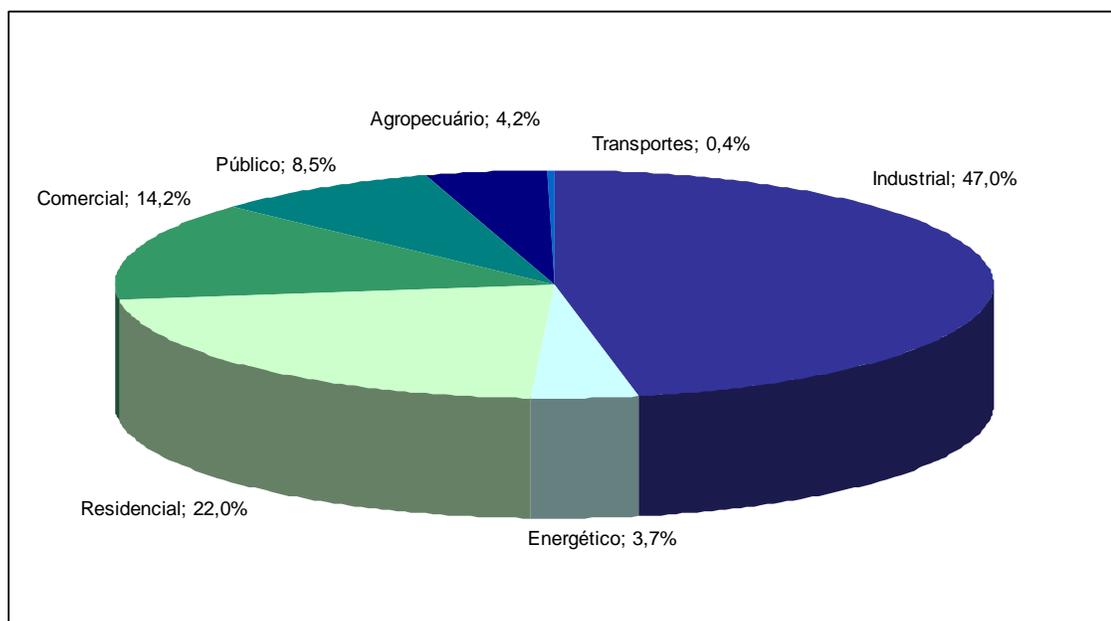


Figura 2 – Consumo setorial de eletricidade no Brasil (Total: 33.536 mil tep – EPE 2007a)

Além do percentual que os setores abrangem também é interessante perceber o horário em que esta solicitação energética ocorre, pois as diferentes necessidades energéticas durante o dia são fundamentais para o planejamento energético do país. As residências possuem um alto consumo ao final do dia, causado pelo uso massivo de chuveiros elétricos, além da iluminação. Outra diferenciação ocorre no uso dos aparelhos de condicionamento de ar por escritórios e atividades comerciais durante o dia, que têm pico de demanda próximo ao meio-dia. Por mais que estas solicitações de demanda ocorram somente em pequenos

períodos do dia, é necessário que o sistema energético esteja permanentemente preparado para supri-las.

Como a energia solar fotovoltaica só possui geração durante o dia é interessante aliar o seu funcionamento com uma demanda de mesmo horário. Como o consumo pelo uso de condicionadores de ar, geralmente para resfriamento, ocorre conforme maior a incidência solar, o setor de comércio e serviços oferece demanda concomitantemente à geração fotovoltaica (JARDIM *et al.*, 2008) e (RÜTHER, KNOB *et al.*, 2008). Os usos de iluminação e ar-condicionado são os principais usos finais das edificações comerciais. Em Florianópolis o consumo de ar-condicionado pode chegar a 50% do consumo total da edificação no verão, e até 70% em edifícios envidraçados (LAMBERTS *et al.*, 1997).

2.2. Energia solar

O Sol é a fonte de energia primária na Terra. Além de todos os organismos vivos dependerem dele para realizarem suas funções vitais, é também a partir do sol que a maioria das fontes de energia são formadas. O petróleo, o carvão e outros combustíveis fósseis são formados pela decomposição de plantas e animais, que originalmente, obtiveram a energia necessária ao seu desenvolvimento, da radiação solar. As usinas hidrelétricas só são possíveis pela existência do ciclo das águas, originado quando a energia solar provoca a evaporação (CEPEL, 2007).

Com os questionamentos sobre o uso de combustíveis fósseis e a necessidade cada vez maior de energia disponível, busca-se a utilização direta da energia solar. Esta considerada como uma fonte inesgotável, quando se considera uma escala humana de tempo, tem como desafio a criação de um modo eficiente da conversão da radiação solar em energia útil às necessidades humanas.

Embora pareça uma questão atual, o aproveitamento da energia solar tem sido trabalhado por muitas civilizações, desde a antiguidade. FRAIDENRAICH e LYRA (1995) apresentam a utilização no Egito, citando um trabalho de Veinberg (1959), que comenta as “estátuas sonoras” de Amenkotep III (1455-1419 a.C.) Estas estátuas emitiriam sons, produzidos pelo escape do ar aquecido pela radiação solar incidente na estátua, no período de saída do sol. Também é encontrado o aproveitamento da energia solar na secagem de alimentos e no funcionamento das salinas.

Os gregos, durante o século V a.C., onde a lenha e o carvão estavam muito escassos, se utilizaram de princípios básicos da arquitetura solar passiva, através da orientação adequada, para aquecer suas residências. No primeiro século d.C., os romanos desenvolveram as técnicas de fabricação de vidro para as janelas, permitindo o ingresso da luz solar em suas

edificações. Algumas partes das habitações romanas, como pisos e paredes especialmente fabricadas tinham a propriedade de armazenar a energia solar, aquecendo o recinto (FRAIDENRAICH e LYRA, 1995) e (PERLIN, 1999). Na América, as antigas civilizações americanas, incas, maias e astecas, faziam o uso sistemático da energia solar nos seus projetos de habitações. O culto ao Sol revela a importância que o astro tinha na vida desses povos (FRAIDENRAICH e LYRA, 1995).

Com o desenvolvimento das civilizações, mais pesquisas foram orientadas no sentido do aproveitamento da energia solar, principalmente na sua utilização térmica. Bezerra (1998) apresenta Augustin Mouchot como precursor moderno da energia solar. Este antigo pesquisador utilizou espelhos côncavos que concentravam os raios solares em um cilindro, provocando a ebulição da água, e também a fusão de estanho, zinco e chumbo (PERLIN, 1999). Na Exposição Internacional de Paris, em 1878, Mouchot apresentou uma máquina impressora, acionada por um motor solar a vapor.

A utilização do efeito fotovoltaico, a conversão direta da energia solar em eletricidade, só foi conhecida a partir de 1839 (FRAIDENRAICH e LYRA, 1995). Nesse ano, Becquerel demonstrou a possibilidade da conversão da radiação luminosa mediante a incidência da luz em um eletrodo mergulhado em uma solução de eletrólito. O mesmo foi observado em um sólido em 1877, por Adams e Day com o selênio. A primeira célula solar foi produzida em 1888 a partir do selênio, por Charles Fritts (PERLIN, 1999).

A partir da descoberta das possibilidades das tecnologias de aproveitamento de energia solar (térmica ou fotovoltaica), mais estudos foram conduzidos no sentido de aprimorá-las.

2.2.1. Radiação solar

A radiação solar que atinge a terra é de 1353 W/m², e após ser filtrada pela atmosfera ela resulta em 1000 W/m², ou 1 Sol. A partir disto podemos calcular quanta energia que o planeta recebe do sol, considerando o raio da Terra de 6.378,1 km, e a radiação instantânea que atinge a seção plana do planeta, de 1,278x10¹⁷ W (adaptado de RÜTHER, 2004). Comparado com o consumo de energia do mundo, que em 2007 na fonte primária foi de 11.099,3 x10⁶ tep (BP, 2008), transformando para MW, 1tep=4 MWhe, (EPE, 2007) o consumo de energia em 2007 foi de 4,4397 x10¹⁶ Whe, o que corresponde à irradiação solar recebida pela Terra em aproximadamente 20 minutos (Equação 1).

$$\frac{4,4397 \times 10^{16} \cdot 60}{1,278 \times 10^{14} \cdot 1000} = 20,84 \text{ min}$$

Equação 1

Essa irradiação solar atinge a Terra de modo não uniforme, sendo que os países tropicais, como o Brasil, têm ainda mais vantagens no aproveitamento deste tipo de energia.

A irradiação solar que atinge um corpo, um módulo fotovoltaico, por exemplo, é composta por um espectro com diferentes comprimentos de onda. A irradiação direta é aquela que provém diretamente do sol e atinge o corpo. A irradiação difusa é aquela proveniente da atmosfera, correspondendo a cerca de 10 a 16% da radiação global em um dia ensolarado e sem nuvens (BEZERA, 1998). De acordo com dados do SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) (PEREIRA *et al.*, 2006), para Florianópolis, a irradiação difusa é 45 % da radiação global horizontal, e 38 % da irradiação global inclinada a 27°. A soma da irradiação direta com a difusa é a irradiação global. O albedo é a irradiação proveniente da refletância da camada de cobertura do solo e de seu uso (PEREIRA *et al.*, 2006).

Os valores de irradiação são unidades de energia disponíveis em uma área e integradas em um período de tempo, sendo derivadas dos valores de irradiância da potência da radiante solar. A irradiância solar é a taxa da radiação solar incidente em uma superfície por unidade de área, normalmente medida em watt por metro quadrado e simbolizado por “G” (ABNT, 2006).

Através das pesquisas do Projeto SWERA e de outras atividades ligadas à medição da radiação solar no Brasil, têm-se os mapas solarimétricos do país. O mapa na Figura 3 apresenta os valores médios da estimativa do total diário de irradiação solar anual, que atingem um corpo em inclinação igual à latitude do local.

A partir deste mapa pode-se observar a variação dos níveis de radiação, decorrente das características geográficas e climatologias. Para Florianópolis-SC, cidade objeto deste estudo, tem-se uns dos menores níveis de radiação do país, cerca de 4,8 kWh/m²/dia a 27° de inclinação. Isto indica que os trabalhos propostos nesse local teriam ainda melhor desempenho se aplicados em outras regiões do país com maiores níveis de radiação solar.

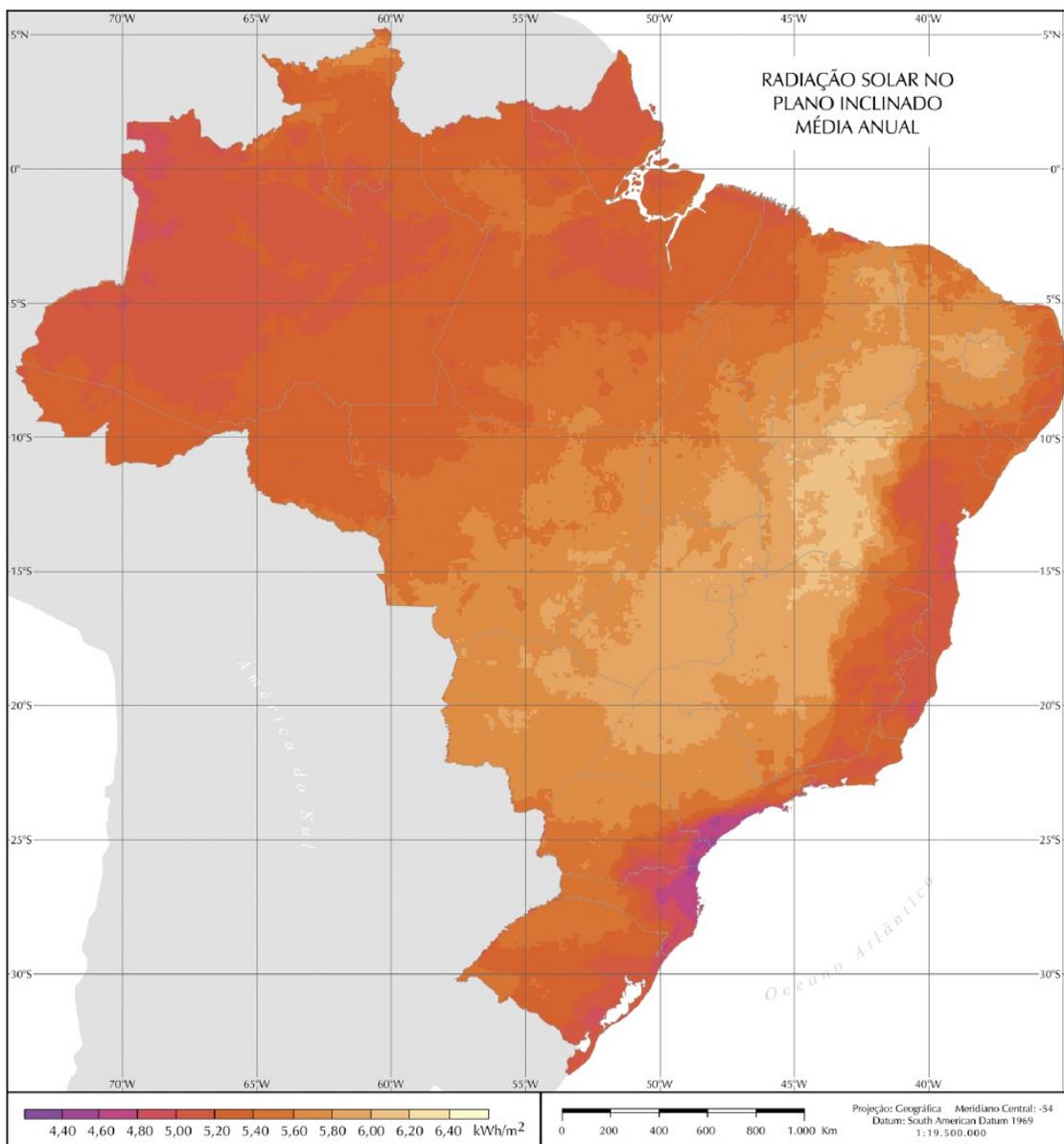


Figura 3 – Mapa de Radiação solar no plano inclinado média anual (Fonte: PEREIRA *et al.*, 2006)

A inclinação de um módulo em ângulo igual à latitude local e orientado ao norte possibilita o maior aproveitamento da energia solar, isso é ocasionado pela inclinação do eixo terrestre em relação a órbita solar. Um estudo na Suécia (BROGREN e GREEN, 2003) demonstra a variação que ocorre no aproveitamento da energia solar conforme o ângulo de inclinação e a orientação do painel. Pela Figura 4 percebe-se que haverá o maior aproveitamento em inclinação igual à latitude da cidade, e orientação ao sul (já que Estocolmo situa-se no hemisfério norte). Assim diferentes posicionamentos dos módulos, sejam por questões técnicas ou estéticas, acarretam em perdas no potencial de geração. Cabe ao

projetista selecionar uma posição para o módulo que considere as questões arquitetônicas e também de potencial de geração.

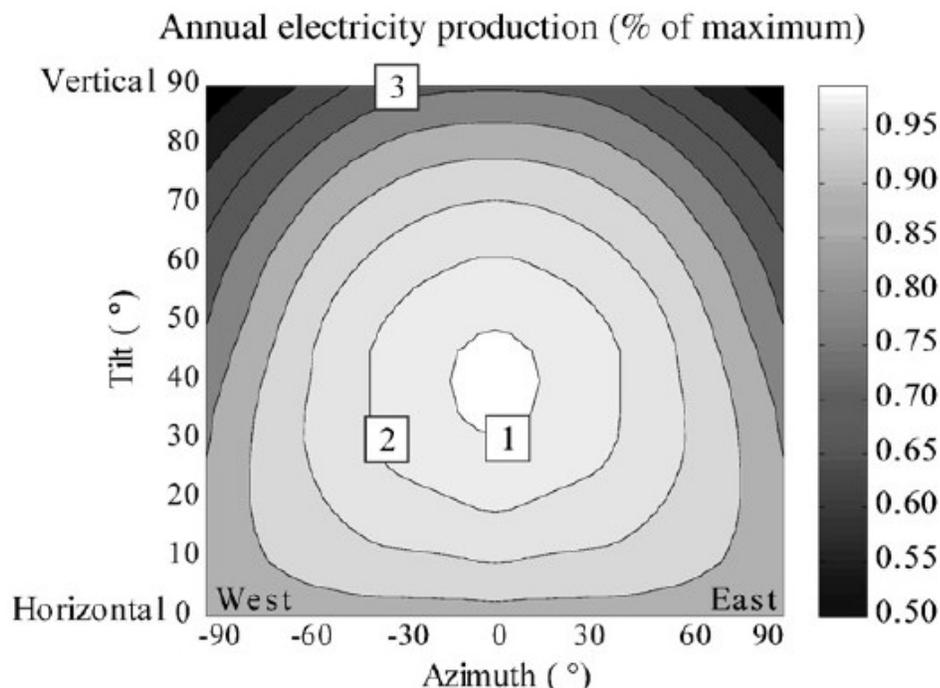


Figura 4 – Percentual anual de geração energética de acordo com diferentes orientações e inclinações, determinadas pelo programa PVSYST para Estocolmo, Suécia (Fonte: BROGEN e GREEN, 2003)

Outro trabalho, referindo-se a Florianópolis e Freiburg (Alemanha) também analisou a variação nos níveis de radiação recebida por um corpo conforme sua inclinação e azimute (BURGER e RÜTHER, 2006). Esse trabalho identificou que baixas latitudes são menos sensíveis a desvios de azimute, já que Florianópolis a 27°S apresentou um gráfico com menores variações que Freiburg a 48°N (Figura 5).

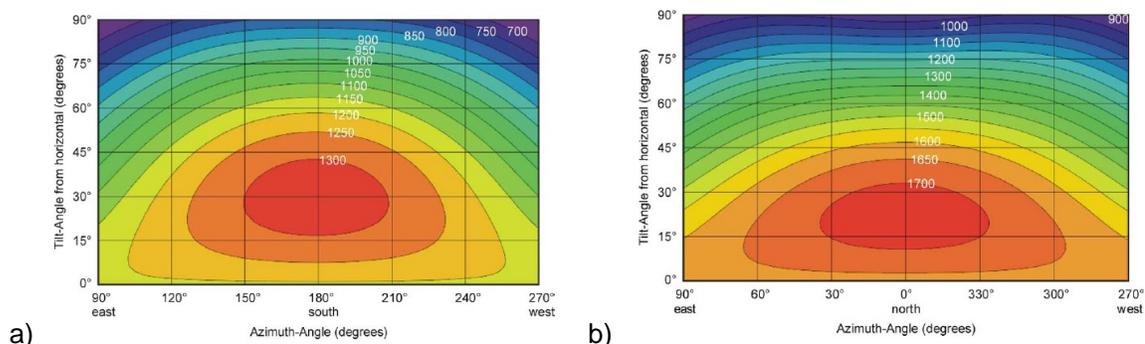


Figura 5 – Geração de energia total anual por kWp instalado de silício monocristalino, em a) Freiburg e em b) Florianópolis (Fonte: BURGUER e RÜTHER, 2006)

2.3. Energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é obtida através do efeito fotovoltaico. Esse fenômeno ocorre em alguns materiais semicondutores, a partir da incidência da luz solar, onde os fótons da luz estimulam os elétrons a saltar para a camada de condução, que sob condições favoráveis irá originar uma tensão e corrente elétrica. A radiação proveniente do sol fornece a energia necessária para o elétron saltar para a banda de condução. É neste movimento entre a lacuna e a banda de condução que a energia elétrica é gerada e “coletada” pelos condutores da célula (FRAIDENRAICH e LYRA, 1995).

A partir dos diferentes materiais com características fotovoltaicas são fabricadas as “células-fotovoltaicas”. Estas podem ser pequenas lâminas de blocos sólidos, ou derivados de processos de plasma sobre superfícies rígidas ou flexíveis (RÜTHER em MONTENEGRO, 2000). A junção de várias células origina os módulos fotovoltaicos.

A instalação de um sistema fotovoltaico abrange desde os módulos de geração fotovoltaica até a fiação que ligará o sistema às cargas ou à rede elétrica. Em uma instalação interligada à rede elétrica normalmente o sistema é formado pelos painéis solares, fiação, sistema conversor CC-CA, proteções e conexões. Os módulos solares normalmente apresentam tensão máxima de 20 v, apropriados para ligação em baterias de 12 v, quando o sistema é autônomo. Para se atingir as potências de projeto são feitas as associações em série e em paralelo. Para proteção a uma eventual sobrecarga do sistema são utilizados dispositivos de proteção. O sistema inversor é utilizado para fazer a conversão de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), e também para disponibilizar essa tensão na frequência da rede.

2.3.1. Tecnologias disponíveis

São várias as tecnologias fotovoltaicas existentes, mas este trabalho priorizou as tecnologias de silício: silício amorfo (a-Si) e silício policristalino (p-Si), que são as tecnologias utilizadas no sistema do Centro de Eventos da UFSC³ e na Casa Eficiente da Eletrosul⁴, respectivamente. Esses dois sistemas que foram utilizados como fonte de dados para este trabalho.

Os filmes finos de silício são compostos por silício amorfo depositado num processo por meio de plasma. A camada do material é muito fina, geralmente depositado sobre vidro, ou sobre plásticos e metais flexíveis (Figura 6), podendo ser utilizado em superfícies curvas e até mesmo sobre telhas tipo shingle (THOMAS e GRAINER, 1999).

³ No Centro de Eventos da UFSC há um sistema de silício amorfo sob a cobertura de 10kWp de potência.

⁴ A Casa Eficiente da Eletrosul possui um sistema de 2,25kWp de potência de módulos de silício policristalino.



Figura 6 – Módulo flexível de silício amorfo (Fonte: Uni-Solar®)

Outra questão sobre os filmes finos de silício são suas perdas de eficiência nos primeiros anos de utilização. Segundo o efeito Staebler-Wronski (STAEBLER e WRONSKI, 1977), os filmes finos de silício sofrem uma diminuição de sua potência nominal. Isto ocorre no primeiro ano de exposição ao sol e tende a se estabilizar ao fim deste período. Mas este efeito pode ser revertido a qualquer momento se o módulo for exposto por cerca de duas horas a uma temperatura de 150 °C no escuro. Estas considerações levaram a outro estudo sobre sua degradação, produzido por Rütther *et al.* (2003). Nesse estudo foi discutida a variação da perda de eficiência conforme a temperatura de exposição em que se encontrava o módulo. Os módulos de filmes finos de a-Si apresentam menor degradação quanto maiores forem suas temperaturas de exposição. Assim módulos operando em climas quentes se estabilizam em potências maiores do que aqueles expostos a climas frios.

Os módulos de silício amorfo (a-Si) apresentam geralmente uma cor sólida entre o azul e o preto, outras cores também podem ser produzidas, mas representam uma perda de eficiência. Isso porque outras tonalidades derivam da reflexão de parte da luz incidente, por exemplo, um módulo dourado teria uma perda de 20% (THOMAS e GRAINER, 1999). A eficiência dos módulos de a-Si no mercado encontra-se na ordem de 5 a 9%, e seu grande potencial é a facilidade de integração com os elementos construídos.

O silício também pode ser utilizado de outra forma nas células fotovoltaicas, como lâminas rígidas de silício mono ou policristalino (Figura 7). O silício monocristalino é obtido a partir da fusão de silício de alta pureza, onde o monocristal é “crescido”. Esse processo deriva

em células redondas, fatiadas a partir do monocristal cilíndrico. Pela complexidade tecnológica de cada etapa o custo do produto final também se torna maior. Os painéis de silício monocristalino no mercado têm eficiência em torno de 15% (RÜTHER, 2004).



Figura 7 – Módulo de silício policristalino à esquerda (Fonte: Kyocera®) e silício monocristalino à direita (Fonte: SunnyWorld®)

Os painéis de silício policristalino são fabricados de modo semelhante ao monocristalino, mas o líquido de silício puro é diretamente solidificado, resultando em vários cristais. Por estas características os painéis de p-Si têm eficiência um pouco menor que os de Silício monocristalino (RÜTHER, 2004).

A tecnologia HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) produzida pela SANYO ENERGY Corp (Japão). está atualmente com a maior eficiência no mercado, de até 20,2% de eficiência da célula e de até 17,4% no módulo de 180 a 205 w (SANYO, 2006). Esta célula é composta de uma lâmina ultrafina de silício amorfo sobre uma base de silício monocristalino. Esta junção de dois materiais faz com que a abrangência do espectro luminoso seja maior, aumentando a eficiência de conversão.

Outros materiais que também são utilizados para fabricação de células fotovoltaicas são Teleureto de Cádmio (CdTe) e o Disseleneto de Cobre Gálio e Índio (CGIS). O CdTe é um dos concorrentes dos filmes finos de silício, e é há algum tempo utilizado nas calculadoras. A eficiência deste material no mercado encontra-se de 7 a 10%. O CIGS também tem crescido no mercado internacional, principalmente por suas características de alta eficiência e custos mais baixos de produção, mas a pouca abundância e a toxicidade dos elementos são questões a serem consideradas se esta tecnologia atingir grandes níveis de produção (RÜTHER, 2004).

2.3.2. Instalação de sistemas solares fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser implantados de duas formas, conectados a uma rede elétrica, ou funcionando isoladamente.

Os sistemas isolados são geralmente usados em locais remotos, como em residências longe da rede elétrica pública. Esses sistemas são utilizados principalmente para iluminação, refrigeração e outras cargas pequenas. Outras utilizações em zonas remotas são para melhorar as condições de vida da população local, tal como uso em telecomunicações, bombeamento de água, refrigeração de medicamentos, entre outras (ZAHEDI, 2006). Estes sistemas normalmente se utilizam de um modo de acumulação da energia gerada, normalmente um banco de baterias, para suprir a demanda nos momentos em que a geração solar é insuficiente, ou à noite. Pela característica de geração e acumulação, a instalação elétrica à que o sistema fotovoltaico servirá, normalmente será feita em CC.

O outro modo de instalação de um sistema fotovoltaico é a conexão dos módulos fotovoltaicos à rede elétrica convencional. Desta maneira toda a energia, ou somente o excedente, vai para a rede. Assim as edificações podem integrar os módulos em sua edificação, e contribuir para gerar energia para si própria e para todos os quais a rede sirva. Pode-se também instalar grandes sistemas específicos para geração de energia, criando centrais fotovoltaicas geradoras de energia, que tem as desvantagens da geração centralizada (ZAHEDI, 2006). A vantagem da instalação integrada à edificação é a geração junto ao ponto de consumo, sem a necessidade de sistemas de transmissão e distribuição (T&D), e a diminuição dos custos aí envolvidos (RÜTHER, 2004). Nesses sistemas o inversor utilizado tem como uma de suas principais atribuições a transformação da energia fotovoltaica gerada em CC em energia CA para o consumo.

Quando o sistema está interligado à rede elétrica convencional, surge a necessidade de controlar a quantidade de geração que está efetivamente sendo enviada à rede. Isso ocorre para haver o controle da concessionária e do consumidor/produzidor, e também para o pagamento pelos serviços de ambos. THOMAS e GRAINER (1999) apresentam três modos de medição que podem ser utilizados:

1. Um medidor unidirecional: onde há só um medidor e um sentido único para a energia, assim só há medição da entrada de energia para a edificação quando o sistema fotovoltaico não é suficiente para o abastecimento total. Não há medição nenhuma da geração fotovoltaica, tampouco da energia que eventualmente é injetada na rede.

2. Dois medidores independentes: existem dois medidores, um para entrada da energia da rede elétrica convencional na edificação, e outro para saída da geração fotovoltaica para a rede. Neste sistema podem ocorrer ainda duas situações: ou toda energia gerada é injetada na rede, e toda energia consumida vem da rede; ou a energia gerada após passar pelo seu medidor volta para consumo da residência

(somente o excedente vai para a rede), passando então pelo medidor de consumo da energia da rede.

3. Um medidor bidirecional: utilizado nos países onde o preço de compra e de geração é o mesmo, assim o mesmo medidor controla a saída da geração excedente e a entrada de energia nos momentos sem geração fotovoltaica.

Estas tipologias de conexão apresentadas são as mais comumente utilizadas. A tipologia 2 é utilizada na Alemanha, do tipo *feed-in-tariff*, e em alguns outros países europeus. Neste sistema há um grande investimento para difusão desta tecnologia, já que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico tem um preço superior à energia consumida da rede. Esse tipo de orientação faz com que os cidadãos se sintam atraídos pelo programa, tornando a energia solar uma espécie de investimento financeiro.

A tipologia 3 é utilizada atualmente nos EUA e Japão, chamada de *net-metering* (medição líquida), mas tem como crítica a pouca valorização da energia solar, já que esta é vendida ao mesmo preço da tarifa de compra, dificultando o retorno do investimento. Outra questão deste tipo de conexão é a de que as concessionárias perdem parte das vendas aos consumidores, e podem não apoiar a instalação de um programa fotovoltaico.

2.3.3. Geração distribuída

A geração distribuída é uma das grandes vantagens da tecnologia fotovoltaica, isso porque esta tecnologia pode ser instalada junto à própria edificação e junto ao ponto de consumo, ao contrário da energia hidráulica que necessita de uma área muito grande para geração, e que geralmente se localiza longe dos pontos de consumo. Esta geração afastada, característica no Brasil, implica em grandes infra-estruturas de transmissão e distribuição (T&D), que fatalmente incorre em maiores custos e perdas (RÜTHER, 2004). Assim a geração fotovoltaica distribuída proporciona um custo evitado das instalações elétricas de T&D do setor elétrico brasileiro.

A opção pelos sistemas de geração distribuída faz com que os sistemas fotovoltaicos apresentem alguns benefícios para as concessionárias. Isso pela adição de energia à rede, redução das perdas em transmissão e, principalmente, pela postergação dos custos de expansão, já que o sistema fotovoltaico pode estar instalado e dar suporte de capacidade a um alimentador considerado crítico para o sistema (JARDIM, 2007).

O fator efetivo de capacidade de carga (FECC) é outra maneira pela qual os sistemas fotovoltaicos podem contribuir para a rede elétrica. Pela característica de geração exclusivamente diurna, os sistemas fotovoltaicos são considerados como fontes não

despacháveis de energia e a eles são atribuídos normalmente fatores de capacidade baixos. Mas a instalação destes sistemas em locais com alto consumo diurno, como por exemplo, a grande demanda de ar-condicionado em edifícios comerciais, faz com que os sistemas fotovoltaicos contribuam efetivamente na redução do pico da demanda, tornando-se nestes casos fontes despacháveis (RÜTHER, KNOB *et al.*, 2008).

A definição do local de instalação dos painéis e a demanda dos pontos de consumo próximos são fundamentais para a melhor utilização da energia gerada pelos sistemas solares fotovoltaicos.

2.3.4. Programas de incentivo à geração fotovoltaica

Com base nas dificuldades de geração de energia e nas questões ambientais envolvidas, muitos países fizeram programas nacionais de desenvolvimento da energia solar fotovoltaica. Isto permitiu uma disseminação da tecnologia nestes países e também a diminuição do custo destes equipamentos.

No Japão um programa de incentivo à geração fotovoltaica foi iniciado em 1974, chamado de *Sunshine Project*. A opção pela tecnologia fotovoltaica surgiu da escassez de áreas disponíveis no país, e da concentração de grande população em pequenas áreas. Assim a integração de uma matriz energética junto às edificações parecia uma estratégia viável, ainda que não houvesse uma tecnologia consolidada (KUROKAWA e IKKI, 2001). O programa visou incentivar a aplicação de painéis fotovoltaicos nos telhados das residências, sempre interligados à rede elétrica, e também desenvolver a tecnologia nacional para este fim. A princípio a abrangência do programa era de suprir de energia algumas residências, mas a aceitação do programa foi tão grande que se calculava que em 2010 5% da energia utilizada no país seria provida pelos telhados fotovoltaicos das casas.

O subsídio oferecido pelo governo japonês buscava estimular a indústria para a produção, e assim reduzir o custo efetivo dos módulos fotovoltaicos. Em 1994 o custo de um sistema típico de 3kWp era de 6 milhões de yens, com um subsídio de cerca de 3,5 milhões de yens, já em 2003 o subsídio estava reduzido a 2 milhões de yens, e o custo do sistema também estava nesta margem de preço, tornando então o subsídio desnecessário e podendo o mercado regular-se por si mesmo (PARKER, 2008).

Em 2000 iniciou na Austrália o Programa Australiano de Incentivo Fotovoltaico (*Australian Photovoltaic Rebate Programme*). Segundo PARKER (2008) este programa previa um fundo de incentivo para as instalações fotovoltaicas, que a partir de 2002 atingiu cerca de 1000 instalações por ano, utilizando cerca de 95% do fundo. O incentivo fornecia apenas um montante para a instalação de AUD\$4 para cada Wp instalado e de AUD\$2,5 para cada Wp na

expansão do sistema, a partir de 2005 o sistema foi reformulado passando a diminuir US\$0,10 do investimento até atingir AUD\$3,5/Wp em 2007. Uma das dificuldades do sistema foi a conexão à rede dos sistemas fotovoltaicos, já que muitas localidades não eram servidas pela rede elétrica, sendo então servidas por sistemas fotovoltaicos isolados (PARKER, 2008)

Um novo programa australiano, *Solar Cities*, está em estudo desde 2005. Com um investimento inicial de 75 milhões de dólares australianos, busca promover o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica integrada à rede elétrica (IEA, 2006). Em 2006 as instalações de sistemas conectados à rede cresceram 31%, representando agora 13% do total de sistemas fotovoltaicos instalados no país, e o uso de sistemas concentradores fotovoltaicos tem aumentado consideravelmente no suprimento a redes mantidas com geradores a diesel (IEA, 2007).

O programa alemão trabalha com o sistema *feed-in-tariff*, onde o consumidor que instala um sistema fotovoltaico conectado à rede passa a ser também um mini-gerador, assim toda energia gerada é vendida à rede com uma tarifa prêmio, e a demanda continua sendo suprida totalmente pela concessionária. A tarifa que o consumidor paga tem um encargo de 3% com o objetivo de financiar o programa (WENZEL, 2007). O programa de incentivo à difusão da tecnologia iniciou em 2004 com uma tarifa de venda da energia solar de cerca de 2,5 a 3 vezes o valor da tarifa comum. Essa variação ocorre de acordo com o tipo de instalação dos painéis (integrado ou não à edificação), e do potencial de geração mensal. Também já foi previsto no programa a compra desta energia por 20 anos, e até a revisão da legislação em 2007 a cada ano que passava os novos investidores que entravam no programa, tinham tarifa de venda 5% menor que os investidores do ano anterior (GERMANY, 2004).

A Alemanha é um dos países com maior desenvolvimento do mercado para instalação de painéis fotovoltaicos interligado à rede elétrica. Após anos de alto crescimento do potencial fotovoltaico instalado, em 2006 houve certa estagnação. Isso derivado em parte pela diminuição da oferta de silício e principalmente pelo alcance do sistema *feed-in-tariff*, que pela grande adesão necessita de uma reestruturação das tarifas (IEA, 2006). Em 2007 esta estagnação foi superada, e o crescimento do mercado é esperado para os próximos anos. As indústrias da tecnologia fotovoltaica no país também estão avançando, pretendendo em 2010 aumentar suas exportações oferecendo produtos de alta qualidade e menor custo (IEA, 2007).

Os modelos que subsidiam a aquisição dos sistemas fotovoltaicos podem não ser, por questões econômicas e sociais, tão interessantes para o Brasil. Economicamente ao premiar o investidor no início e manter a tarifa de compra e venda com o mesmo valor, faz com que aumente o tempo de retorno do investimento. Esta estratégia também não compromete o usuário com a manutenção de seu equipamento, já que esse não terá grandes lucros ou

perdas com a diminuição do funcionamento do seu sistema. Socialmente este modelo é desinteressante porque subsidia somente pessoas com maior poder aquisitivo. Isso porque somente essas terão o montante necessário para pagar pela parte não subsidiada, mas as taxas que financiarão os subsídios serão aplicadas a grande parte da população.

Um sistema interessante de estímulo à geração fotovoltaica é o apresentado por PARKER (2008) para o Canadá. Nesse sistema haveria um programa de mercado balanceado onde os custos do programa seriam divididos entre os investidores, governo e as concessionárias de energia. A instalação teria um pequeno subsídio (30%) por parte do governo, que iria sendo reduzido ao longo do tempo, o restante do montante financeiro (70%) seria de responsabilidade do morador investidor. Caberia a concessionária a compra desta energia por uma tarifa prêmio. Deste modo a indústria teria uma demanda crescente, fazendo com que o custo de produção dos módulos fosse diminuindo gradativamente, chegando a um patamar em que seria desnecessário o subsídio inicial.

Atualmente o programa do Canadá prevê auxílio para a implantação de sistemas fotovoltaicos e também incentivos à pesquisa. Em 2006 *Canada's Clean Air Act*, um ato pelo Ar limpo do Canadá foi promovido pelo governo do país, representando o interesse do governo na redução dos gases do efeito estufa. Neste ato foram beneficiadas várias tecnologias de geração limpa, entre elas a geração pela tecnologia fotovoltaica, buscando em 14 anos uma produção de 14,3 TWh de energia limpa. Este programa está desenvolvendo a tecnologia no país e tem no setor privado e doméstico seu maior crescimento (IEA, 2007).

Todos os programas apresentam como premissa inicial alavancar o mercado da tecnologia fotovoltaica, isso porque com o aumento da produção dos módulos no país, é esperado que o custo diminua, chegando a um ponto em que não sejam mais necessários subsídios por parte do governo. Uma análise para os EUA (DUKE *et al.*, 2005) demonstrou que o mercado residencial da tecnologia fotovoltaica só se tornaria o principal mercado da tecnologia, quando o preço dos módulos fosse menor que US\$2,00/Wp. Para isso a produção anual da indústria deveria ser de cerca de 100MWp/ano. E para um preço de US\$1,5/Wp o mercado deveria absorver 500MWp/ano (DUKE *et al.*, 2005).

Apesar do grande mercado potencial existente no Brasil, que são o número de residências existentes, é necessário que haja um preço justo pago para esta energia gerada. Isto atrairia novos investidores, e também a produção nacional, promovendo o avanço da curva de aprendizado, que diminuiria o custo da indústria e o preço de venda para o consumidor.

2.4. Adequações urbanas e arquitetônicas da integração fotovoltaica

Segundo Salamoni (2004), os setores de áreas residenciais possuem grande área disponível para instalação de painéis fotovoltaicos, sendo capaz de gerar energia além do seu consumo. Por não possuir curva de demanda com pico durante o dia, a geração fotovoltaica não contribuiria para alívio de sobrecarga da rede. Mas pela quantidade de área disponível, este setor deveria ser aproveitado como uma mini-usina, aliviando a sobrecarga em setores adjacentes.

A arquitetura residencial unifamiliar possui geralmente as melhores aplicações para sistemas fotovoltaicos integrados às edificações. Isto por que apresentam grande área de telhado e por situarem-se próximas umas às outras, todas com mesmo porte, com menor sombreamento de sua cobertura (JONES *et al.*, 2000).

O trabalho de Salamoni (2004) também expõe que os setores centrais da cidade, com edificações em altura e uso de comércio e serviços, apresentam um pico de demanda diurno. Mas estas possuem pouca área de cobertura disponível, além do maior sombreamento das mesmas devido à grande altura das edificações. Como essa zona apresenta uma sobrecarga diurna à rede, seria interessante a aplicação dos sistemas fotovoltaicos, mesmo que com pequena abrangência, ou que recebesse energia gerada por outra zona adjacente com maior área de cobertura disponível (SALAMONI, 2004).

Através do exposto pelos pesquisadores, percebe-se que as zonas urbanas de uso misto, caracterizadas por edificações residenciais, comerciais e de serviços apresentam melhor adequação para implantação de programas de incentivo à geração fotovoltaica. Isso porque possuem residências, as unidades propostas como geradoras, e edificações comerciais e de serviço, as unidades consumidoras. Essas zonas, geralmente servidas por único alimentador, possibilitam que a energia gerada durante o dia nas residências, tenha uso imediato, nos locais com utilização durante o horário comercial. Assim, as perdas com transmissão da energia serão minimizadas, melhorando o desempenho da geração fotovoltaica integrada à rede.

Indicações para a inserção da tecnologia fotovoltaica em áreas urbanas são encontradas no relatório anual da IEA sobre Programas Fotovoltaicos (IEA, 2007). Este apresenta algumas diretrizes para a propagação da tecnologia fotovoltaica em áreas urbanas em seu item 10, onde são abordadas as questões relativas à aplicação da tecnologia fotovoltaica na escala urbana, indicando quais os atores envolvidos e quais as ações fundamentais.

Entre os agentes indicados para ter participação ativa para que haja um melhor desenvolvimento desta iniciativa estão: o setor da construção civil, os consumidores e

prováveis mini-geradores, o governo e as agências reguladoras, o setor financeiro e os órgãos financiadores, a indústria da tecnologia fotovoltaica, o setor elétrico e as concessionárias, e o setor educacional. A partir da comunhão dos interesses e necessidades destes atores será possível traçar um melhor caminho para a implantação da tecnologia fotovoltaica na escala urbana (IEA, 2007).

As ações que o relatório aborda buscam facilitar as soluções no mercado de energia urbana, identificando as possibilidades da aplicação fotovoltaica no meio urbano também como parte da eficientização das edificações. As ações citadas são: conexão entre o projeto dos edifícios e os avanços da indústria fotovoltaica; remoção das barreiras existentes entre as partes envolvidas para a aplicação em massa da tecnologia fotovoltaica; desenvolvimento de componentes com design e aplicação com o maior nível possível de penetração no mercado; identificação das falhas de informação e produtos e como preenchê-las; desenvolvimento de materiais para suprir necessidades de grupos específicos; e a promoção da comunicação contínua entre as partes. Estas ações indicam uma meta em curto prazo para gerar uma definição clara do mercado global e seus valores associados, resultando com que as partes envolvidas considerem a escala urbana nas suas respectivas atividades. Em longo prazo a meta é tornar a aplicação urbana da tecnologia fotovoltaica desejável e um lugar comum de aplicação da tecnologia fotovoltaica nos países membros da IEA (International Energy Agency) (IEA, 2007).

Neste trabalho foi analisada a utilização de uma tecnologia fotovoltaica que busca justamente facilitar a inserção da mesma no meio urbano, indo de encontro com as proposições da IEA, principalmente na ação de desenvolvimento de sistemas com design com maior nível de penetração no mercado.

2.4.1. Energia solar em habitações

Na busca pela geração distribuída e produção mais próxima aos pontos de consumo, o uso de sistemas fotovoltaicos juntos às edificações torna-se bastante interessante. Segundo RÜTHER (2004), os módulos fotovoltaicos são fabricados para serem utilizados por muito tempo e em ambientes externos, sob diversas condições climáticas; assim, são apropriados para integração à envoltória da edificação. Deste modo têm dupla função por gerar eletricidade e também por servir como elemento arquitetônico. Para que tenham melhor aplicação aos telhados, paredes ou janelas, a indústria vem desenvolvendo uma série de produtos destinados a estes fins.

A aplicação mais comumente apresentada dos módulos fotovoltaicos é sobre os telhados das edificações, justificado por este plano ser geralmente o que recebe maior

radiação solar. Para este fim podem ser utilizados os módulos rígidos com simples superposição à cobertura existente. Mas existem também outras tecnologias que permitem uma maior integração, por exemplo, os módulos solares fotovoltaicos fabricados diretamente sobre telhas de vidro curvas, substituindo as telhas convencionais. Há também a tecnologia de módulos flexíveis de a-Si aplicados em substrato de aço inox, que permite que estes sejam colados sobre coberturas curvas de metal ou concreto, ou ainda em telhas do tipo shingle (RÜTHER, 2004).

Para utilização em vedações transparentes, RÜTHER (2004) apresenta a aplicação de filmes finos sob um substrato de vidro sem moldura. Este sistema é similar às películas comumente encontradas na construção civil, e tem fácil instalação. Quando aplicados sobre vidros, as faixas de deposição do material fotovoltaico podem variar em espaçamento, permitindo maior ou menor penetração da luz natural para o ambiente interno. Assim esse tipo de módulo fotovoltaico tem grande potencial de uso para os arquitetos ao projetarem grandes fachadas ensolaradas, permitindo que controlem o nível de radiação luminosa que passará ao interior.

Em fachadas com vedações opacas as aplicações são as mais diversas, podendo ser inseridos quaisquer dos sistemas acima apresentados. Cabe ao projetista optar pela disposição que melhor se integra à concepção do projeto arquitetônico. RÜTHER (2004) por fim salienta que os benefícios da aplicação da energia solar fotovoltaica no entorno construído ainda não estão completamente estabelecidos. Isto demonstra o papel fundamental que arquitetos e engenheiros possuem ao aplicar tecnologias de sustentabilidade em seus trabalhos, contribuindo para a melhoria da tecnologia, disseminação e aceitação dessa cultura na sociedade.

Um conceito também usual na área de energia fotovoltaica são os BIPV (building-integrated photovoltaic, ou edifícios solares). Segundo JONES *et al.*, (2000) ultimamente os projetistas estão percebendo que as edificações têm um impacto negativo no ambiente, e assim devem tomar atitudes de mitigação. E a indústria da construção civil também tem percebido isso, criando materiais e tecnologias que provoquem menor dano ao ambiente. O uso de painéis fotovoltaicos é um meio interessante para integrar uma energia renovável na edificação. Os BIPV ainda permitem que os módulos fotovoltaicos sejam plenamente incorporados à edificação, servindo de material de vedação e também como elemento estético (JONES *et al.*, 2000). É claro que os clientes também deverão estar conscientes da opção, podendo tirar o melhor proveito da instalação fotovoltaica, também como meio de divulgação da tecnologia e da ação por um mundo mais sustentável.

Entre os benefícios da integração de painéis fotovoltaicos em edificações estão na viabilidade de integração na edificação, durante a construção ou mesmo em edificações já em uso; o fornecimento de energia diretamente no local de uso, sem perdas de transmissão e distribuição; a operação silenciosa; a baixa manutenção, já que não possuem partes móveis e são projetados para permanecer sob condições climáticas diversas, e; a disponibilidade de uma fonte inesgotável de energia limpa e gratuita, mas não ininterrupta já que não gera durante a noite e tem pouca geração sob céu encoberto (JONES *et al.*, 2000).

As formas de integração dos módulos fotovoltaicos nas edificações podem ser as mais diversas, incluindo a cobertura, fachadas e brises, conforme a Figura 8. Estas formas variadas devem ser definidas pelos projetistas buscando o melhor desempenho de geração, ou de outras necessidades diversas da edificação (THOMAS e GRAINER, 1999).

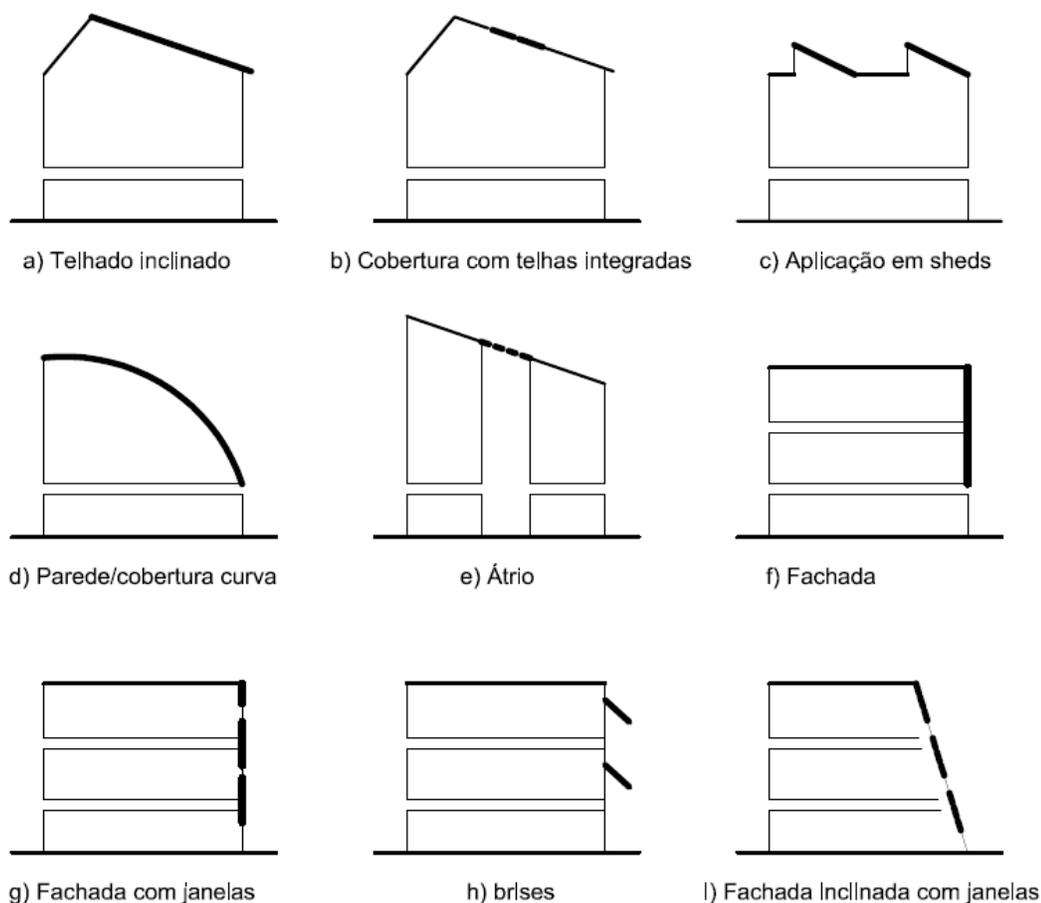


Figura 8 – Tipos de edifícios solares (Fonte: adaptado de THOMAS e GRANIER, 1999)

Na Suécia, em uma área residencial de Estocolmo, o projeto de um bairro sustentável se utilizou da tecnologia fotovoltaica integrada às residências. Neste caso os módulos foram integrados às edificações após sua concepção de projeto, e acabou por serem localizados em

posições não adequadas à geração solar fotovoltaica (BROGREN e GREEN, 2003). Como um elemento acessório e posterior ao projeto arquitetônico, ele se tornou um elemento comprometedor das características arquitetônicas, sendo então relegado a locais menos privilegiados da cobertura. Acarretando assim, em um menor potencial de geração, e conseqüentemente, em menores ganhos financeiros. Isso demonstra a importância do planejamento da instalação fotovoltaica junto às diretrizes iniciais de projeto, para que as diversas possibilidades de integração dos painéis sejam aproveitadas. E também de que o acréscimo de painéis fotovoltaicos em edificações existentes deve ser feito de forma consciente e de modo a aproveitar as melhores orientações para sua instalação.

A partir dos temas e proposições encontrados na bibliografia foi pensado o sistema de kits fotovoltaicos para aplicação nas residências. Os kits seriam um modo mais fácil de integrar esta tecnologia em edificações já existentes, a opção pela conexão dos kits à rede, e o uso das tecnologias utilizada em sistema existentes em Florianópolis, foi feita por serem tecnologias já em uso, que apresentam bom funcionamento e que trariam benefícios para os usuários. Parte da metodologia da análise das edificações também foi baseada na bibliografia.

3. MATERIAL E MÉTODOS

3.1. Considerações gerais

Para atingir os objetivos deste trabalho foram cumpridas várias etapas, as quais estão esquematizadas na Figura 9.

3.1.1. Fluxograma

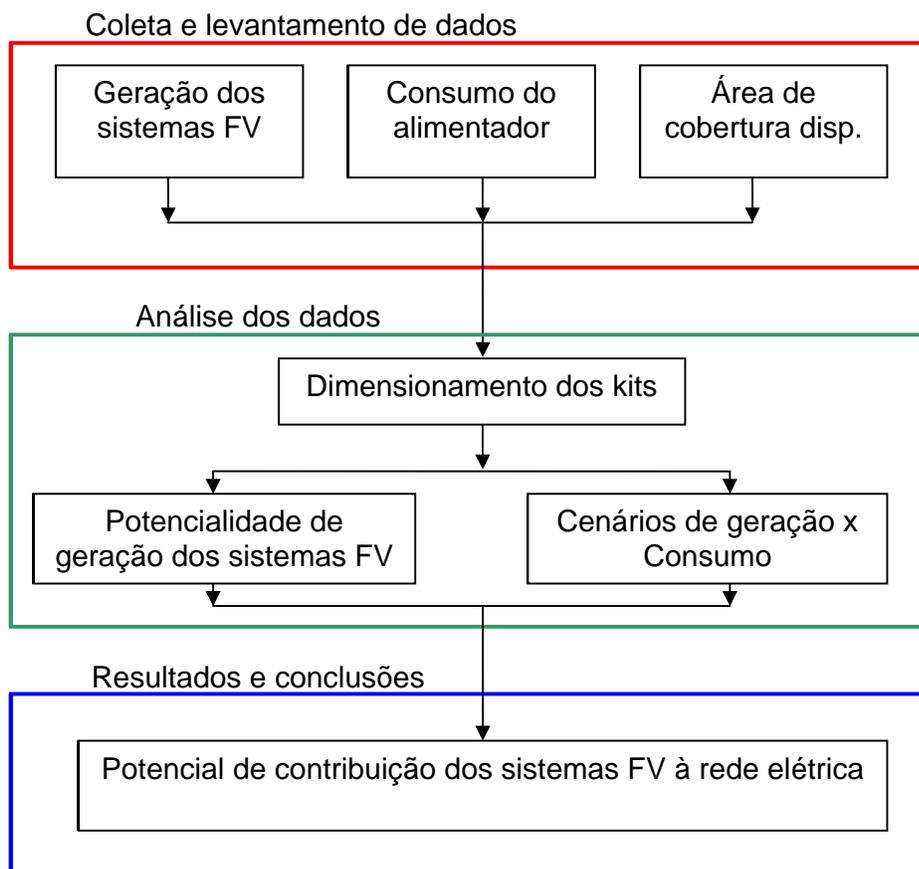


Figura 9 – Fluxograma das atividades desenvolvidas neste trabalho

3.2. Coleta e levantamento de dados

Nesta etapa foram colhidas as informações existentes e pertinentes ao desenvolvimento do trabalho, destacando os sistemas fotovoltaicos passíveis de utilização na cidade de Florianópolis-SC, a seleção do local de estudo, a determinação da demanda energética do referido local, e as características das edificações que poderiam receber os kits fotovoltaicos em suas coberturas.

3.2.1. Sistemas fotovoltaicos em Florianópolis

Na cidade de Florianópolis-SC existem alguns sistemas fotovoltaicos, instalados a partir da iniciativa do LABSOLAR (Laboratório de Energia Solar) e LabEEE (Laboratório de Eficiência Energética em Edificações) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Como um dos objetivos deste trabalho é analisar o desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas instaladas na cidade citada, foram analisados os dados de dois sistemas. Um deles é o sistema da Casa Eficiente da Eletrosul (Eletrosul Centrais Elétricas S.A.), composto de módulos de silício policristalino (p-Si). O outro sistema, do Centro de Eventos da UFSC, possui 10kWp instalado, utilizando tecnologia de silício amorfo (a-Si).

Estes dois sistemas foram escolhidos por apresentarem tecnologias diferentes e períodos de utilização semelhantes, já que o sistema do Centro de Eventos entrou em operação em 2003 e o sistema da Casa Eficiente está em operação desde 2006. No sistema do Centro de Eventos a idade um pouco maior se justifica pela característica de estabilização do material nos primeiros anos de uso, utilizando o ano 2007 como base este sistema estará em seu 4º ano, com uma geração característica, semelhante à encontrada no sistema da Casa Eficiente, que está em seu 2º ano de uso, com um material estável.

A casa eficiente é o resultado de um projeto entre a Eletrosul e a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.), através do Procel (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica), visando criar uma edificação com uso racional de energia. Este projeto em parceria com o LabEEE/UFSC resultou em uma residência unifamiliar eficiente. Nessa construção foram aplicados sistemas e soluções em busca da eficiência energética e sustentabilidade, além do uso dos módulos fotovoltaicos, objetos deste estudo, a residência também conta com aquecimento solar de água, aproveitamento da água da chuva, reúso de água, estratégias passivas de condicionamento de ar, entre outras (ELETROSUL, 2008).

O sistema fotovoltaico instalado nessa residência, conforme a Figura 10, é composto de 30 módulos de p-Si com 75 Wp cada, num total de 2,25 kWp de potência instalada. A instalação dos módulos está orientada a norte, com uma inclinação de 27º (igual à latitude local) e sobre uma área de 20,9 m². A instalação elétrica do sistema é feita por dois circuitos, cada um responsável pela metade dos módulos. Cada circuito liga os módulos a um inversor Würth modelo SolarStar de 1200W.



Figura 10 – Sistema FV p-Si instalado na Casa Eficiente da ELETROSUL e detalhe dos inversores utilizados

O sistema existente no Centro de Eventos foi instalado em 2003. As lâminas flexíveis de a-Si cobrem parte da cobertura da edificação e geram energia para consumo da edificação. A potência instalada é de 10,24 kWp, composta por 80 módulos fotovoltaicos de a-Si flexível de 128Wp cada, abrangendo uma área total de 173 m². A instalação na cobertura da edificação está instalada com inclinação igual à latitude local (27°) e pequeno desvio azimutal do norte (6° a leste) e ocupa cerca de 7,9% da área de cobertura da edificação (RÜTHER, 2004) (VIANA *et al.*, 2007).



Figura 11 – Instalação de 10kWp no prédio do Centro de Eventos da UFSC

Os dados de interesse neste trabalho foram obtidos a partir dos medidores de energia gerada dos sistemas (Casa Eficiente e Centro de Eventos), esses dados são periodicamente anotados pelos pesquisadores, gerando as planilhas de geração média e acumulado por mês e ano. Para um maior detalhamento destes dados foram utilizadas as proporções da geração encontradas no sistema de 2kWp do LABSOLAR, instalado no prédio A da Engenharia Mecânica da UFSC. Esse sistema de 2 kWp possui um sistema de aquisição de dados automático, que grava valores de potência instantânea a cada quatro minutos, possibilitando valores diários de geração mais confiáveis. Como as 3 instalações, do Centro de Eventos, Casa Eficiente e LABSOLAR, encontram-se na mesma cidade, com a mesma inclinação e

orientação e, portanto submetidas às mesmas condições climáticas, os valores de geração de energia média mensal serão proporcionais. Assim a partir dos dados de geração total anual do Centro de Eventos e da Casa Eficiente, puderam ser gerados valores mais específicos de potência instantânea, a partir da proporção encontrada entre os dois sistemas analisados e os dados do sistema do LABSOLAR.

Os dados trabalhados neste estudo foram principalmente da quantificação de geração de energia elétrica ao longo do tempo. Foram adquiridos os valores de geração total mensal e as médias diárias mensais. É importante salientar que os dados dos dois sistemas foram levantados considerando o mesmo período de tempo. Assim foram analisados tendo as condições climáticas iguais para ambos os casos, o que facilitou as observações sobre o perfil de rendimento de cada um. O ano em estudo foi o de 2007, os valores apresentados no decorrer do trabalho foram sempre em consideração ao potencial instalado do sistema, ou seja, a geração total dividida pela potência instalada em kWh/kWp.

A geração anual foi utilizada para estimar o rendimento do sistema durante o ano, considerando globalmente as variações de temperatura e clima. As gerações mensais demonstraram a diferença ou semelhança de geração em climas específicos, de inverno ou verão.

Em outra etapa do trabalho, os valores de geração fotovoltaica foram confrontados com a demanda de um setor urbano. A geração anual mostrou o desempenho do sistema fotovoltaico e permitiu quantificar a porcentagem de contribuição na energia disponível no alimentador. A geração mensal fotovoltaica mostrou a contribuição no sistema elétrico, mês a mês.

Os dados de projeto arquitetônico e elétrico do sistema Centro de Eventos/UFSC e da Casa Eficiente/Eletrosul também serviram como modelo para a proposição dos kits a serem instalados nas residências da zona urbana. Como cada tecnologia tem potência instalada remetendo a diferentes áreas, possibilidades de integração e custo, serviram também para discussão dos diferentes cenários.

Os resultados encontrados sobre o funcionamento e a geração destes sistemas são encontrados no Capítulo 4.1.

3.2.2. Definição da zona urbana de estudo

A zona urbana para o estudo foi definida a partir de uma área urbana que englobe edificações residenciais e de serviços. A escolha pela zona urbana de uso misto permitiu uma curva de demanda diária com consumo considerável durante o dia, já que possui edificações

comerciais e de serviço, e também possui a área necessária para a instalação dos painéis fotovoltaicos nas residências. A definição da zona foi feita dentro dos limites de abrangência de um alimentador da rede elétrica, em um bairro caracterizado com uso misto.

A zona definida para o estudo foi o bairro Santa Mônica, na poção central da Ilha de Santa Catarina em Florianópolis-SC. No Capítulo 4.3. tem-se o consumo de energia da região em que está inserido o bairro (definido pela abrangência do alimentador de energia), e no Capítulo 4.4. tem-se um maior detalhamento das características do bairro com o levantamento das residências.

O uso e ocupação do solo da zona foram definidos pelos dados do Instituto de Planejamento Urbano de Florianópolis (IPUF), quantificando o número de residências unifamiliares do local e a área construída das mesmas. Para isso foram consultados os mapas e cadastros relativos ao ano de 2007, mesmo ano da análise de geração e consumo.

3.2.3. Levantamento do consumo de um alimentador

Com a identificação do alimentador que serve o bairro Santa Mônica, foi possível obter os valores de energia que ele entrega às edificações. A abrangência do alimentador e os dados de consumo de energia foram levantados junto à CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina SA). Esses valores se apresentavam na forma de energia consumida anualmente, médias diárias mensais e curva de demanda diária. O período de tempo analisado, o ano de 2007, foi exatamente o mesmo daqueles utilizados na aquisição de dados dos sistemas fotovoltaicos, bem como da análise das edificações do cadastro imobiliário do IPUF. Assim foi possível uma maior aproximação da realidade, quando confrontados os dados de geração e demanda de um mesmo dia. Assim também pode ser observado se as características climáticas, principalmente as variações entre inverno e verão podem alterar a geração e o consumo de energia.

3.2.4. Dimensionamento dos kits de sistemas fotovoltaicos

Para este estudo, foram dimensionados dois kits fotovoltaicos para uma simulação da instalação dos mesmos nas residências. A tipologia dos kits foi pensada para maximizar a viabilidade das instalações, sendo que com um sistema de kits pré-definidos não haveria necessidade de um projeto detalhado para cada residência, mas somente uma área ensolarada disponível. Os kits também foram dimensionados dentro de um valor econômico que tenha aceitação em um público alvo condizente com a realidade brasileira, sendo portanto, com menor potência e menor custo que os sistemas existentes no mercado mundial.

Foram trabalhadas duas tipologias de kits, ambas contendo módulos fotovoltaicos abrangendo uma área de entre 5 e 10 m². Um kit foi dimensionado com a tecnologia de silício policristalino e o outro kit com silício amorfo, que são as tecnologias utilizadas na Casa Eficiente e no Sistema do Centro de Eventos da UFSC, e possuem grande penetração no mercado mundial.

Cada kit seria composto de um conjunto de módulos fotovoltaicos, sistema de fiação, inversor de corrente CC para CA, medidores de energia e cabos para conexão à rede elétrica, a conexão ocorria tal como apresentado na Figura 12.

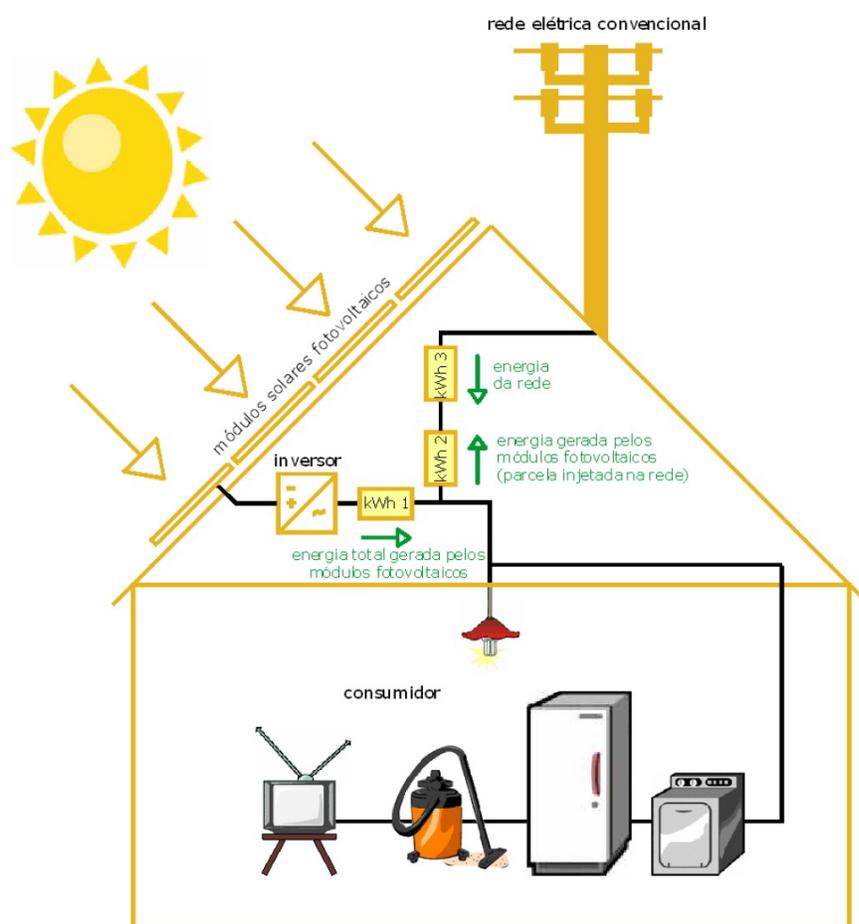


Figura 12 – Diagrama esquemático de um sistema solar fotovoltaico integrado ao telhado de uma residência urbana e interligado à rede elétrica convencional (fonte: RUTHER, 2004)

Ambos os kits foram dimensionados para ter áreas similares, mas com potências diferentes e, conseqüentemente preços diferentes, já que o preço de venda de módulos fotovoltaicos é diretamente relacionado à potência. O sistema de kits permitiria maior facilidade para disseminação da tecnologia, haja vista que seria uma produção em série, facilitando a fabricação e principalmente o treinamento da mão de obra para instalação.

A disseminação dos kits dependeria de um incentivo financeiro através de uma legislação nacional. A legislação regularia o programa de instalação dos kits fotovoltaicos e garantiria a compra desta energia por um tempo e um valor determinado. Deste modo o investidor disponibilizaria o recurso próprio para compra do sistema, e após teria uma renda vinculada à quantidade de energia elétrica gerada através de seu sistema fotovoltaico.

Uma proposição para incentivo da tecnologia fotovoltaica no Brasil já está sendo desenvolvida por RÜTHER et al. (2008), baseado no modelo do programa alemão de incentivo que objetiva facilitar o desenvolvimento da sustentável da geração de energia. O programa desenvolvido para o Brasil teria também um incentivo à geração pelo preço pago à energia gerada, com um valor maior que a tarifa de compra de energia. Este valor mais alto seria subsidiado por um pequeno acréscimo na tarifa comum de energia dos consumidores residenciais, excluídos os de baixa renda. Para o primeiro ano do programa, o impacto sobre as contas dos consumidores residenciais seria da ordem de R\$ 0,0014 por kWh consumido. Esse valor atingiria um pico de R\$0,0075 por kWh no décimo ano do programa, referente ao último ano de instalação e, a partir daí, esse custo declinaria para os anos seguintes (RÜTHER, SALAMONI *et al.*, 2008a).

Dentre os kits propostos neste trabalho o kit de silício policristalino, mais eficiente, tem 1kWp de potência e área próxima a 7 m². O kit de silício amorfo, menos eficiente, tem 0,5 kWp de potência, e portanto com preço quase igual à metade do kit de p-Si, e ocupando uma área de aproximadamente 8,6 m². Mais informações a respeito dos kits são apresentados no Capítulo 4.2.

Os kits foram dimensionados baseando-se em uma área definida que é encontrada na maioria dos telhados das residências, e pelo seu tamanho reduzido tem maiores chances de ser encontrada em orientações mais vantajosas aos módulos fotovoltaicos. Assim, adotou-se que cada residência existente instalaria um kit na porção melhor orientada de sua cobertura. Para estimar a potência a ser instalada no bairro da zona mista, foi considerado o número de residências, a orientação da parcela da cobertura definida e a potência de cada um dos kits. Para análise da penetração da energia dos kits foram desenvolvidos três cenários: a) um cenário mais positivo com a tecnologia mais eficiente (p-Si); b) um mais severo, com menor potencial de geração, utilizando somente a tecnologia menos eficiente (a-Si); c) e outro considerando metade das residências com cada tecnologia. Uma melhor definição dos cenários é apresentada a seguir, junto à análise do potencial de geração (no item 3.3).

3.2.5. Identificação da disponibilidade de área de cobertura para instalação dos kits

Para que fosse possível estimar a quantidade de geração fotovoltaica de determinada zona urbana, foi necessário o conhecimento da área disponível para verificar a quantidade de kits a serem instalados.

Neste estudo foram consideradas somente as áreas de coberturas das residências unifamiliares isoladas. Isso por serem os telhados destas residências os locais mais propícios à integração do sistema, com menor possibilidade de sombreamento e também melhor orientação e inclinação para instalação dos módulos.

A quantidade de residências existentes foi obtida através dos dados do Geoprocessamento Corporativo da Prefeitura de Florianópolis (GEO), selecionando as edificações com uso residencial unifamiliar. A partir da Secretaria Municipal de Urbanismo e Serviços Públicos (SUSP) foram obtidas as plantas de cobertura das edificações, com análise das plantas do Cadastro Imobiliário. A orientação das águas da cobertura e sua inclinação foram definidas a partir de amostra destas edificações do bairro definido. Assim sendo, estes valores foram extrapolados para o restante do bairro, com erro e significância conhecidos.

O mapa da utilização disponível pelo site do GEO foi confrontado com a ortofoto da cidade do ano de 2007 (resolução 1:5000), assim alguns terrenos que indicavam possuir alguma edificação no cadastro, foram descobertos como sendo áreas sem construções. Deste modo o número existente de residências no bairro em estudo se refere ao ano de 2007, mesmo ano da fonte dos dados de geração fotovoltaica e de consumo de energia.

Os valores de área de cobertura foram calculados manualmente sobre os projetos em papel das plantas de cobertura de algumas edificações fornecidas pelo SUSP, tal como a metodologia utilizada por SALAMONI (2004). Como essas possuem dimensões somente da projeção da área construída, também não é possível estimar exatamente o valor da área de cobertura disponível. E pelos erros inerentes à medição ser feita manualmente, os valores das áreas de coberturas são sempre aproximados (SALAMONI, 2004).

A variação da orientação das coberturas das residências foi utilizada na estimativa de geração, já que o efeito fotovoltaico varia sua eficiência conforme a orientação do módulo. Foi considerado que cada orientação e inclinação possuem uma defasagem da geração ótima para Florianópolis, que é de desvio 0° do norte geográfico e inclinação de 27° , igual à latitude local, segundo dados do SWERA (PEREIRA *et al.*, 2006) e do RADIASOL⁵ (UFRGS, 2001). Através

⁵ Programa de cálculo da irradiação solar para cidades brasileiras. Em www.solar.ufrgs.br.

do programa RADIASOL foi verificada a influência da orientação e inclinação nos níveis de irradiação solar e então ponderado os valores dos potenciais de geração.

Através da metodologia acima descrita, chegou-se a quantidade de residências que poderiam abrigar um dos kits fotovoltaicos e a posição dos mesmos, podendo então ser estimada a geração energética de todos os kits no bairro. Estes valores e dados são apresentados no Capítulo 4.4.

Neste trabalho não foram consideradas as residências que poderiam optar por um projeto específico de instalação fotovoltaica. E também não foram analisadas aquelas que fossem projetadas já com uma consciência sustentável, visando o maior aproveitamento possível deste tipo de energia. Ambas estas atitudes iriam somar ao potencial de geração do bairro em questão, mas a definição de sua ocorrência seria mais complexa e está fora do escopo deste estudo.

3.3. Análise do potencial de geração fotovoltaica

A partir da quantidade de kits possíveis de serem instalados foi simulada a geração fotovoltaica possível no bairro. A partir das duas tipologias de kits, foram analisados três cenários de geração, conforme a Tabela 1:

Tabela 1 – Modelos para análise do potencial de geração fotovoltaico

MODELO	INSTALAÇÃO	TECNOLOGIA FV
Modelo 1	Todas as residências com o kit 1	Módulos FV de p-Si
Modelo 2	Todas as residências com o kit 2	Módulos FV de a-Si
Modelo 3	Metade das residências com o kit 1 e a outra metade com o kit 2	Módulos FV de a-Si e p-Si

O modelo 1 foi a estimativa mais otimista, já que conterà somente painéis com maior potencial instalado. O modelo 2 representou a alternativa com menor custo inicial aos consumidores, mas resultará numa menor geração. O modelo 3 apresentou um misto de kits instalados, com uma geração intermediária.

Para estimar o valor da geração de energia elétrica poderia ter sido utilizada a seguinte fórmula (Equação 2), obtida através dos estudos de RÜTHER. Neste cálculo a média de irradiação incidente sobre o plano dos módulos é obtida pelo programa RADIASOL (UFRGS, 2001). Este programa considera a localização geográfica, pela latitude e longitude, e a inclinação do painel em relação à horizontal e a orientação em relação ao norte geográfico. Este programa foi calibrado com os valores de irradiação média diária mensal global e horizontal fornecidos pelo Projeto SWERA (PEREIRA *et al.*, 2006).(2007):

$$E = \frac{A \cdot Eff \cdot G_{poa} \cdot R}{100}$$

Equação 2

Onde:

E = Energia gerada pelo sistema (kWh/dia);

A = Área total do sistema (m²);

Eff = Eficiência de conversão da tecnologia fotovoltaica utilizada, (potência instalada/área do módulo. G_{poa}, em %);

G_{poa} = Média mensal do total diário da irradiação solar incidente no plano do arranjo fotovoltaico (kWh/m²/dia);

R = Rendimento do sistema, inversor e conexões (que varia de 0,7 a 0,9, será então utilizado o valor de 0,8).

Mas como havia dados reais de geração (do sistema da Casa Eficiente e do Centro de Eventos), optou-se por utilizar estes valores para simulação da energia gerada pelos kits, utilizando outra fórmula, a Equação 3:

$$E = \sum (Pot \cdot Ger.Sist \cdot Def)$$

Equação 3

Onde:

E = Energia gerada pelo sistema (kWh)

Pot = Potência instalada dos kits fotovoltaicos de silício amorfo ou silício policristalino (kWp)

Ger.Sist = Geração do sistema fotovoltaico do LABSOLAR ou Casa Eficiente referente ao tipo de kit instalado (kWh/kWp)

Def = Defasagem de geração da posição da instalação em relação à instalação ótima.

3.4. Análise da viabilidade da instalação dos sistemas fotovoltaicos

A partir dos modelos apresentados em 3.3. pode ser estimada a geração de energia elétrica de cada cenário, percebendo as diferenciações mais significativas. A definição dos três cenários foi útil nesta análise para prever qual era mais interessante do ponto de vista do suprimento do alimentador, apresentado maior ou menor geração e variações mensais de contribuição. A metodologia também permitiu a análise da viabilidade das instalações quando comparados os cenários com o consumo característico fornecido pelo alimentador urbano em questão.

A simulação do potencial de penetração da geração fotovoltaica foi feita a partir de análise anual e mensal. A análise anual consistiu na comparação entre a curva de demanda média diária anual, e a curva de geração fotovoltaica média diária anual. Para o ano definido

no estudo também foi feita a análise de geração e consumo, da média diária de cada mês, observando as diferenciações durante o ano. Lembrando que os dados de geração e consumo são referentes de janeiro de 2007 a dezembro de 2007, assim os dados comparados de geração e demanda são sempre referentes ao mesmo período cronológico.

3.4.1. Análise econômica e impacto em uma residência

Também foi estudado para cada modelo de kit seu impacto econômico em uma residência, considerando a demanda da residência e o potencial de geração fotovoltaica do kit. A análise foi feita a partir de uma média de consumo e geração, e considerou o custo de aquisição do kit e o potencial de exportação da energia gerada para a rede pública. Para análise do valor pago pela energia gerada a partir dos kits foram utilizados dois modelos de tarifação em uso em outros países, o *net-metering* e o *feed-in-tariff*. A análise econômica foi feita para uma residência, e considerou apenas o valor inicial de aquisição do sistema e a estimativa do tempo de retorno pelo cálculo do valor presente líquido do investimento e da receita gerada pelo kit.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo é apresentado o desenvolvimento das ações para o encaminhamento do trabalho, bem como os resultados obtidos e as discussões oriundas deles.

4.1. Geração fotovoltaica dos dois sistemas instalados em Florianópolis

A análise da geração dos dois sistemas fotovoltaicos instalados em Florianópolis-SC é parte essencial deste estudo, já que resultou no potencial de geração dos kits propostos. O ano base para estudo foi o de 2007, neste ano a energia gerada por cada sistema e por kWp instalado, foi de 1280 kWh para o sistema de silício amorfo do Centro de Eventos e de 1205 kWh para o sistema de silício policristalino da Casa Eficiente. Estes valores representam o *yield*⁶ dos sistemas.

A Figura 13, mostra a média mensal da energia gerada por dia no ano de 2007 pelos dois sistemas em estudo. O valor de energia apresentado na tabela representa a geração média diária do sistema, dividido pela potência total do sistema, ou seja, a geração por kWp instalado.

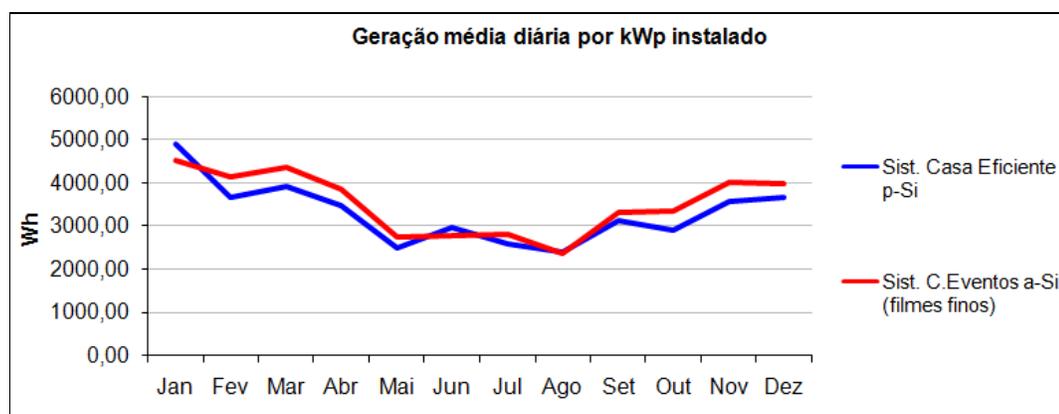


Figura 13 – Geração média diária mensal dos sistemas fotovoltaicos no ano de 2007, por kWp instalado.

A geração dos sistemas por kWp instalado representa o potencial de geração de um sistema de 1kWp instalado, neste caso na melhor orientação para Florianópolis, a norte e com inclinação igual à latitude local, 27°. Com estes valores percebe-se a maior geração nos meses de verão, causado pelos maiores níveis de radiação, de acordo com o atlas solarimétrico brasileiro (PEREIRA *et al.*, 2006) (Tabela 2 e Figura 14).

⁶ O termo *yield* define a produtividade de um sistema fotovoltaico, considerando sua geração (normalmente anual) por kWp instalado

Percebe-se também que apesar de considerado a mesma potência de instalação, as tecnologias têm geração diversa, demonstrando que a tecnologia de silício amorfo tem um potencial de geração um pouco maior que a geração do sistema de silício policristalino sob um mesmo potencial instalado. Isto pode ser devido à característica deste material em não sofrer perdas de geração sobre níveis mais altos de irradiação, como ocorre com o silício policristalino e monocristalino, que diminui sua eficiência quando o módulo atinge temperaturas mais elevadas, ocasionado pelos maiores níveis de radiação que costumam ocorrer nos períodos de verão. Outras características do sistema, como a faixa de potência de trabalho do inversor, ou situação dos cabos e conectores também podem ter alterado os níveis de geração. Já no inverno, ambas as tecnologias têm desempenho semelhante, e os níveis de irradiação são menores.

Tabela 2 – Valores de geração média diária e total mensal dos dois sistemas analisados

Mês	Geração média diária mensal kWh / kWp		Geração total mensal kWh / kWp	
	Sist. Casa Eficiente	Sist. C. Eventos	Sist. Casa Eficiente	Sist. C. Eventos
Jan	4,89	4,52	151,56	139,99
Fev	3,67	4,13	102,80	115,74
Mar	3,92	4,36	121,45	135,21
Abr	3,48	3,84	104,31	115,19
Mai	2,51	2,73	77,95	84,76
Jun	2,96	2,78	88,89	83,37
Jul	2,59	2,82	80,27	87,41
Ago	2,40	2,36	74,50	73,17
Set	3,11	3,31	93,33	99,28
Out	2,91	3,33	90,32	103,26
Nov	3,56	4,01	106,67	120,24
Dez	3,65	3,97	113,12	123,10
Média	3,30	3,51	100,43	106,73

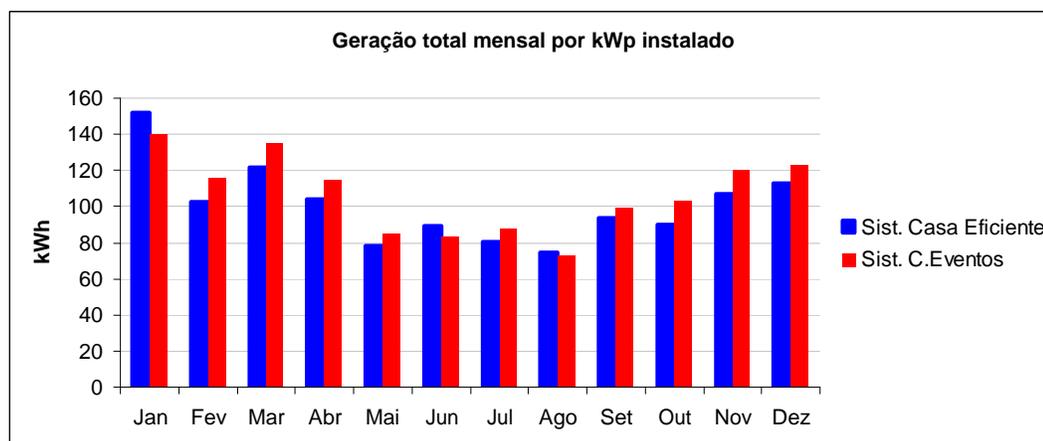


Figura 14 – Níveis de geração mensal dos dois sistemas fotovoltaicos analisados no ano de 2007.

A quantidade de energia gerada pelos sistemas depende diretamente da quantidade de radiação solar incidente, conforme a Equação 01, mas não somente desta. A correlação entre geração e irradiação pode ser percebida pelos percentuais de geração mensais, em relação ao total anual, relacionados com os percentuais de irradiação solar mensais, também em relação ao total anual (Figura 15). Contudo, se houvesse uma perfeita correlação cada mês teria o mesmo percentual de irradiação e de geração, em relação ao ano, ou seja, se em janeiro for recebido 12% da irradiação anual, em janeiro também seria gerado 12% da energia anual, mas não é o que ocorre.

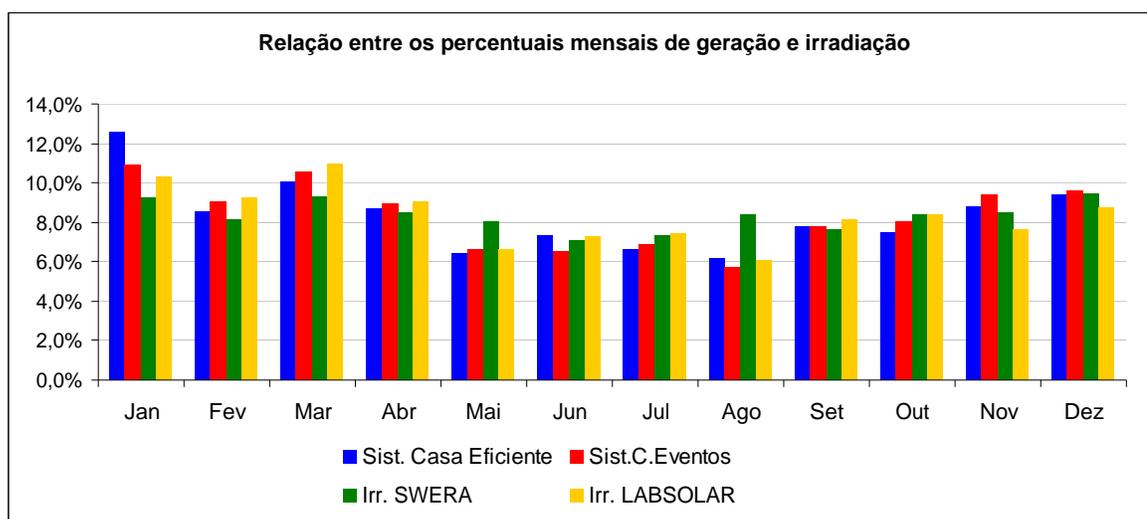


Figura 15 – Comparação dos percentuais de geração solar fotovoltaica e irradiação solar no plano inclinado.

Verificou-se que os percentuais de geração mensal têm certa defasagem dos percentuais de irradiação solar, conforme a Figura 15. Isso se deve em parte aos valores de irradiação global ser referentes à média histórica de dados, fornecida pelo SWERA (terceira coluna) (PEREIRA *et al.*, 2006), enquanto os dados de geração são do ano de 2007. Isso pode indicar que no ano de 2007 houve maiores ou menores níveis de irradiação devido a algumas características climáticas diferentes da média histórica, como chuvas e nuvens. Então estes dados deviam ser comparados com dados climáticos do ano de 2007 para retirar o fator da média histórica. Entretanto, quando comparados com os dados de irradiação tomados pela estação solarimétrica do LABSOLAR, medidos durante o ano de 2007 e localizados na mesma cidade que os dois sistemas analisados, também se percebe alguma defasagem entre o percentual de geração e de irradiação (quarta barra de cada mês da Figura 15), embora sejam menores que a defasagem em relação aos dados do SWERA.

A temperatura de trabalho dos módulos também pode ter alterado os níveis de geração, já que os módulos possuem sua maior eficiência nas condições standard, a 25°.

Assim geram mais energia em dias ensolarados e frios (com alta radiação solar e menor temperatura de trabalho), já que o módulo se aquece pela exposição à irradiação solar, diminuindo a eficiência (RÜTHER, 2007). Mas para isso os meses de verão deveriam ter menor percentual de geração do que de irradiação, o que também não ocorre.

Deste modo se torna abstrato identificar quais os elementos responsáveis pela caracterização exata dos níveis de geração, merecendo um estudo a parte, já que este tema não é o foco do presente trabalho. Neste trabalho será considerado que há uma relação direta entre os níveis de radiação e de geração, mas que também existem outros fatores que podem alterar os níveis de geração. Assim ao tomar como base os níveis de geração de sistemas já instalados e em funcionamento, e não uma estimativa de geração somente a partir dos níveis de irradiação, os valores utilizados serão mais próximos do real e terão incorporados outras variáveis além dos níveis de irradiação solar.

Através dos valores de geração em relação ao potencial instalado, pode-se perceber também que há uma correlação entre a geração das duas tecnologias. Ou seja, os módulos de silício amorfo geram mais energia que os módulos de silício policristalino, isso sobre as mesmas condições climáticas e mesmos níveis de irradiação. Este fator de correlação representa a relação entre o *yield* de cada sistema, ou seja, a sua geração anual por kWp instalado. No caso deste estudo temos que o *yield* do sistema de a-Si representa em média 1,06 vezes o *yield* do sistema de p-Si. Esta questão é importante de ser percebida pela disponibilidade de dados do sistema de a-Si, a cada quatro minutos, e da não existência dos mesmos valores para o p-Si, onde somente se integra a energia gerada (kWh). Assim quando necessário pode-se estimar uma curva de geração diária para o p-Si a partir dos dados do a-Si.

Uma análise dos dados do sistema de a-Si do Centro de eventos resultou na curva de geração diária do sistema. Na Figura 16 apresentam-se os valores de geração horária do sistema de silício amorfo, considerando o dia de maior geração de cada mês. Esta figura é interessante por demonstrar o comportamento da geração solar durante as horas de sol do dia, e pode ser útil para análise em sobreposição às curvas de demanda, do alimentador ou de uma residência. Assim poderão ser percebidos os momentos do dia em que haverá maior ou menor penetração da geração fotovoltaica no alimentador.

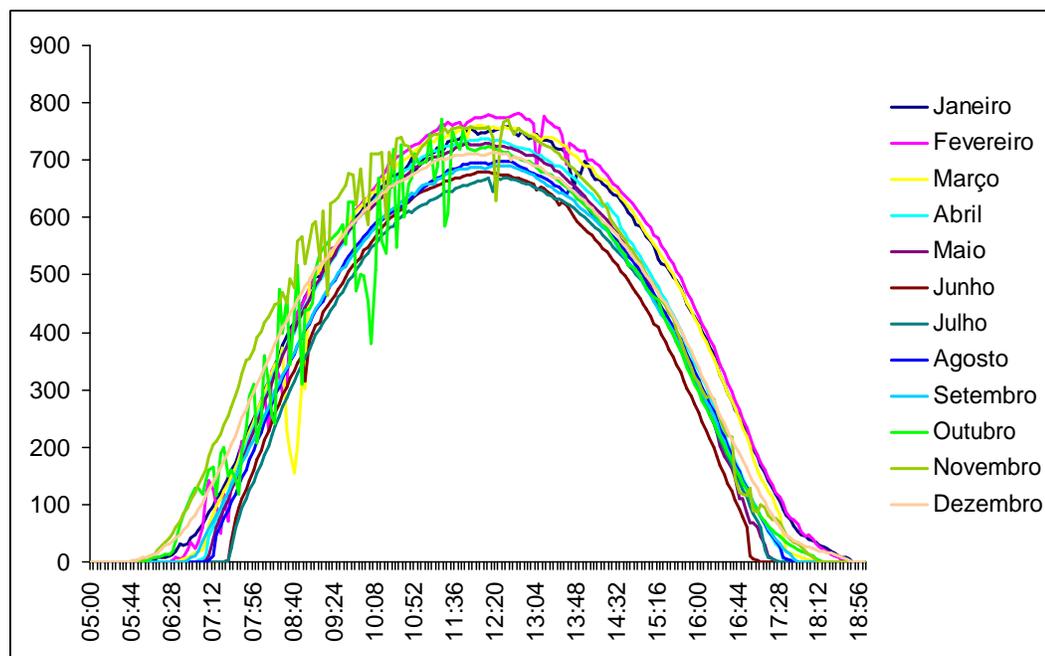


Figura 16 – Curva de geração de dias limpos de cada mês do sistema de silício amorfo, para uma potência de 1 kWp

4.2. Dimensionamento e definição dos kits

A tipologia de Kits com a tecnologia fotovoltaica já é encontrada em algumas empresas e fabricantes no mundo. Dentre os associados na EPIA (*European Photovoltaic Industry Association*) encontramos as empresas NAPS, Solar World, PHOTOWATT, Solar Solutions. Os kits destas empresas são compostos pelos materiais necessários para a instalação de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica, com potência variando entre 1,3 e 6,5 kWp. Dentre os componentes fornecidos pelos kits estão os módulos fotovoltaicos, moldura, componentes para fixação na cobertura, inversor, caixa de proteção e conexão à rede, e os cabos e conectores necessários.

Os kits propostos neste trabalho têm abrangência de componentes similares aos kits já existentes, mas a potência e o material utilizado são compatíveis ao interesse da pesquisa, que foi de criar um sistema de fácil disseminação no mercado brasileiro. Sendo assim os kits tem menores potências (considerando os kits mencionados, existentes na Europa) para diminuir o custo de aquisição do mesmo, e também por utilizarem uma área pequena, podendo ser encontrada na maioria das edificações já existentes.

Ao propor uma tipologia para execução em larga escala o custo dos sistemas poderia diminuir. Isso pela produção dos materiais em série, do treinamento facilitado da mão de obra e

também pela pré-definição do projeto de instalação. A produção em escala ocasionaria a curva de aprendizado da tecnologia, reduzindo seu custo de produção cerca de 20% a cada vez que dobrasse o volume de produção (HOFFMANN, 2006). Conforme alguns estudos (BAKOS *et al.*, 2003), quase 20% dos custos de uma instalação fotovoltaica integrada à edificação são referentes ao projeto de integração e à instalação em si. Ou seja, com um projeto definido e instalação facilitada, os custos dos mesmos diminuiriam em vários aspectos.

Foram propostos dois kits a partir de materiais já existentes no mercado internacional, sendo assim materiais possíveis de serem fabricados e com tecnologia já desenvolvida e em uso. Ambos apresentando os seguintes elementos:

- Módulos fotovoltaicos (ou de silício policristalino, ou de silício amorfo);
- Moldura e componentes para fixação na cobertura;
- Chave seccionadora;
- Inversor;
- Disjuntor;
- Watímetro, um ou dois, dependendo do tipo de conexão a rede;
- cabos e conectores necessários para a instalação elétrica e conexão à rede elétrica.

Na conexão à rede feita pelo sistema *net-metering*, haveria apenas um medidor, que giraria em um sentido quando a energia gerada pelo kit não fosse suficiente (ou fosse inexistente) para abastecer a residência, e giraria no outro sentido (descontando do consumo anterior) quando a energia gerada pelos kits fosse excedente à demanda da residência. No sistema *feed-in-tariff*, haveria a necessidade de dois medidores, já que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico teria uma tarifação superior, assim um medidor contabilizaria a energia gerada, que seria totalmente injetada na rede elétrica, e outro medidor continuaria a contabilizar todo consumo da residência.

4.2.1. Proposição do kit de silício policristalino

O Kit de Silício policristalino é o kit de maior potência, com 1kWp, e foi composto dos elementos anteriormente citados, sendo que o módulo utilizado é de silício policristalino.

Este kit utiliza de 5 módulos fotovoltaicos de 200W cada, que de acordo com um fabricante de módulos, as suas características técnicas seguem os valores da Tabela 3.

Tabela 3 – Características de performance elétrica de um módulo de 200W sob condições STC⁷ (Standard Test Conditions) (KYOCERA, 2008)

Características	Definições
Dimensões (Larg. x Comp. x Esp.):	1425 x 990 x 36 mm
Peso:	18,5 kg
Potência Máxima (P _{máx}):	200W
Máxima Tensão (V _{mpp}):	26,3 V
Máxima Corrente (I _{mpp}):	7,61 A
Tensão de circuito aberto (Voc):	32,9 V
Corrente de curto circuito (Isc):	8,21 A
Eficiência (P/Área):	~14,17%

A definição das performances elétricas do módulo é importante para a definição dos elementos complementares à instalação, como os inversores e fiação. A ligação dos módulos em série ou em paralelo ocasiona as diferentes correntes e tensões as quais o sistema elétrico será submetido.

Para a proposta do kit foi utilizado um modelo de inversor existente no mercado, com as definições encontradas na Tabela 4.

Tabela 4 – Características de um inversor que comporta um sistema de 1 kWp de potência (SMA, 2008a)

Características	Definições
Dimensões (Larg. x Comp. x Esp.):	434 x 295 x 214 mm
Peso:	29 kg
Máxima potência entrada CC:	1240 W
Faixa de Tensão entrada CC :	21 V – 60 V
Máxima Corrente entrada:	62 A
Potência nominal de saída CA:	1000 W
Máxima potência de saída CA:	1100 W
Tensão nominal de saída:	220 V a 240 V
Tensão de rede AC:	50 / 60 Hz

Este kit de 1 kWp tem seus 5 módulos conectados em paralelo, para que seja compatível com o inversor já existente no mercado. As características da ligação serão de acordo com a Tabela 5, utilizando um inversor com capacidade de 1100W e de baixa tensão de entrada CC.

⁷ Irradiância de 1000W/m², espectro luminoso AM 1.5 e temperatura do módulo de 25°C.

Tabela 5 – Característica da ligação em paralelo dos módulos e do inversor

Módulo 200 W		Valores no painel (5 módulos em paralelo)		Inversor	
Potência nominal	P _{máx} : 200 W	1000 W	Máxima potência de entrada	1210 W	
Tensão de operação	V _{mpp} : 26,3V	26,3 V	Faixa de tensão	21 V – 60 V	
Tensão de circuito aberto	V _{oc} : 32,9 V	32,9 V			
Corrente de operação	I _{mpp} : 7,61 A	38,05A	Máxima corrente de entrada	62 A	

A adequação deste inversor foi confirmada com o programa Sunny Design (SMA, 2005), resultando na Figura 17 onde se percebe que a ação dos módulos estará dentro da faixa de atendimento do inversor.

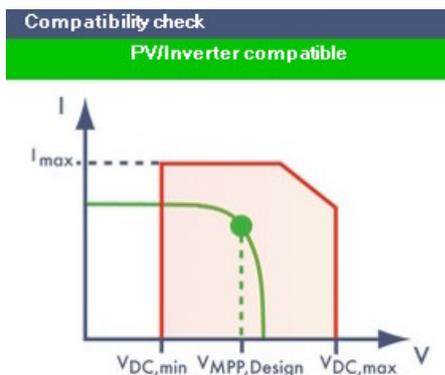


Figura 17 – Gráfico mostrando a atuação do inversor escolhido sobre o esquema elétrico montado (gerado pelo Sunny Design)

A ligação dos elementos elétricos foi proposta conforme a Figura 18.

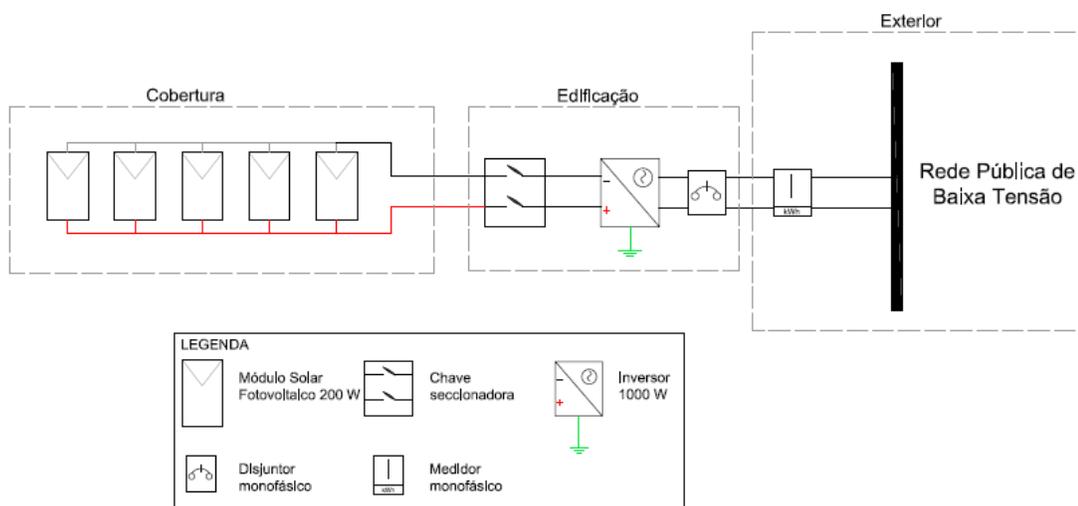


Figura 18 – Diagrama elétrico de ligação do kit de 1kWp

De acordo com as dimensões do módulo, este kit utiliza uma área de 7,05 m² no telhado das residências. A disposição dos módulos poderia se adequar conforme a geometria da cobertura dispondo-se linearmente ou de outra forma (Figura 19) de modo que a instalação tenha uma estética agradável ao morador e, principalmente, que utilize uma porção do telhado com melhor orientação e sem sombreamentos, buscando sempre a máxima possibilidade de geração.

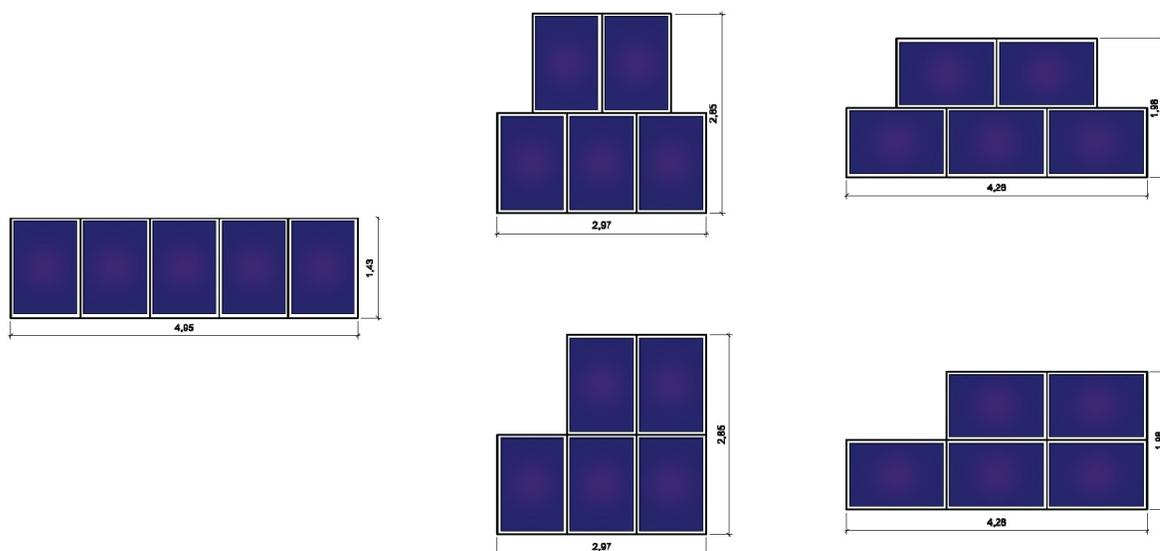


Figura 19 – Exemplos de disposição dos módulos do kit de 1kWp

Assim como deve ser pensado o posicionamento dos módulos na cobertura, também deve ser analisado o local de fixação do inversor e disjuntores (Figura 20). Esses devem ser instalados em local abrigado, de preferência no interior da edificação, em local seco e que não sofra eventuais impactos ou manuseios desnecessários.



Figura 20 – Proposta de integração do kit fotovoltaico de 1kWp

4.2.2. Proposição do kit de silício amorfo

O Kit de Silício amorfo foi definido como o kit de menor potência, 500Wp, e é composto dos elementos anteriormente citados e utiliza módulos fotovoltaicos de silício amorfo.

Este kit utiliza 4 módulos fotovoltaicos de 125W cada, e de acordo com um fabricante de módulos, as suas características técnicas seguem os valores da Tabela 6.

Tabela 6 – Características de performance elétrica de um módulo de 125W sob condições STC (Standard Test Conditions) (UNISOLAR, 2008)

Características	Definições
Dimensões (Larg. x Comp. x Esp.):	5007 x 394 x 3.3 mm
Peso:	7,0 kg
Potência Máxima (P _{máx}):	124 W
Máxima Tensão (V _{mpp}):	30,0 V
Máxima Corrente (I _{mpp}):	4,13 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc}):	42,0 V
Corrente de curto circuito (I _{sc}):	5,1 A
Eficiência (P/Área):	~6,3%

Do mesmo modo que o proposto para o kit de 1 kWp, este kit de 0,5 kWp também terá definições especiais de ligação. Para a proposta do kit foi utilizado um modelo existente no mercado, com as definições encontradas na Tabela 7.

Tabela 7 – Características de um inversor que comporta um sistema de 0,5 kWp de potência (SMA, 2008b)

Características	Definições
Dimensões (Larg. x Comp. x Esp.):	322 x 290 x 180 mm
Peso:	16 kg
Máxima potência entrada CC:	670 W
Faixa de Tensão entrada CC :	96 a 200 V
Máxima Corrente entrada:	7 A
Potência nominal de saída CA:	600 W
Máxima potência de saída CA:	600 W
Tensão nominal de saída:	220 V a 240 V
Tensão de rede AC:	60 Hz

O kit de 0,5 kWp tem seus 4 módulos conectados em série. Necessitando de um inversor que comporte as características da ligação (Tabela 8). Para tanto foi utilizado um inversor que comporte 500W. Esta ligação também foi analisada pelo Sunny Design (SMA, 2005) e resultou no gráfico de aproveitamento da Figura 21.

Tabela 8 – Característica da ligação em série dos módulos e do inversor

Módulo 124 W		Valores no painel (4 módulos em série)		Inversor	
Potência nominal	P _{máx} : 125 W	500 W	Máxima potência de entrada	670 W	
Tensão de operação	V _{mpp} : 30 V	120 V	Faixa de tensão	96 V – 200 V	
Tensão de circuito aberto	V _{oc} : 42 V	168 V			
Corrente de operação	I _{mpp} : 4,13 A	4,13 A	Máxima corrente de entrada	7 A	

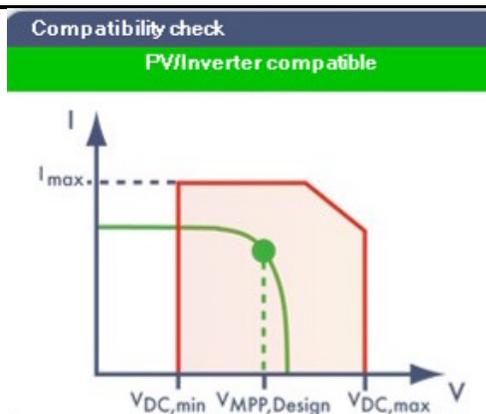


Figura 21 – Diagrama de compatibilidade entre o inversor e o sistema dos módulos fotovoltaicos (Gráfico gerado pelo Sunny Design)

A ligação dos elementos elétricos é proposta conforme a Figura 22.

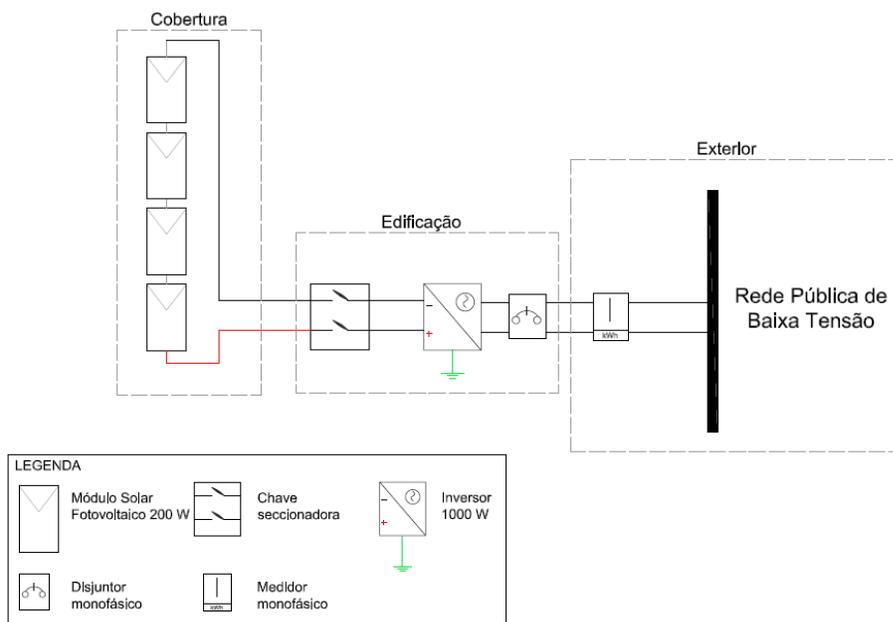


Figura 22 – Diagrama elétrico de ligação do kit de 0,5 kWp

Este kit ocupa uma área de 7,88 m² nos telhados em que for instalado. Como a forma de um módulo de 125 W é linear, a disposição dos módulos será feita preferencialmente por alinhamento lateral dos mesmos (Figura 23), de modo que fique posicionada na porção mais ensolarada da cobertura e que não possua interferência de sombreamentos.

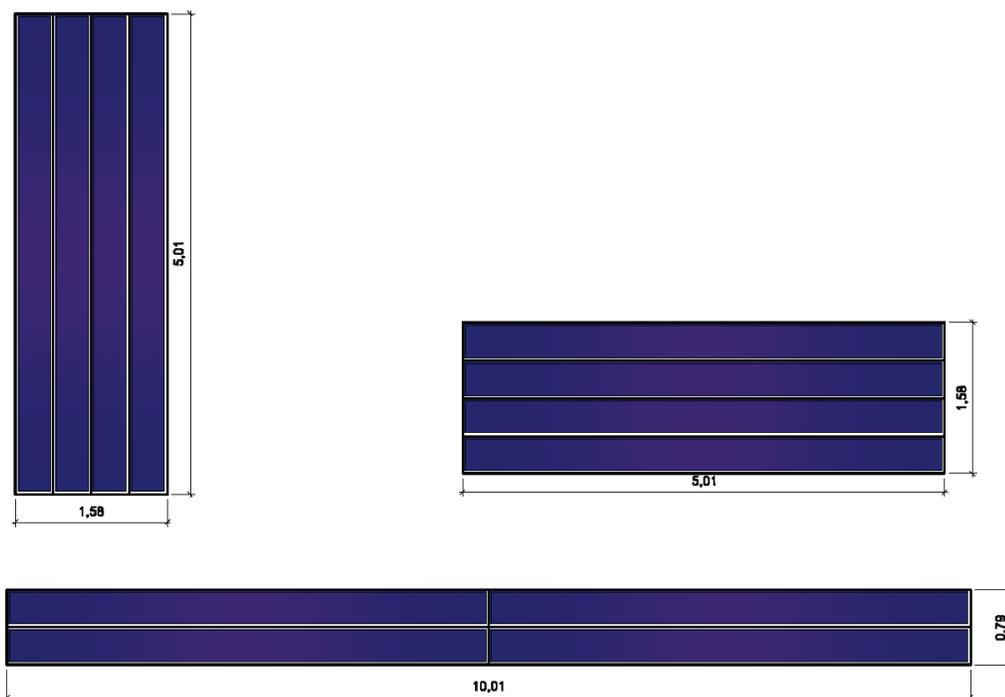


Figura 23 – Exemplos de disposição dos módulos do kit de 0,5 kWp

Do mesmo modo que o kit de 1kWp, este também deve ter a instalação dos equipamentos complementares à instalação bem localizados (Figura 24). Como pode ser percebido, o aspecto visual da Figura 24 (kit de a-Si), e a Figura 20 (kit de 1kWp de p-Si) é bastante semelhante, já que o painel conformado pelos módulos tem cor e forma quase igual. A diferenciação maior iria ser dada pela cor, mais claro no kit de p-Si, e na disposição dos módulos, que no kit de 1kWp tem os módulos com o maior lado paralelo à direção do telhado, e no kit de 0,5kWp os módulos são dispostos com a maior face perpendicular à direção do telhado.



Figura 24 – Proposta de integração do kit de 0,5 kWp

4.3. Consumo do alimentador da zona urbana mista

Para quantificar a contribuição dos kits é necessário saber o consumo do local onde eles serão instalados. Estes valores de consumo foram obtidos através da energia distribuída pelo alimentador que serve a zona em estudo. A zona para este estudo foi definida como o bairro Santa Mônica, localizando na porção central da ilha, próximo aos bairros Itacorubi e Córrego Grande. Mais detalhes sobre a configuração deste bairro serão apresentados no item 4.4.

Conforme os dados da CELESC o alimentador Trindade-05 (TDE-05) é o que abastece o bairro Santa Mônica (Figura 25) e a sua abrangência excede o bairro de trabalho, incorporando também parte do bairro Trindade (Figura 26).

A zona de estudo se limitou ao bairro Santa Mônica, se restringindo a 23,5% da área total de abrangência do alimentador. Na Figura 27 percebe-se a delimitação do bairro Santa Mônica (em vermelho) em relação à área total. A área de estudo, com delimitação igual ao bairro Santa Mônica, possui 516.057,5 m². Os dados de consumo do TDE-05 se referem ao total da área, e não representam proporcionalmente o consumo do bairro Santa Mônica, já que este possui características de quantidade, tipo e padrão de residências e comércio, diferentes do restante da zona abrangida pelo alimentador.

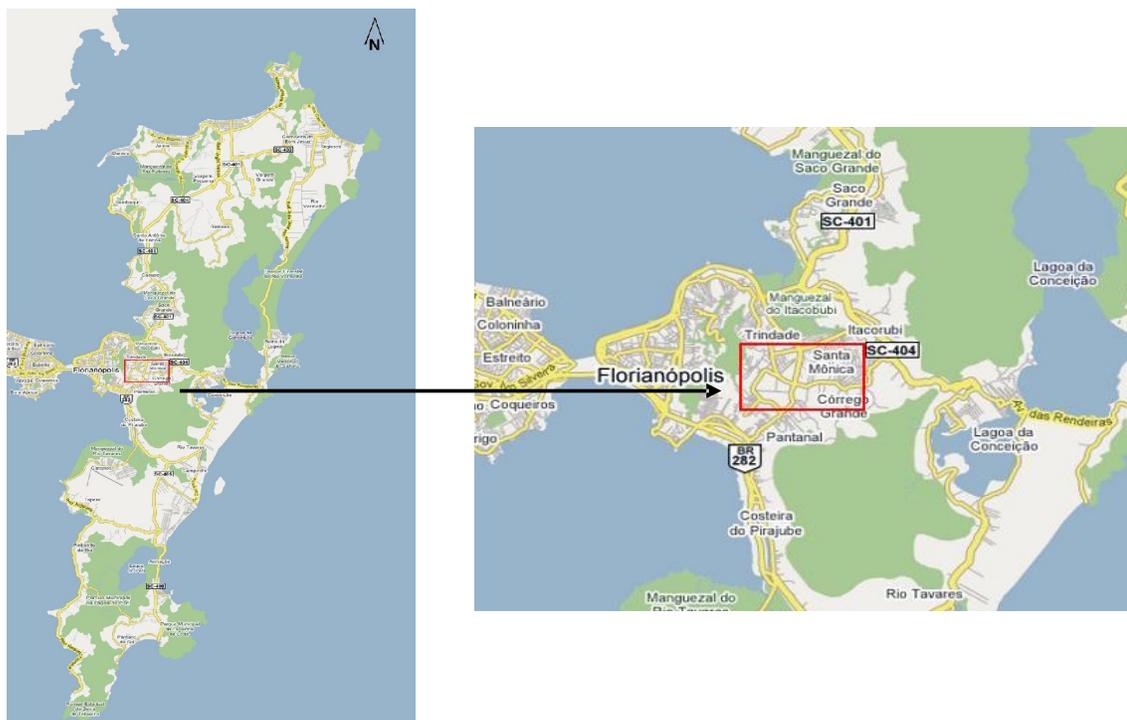


Figura 25 - Posição da zona de abrangência do alimentador em relação à Florianópolis (Fonte: Google Maps)

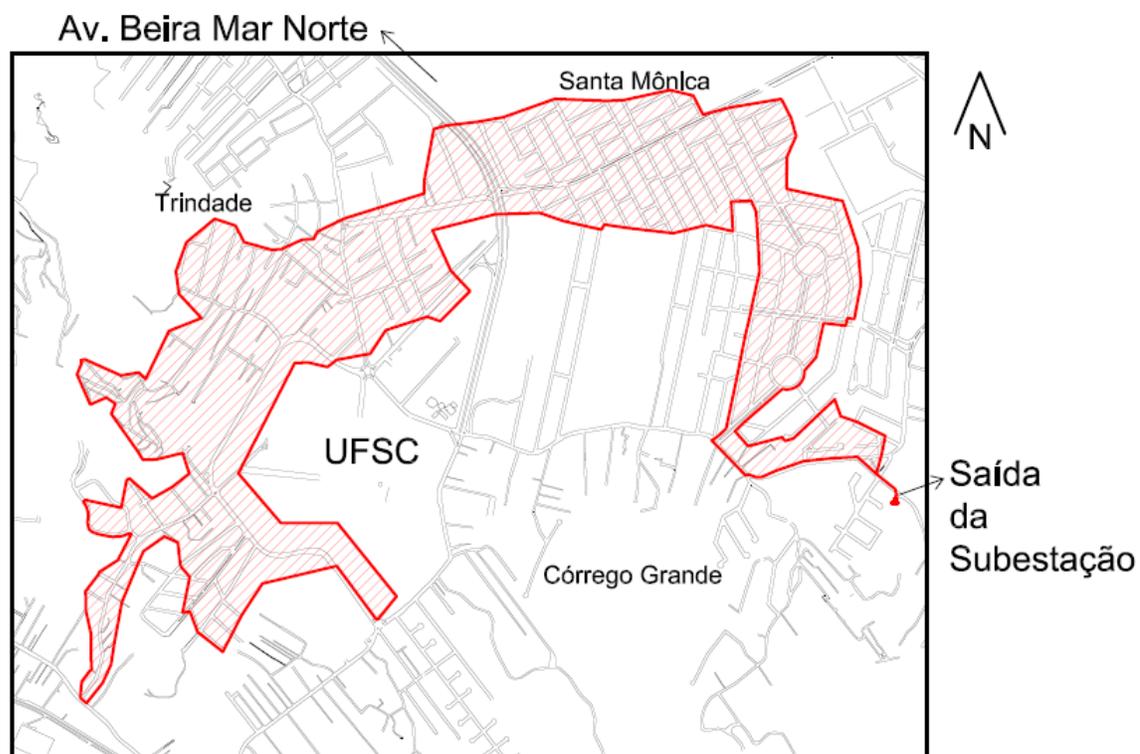


Figura 26 – Abrangência do alimentador TDE-05 - linha vermelha (Fonte: CELESC)

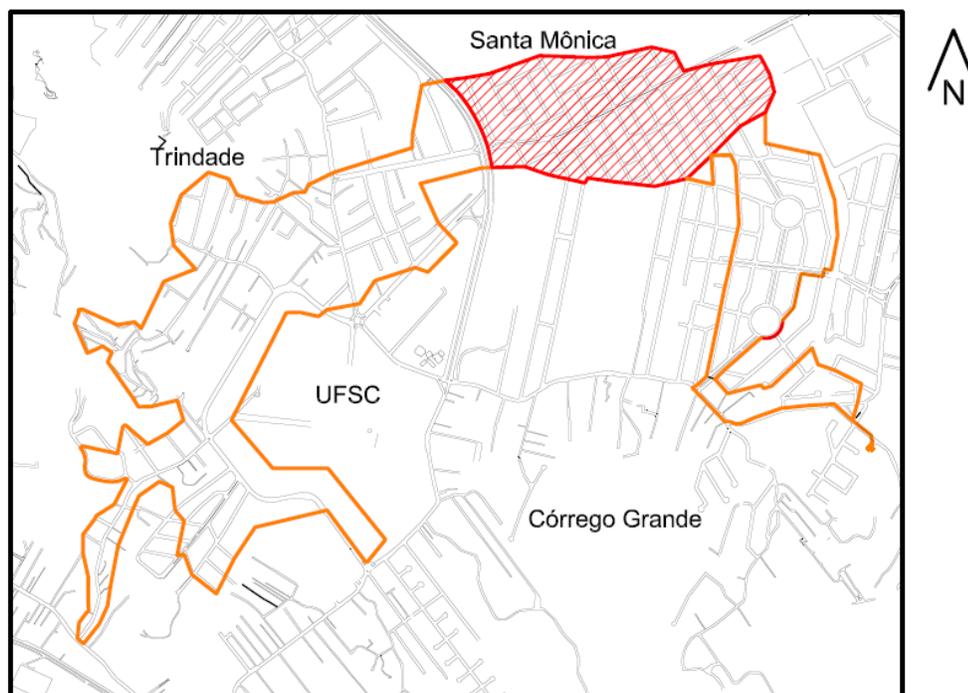


Figura 27 – Delimitação da área de estudo (em vermelho) perante os limites de abrangência do alimentador.

Os dados de consumo do TDE-05 fornecidos pela CELESC apresentaram uma média das potências máximas para cada uma das 24 horas de 01/01/2007 até 31/12/2007. Assim para obter-se a energia consumida ao longo do tempo foram integrados os valores de potência ao longo de um dia, resultando em valores totais de consumo diário. A partir disto foram então calculadas as médias diárias mensais de consumo (Tabela 9) e também o consumo total de cada mês (Tabela 10). Para melhor visualização das diferenças de consumo ao longo dos meses os dados são apresentados também em gráficos (Figura 28 e Figura 29).

Tabela 9 – Média mensal de consumo diário do alimentador TDE-05 para o ano de 2007

Meses	Média de consumo diário (kWh)
Janeiro	108.675,7
Fevereiro	111.328,1
Março	123.490,4
Abril	107.902,9
Mai	101.979,1
Junho	101.429,7
Julho	103.375,1
Agosto	103.767,9
Setembro	102.211,8
Outubro	104.560,8
Novembro	105.444,0
Dezembro	108.845,2
Média Anual	106.917,6

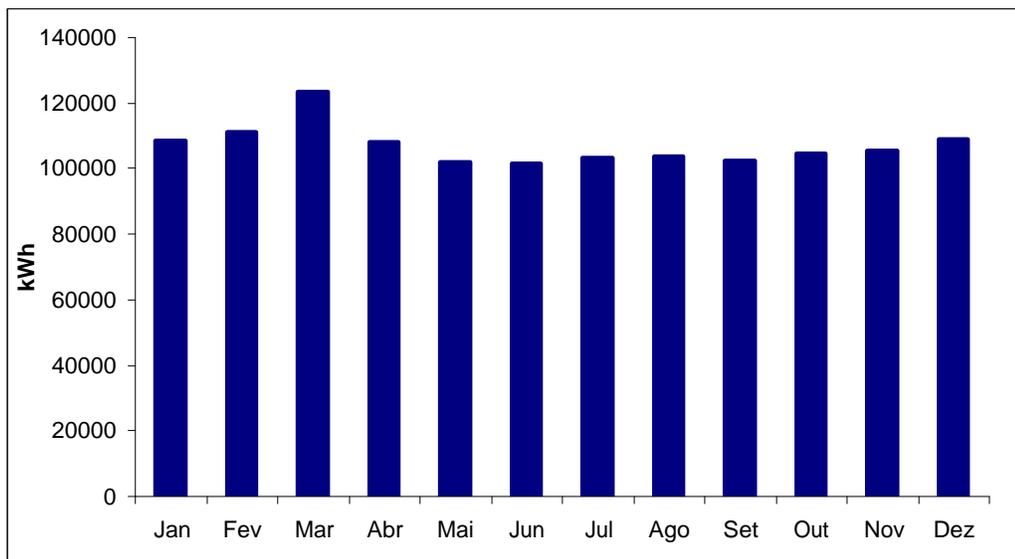


Figura 28 – Gráfico demonstrando a variação da média mensal do consumo diário

Tabela 10 – Consumo total mensal do alimentador TDE-05 para o ano de 2007

Meses	Consumo total mensal (kWh)
Janeiro	3.368.947,2
Fevereiro	3.112.586,6
Março	3.829.114,3
Abril	3.237.086,6
Maio	3.161.352,2
Junho	3.042.892,1
Julho	3.191.376,6
Agosto	3.216.805,5
Setembro	3.066.353,3
Outubro	3.241.383,6
Novembro	3.163.321,3
Dezembro	3.374.201,4
TOTAL	39.005.420,8

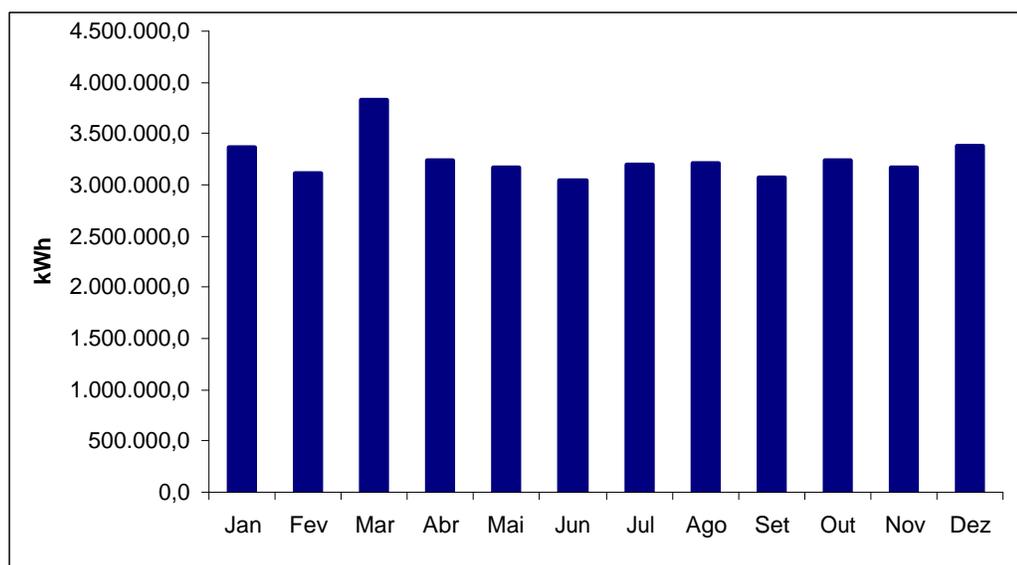


Figura 29 – Gráfico demonstrando o consumo total mensal do alimentador TDE-05

Pelos gráficos e tabelas apresentados percebe-se uma pequena variação entre o consumo médio ou total dos meses, apenas no mês de março verifica-se um valor mais expressivo do consumo. Neste mês o maior consumo pode ser decorrente do feriado do carnaval, período em que há maior concentração de turistas na ilha, aumentando o número de pessoas utilizando energia. Percebe-se também que a variação entre as estações do ano e meses mais quentes ou mais frios também não interferem no consumo energético. Isso demonstra que as alterações nos níveis de radiação solar, que alteram a geração solar fotovoltaica, não alteram os padrões de consumo do alimentador em questão. Assim já pôde ser observado que a contribuição da energia solar fotovoltaica não manterá a mesma proporção durante o ano, possuindo então maior penetração nos meses de verão (com maiores níveis de radiação solar) e menor penetração nos meses de inverno (com menores níveis de radiação e igual consumo).

O consumo ao longo do dia também foi obtido através da CELESC. Na Figura 30 é apresentado o comportamento horário do consumo de todo alimentador TDE-05. De acordo com este gráfico tem-se que o pico do consumo deste alimentador é à noite, entre 19 e 21 horas, mas também há um aumento no consumo ao meio dia, além do consumo expressivo durante a manhã e a tarde. Isso demonstra que a inserção de geradores fotovoltaicos teria contribuição na demanda diurna, principalmente na redução deste pico secundário que ocorre próximo ao meio dia, já que este também será o momento de maior geração fotovoltaica.

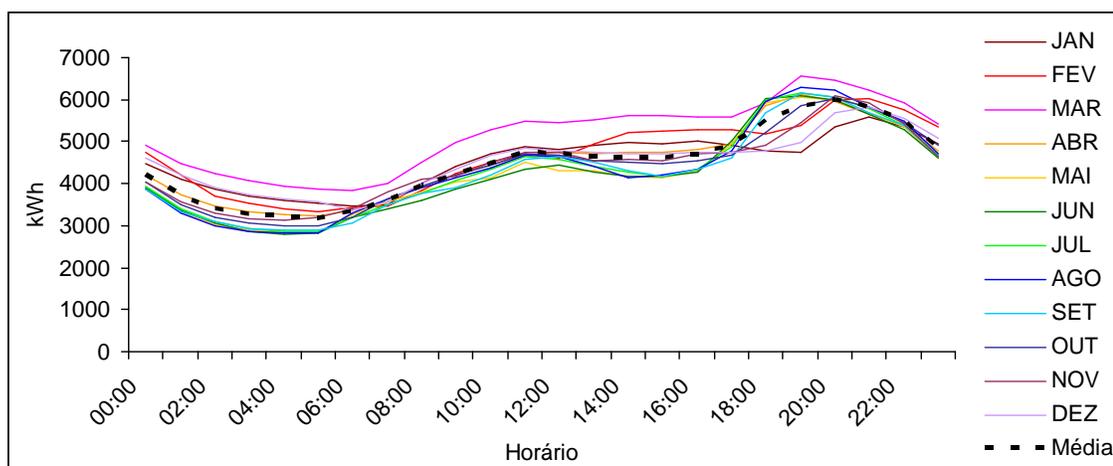


Figura 30 – Disposição das médias horárias de consumo ao longo dos meses do TDE-05

Segundo estudos já realizados sobre o comportamento deste alimentador (JARDIM, 2007), ele pode ser classificado como alimentador noturno já que a maior frequência de picos históricos ocorre entre as 18:00 e 23:59 horas. Segundo os estudos de JARDIM (2007) para 2006, dos 100 primeiros picos históricos somente 3 ocorreram durante o dia, entre as 06:00 e 12:00 (Figura 31). O TDE_05 é então um alimentador com característica clara de picos noturnos. Deste modo a geração fotovoltaica não terá grande impacto na redução do pico principal deste alimentador, já que não gera energia durante a noite. Mas isto não invalida o potencial da inserção desta tecnologia, pois também há demanda diurna, como pode ser observado na Figura 30, e é nesta demanda que a geração fotovoltaica irá contribuir, principalmente na redução do segundo pico e do consumo total. Assim este alimentador terá uma menor solicitação durante os horários de sol, e neste momento a parcela de energia que estará sendo suprida pelos telhados das residências, poderá ser economizada e direcionada a outros alimentadores vizinhos que possuam picos diurnos, como é o caso do alimentador TDE-07, vizinho ao TDE-05, estudado por Rebechi (2008).

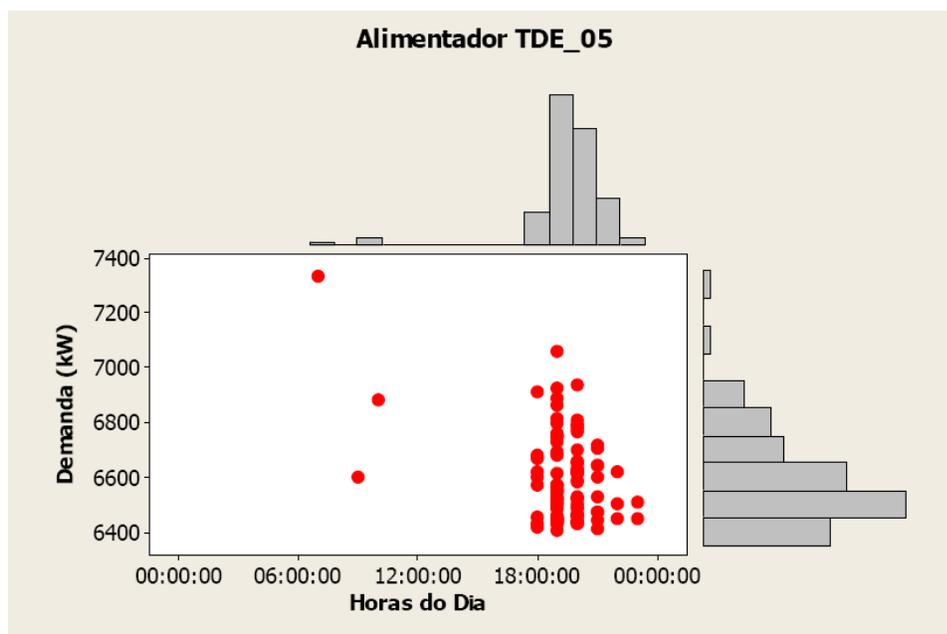


Figura 31 – Gráfico dos cem primeiros picos de demanda do alimentador TDE_05 (Fonte: JARDIM, 2007)

4.4. Características arquitetônicas e urbanísticas da zona urbana mista

Como o explicitado anteriormente, a zona urbana de estudo deve contemplar edificações residenciais, de comércio e de serviços, ou seja, uma zona mista, que foi definida sendo o Bairro Santa Mônica, localizado na porção central da ilha de Florianópolis. Este bairro tem uma disposição urbana linear, com uma avenida central, ao longo da qual ocorre a presença das edificações comerciais e de serviços. Nas ruas transversais à avenida encontram-se as residências, e estas se caracterizam por edificações unifamiliares com no máximo dois pavimentos.

A identificação do uso do solo, ocupação por residências ou comércios, foi obtida a partir do mapeamento do Geoprocessamento Corporativo da Prefeitura Municipal de Florianópolis. Na Figura 32 podem ser identificados os lotes do bairro Santa Mônica e o uso dos mesmos. Cada lote caracterizado como uso residencial foi reconhecido como sendo uma edificação residencial unifamiliar, isso porque o Plano Diretor de Florianópolis prevê para esta área somente edificações residenciais unifamiliares, e não permite residências multifamiliares, que também não são o foco deste trabalho.

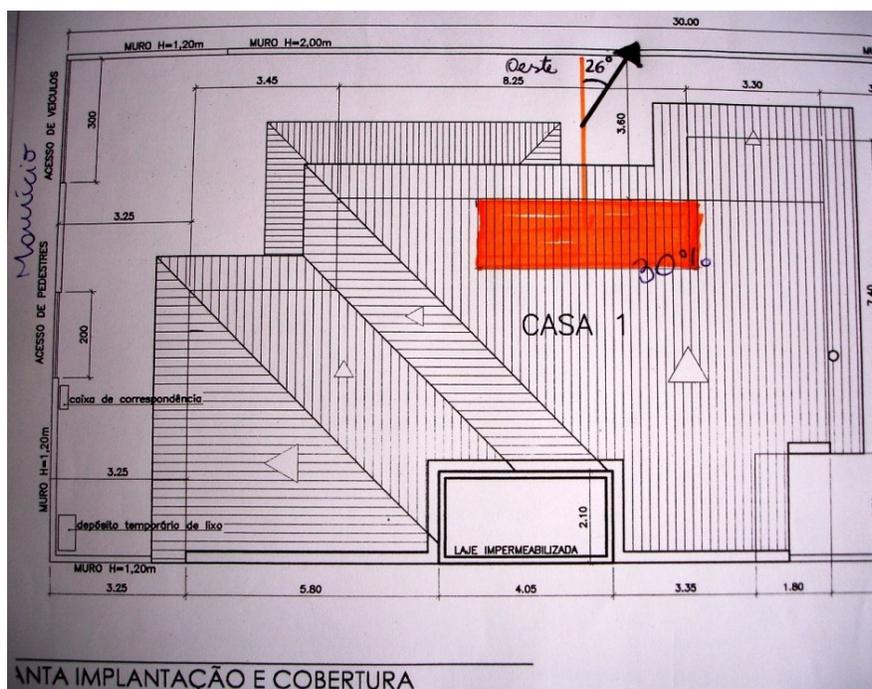


Figura 34 – Planta de cobertura analisada para identificação da área e configuração para instalação dos kits

Conforme pode ser percebido na planta de quadra do bairro (Figura 35), as ruas são dispostas com o mesmo desvio em relação ao norte, assim quase todos os planos de cobertura analisados também se encontravam nesta orientação. Como é mais fácil orientar a edificação pelos limites do terreno, e a cobertura ser feita também em planos paralelos a estes limites, as residências apresentaram ângulos semelhantes de desvio azimutal em relação ao norte (Tabela 11).

Estes valores de desvio azimutal são referentes ao plano do telhado que tem menor ângulo em relação ao norte, e que comporta a área necessária para colocação do kit, de cerca de 8 m² (um retângulo de 1,6x5,0 m). Como toda amostra apresentou a área mínima necessária, podendo então instalar um kit em cada residência, a área estimada para aplicação dos kits nas 496 residências é de 3.968 m². Comparado este valor com a área total de cobertura disponível, ele representa 5% dos 79.398,56m² de cobertura existentes no bairro Santa Mônica.

Tabela 11 – Dados da amostra dos planos de cobertura definido como locais propícios à instalação dos kits fotovoltaicos

Casa	Área disponível 8m² (5x1,6m)	Inclinação da cobertura	Desvio azimutal
1	ok	17°	26°O
2	ok	30°	27°O
3	ok	35°	26°O
4	ok	35°	23°O
5	ok	24°	26°O
6	ok	19°	26°O
7	ok	30°	26°O
8	ok	22°	26°O
9	ok	34°	26°O
10	ok	17°	26°O
11	ok	22°	24°O
12	ok	22°	26°O
13	ok	19°	154°L
14	ok	22°	63°L
15	ok	17°	26°O
16	ok	15°	27°O
17	ok	30°	19°L
18	ok	20°	27°O
19	ok	20°	26°O
20	ok	19°	26°O
21	ok	17°	117°O
22	ok	20°	27°O
23	ok	22°	39°L
24	ok	20°	65°L
25	ok	20°	65°L
26	ok	20°	28°O
27	ok	17°	26°O
28	ok	30°	63°L
29	ok	17°	116°O
30	ok	19°	60°L
31	ok	18°	60°L

A análise da proposição dos kits fotovoltaicos nas coberturas das residências abrangeu 5% dos telhados das residências em uma área igual a 23% da área total de abrangência do alimentador, ou seja, extrapolando de modo grosseiro, e sabendo que não corresponde a realidade, os 496 kits ocupariam cerca 1,15% da área de telhado do alimentador. Este dado não tem a pretensão de ser real, e sim apenas dar uma ordem de grandeza da quantidade de cobertura existente.

Segundo os valores obtidos na amostra, o comportamento dos telhados ocorre conforme a Tabela 12. Percebeu-se que a inclinação dos telhados varia menos que o desvio azimutal, ocorrendo entre ângulos de 15° e 35°. Isso porque a maioria dos telhados são de telhas cerâmicas e seguem os ângulos usuais para sua instalação. Já o desvio varia mais,

tanto a leste quanto a oeste, ocorrendo isso pela necessidade da forma e da área mínima exigida no kit. Apesar desta variação, muitos telhados apresentam orientação semelhante, como já dito, ocasionado pela orientação das ruas do bairro e dos limites dos terrenos.

Tabela 12 – Características dos telhados das 496 residências unifamiliares do Santa Mônica

Quant. Residências		Características	
percentual	número	inclinação	orientação
3,23%	16	15°	27°O
3,23%	16		116°O
3,23%	16	17°	117°O
12,90%	64		26°O
3,23%	16	18°	60°L
3,23%	16		154°L
6,45%	32	19°	26°O
3,23%	16		60°L
3,23%	16		26°O
6,45%	32	20°	27°O
3,23%	16		28°O
6,45%	32		65°L
3,23%	16		24°O
6,45%	32	22°	26°O
3,23%	16		39°L
3,23%	16		63°L
3,23%	16	24°	26°O
3,23%	16		19°L
3,23%	16	30°	26°O
3,23%	16		27°O
3,23%	16		63°L
3,23%	16	34°	26°O
3,23%	16	35°	23°O
3,23%	16		26°O

Na Tabela 12 tem-se a quantidade de residências que foi encontrada a área para o kit e a inclinação e orientação da área respectiva. Na primeira coluna tem-se o percentual de residências com a determinada característica, sobre o total de residências. Na segunda coluna tem-se o número de residências, que também corresponde ao número de kits que serão instalados nestas condições. E na terceira e quarta coluna tem-se a inclinação e o desvio azimutal, respectivamente, da cobertura.

Os diferentes valores de inclinação e orientação foram utilizados para calibração do programa RADIASOL, o qual forneceu os valores estimados de irradiação que estes planos recebem ao longo do ano, apresentado no item 4.5. Com a estimativa dos níveis de irradiação de cada posição dos kits, em relação à instalação ótima (27° de inclinação e orientação a 0° do norte), foi calculado um índice de defasagem do aproveitamento da energia. Este índice será

utilizado para estimar o potencial de geração a partir da geração real dos sistemas da Casa Eficiente e Centro de Eventos, instalados na posição ideal, apresentado no item 4.6.

A quantidade e orientação dos demais planos de cobertura, não utilizados pelos kits, também foram calculados para permitir uma análise do potencial de geração total das residências. Mas para isso seria necessária a instalação de sistemas fotovoltaicos que abrangessem todas as áreas de cobertura de todas as residências, independente de seu formato, inclinação e orientação, necessitando um projeto exclusivo, não contemplado pelos kits.

A caracterização de todos os planos de cobertura é apresentada na Tabela 13. Nesta tabela têm-se na primeira coluna os valores de inclinação encontrados para os telhados; na segunda coluna tem-se a orientação dos telhados; na terceira coluna tem-se a área disponível encontrada na orientação e inclinação definida, e; na quarta coluna tem-se o percentual que esta área representa em relação a toda área de cobertura existente no bairro Santa Mônica. O cálculo do valor da defasagem ocasionado pelas diversas orientações é encontrado no item 4.5, assim como o potencial total de geração do bairro é encontrado no item 4.6.

Tabela 13 – Características gerais de todas as áreas de cobertura das residências do bairro Santa Mônica

Inclinação	Orientação	Área disponível (m ²)	Percentual	Inclinação	Orientação	Área disponível (m ²)	Percentual
15°	154°L	717,12	0,9%	22°	114°O	991,04	1,2%
	27°O	1.335,20	1,7%		116°O	162,56	0,2%
	64°L	689,92	0,9%		119°O	835,52	1,1%
	108°L	147,52	0,2%		135°O	1.429,76	1,8%
	116°O	1.459,52	1,8%		154°L	1.522,88	1,9%
17°	117°O	603,04	0,8%		156°L	1.056,64	1,3%
	153°L	577,60	0,7%		24°O	1.677,12	2,1%
	154°L	2.436,64	3,1%		26°O	1.561,76	2,0%
	162°O	158,72	0,2%		39°L	1.430,24	1,8%
	26°O	7.696,00	9,7%		63°L	883,52	1,1%
	27°O	538,24	0,7%		64°L	756,80	1,0%
	64°L	367,04	0,5%		66°L	657,76	0,8%
	72°O	127,20	0,2%		6°O	349,44	0,4%
18°	120°O	1.153,76	1,5%		154°L	1.077,76	1,4%
	60°L	1.449,12	1,8%		26°O	1.018,88	1,3%
19°	108°L	425,12	0,5%	109°L	188,16	0,2%	
	109°L	358,08	0,5%	116°O	708,16	0,9%	
	116°O	171,68	0,2%	117°O	767,36	1,0%	
	118°O	443,04	0,6%	153L	1.924,96	2,4%	
	120°O	327,20	0,4%	154°L	344,96	0,4%	
	150°L	1.358,24	1,7%	161°O	682,56	0,9%	
	154°L	3.017,12	3,8%	19°L	485,92	0,6%	
	161°O	180,64	0,2%	26°O	499,52	0,6%	
20°	19°L	212,00	0,3%	27°O	2.477,60	3,1%	
	26°O	2.430,88	3,1%	63°L	1.160,64	1,5%	
	30°O	1.203,04	1,5%	64°L	829,44	1,0%	
	60°L	667,36	0,8%	71°O	488,80	0,6%	
	64°L	182,24	0,2%	154°L	542,88	0,7%	
	115°O	2.260,80	2,8%	26°O	480,00	0,6%	
	152°L	1.720,64	2,2%	64°L	477,44	0,6%	
	153°L	4.202,40	5,3%	113°O	336,48	0,4%	
20°	26°O	723,04	0,9%	157°L	1.480,64	1,9%	
	27°O	3.980,80	5,0%	23°O	578,72	0,7%	
	28°O	941,44	1,2%	26°O	654,40	0,8%	
	64°L	1.828,48	2,3%	67°L	96,16	0,1%	
	65°L	2.691,20	3,4%				

4.5. Análise do posicionamento dos módulos

Como cada cobertura analisada na amostra possui uma inclinação e orientação específica, também seu potencial de geração de energia é característico. Assim seria necessário um cálculo específico para cada diferenciação, então, para tornar o trabalho mais eficiente, criou-se um gráfico (Figura 34) que relacionasse os níveis de irradiação com a posição dos módulos, podendo verificar o quanto essas alterações no posicionamento dos

módulos interferem no ganho de irradiação. O gráfico foi gerado a partir dos dados de irradiação do programa RADIASOL (UFRGS, 2001), calibrado com os níveis de radiação fornecido pelos dados de satélite do Programa SWERA (PEREIRA *et al.*, 2006).

O gráfico foi montado com objetivo de criar uma espécie de ábaco para facilitar a compreensão do potencial de geração solar fotovoltaica a partir da definição da orientação do plano em que os módulos serão montados. O gráfico se refere somente aos potenciais de geração para a cidade de Florianópolis-SC, já que utilizou os dados base de Florianópolis de entrada no programa. Como exposto na revisão bibliográfica, um trabalho similar já foi desenvolvido na Suécia (BROGREN e GREEN, 2003), e na Alemanha e Brasil (BURGER e RÜTHER, 2006), e ambos os trabalhos foram utilizados como base para criação do gráfico deste trabalho.

No gráfico criado, a máxima geração, ou 100% no gráfico, refere-se à instalação orientada exatamente ao norte geográfico e inclinado 27° da horizontal. Para calibração do programa RADIASOL foram usados os valores de irradiação global média diária na horizontal, fornecidos pelo SWERA, conforme a Tabela 14, a localização geográfica da cidade foi de 27,70° de latitude e 48,62° de longitude.

Tabela 14 – Dados de irradiação média diária do mês, usados para calibrar o programa RADIASOL

Mês	Irradiação média diária (Wh/m ²)
Jan	5809,00
Fev	5225,61
Mar	4858,66
Abr	4050,06
Maio	3358,49
Jun	2908,97
Jul	3001,62
Ago	3716,12
Set	3930,81
Out	4682,31
Nov	5354,29
Dez	6060,22
Anual	4413,01

Para comparar o potencial de geração foi utilizado o valor de irradiação médio diário anual, fornecido pelo RADIASOL. O valor máximo, considerado o 100%, na localização anteriormente referida, foi de 4740 Wh/m².

A escala de valores do gráfico abrangeu os 90° de inclinação em relação à horizontal, e a orientação dos azimutes de -180° e 180° em relação ao norte, sendo assim considerados todos os 360° de azimute e todas as possíveis inclinações de cobertura e também de paredes verticais. Para definição de qual seriam os submúltiplos desta escala para obtenção de dados,

foi feita uma análise estatística de comparação de médias. As fórmulas estatísticas utilizadas foram a Equação 5 para verificar a diferença entre os desvios (já que a variância não era conhecida e havia menos de 30 amostras); como a maioria dos desvios se mostrou iguais, foi usada a equação 6 para encontrar o desvio ponderado das médias; a equação 7 para encontrar o desvio da diferença entre as médias; a equação 8 para encontrar o t; e a equação 9 para comparar com a distribuição de Student e verificar se não poderia ser descartada a hipótese de igualdade das médias com 95% de confiança.

$$F = \frac{Sx^2}{Sy^2} \quad \text{Equação 5}$$

$$Sp = \sqrt{\frac{(n_x - 1) \cdot S_x^2 + (n_y - 1) \cdot S_y^2}{n_x + n_y - 2}} \quad \text{Equação 6}$$

$$Sw = Sp \sqrt{\frac{1}{n_x} + \frac{1}{n_y}} \quad \text{Equação 7}$$

$$|t| = \frac{|\bar{x} - \bar{y}|}{Sw} \quad \text{Equação 8}$$

$$|t| < t_{\alpha/2}(n_x + n_y - 2) \quad \text{Equação 9}$$

Quanto à variação de azimute, a análise estatística de comparação de médias mostrou que tanto na inclinação ótima de 27° quanto na de 45°, com 95% de confiança, há sempre igualdade dos desvios e não há diferença significativa entre as médias de irradiação dos desvios azimutais de 5, 10, 15, 20, 30, 45 e 90°. Para isso foram testadas as variações de

Quanto à inclinação, o estudo estatístico mostrou que, em um plano orientado a norte, até variações de 20° na inclinação não há diferença significativa nas médias e os desvios padrão também são semelhantes, a partir dos 30° os desvios não podem mais ser considerados iguais, mas as médias sim. Já em um plano orientado 90° do norte, seja a leste ou oeste, até 45° de variação as médias possuem desvios e médias semelhantes, já em 90° os desvios e as médias são diferentes.

Como análise estatística não encontrou muitas diferenças entre as médias de irradiação, foi então adotado como submúltiplo de 10° de azimute e 10° de inclinação para fornecer um melhor detalhamento no gráfico. Mesmo com a análise estatística feita não encontrando diferenças significativas de irradiação, os valores de geração a partir destes dados vão possuir alguma variação, optando-se então pelo detalhamento de 10°. Se a análise estatística considerasse uma confiança de 90% talvez as diferenças fossem encontradas.

A partir do cruzamento dos ângulos de inclinação e azimute, foram encontrados diferentes níveis de radiação, apresentado na Figura 35, que indica o potencial de geração em relação ao melhor posicionamento para Florianópolis, o valor máximo para a média de radiação é de 4,74 kWh/m² por dia, o que também indica que o 100% representa uma geração fotovoltaica em torno de 4,74 kWh por dia, multiplicado para área que o painel abrange e pelo seu rendimento, ou também de uma geração de cerca de 3,8 kWh por kWp instalado (com um rendimento do sistema de 80%). O gráfico de manchas foi gerado a partir do programa WinSurf (GOLDEN SOFTWARE, 1994).

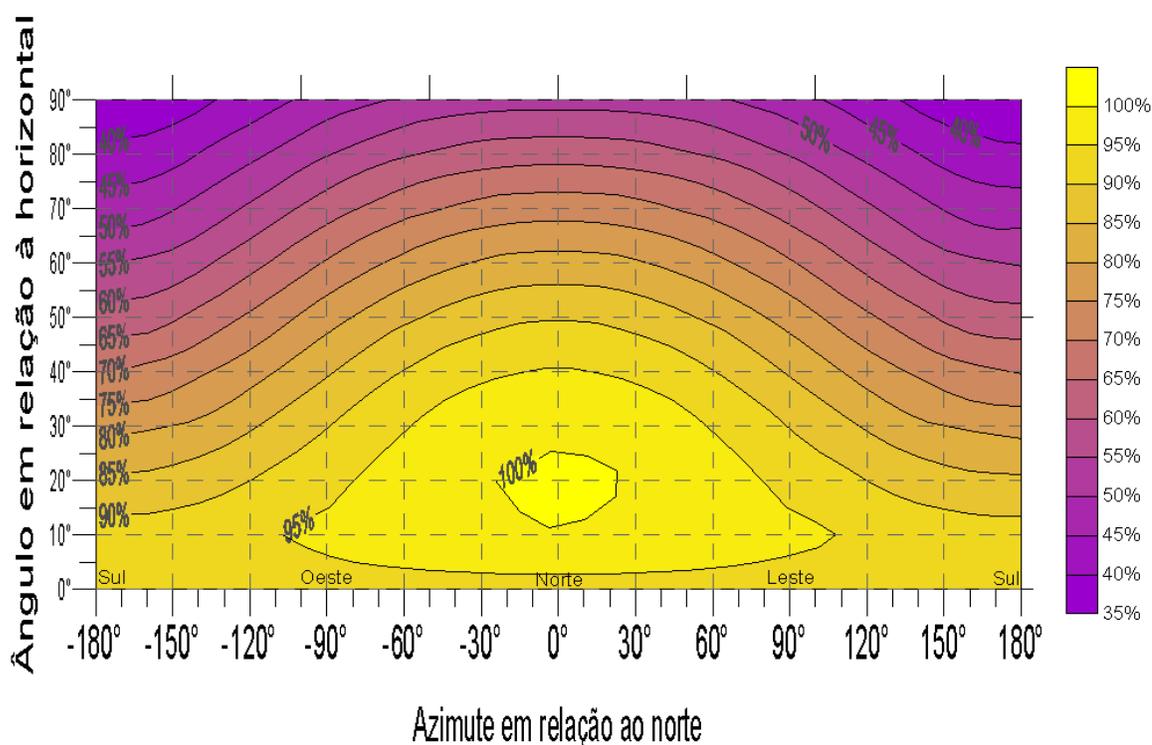


Figura 35 – Fração de geração anual em cada ângulo e azimute, em relação ao posicionamento ideal para Florianópolis.

A partir do gráfico da Figura 35 pode-se identificar o potencial de geração em qualquer posicionamento das águas dos telhados. Ao cruzar os valores de inclinação e desvio azimutal, a cor identificada no ponto indicará o percentual de geração desta posição em relação à posição ideal para Florianópolis-SC. Deste modo foram identificados os posicionamentos da Tabela 12 no gráfico, representando a orientação e inclinação de cada kit, e o potencial de geração de cada um, apresentados na Tabela 15. Ambas as tecnologias e os kits respeitarão o gráfico já que este foi montado a partir dos valores de irradiação solar.

Tabela 15 – Potencial de geração dos 496 kits instalados nos telhados das residências unifamiliares do Santa Mônica

Quantidade de kits	Inclinação	Orientação	Potencial de geração
16	15°	27°O	95%
16		116°O	90%
16	17°	117°O	90%
64		26°O	95%
16	18°	60°L	95%
16		154°L	85%
32	19°	26°O	95%
16		60°L	95%
16		26°O	95%
32	20°	27°O	95%
16		28°O	95%
32		65°L	95%
16		24°O	95%
32	22°	26°O	95%
16		39°L	95%
16		63°L	95%
16	24°	26°O	95%
16		19°L	95%
16	30°	26°O	95%
16		27°O	95%
16		63°L	90%
16	34°	26°O	95%
16	35°	23°O	95%
16		26°O	95%

Agrupando as residências com mesmo percentual de geração temos a Tabela 16.

Tabela 16 – Potencial de geração de cada grupo de kits

Potencial de geração	Quantidade de kits
95%	432
90%	48
85%	16

Então através da média ponderada tem-se o potencial de geração dos 496 kits instalados nas coberturas do bairro: 94,19%. Estes 496 kits juntos irão gerar 94,19% da energia que seria gerada se todos estivessem instalados na melhor posição para a cidade de Florianópolis. Desde modo fica facilitado o cálculo do potencial de geração, sendo necessário apenas aplicar este fator na multiplicação da potência total instalada vezes a irradiação solar incidente na posição ideal, e o rendimento do sistema, ou apenas a multiplicação do número de kits pela geração na posição ideal (do Centro de Eventos ou Casa Eficiente), pela defasagem encontrada.

Através deste estudo também foi possível perceber que as porções melhor orientadas dos telhados, apesar de não estar posicionadas na orientação ideal, não acarretaram em

grandes perdas de aproveitamento da radiação solar. Isto demonstra que mesmo edificações existentes, não projetadas para aproveitamento da energia solar em sua cobertura, têm um grande potencial para instalação dos kits fotovoltaicos aqui propostos.

Também a partir do gráfico podemos estimar o potencial total de geração de todas as parcelas dos telhados analisados, conforme a Tabela 17.

Tabela 17 – Potencial de geração de todas as coberturas de residências do bairro Santa Mônica, em relação à localização ótima

Percentual de geração	Área disponível m ²	Percentual da área total
75%	3051,04	3,84%
80%	3339,20	4,21%
85%	21040,16	26,50%
90%	9132,48	11,50%
95%	42486,24	53,51%
100%	349,44	0,44%

Através da análise do gráfico criado, percebe-se que grande parte das coberturas, mais de 50%, possui ótima localização, correspondente a 95 ou 100% do potencial de geração. O menor potencial de geração encontrado é de 75%, mas ocorre em poucas áreas, assim como o potencial de 80%. Isso ocorre devido ao limite de inclinação das coberturas de 35°, que é a máxima inclinação encontrada nos telhados deste bairro e também na maioria das residências do país, sendo assim o mínimo potencial de geração é de 75% para qualquer cobertura que utilize este tipo de telhado. Com isso, pode-se inferir que qualquer instalação de painéis fotovoltaicos em coberturas de telhas cerâmicas, esta provavelmente terá uma geração de no mínimo 75% do ótimo e de que pelo menos 50% das instalações terão um ótimo potencial de geração, de no mínimo 95%.

Ainda analisando o gráfico da Figura 35, podemos estimar que para coberturas com baixa inclinação (de até 10%), terão sempre geração de no mínimo 90% do ideal, o que pode ser considerado um ótimo valor. Este tipo de cobertura é comumente encontrada em grandes edificações, principalmente as comerciais e as de serviço, que se utilizam de telhas metálicas ou de fibrocimento. Assim observa-se que essas tipologias de edificações também possuem grande potencial de geração fotovoltaica.

Estas considerações, obtidas a partir da análise das coberturas e dos dados de irradiação, são válidas para Florianópolis, com suas características particulares de irradiação e localização geográfica. Mas gráficos similares específicos para outros locais tenderiam a seguir a mesma conformação, como o que ocorreu nos gráficos apresentados por outros estudos (BROGREN e GREEN, 2003) (BURGER e RÜTHER, 2006). Assim cidades com menores latitudes teriam gráficos com manchas mais achatadas, limitando um pouco o aproveitamento

em maiores inclinações de cobertura, mas potencializando o aproveitamento em inclinações mais baixas de telhados. Do mesmo modo locais de latitude mais elevada que Florianópolis, teriam manchas com curva mais acentuada, potencializando a geração nas coberturas com inclinações mais elevadas, e diminuindo o aproveitamento em baixas inclinações.

Em relação aos estudos do bairro, a partir destes dados também pôde ser obtida a média ponderada de geração total da zona. Que resultou em um potencial de geração de 90,39% do ideal em uma área disponível de 79.398,56 m².

A partir dos valores de potencial de aproveitamento da energia solar, foram feitas as análises do potencial de geração dos kits instalados e dos cenários propostos.

4.6. Análise do potencial de geração

De acordo com a característica de geração de cada tecnologia analisada e das características dos kits, é possível estimar o potencial de geração de cada kit, conforme a Figura 36. Percebe-se que o kit de silício policristalino tem sempre uma geração quase o dobro da geração do kit de silício amorfo, devido ao potencial instalado também ser também o dobro.

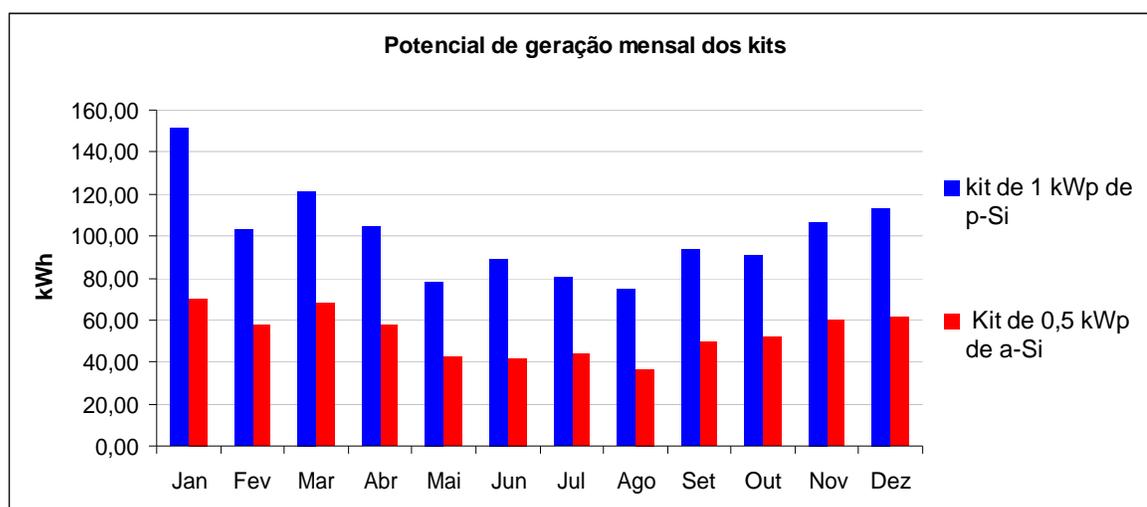


Figura 36 – Potencial de geração mensal de cada kit

Além disso, a geração do sistema de p-Si é sempre um pouco menos que o dobro da geração de a-Si (Tabela 18). A geração duas vezes maior era esperada, já que o potencial instalado também é duas vezes maior, mas o valor um pouco menor deve-se aos dados levantados dos sistemas existentes em Florianópolis, e pode ser devido às características do silício policristalino sofrer perda de eficiência com o calor, ou questões de instalação dos sistemas analisados. Esta análise necessitaria de um assunto mais profundo para descobrir a real causa desta diferença de geração, mas para este trabalho será admitida esta pequena diferença. Então, esta pode ser uma questão importante a ser considerada pelo proprietário na

instalação, já que o kit de menor potencia e menor custo possui um potencial de geração maior, ou seja, dois kits de a-Si com potência somada de 1kWp deverão gerar mais que um kit de p-Si também de 1kWp, embora os dois kits de a-Si ocuparão o dobro da área.

Tabela 18 – Valores potencias de geração mensal dos kits

Potencial de geração mensal em kWh		
	1 kWp de p-Si	0,5 kWp de a-Si
jan	151,56	70,00
fev	102,80	57,87
mar	121,45	67,61
abr	104,31	57,59
mai	77,95	42,38
jun	88,89	41,68
jul	80,27	43,71
ago	74,50	36,59
set	93,33	49,64
out	90,32	51,63
nov	106,67	60,12
dez	113,12	61,55
TOTAL	1205,17	640,37

4.7. Simulação dos modelos de inserção dos kits

Para simulação do potencial dos kits quanto à geração e à penetração no alimentador, foram feito alguns modelos de contribuição energética dos sistemas fotovoltaicos em relação à demanda do alimentador.

4.7.1. Geração dos kits x Consumo do Alimentador

Neste modelo o potencial de geração do bairro foi simulado através de três cenários propostos (K1, K2 e K3) utilizando os kits, que representam diferentes inserções das tecnologias, utilizando o silício amorfo ou o policristalino. O potencial total instalado no bairro está atrelado ao tipo de kit e do número de residências em que eles estão instalados. A demanda a ser comparada é o consumo total do alimentador TDE-05

A partir do potencial instalado foi definido o Nível de Penetração (NP), representando a relação entre a potência instalada, o pico histórico do alimentador, e também o Nível de Penetração Efetiva (NPE), que apresenta quanto que a instalação dos módulos fotovoltaicos contribui na energia disponibilizada para o alimentador durante o ano em estudo (JARDIM, 2007). A análise de Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC), que apresenta o quanto a geração fotovoltaica contribui no momento do maior pico de carga do alimentador, não foi feita, já que o alimentador utilizado possui um pico de carga noturno, momento em que não há

geração fotovoltaica. Para cálculo no NP, utilizou-se o pico de potência que ocorreu às 19 horas do dia 28/02/2007 de 7.398,71 kW.

O cenário K1 apresenta a total adesão pelas residências, dos kits de silício policristalino, de 1kWp de potência cada. Pelo kit possuir maior potência, este é o cenário mais positivo e com maior potencial de geração de energia elétrica a partir dos módulos fotovoltaicos. Este também é o modelo com maior contribuição na demanda do alimentador TDE-05 que abastece o local.

O cenário K2 representa uma inserção total da tecnologia de silício amorfo, com kits de 0,5kWp. Por ser o kit de menor potencial cenário apresenta menor contribuição de energia ao alimentador, em comparação com o cenário K1.

Já o cenário K3 apresenta a inserção de ambas as tecnologias, com metade dos usuários optando por cada sistema, sendo portanto, um cenário de contribuição mediana.

Para o cálculo do potencial de geração foi multiplicado o número de kits instalados, pela sua potência, e pela geração nas condições ideais (dados da Casa Eficiente para os p-Si e do LABSOLAR para o a-Si) ponderada pelo fator derivado da inclinação e desvio azimutal diferente do ideal, conforme a Equação 5.

$$E = n \cdot Pot \cdot Ger.Sist \cdot Def$$

Equação 10

E = Potencial de energia gerada pelo bairro (kWh)

n= número de kits

Pot = Potência de cada kit fotovoltaico

Ger.Sist = Geração do sistema fotovoltaico do LABSOLAR ou Casa Eficiente (kWh/kWp)

Def = Defasagem de geração da posição de instalação em relação à instalação ótima (94,19%)

A partir do valor de geração do sistema, com os valores de média diária mensal ou média diária anual foram obtidos os valores de geração referentes aos diferentes meses e o total do ano (Tabela 19, 20 e 21). Na Figura 37 é apresentado o potencial de geração médio diário mensal em cada cenário, e a Figura 38 mostra o potencial de geração total por mês, demonstrando a energia que todos os 496 kits juntos iriam gerar.

Tabela 19 – Potencial de geração do cenário K1

p-Si	Geração 1kWp	nº residências	Defasagem	Geração mensal (kWh)	Geração média diária (kWh)
Jan	151,56	496	94,19%	70.806,16	2.360,21
Fev	102,80	496	94,19%	48.026,35	1.600,88
Mar	121,45	496	94,19%	56.739,30	1.891,31
Abr	104,31	496	94,19%	48.731,80	1.624,39
Mai	77,95	496	94,19%	36.416,87	1.213,90
Jun	88,89	496	94,19%	41.527,84	1.384,26
Jul	80,27	496	94,19%	37.500,73	1.250,02
Ago	74,50	496	94,19%	34.805,09	1.160,17
Set	93,33	496	94,19%	43.602,13	1.453,40
Out	90,32	496	94,19%	42.195,91	1.406,53
Nov	106,67	496	94,19%	49.834,35	1.661,14
Dez	113,12	496	94,19%	52.847,67	1.761,59
Pot. Inst.		496kWp	Total Anual	563.034,21	

No cenário K1 a potência instalada seria de 496kWp, representando um NP de 6,7%. Este sistema é capaz de gerar até 70.806,16kWh no mês de maior irradiação (janeiro) e no mínimo 34.805,09kWh no mês de menor irradiação (agosto). As médias diárias de geração ficam em torno de 1.500kWh.

Tabela 20 – Potencial de geração do cenário K2

a-Si	Geração 0,5kWp	nº residências	Defasagem	Geração mensal (kWh)	Geração média diária (kWh)
Jan	70,00	496	94,19%	32.700,67	1.090,02
Fev	57,87	496	94,19%	27.036,98	901,23
Mar	67,61	496	94,19%	31.585,00	1.052,83
Abr	57,59	496	94,19%	26.906,44	896,88
Mai	42,38	496	94,19%	19.799,59	659,99
Jun	41,68	496	94,19%	19.473,44	649,11
Jul	43,71	496	94,19%	20.418,97	680,63
Ago	36,59	496	94,19%	17.092,06	569,74
Set	49,64	496	94,19%	23.190,77	773,03
Out	51,63	496	94,19%	24.120,81	804,03
Nov	60,12	496	94,19%	28.087,54	936,25
Dez	61,55	496	94,19%	28.755,60	958,52
Pot. Inst.		248 kWp	Total anual	299.167,87	

No cenário K2 a potência instalada seria de 248kWp, representando um NP de 3,35%. Este sistema tem uma geração máxima em janeiro de 32.700,67kWh e mínima em agosto de 17.092,06kWh. As médias de geração diária ficam em torno de 800kW.

Tabela 21 – Potencial de geração do cenário K3

	Ger. 1kWp	Nº resid.	Ger. 0,5kWp	Nº resid.	Defas.	Geração mensal (kWh)	Média diária (kWh)
Jan	151,56	248	70,00	248	94,19%	51.753,42	1.725,11
Fev	102,80	248	57,87	248	94,19%	37.531,66	1.251,06
Mar	121,45	248	67,61	248	94,19%	44.162,15	1.472,07
Abr	104,31	248	57,59	248	94,19%	37.819,12	1.260,64
Mai	77,95	248	42,38	248	94,19%	28.108,23	936,94
Jun	88,89	248	41,68	248	94,19%	30.500,64	1.016,69
Jul	80,27	248	43,71	248	94,19%	28.959,85	965,33
Ago	74,50	248	36,59	248	94,19%	25.948,57	864,95
Set	93,33	248	49,64	248	94,19%	33.396,45	1.113,22
Out	90,32	248	51,63	248	94,19%	33.158,36	1.105,28
Nov	106,67	248	60,12	248	94,19%	38.960,94	1.298,70
Dez	113,12	248	61,55	248	94,19%	40.801,64	1.360,05
	Pot. Inst.		372 kWp		Total anual	431.101,04	

No cenário K3 o potencial instalado seria 372 kWp, com um NP de 5,02 %. Este modelo tem o máximo de geração em janeiro com 51.753,42kWh, e o mínimo de 25.948,57 em agosto. As médias diárias ficam em torno de 1.200kWh.

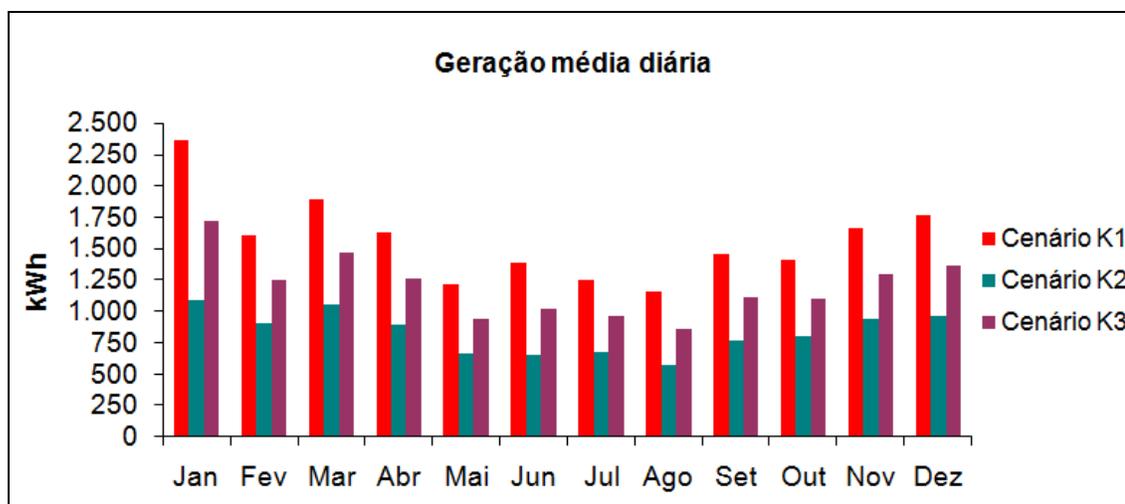


Figura 37 – Potencial de geração média diária por mês de cada um dos cenários

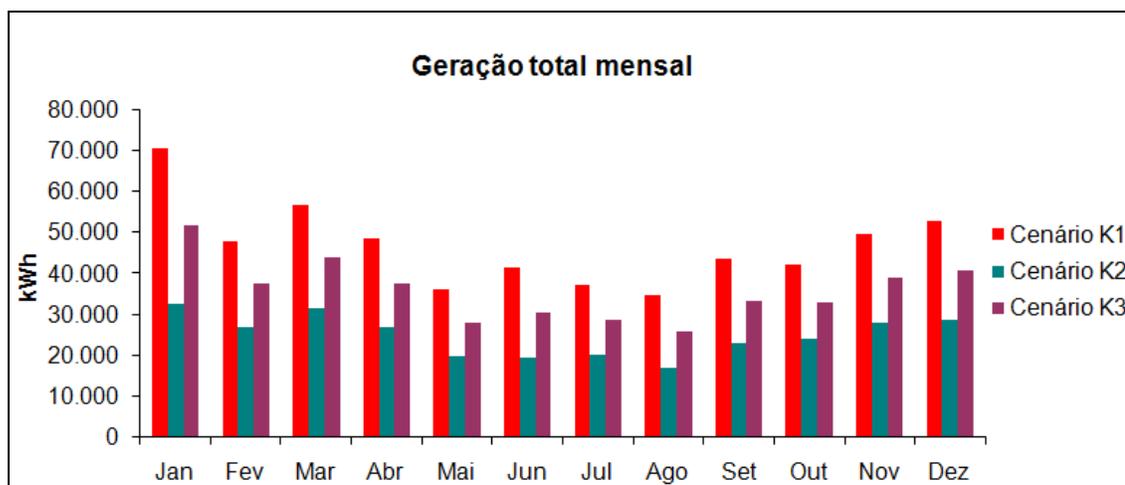


Figura 38 – Potencial de geração total mensal de cada um dos cenários

Pela diferença das potências dos kits de tecnologias diferentes houve também diferença nos potenciais de geração. A partir dos valores de geração de energia elétrica foi então analisado o percentual de contribuição dos kits instalados no bairro Santa Mônica em relação ao seu alimentador, TDE-05 (Tabela 22).

Tabela 22 – Potencial de contribuição energética dos kits para o alimentador urbano

Meses	Demanda total mensal (TDE-05)	Geração total mensal dos 496 kits de cada modelo					
		cenário K1		cenário K2		cenário K3	
		kWh	NPE%	kWh	NPE%	kWh	NPE%
Janeiro	3.368.947,2	70.806,16	2,10%	32.700,67	0,97%	51.753,42	1,54%
Fevereiro	3.112.586,6	48.026,35	1,54%	27.036,98	0,87%	37.531,66	1,21%
Março	3.829.114,3	56.739,30	1,48%	31.585,00	0,82%	44.162,15	1,15%
Abril	3.237.086,6	48.731,80	1,51%	26.906,44	0,83%	37.819,12	1,17%
Mai	3.161.352,2	36.416,87	1,15%	19.799,59	0,63%	28.108,23	0,89%
Junho	3.042.892,1	41.527,84	1,36%	19.473,44	0,64%	30.500,64	1,00%
Julho	3.191.376,6	37.500,73	1,18%	20.418,97	0,64%	28.959,85	0,91%
Agosto	3.216.805,5	34.805,09	1,08%	17.092,06	0,53%	25.948,57	0,81%
Setembro	3.066.353,3	43.602,13	1,42%	23.190,77	0,76%	33.396,45	1,09%
Outubro	3.241.383,6	42.195,91	1,30%	24.120,81	0,74%	33.158,36	1,02%
Novembro	3.163.321,3	49.834,35	1,58%	28.087,54	0,89%	38.960,94	1,23%
Dezembro	3.374.201,4	52.847,67	1,57%	28.755,60	0,85%	40.801,64	1,21%
Média Anual	39.005.420,8	563.034,21	1,44%	299.167,87	0,77%	431.101,04	1,11%

Com a proposta dos kits os cenários apresentaram uma contribuição anual de 0,77 a 1,44% na energia do alimentador. Sendo que foi utilizado um kit por residência, o que abrange somente 5% da área de telhado disponível nas residências do bairro, e este que corresponde a 23,5% da área total abrangida pelo alimentador. Ou seja, o valor de contribuição de cada cenário não atingiu níveis maiores por considerar apenas parte das coberturas das residências,

desconsiderando outras áreas disponíveis em outras edificações, e por considerar o consumo de todo alimentador TDE-05.

No estudo do potencial dos kits, o cenário K1 apresenta o maior NP, de 6,73% e também o maior NPE de 1,44%; o cenário K2 apresenta um NP de 3,35% com NPE de 0,77%, e; o cenário K3 apresenta um NP de 5,02% com um NPE de 1,11%. Estes valores podem ser melhor analisados a partir de outro estudo já feito (JARDIM, 2007).

O trabalho de JARDIM (2007) definiu para diferentes alimentadores um nível de penetração de 10%, considerando a partir deste valor os diferentes níveis de Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC), resultando na redução do pico dos alimentadores. O estudo justifica o valor de NP de 10% por uma análise onde se demonstra que maiores níveis de penetração implicarão em menores níveis de FECC (Figura 39), principalmente quando o alimentador em questão possui mais picos de consumo fora do horário de geração solar fotovoltaica, como é o caso do alimentador TDE-05. Deste modo os valores resultantes da Tabela 22 apresentam-se dentro de um limite aceitável e justificável para a inserção da tecnologia fotovoltaica como contribuição à energia fornecida por um alimentador urbano. Mesmo com pequenos valores de NP e ainda sendo que esta geração não é concomitante ao pico, então não possui FECC, a inserção dos kits possibilita alguma redução na demanda do alimentador, representada pelo NPE.

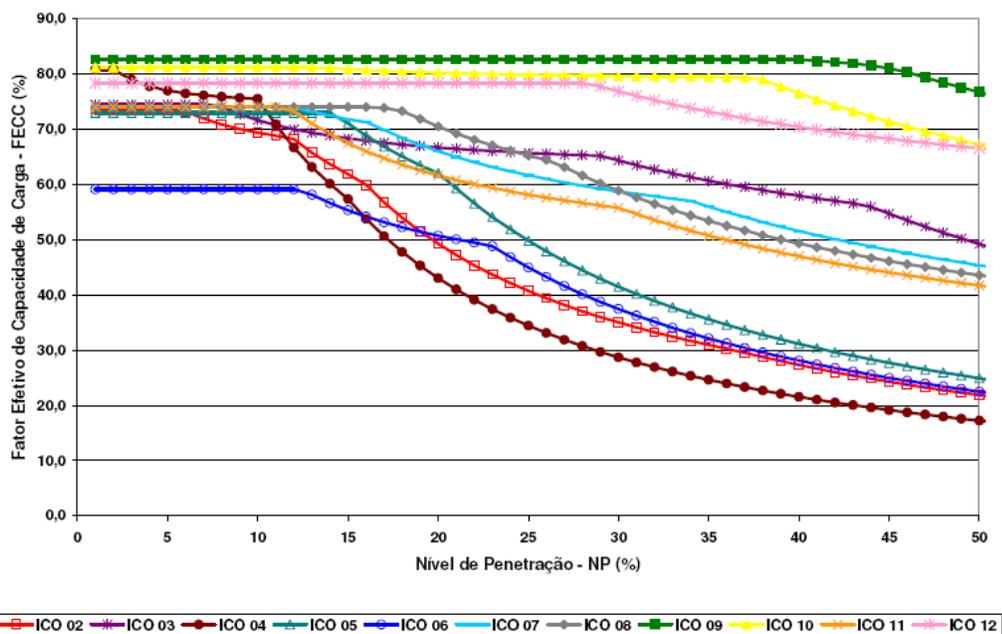


Figura 39 – Variação do Fator Efetivo de Capacidade de Carga em função do nível de penetração dos alimentadores urbanos da subestação ICO-Centro de Florianópolis (Fonte: JARDIM ,2007)

Ainda comparando estes valores ao estudo de JARDIM (2008), os valores de NP e de NPE são similares. Os valores de contribuição apresentados, NPE, na Tabela 23 variam de 2,57 a 14,41, dependendo da relação entre o pico histórico e as médias de consumo, mas sempre considerando um NP de 10%. Já no estudo deste trabalho, considerando a penetração dos kits, tem-se para um NPE de 1,44% para um NP de 6,73. Ou seja, houve uma aproximação dos valores encontrados neste estudo com os valores apresentados por JARDIM (2008).

	Subestação	Alimentador	Pico Histórico	Potência FV	Energia Alim.	Energia Alim.	Energia FV	Percentual FV
			kWp	kWp	kWh/dia	kWh/ano	kWh/ano	% no ano
1	CQS	CQS_10	8.145,9	814,59	39.855	14.547.221	1.058.967	7,28
2		CQS_11	9.533,4	953,34	65.134	23.774.052	1.239.342	5,21
3		CQS_12	7.999,9	799,99	28.983	10.578.711	1.039.987	9,83
4	ICO	ICO_02	7.873,9	787,39	70.105	25.588.460	1.023.607	4,00
5		ICO_03	6.936,9	693,69	69.386	25.325.733	901.797	3,56
6		ICO_04	8.861,8	886,18	97.292	35.511.744	1.152.034	3,24
7		ICO_05	7.208,5	720,85	99.899	36.463.117	937.105	2,57
8		ICO_06	7.446,0	744,60	77.792	28.394.127	967.980	3,41
9		ICO_07	9.533,6	953,36	64.816	23.657.745	1.239.368	5,24
10		ICO_08	8.963,4	896,34	68.020	24.827.227	1.165.242	4,69
11		ICO_09	8.283,6	828,36	20.475	7.473.412	1.076.868	14,41
12		ICO_10	8.581,4	858,14	30.132	10.998.103	1.115.582	10,14
13		ICO_11	9.379,8	937,98	46.284	16.893.598	1.219.374	7,22
14		ICO_12	6.877,2	687,72	45.378	16.563.014	894.036	5,40
15		TDE	TDE_03	8.256,3	825,63	95.443	34.836.830	1.073.319
16	TDE_04		8.293,6	829,36	91.585	33.428.624	1.078.168	3,23
17	TDE_07		9.524,1	952,41	86.784	31.676.054	1.238.133	3,91
Florianópolis								1300
Ano								365

Tabela 23 – Análise de contribuição da energia solar fotovoltaica para alimentadores de pico diurno a partir de um potencial instalado com nível de penetração de 10% (Fonte: JARDIM, 2008)

Também deve ser considerado que esta relação avalia o nível de penetração somente a partir dos picos de consumo e não da demanda real, por isso quanto mais diferente for o pico, do comportamento da demanda, maior contribuição terá este alimentador (JARDIM, 2007). Como o objetivo deste trabalho está focado mais na geração da energia renovável e na contribuição total desta energia no consumo final, os valores mais representativos são os percentuais de contribuição ao longo de um ano. Deste modo nos próximos itens são apresentadas outras avaliações sobre o uso dos kits pretendendo-se chegar a soluções com maiores níveis de contribuição energética (NPE). Por fim pode-se perceber que o cenário K está dentro dos estudos já realizados e que apesar de não parecer muito representativo, teria sim importância para o fornecimento de energia do bairro.

4.7.2. Potencial de geração de toda área de cobertura disponível no bairro x Consumo total do TDE-05

A análise de contribuição da energia fotovoltaica também pode ser feita considerando que todas as coberturas das residências do bairro Santa Mônica fossem cobertas com módulos fotovoltaicos, neste caso o sistema de kits não seria utilizado, e a contribuição pode ser vista

na Tabela 24. Esta que apresenta a contribuição dos módulos fotovoltaicos em toda área de cobertura disponível no bairro Santa Mônica, na demanda total do TDE-05.

Tabela 24- contribuição da geração fotovoltaica na demanda total do TDE-05

	Consumo total do TDE-05	Cenário DT1		Cenário DT2		Cenário DT3	
		Geração kWh	NPE %	Geração kWh	NPE %	Geração kWh	NPE %
Jan	3.368.947,20	1.541.953,63	45,77%	631.449,31	18,74%	1.086.701,47	32,26%
Fev	3.112.586,60	1.045.875,12	33,60%	522.083,48	16,77%	783.979,30	25,19%
Mar	3.829.114,30	1.235.618,03	32,27%	609.905,65	15,93%	922.761,84	24,10%
Abr	3.237.086,60	1.061.237,68	32,78%	519.562,77	16,05%	790.400,22	24,42%
Mai	3.161.352,20	793.054,14	25,09%	382.329,68	12,09%	587.691,91	18,59%
Jun	3.042.892,10	904.356,41	29,72%	376.031,71	12,36%	640.194,06	21,04%
Jul	3.191.376,60	816.657,55	25,59%	394.289,91	12,35%	605.473,73	18,97%
Ago	3.216.805,50	757.954,25	23,56%	330.047,27	10,26%	544.000,76	16,91%
Set	3.066.353,30	949.528,45	30,97%	447.813,37	14,60%	698.670,91	22,79%
Out	3.241.383,60	918.905,07	28,35%	465.772,28	14,37%	692.338,67	21,36%
Nov	3.163.321,30	1.085.248,04	34,31%	542.369,85	17,15%	813.808,95	25,73%
Dez	3.374.201,40	1.150.869,59	34,11%	555.270,14	16,46%	853.069,86	25,28%
TOTAL	39.005.420,70	12.261.257,95	31,43%	5.776.925,41	13,48%	9.019.091,68	23,12%

Com a contribuição de todos os telhados residenciais do bairro Santa Mônica para a demanda total do TDE-05, os percentuais de contribuição demonstram que é possível a tecnologia fotovoltaica ser responsável por uma parte significativa do consumo. Neste caso as contribuições anuais foram no cenário DT1 de 31%, no cenário DT2 de 13% e no Cenário DT3 de 23%. Do mesmo modo que no cálculo para 23,5% da demanda, a demanda teve pouca variação, sendo a variação das contribuições de responsabilidade pela variação da geração.

Uma questão importante que é percebida neste capítulo é a variação da demanda e da geração. A demanda apresenta comportamento constante, com uma variação de apenas 20% no ano, igual a uma diferença de 612.338,8kWh entre o mês com menor consumo e o de maior consumo. Já nos cenários a diferenciação foi significativa, sendo que todos variaram cerca de 100% no ano, entre o mês de menor e maior geração. No cenário DT1 houve uma contribuição mínima de 757.954,25 representando 23,5% do consumo, e atingiu 45,77% no mês de maior geração ; o cenário DT2 teve uma contribuição mínima de 330.047,27kWh representando 10,26% do consumo, e com máxima contribuição de 18,74%; por fim o cenário DT3 teve mínima contribuição de 16,91% com a penetração de 544.000,76kWh, e máxima contribuição de 32,26%. Deste modo percebe-se que os valores de contribuição tiveram maior variação em pontos percentuais no cenário DT1, onde também ocorreu a maior variação nos valores de contribuição em kWh. Novamente isto demonstra que quanto maior a penetração da geração fotovoltaica, também maior será a variação entre seus níveis ao longo do ano. Deste

modo a concessionária teria que ter um planejamento adequado de suas fontes sabendo que a geração fotovoltaica não teria uma presença uniforme ao longo dos meses.

Os valores apresentados se limitam ao aproveitamento das coberturas das residências de uma parte da área do alimentador do bairro Santa Mônica. Seria ainda possível analisar as residências da área restante, assim como todas as edificações com outros tipos de uso, resultando em valores ainda mais expressivos. Comparando o potencial de geração com a demanda total do alimentador os valores de NPE são menos expressivos, representando uma contribuição significativa em torno de 15 a 30%. Deste modo não haveria o problema da responsabilidade da demanda ser totalmente dependente de uma fonte intermitente.

4.7.3. Inserção dos kits x Demanda do bairro Santa Mônica

Nesta etapa foi feito um estudo considerando o consumo relativo à área de abrangência do bairro Santa Mônica no alimentador TDE-05, se a demanda fosse proporcional a área de abrangência. Este estudo não tem a pretensão de estimar um valor próximo da realidade, e sim de apenas fornecer uma ordem de grandeza da contribuição dos kits somente para a área em que forem instalados. Sabe-se que existem vários fatores que alteram a demanda, principalmente a relação entre residências e comércio, como não era o foco do trabalho identificar a relação entre elas e a relação das mesmas com a demanda, optou-se por este estudo mais simplificado. Deste modo estimou-se que a região em que os kits foram aplicados teria uma demanda total anual de 23,5% do consumo total do alimentador, já que está abrangendo uma área de 23,5%, assim o Bairro Santa Mônica seria responsável pelo consumo de 9.166.273,86kWh, dos 39.005.420,7kWh consumidos anualmente pelo TDE-05.

Assim foi adotado o valor de 9.166.273,86kWh como consumo do bairro, e também simulando três modelos de inserção, semelhantes aos modelos trabalhados anteriormente, os kits apresentam uma contribuição com percentuais mais expressivos, como apresentado na Tabela 25. Os cenários desta análise serão B1, B2 e B3: B1 com inserção dos kits de p-Si, B2 com inserção dos kits de a-Si, e B3 com inserção dos dois tipos de kits. Com esta comparação percebe-se que os kits instalados só nas residências de um bairro misto, podem contribuir com cerca de 6% da energia anualmente utilizada no bairro (no cenário com maior potencial instalado), possuindo meses em que a contribuição se aproxima de 10%. Estes valores são mais palpáveis já que apresentam um consumo e um potencial de geração referente à mesma área.

Tabela 25 – Comparação mensal do consumo da área em que estão instalados os kits com os modelos de inserção

Meses	Demanda total mensal (23,5% do TDE-05)	Geração total mensal dos 496 kits de cada modelo					
		Cenário B1		Cenário B2		Cenário B3	
		kWh	NPE%	kWh	NPE%	kWh	NPE%
Janeiro	791.702,59	70.806,16	8,94%	32.700,67	4,13%	51.753,42	6,54%
Fevereiro	731.457,85	48.026,35	6,57%	27.036,98	3,70%	37.531,66	5,13%
Março	899.841,86	56.739,30	6,31%	31.585,00	3,51%	44.162,15	4,91%
Abril	760.715,35	48.731,80	6,41%	26.906,44	3,54%	37.819,12	4,97%
Mai	742.917,77	36.416,87	4,90%	19.799,59	2,67%	28.108,23	3,78%
Junho	715.079,64	41.527,84	5,81%	19.473,44	2,72%	30.500,64	4,27%
Julho	749.973,50	37.500,73	5,00%	20.418,97	2,72%	28.959,85	3,86%
Agosto	755.949,29	34.805,09	4,60%	17.092,06	2,26%	25.948,57	3,43%
Setembro	720.593,03	43.602,13	6,05%	23.190,77	3,22%	33.396,45	4,63%
Outubro	761.725,15	42.195,91	5,54%	24.120,81	3,17%	33.158,36	4,35%
Novembro	743.380,51	49.834,35	6,70%	28.087,54	3,78%	38.960,94	5,24%
Dezembro	792.937,33	52.847,67	6,66%	28.755,60	3,63%	40.801,64	5,15%
Média Anual	9.166.273,86	563.034,21	6,14%	299.167,87	3,26%	431.101,04	4,70%

Nesta análise a maior penetração mensal ocorre no cenário B1, com maior potencial instalado, chegando a quase 9% em janeiro, mês com maior irradiação solar. O cenário B1 apresenta uma variação de geração considerável, de 4,6% no mês com menor irradiação (agosto) até 8,94% em janeiro, isso ocasionaria em um planejamento cuidadoso da concessionária já que em alguns momentos a energia fotovoltaica poderia dispor quase 10% da geração e em outros menos de 5%. O cenário B2 apresenta todas as contribuições abaixo de 5%, mais reduzidas que o cenário B1, mas com menor impacto na variação do fornecimento. O cenário B3 apresenta contribuições mensais em torno de 5%, indo de 3,43% a 6,54%, essas um pouco mais significativas que o cenário B2 e sem variar tanto quanto o Cenário B1.

Em todos os casos a contribuição não ultrapassou os 10%; embora isto possa parecer um valor reduzido, ele está dentro de um limite aceitável para uma fonte energética intermitente. Como a energia solar fotovoltaica é totalmente dependente da presença da irradiação solar, ela fica suscetível a pausas de geração nos momentos sem sol, como o esperado durante a noite, mas também durante momentos diurnos com grande presença de nuvens ou chuvas. Deste modo é necessário proteger o sistema elétrico para que não haja pausas abruptas de fornecimento de energia em um alimentador. O que o limite no nível de penetração indica até qual percentual uma geração intermitente pode contribuir para o sistema sem compromê-lo (JARDIM, 2007).

4.7.4. Potencial de geração de toda área de cobertura disponível no bairro x Consumo do bairro Santa Mônica

O percentual encontrado com os kits poderia ainda ser ampliado na demanda do bairro se fosse utilizada toda área de cobertura nas residências, e não somente os 7 m² de cada kit. Para isso foi considerado os 79.398,56 m² disponíveis pelo somatório de todas as coberturas, e a defasagem de 90,39% (referente às diferentes inclinações e posicionamentos de todos planos de cobertura). Para o cálculo do potencial instalado foram utilizadas as duas tecnologia de silício policristalino e silício amorfo e feita as mesmas comparações dos três modelos anteriormente apresentados. A demanda do alimentador foi novamente considerada de 23,5% do total, mesmo sabendo que esta não reflete exatamente a realidade, mas possibilita uma análise da ordem de grandeza da contribuição. Nesta análise a instalação da tecnologia não foi feita a partir dos kits, e sim a partir de um projeto específico para cada residência, que possibilitaria o aproveitamento de toda área de cobertura.

O cálculo do potencial instalado foi feito a partir da área disponível multiplicada pela eficiência dos módulos, já que a eficiência destes mostra quanto da energia incidente é aproveitada. Deste modo a tecnologia de silício policristalino com eficiência superior apresentou o maior potencial instalado, 11.255,5 kWp (Tabela 26). Já a tecnologia de silício amorfo permitiu a instalação de uma menor potência na mesma área, 4.990,2 kWp. Neste caso o potencial do a-Si é inferior à metade do potencial do p-Si, cerca de 2,25 vezes menor, ao contrário do que estava sendo trabalhando anteriormente, com o a-Si sendo sempre a metade do p-Si. Isto ocorreu pela diferença de eficiência entre os dois, que não é exatamente a metade um do outro. A área disponível foi considerada como a área integral dos telhados sem descontar nenhuma parte por forma irregular ou por possibilidade de sombreamento, o que se justifica pela dificuldade de estimar quais os locais em que não haveria possibilidade alguma de integração.

Tabela 26 – Potencial da utilização de toda área de cobertura das residências do bairro Santa Mônica

Área disponível	Eficiência do p-Si	Potencial do p-Si
79398,56 m ²	14,18%	11.255,54 kWp
Área disponível	Eficiência do a-Si	Potencial do a-Si
79398,56 m ²	6,29%	4.990,20 kWp

A partir do potencial instalado foi possível calcular o potencial de geração para cada mês e para cada modelo, utilizando a fórmula da Equação 3, considerando a potência instalada, o yield da tecnologia e a defasagem imposta pelos desvios azimutais e de inclinação. Os modelos são apresentados na Tabela 27, Tabela 28 e Tabela 29, com os cenários, T1, T 2 e

T3 respectivamente. Estes cenários, tal como os anteriores, consideram a instalação da tecnologia de p-Si, a-Si e mista, nos cenários T1, T2 e T3 respectivamente.

Tabela 27 – Potencial de geração utilizando toda área disponível nas residências com módulos de silício policristalino (Cenário T1)

Modelo 1	Yield mensal p-Si (kWh)	Potência instalada (kWp)	Defasagem	Geração mensal (kWh)
Jan	151,56	11.255,54	90,39%	1.541.953,63
Fev	102,80	11.255,54	90,39%	1.045.875,12
Mar	121,45	11.255,54	90,39%	1.235.618,03
Abr	104,31	11.255,54	90,39%	1.061.237,68
Mai	77,95	11.255,54	90,39%	793.054,14
Jun	88,89	11.255,54	90,39%	904.356,41
Jul	80,27	11.255,54	90,39%	816.657,55
Ago	74,50	11.255,54	90,39%	757.954,25
Set	93,33	11.255,54	90,39%	949.528,45
Out	90,32	11.255,54	90,39%	918.905,07
Nov	106,67	11.255,54	90,39%	1.085.248,04
Dez	113,12	11.255,54	90,39%	1.150.869,59
Total anual				12.261.257,95

A instalação de painéis de p-Si em todas as coberturas possibilitou uma geração considerável, passando de 1GWh por mês em pelo menos 6 meses do ano. Tal como no cálculo do Cenário K1 para os kits, neste caso este modelo também apresentou grande variação nos níveis de geração mensais, chegando a gerar em agosto somente metade da energia gerada em janeiro. Novamente seria necessário um planejamento cuidadoso da concessionária para adequar-se a estas diferenças de contribuição da energia fotovoltaica.

Tabela 28 - Potencial de geração utilizando toda área disponível nas residências com módulos de silício amorfo (Cenário T2)

Modelo2	Yield mensal a-Si (kWh)	Potência instalada (kWp)	Defasagem	Geração mensal (kWh)
Jan	139,99	4.990,20	90,39%	631.449,311
Fev	115,74	4.990,20	90,39%	522.083,475
Mar	135,21	4.990,20	90,39%	609.905,6506
Abr	115,19	4.990,20	90,39%	519.562,765
Mai	84,76	4.990,20	90,39%	382.329,679
Jun	83,37	4.990,20	90,39%	376.031,708
Jul	87,41	4.990,20	90,39%	394.289,914
Ago	73,17	4.990,20	90,39%	330.047,266
Set	99,28	4.990,20	90,39%	447.813,372
Out	103,26	4.990,20	90,39%	465.772,280
Nov	120,24	4.990,20	90,39%	542.369,848
Dez	123,10	4.990,20	90,39%	555.270,138
Total anual				5.776.925,41

Com a instalação dos módulos de a-Si no Cenário T2 é possível uma geração mensal média de 481,41MWh, e um total anual de quase 6 GWh. As variações ao longo dos meses são um pouco menores que no modelo com p-Si, e refletem as características mensais de geração da tecnologia de a-Si.

Tabela 29 - Potencial de geração utilizando toda área disponível nas residências, metade com módulos de silício policristalino e metade de silício amorfo (Cenário T3)

Modelo 3	p-Si		a-Si		Defasagem	Geração mensal (kWh)
	Yield mensal p-Si (kWh)	Potência instalada (kWp)	Yield mensal a-Si (kWh)	Potência instalada (kWp)		
Jan	120,72	5627,77	139,99	2495,10	90,39%	1.086.701,47
Fev	105,55	5627,77	115,74	2495,10	90,39%	783.979,30
Mar	113,35	5627,77	135,21	2495,10	90,39%	922.761,84
Abr	99,44	5627,77	115,19	2495,10	90,39%	790.400,22
Mai	70,11	5627,77	84,76	2495,10	90,39%	587.691,91
Jun	69,01	5627,77	83,37	2495,10	90,39%	640.194,06
Jul	73,44	5627,77	87,41	2495,10	90,39%	605.473,73
Ago	55,52	5627,77	73,17	2495,10	90,39%	544.000,76
Set	83,35	5627,77	99,28	2495,10	90,39%	698.670,91
Out	85,99	5627,77	103,26	2495,10	90,39%	692.338,67
Nov	99,07	5627,77	120,24	2495,10	90,39%	813.808,95
Dez	95,05	5627,77	123,10	2495,10	90,39%	853.069,86
Total anual						9.019.091,68

O misto de instalação das duas tecnologias no Cenário T3 permitiu a geração mais de 9GWh por ano, variando de 1.086,7MWh em janeiro a 544 MWh em agosto. A variação nos níveis foi intermediária, justamente pelo uso das duas tecnologias.

Utilizando toda área de cobertura disponível os valores de geração têm aumento significativo em relação ao estudo dos kits, ocasionando aumento da contribuição de energia no alimentador (Tabela 30).

Considerando o consumo total anual de 23,5% do TDE-05 é possível uma contribuição superior à própria demanda do mesmo, no caso do cenário T1, com 133% de contribuição anual (Tabela 30). E mesmo no caso dos outros cenários a contribuição também iria ser elevada, chegando a 63% no cenário T2 e quase 100% no cenário T3 (Tabela 30). Considerando os valores de demanda, que não têm variação significativa durante o ano (mínimo de 715,079MWh em junho e máximo de 899,841MWh em março), os percentuais de contribuição seguiram a variação dos valores de geração. No cenário T2 somente um mês teve contribuição menos que 50%; no cenário T1 todos os meses tiveram penetração maior que a própria demanda, e no cenário T3 pelo menos 6 meses tiveram geração maior que 100%.

Tabela 30 – Contribuição da geração fotovoltaica em 23,5% alimentador TDE-05

	Demanda de 23,5% do TDE-05 (kWh)	Cenário T1		Cenário T2		Cenário T3	
		Geração (kWh)	NPE %	Geração (kWh)	NPE %	Geração (kWh)	NPE %
Jan	791.702,59	1.541.953,63	194,76	631.449,31	79,76	1.086.701,47	137,26
Fev	731.457,85	1.045.875,12	142,99	522.083,48	71,38	783.979,30	107,18
Mar	899.841,86	1.235.618,03	137,32	609.905,65	67,78	922.761,84	102,55
Abr	760.715,35	1.061.237,68	139,51	519.562,77	68,30	790.400,22	103,90
Mai	742.917,77	793.054,14	106,75	382.329,68	51,46	587.691,91	79,11
Jun	715.079,64	904.356,41	126,47	376.031,71	52,59	640.194,06	89,53
Jul	749.973,50	816.657,55	108,89	394.289,91	52,57	605.473,73	80,73
Ago	755.949,29	757.954,25	100,27	330.047,27	43,66	544.000,76	71,96
Set	720.593,03	949.528,45	131,77	447.813,37	62,15	698.670,91	96,96
Out	761.725,15	918.905,07	120,63	465.772,28	61,15	692.338,67	90,89
Nov	743.380,51	1.085.248,04	145,99	542.369,85	72,96	813.808,95	109,47
Dez	792.937,33	1.150.869,59	145,14	555.270,14	70,03	853.069,86	107,58
TOTAL	9.166.273,86	12.261.257,95	133,76	5.776.925,41	63,02	9.019.091,68	98,39

Como a geração fotovoltaica ocorre somente nos períodos ensolarados do dia e a demanda ocorre durante as 24 horas, então as contribuições elevadas desta alternativa iriam resultar em excedentes de energia em algumas horas em todos os cenários, além de geração nula no período da noite. Estes valores indicam que se o FECC destes potenciais fosse de 100%, mesmo no pico do alimentador haveria energia para suprir toda demanda e ainda uma parte estaria sendo exportada para os alimentadores vizinhos, no caso do cenário T1 e T3. Mas estes valores altos podem não ser interessantes já que grande parte, ou toda geração deste alimentador ficaria sujeita às intempéries que alteram a geração fotovoltaica, ocasionando as pausas abruptas de fornecimento.

Os cenários apresentados facilitam a compreensão dos cenários futuros de incentivo à tecnologia fotovoltaica, demonstrando as possibilidades de geração resultante de diferentes investimentos financeiros e tecnológicos. A partir das variáveis consideradas podem ser percebidas as potencialidades da disseminação do sistema de kits pré-definidos, e as alterações necessárias para facilitar sua inserção no mercado.

4.8. Impacto dos kits em uma unidade residencial e análise econômica

Anteriormente foi apresentado o impacto dos kits para a rede elétrica pública, mostrando os efeitos da mesma para a concessionária distribuidora. Neste item são analisados os impactos que os kits teriam nas residências em que seriam instalados. Do mesmo modo que na análise da penetração dos kits na energia disponibilizada pela rede, a penetração dos kits nas residências também é função dependente da demanda e da disponibilidade de radiação,

mas neste caso a demanda é característica para cada habitação, e foi trabalhado com um valor fixo.

Como cada residência possui um consumo específico, para esta análise foi considerado o consumo característico de residência para a região Sul do Brasil, fornecido pelo Relatório de Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso (PROCEL, 2007). Este relatório apresenta a curva média de demanda para cada região do país, para edificações residenciais e considera um consumo mensal de 300kWh (Figura 40).

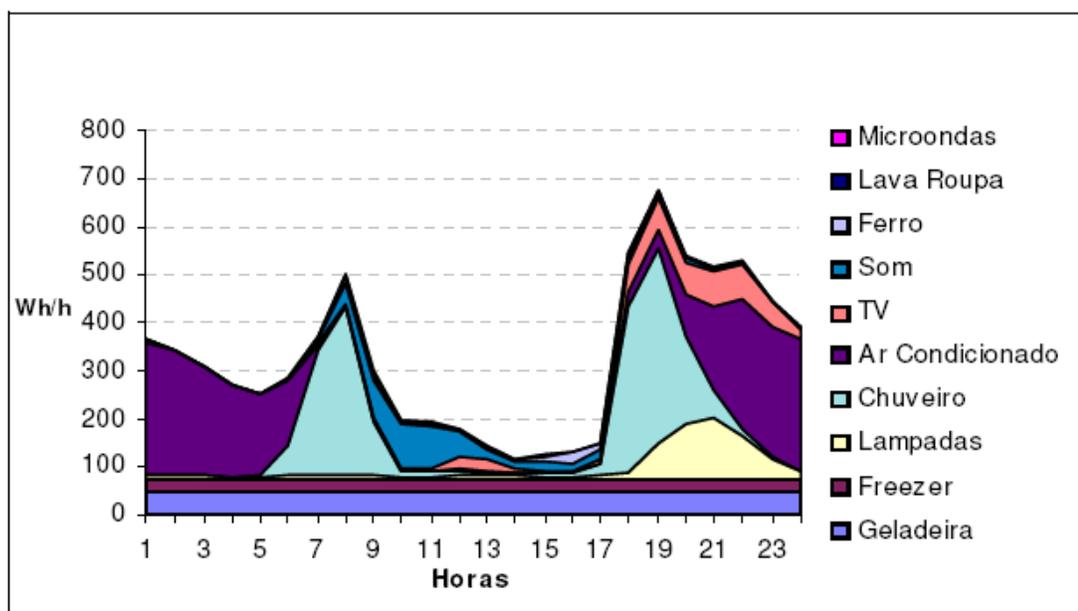


Figura 40 – Curva de carga diária média para a região Sul (Fonte: PROCEL, 2007)

Deste modo foi feito o estudo analisando o impacto da instalação de um kit em uma residência com um consumo de 300kWh, de acordo com a curva de demanda apresentada pelo PROCEL, e esta demanda foi comparada com a geração dos kits de 0,5 kWp e de 1 kWp.

O balanço mensal de energia, considerando o consumo da residência e o potencial de geração dos kits se deu conforme o disposto na Tabela 31. Este balanço apresenta os valores de consumo, de geração fotovoltaica e o consumo excedente que não foi suprido pelo kit.

O kit de 1kWp apresentou a maior geração energética, e assim contribuiu com um mínimo de 24% até um máximo 50% na energia utilizada pela residência. Como o consumo não variou ao longo dos meses, mas a geração sim, ocorreram as diferenças na contribuição, mas a média anual de contribuição foi de 33,4%. O kit de a-Si de 0,5kWp teve contribuição mínima de 12% e máxima de 23%, também ocasionada pela diferença de geração ao longo dos meses e pelo consumo constante; e a contribuição anual deste kit foi de 17,7%.

Tabela 31 – Contribuição da geração de energia fotovoltaica de um kit no consumo mensal de uma residência

	Consumo residência (kWh)	1 Kit de 1kWp de p-Si			1 Kit de 0,5 kWp de a-Si		
		Geração (kWh)	Contribuição (%)	Consumo excedente (kWh)	Geração (kWh)	Contribuição (%)	Consumo excedente (kWh)
Jan	300	151,56	50,52%	148,44	70,00	23,33%	230,00
Fev	300	102,80	34,27%	197,20	57,87	19,29%	242,13
Mar	300	121,45	40,48%	178,55	67,61	22,54%	232,39
Abr	300	104,31	34,77%	195,69	57,59	19,20%	242,41
Mai	300	77,95	25,98%	222,05	42,38	14,13%	257,62
Jun	300	88,89	29,63%	211,11	41,68	13,89%	258,32
Jul	300	80,27	26,76%	219,73	43,71	14,57%	256,29
Ago	300	74,50	24,83%	225,50	36,59	12,20%	263,41
Set	300	93,33	31,11%	206,67	49,64	16,55%	250,36
Out	300	90,32	30,11%	209,68	51,63	17,21%	248,37
Nov	300	106,67	35,56%	193,33	60,12	20,04%	239,88
Dez	300	113,12	37,71%	186,88	61,55	20,52%	238,45
Anual	3600	1205,17	33,48%	2394,83	640,37	17,79%	2959,63

Pelo apresentado percebe-se que em comparação ao consumo de uma residência, um kit pode chegar a gerar até 50% da energia utilizada pela residência em um determinado mês (com a geração de janeiro do kit de 1kWp). De acordo com a curva de demanda utilizada neste trabalho, os percentuais de contribuição da geração dependeram exclusivamente do potencial de geração, que se altera no decorrer do ano, enquanto o consumo não variou. Em condições reais de implantação o consumo também varia, já que vários equipamentos elétricos têm uso apenas sazonal (como ventiladores e aquecedores, entre outros) ou ainda tem sua demanda alterada conforme o período do ano (chuveiro e geladeira, entre outros). Mas o consumo médio mensal do ano deve situar-se em torno dos 300kWh. A partir disso percebe-se que o potencial de contribuição de cada kit na energia utilizada pela residência é de pouco mais de 33% para o kit de 1kWp e de quase 18% para o kit de 0,5kWp.

Estes percentuais de contribuição só ocorreriam se toda a energia gerada pelos kits fosse direcionada à residência e esta utilizasse integralmente esta energia, mas isto não é o que ocorre. Principalmente quando se trata de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica, que é a situação em que estão sendo propostos os kits. Se esta energia fosse realmente entregue à residência e não injetada na rede elétrica pública, haveria uma diferença temporal entre a geração e o consumo, demonstrado pelo gráfico da Figura 41.

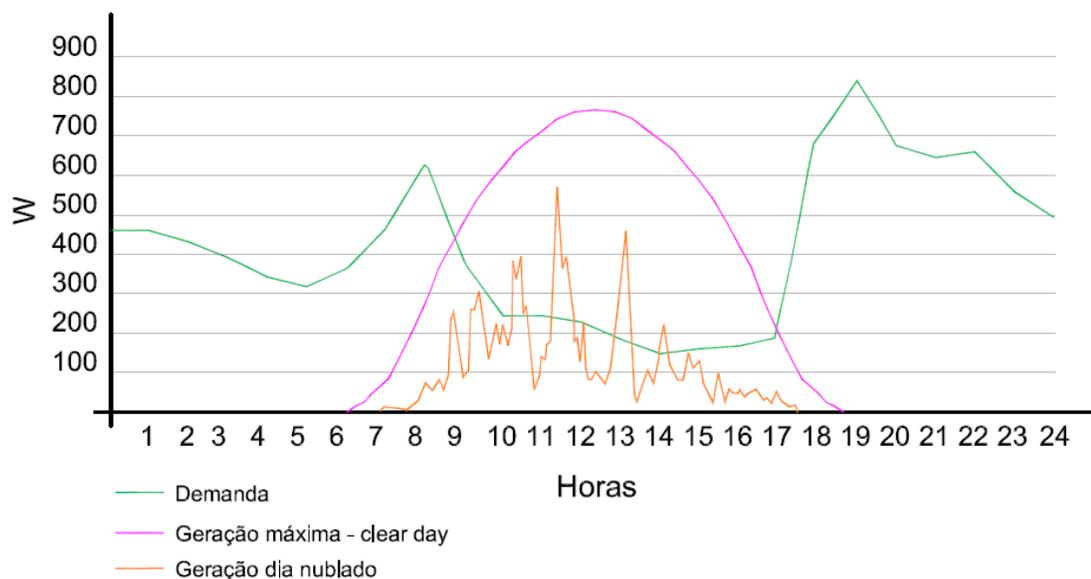


Figura 41 – Comparativo entre a curva de demanda diária e a curva de geração fotovoltaica num dia de claro sem nuvens e em um dia nublado

No gráfico da Figura 41 pode ser percebido que há poucos momentos de concomitância entre a geração e o consumo com a aplicação de um kit em uma residência. A curva de geração máxima apresenta o ideal de geração para um sistema de 1kWp, de a-Si ou p-Si já que possuem pequena diferença, para um dia ensolarado e sem nuvens. Este dado foi retirado a partir do sistema de aquisição de dados do sistema fotovoltaico instalado no LABSOLAR, com a curva de geração do dia 16 de fevereiro de 2007. A curva de dia nublado demonstra como a presença de nuvens pode afetar a geração, reduzindo muito a produtividade do sistema, estes dados foram retirados também do sistema do LABSOLAR do dia 26 de setembro de 2007. Para ter uma idéia do comportamento médio da curva em relação à demanda, foi estimada uma curva média de geração para cada sistema, como pode ser visto na Figura 42.

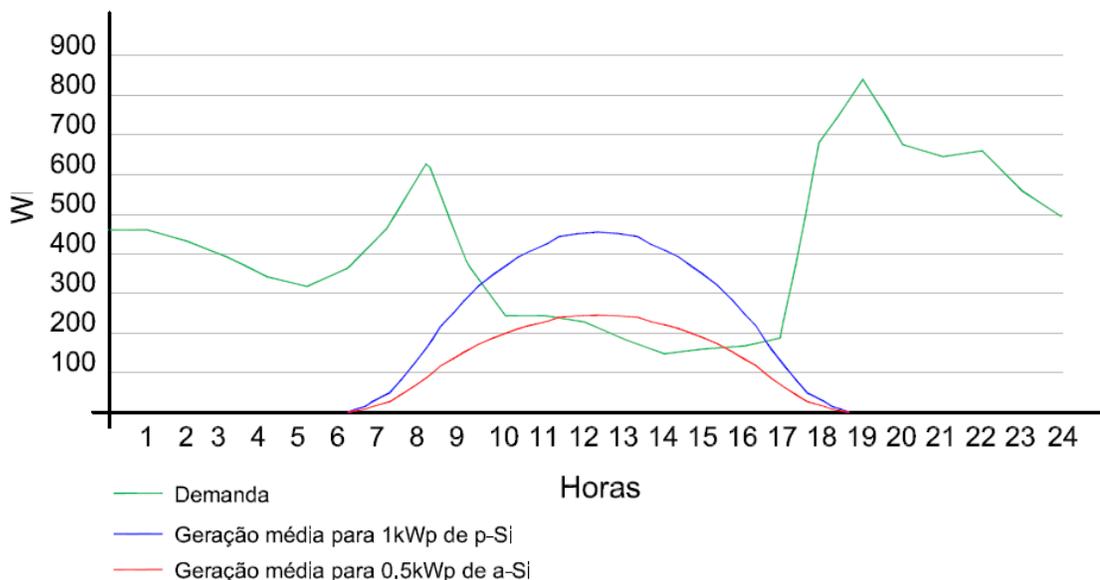


Figura 42 – Comparativo entre a curva de demanda diária e a curva de geração de cada um dos kits para um dia hipotético (média entre dia claro e dia nublado)

A Figura 42 apresenta a sobreposição da curva de demanda estimada pelo PROCEL, e a curva média de geração dos dois kits propostos. Apesar destas curvas não representarem a realidade, elas demonstram os níveis médios de energia que serão gerados. A curva do sistema de 1kWp tem demanda superior à geração até cerca de 9 da manhã e após geração superior até cerca das 17 horas, a partir deste momento a demanda supera a geração novamente. No kit de 0,5kWp a geração por ser menor fica praticamente durante todo tempo com valores inferiores à demanda, somente superando este entre o meio dia e 15 horas. Em ambos os casos haveria momentos de pico, como os apresentados na Figura 41, em que a geração seria bastante superior ou inferior à demanda.

Deste modo percebe-se que o direcionamento da geração à residência, não teria um aproveitamento ideal, não utilizando toda energia fotovoltaica gerada. O que também corrobora a opção deste trabalho pela análise de sistemas fotovoltaicos integrados à rede, fazendo com que toda energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos seja exportada à rede, e seja então consumida por qualquer usuário que esteja conectado.

Nos sistema interligados à rede pode haver vários tipos de medição e tarifação da energia que é gerada pelo sistema fotovoltaico. Assim dependendo do sistema e da tarifa empregada, a contribuição financeira do sistema pode ser ainda maior que a contribuição energética. Para exemplificar os cenários possíveis de tarifação foram considerados 2 sistemas já em uso em outros países, o *net-metering* e o *feed-in-tariff*.

O sistema tipo *net-metering* é utilizado nos programas de incentivo do Japão e dos EUA. Neste sistema a energia gerada pelos kits é consumida primeiramente pela residência, e se houver excedente é então injetada na rede. Neste modelo há um único medidor que atua nos dois sentidos, de geração e consumo. Assim sempre que há consumo além da geração fotovoltaica ele contabiliza os kWh consumidos, e quando há geração excedente ele gira no outro sentido, descontando os kWh gerados. Ao fim do mês o morador paga somente pela diferença entre o seu consumo e sua geração. Neste sistema os kWh gerados pelo sistema fotovoltaico e os consumidos pelas residências tem o mesmo valor e o medidor gira nos dois sentidos, descontando do consumo quando há geração excedente. Neste caso os percentuais de contribuição financeira são os mesmo da contribuição energética, como apresentado na Tabela 31.

No sistema *feed-in-tariff*, como o utilizado na Alemanha, a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos é tarifada com preço maior que a energia consumida da rede pública. Neste sistema a concessionária compra toda a energia fotovoltaica gerada por um valor superior daquela que é vendida na rede pública. O consumidor continua pagando à concessionária toda energia que consome, sendo assim continua com o papel de consumidor e adquire também a função de minigerador. Ao final do mês haverá a conta de energia a ser paga normalmente, mas também haverá um crédito com a concessionária; assim o percentual de contribuição financeira dos kits fotovoltaicos pode ser maior que a contribuição energética, ocasionado pela diferença de tarifação.

Com os valores de energia gerada pelos kits e pela demanda dos consumidores é possível estimar o tempo de retorno do investimento no sistema fotovoltaico. Para isso foi considerado o valor de aquisição do sistema e também o modelo de tarifação que recompensaria a geração fotovoltaica.

Neste trabalho foi feita uma estimativa simplificada para ter uma idéia do tempo de retorno, sabendo que para estimar o verdadeiro tempo de retorno, demandaria um trabalho mais cuidadoso, detalhando o custo do sistema e o sistema tarifário e econômico de retorno. Para a estimativa do valor de aquisição do sistema foi utilizado o valor do custo do Wp instalado, igual para ambos os sistemas (p-Si ou a-Si), já que a tecnologia fotovoltaica é comercializada por potência e não por eficiência. Foi usado o valor de US\$7 por cada Wp instalado, sendo que este valor já contempla os demais componentes da instalação (inversores e fiação) (RÜTHER, SALAMONI *et al.*, 2008a). Sendo assim os valores dos painéis fotovoltaicos de cada kit estariam de acordo com a Tabela 32.

Tabela 32 – Custo dos painéis fotovoltaicos dos kits

Kit	Potência instalada	Valor do painel
Kit 1 de p-Si	1000 Wp	US\$ 7.000,00
Kit 2 de a-Si	500 Wp	US\$ 3.500,00

A partir da estimativa do custo total do sistema foi possível estimar o tempo de retorno do investimento. Para isso foram utilizados 2 cenários, R1 e R2, utilizando o *net-metering* e o *feed-in-tariff* respectivamente.

O cenário R1, *net-metering*, apresenta o sistema de kit conectado à rede de modo que o valor da energia é o mesmo para a energia consumida da rede e para energia gerada pelos painéis. Este sistema funcionaria com apenas um medidor que pudesse “girar” nos dois sentidos: girando para um lado permitindo a entrada de energia nos momentos em que a geração fotovoltaica não fosse suficiente para suprir a residência e também nos momentos sem geração, e; girando para o lado contrário quando a geração fosse superior à demanda da residência. O sistema também poderia funcionar com dois medidores, cada um responsável por um sentido da energia, um de consumo e outro de exportação, mas ambos seriam tarifados pelo mesmo valor.

O cenário R2, *feed-in-tariff*, tem necessidade de dois medidores, isto porque os valores de energia são diferentes, a energia solar fotovoltaica gerada sendo paga com tarifa prêmio em relação à tarifa normal paga pelo consumo. Um dos medidores contabiliza toda energia gerada, e exportada à rede, e o outro contabiliza toda energia consumida a partir da rede. Para este estudo foi utilizado o valor da tarifa prêmio de 1,54 vezes a tarifa comum (RÜTHER, SALAMONI *et al.*, 2008b).

A análise foi feita de forma anual, utilizando o valor anual de consumo das residências de 300kWp mensais (PROCEL, 2007), e a geração total anual dos kits (Tabela 18). O valor da tarifa foi definido a partir do seu custo real em 2008 para Florianópolis-SC, de R\$ 0,3622/kWh até 150kWh e de R\$ 0,42909/kWh após os 150 primeiros kWh. Para a padronização, os valores foram todos transformados em dólares americanos, utilizando uma taxa de câmbio de US\$1,00=R\$2,00. Este valor foi arbitrado já que em 2008, ano de desenvolvimento desta dissertação, o valor do dólar oscilou bastante, de R\$2,49 a R\$1,55 (FN, 2009). Assim a tarifa até 150kWh é de US\$0,1811/kWh, e acima dos 150kW é de US\$ 0,2145/kWh. Através da economia a partir da instalação dos kits em relação aos gastos costumeiros, foi calculado o tempo de retorno a partir de uma análise simples, considerando a taxa de inflação da tarifa e o valor presente líquido.

O potencial de geração dos kits em comparação com o consumo da residência, pode ser percebido na Figura 43 para o kit de 1kWp, e na Figura 44 para o kit de 0,5kWp. Em ambos

os casos pode ser observado que a geração varia conforme os meses do ano, já que estes apresentam variação na energia solar disponível. Para a análise financeira foi utilizada a apenas a média mensal de geração no ano, uniformizando os dados.

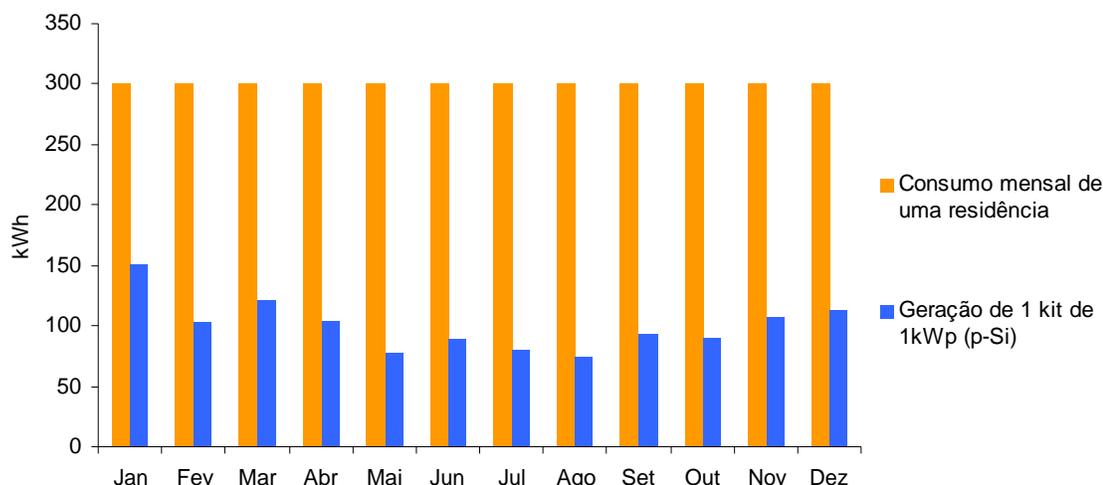


Figura 43 – Consumo de uma residência em relação à geração de um kit de 1kWp

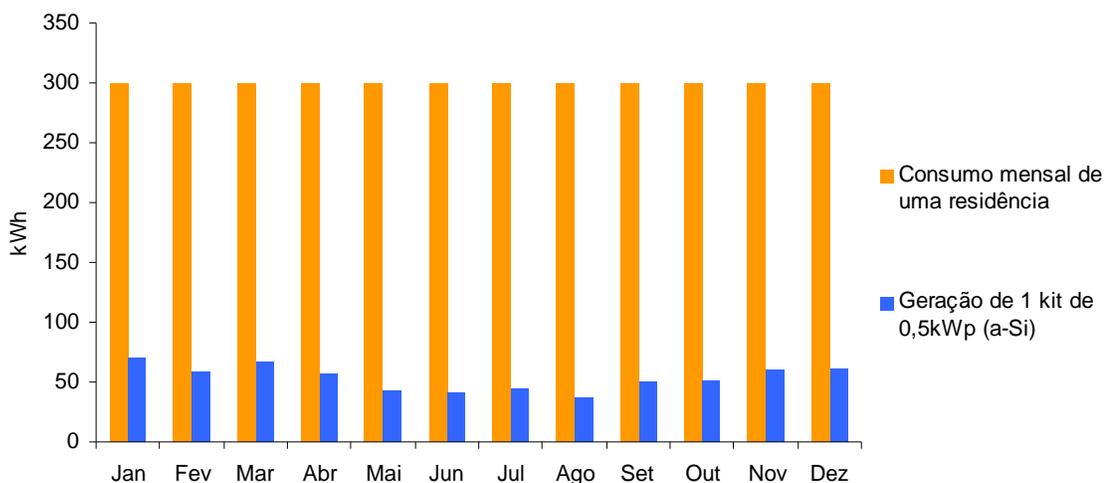


Figura 44 – Consumo de uma residência em relação à geração de um kit de 0,5kWp

Sem a inserção dos kits, o gasto com energia das residências com consumo de até 300kWh mensal é de US\$712,16 por ano (Tabela 33). Com a inserção dos kits este gasto seria alterado, conforme o cenário R1 (Tabela 34) ou o cenário R2 (Tabela 35).

Tabela 33 – Disposição do consumo anual de energia de uma residência

	Consumo residencial anual kWh/mês	Gasto anual energia (US\$)		
		até 150	após 150	total
		0,18US\$/kWh	0,21US\$/kWh	US\$
kit 1kWp de p-Si	300	325,98	386,18	712,16
Kit 0,5kWp de a-si	300	325,98	386,18	712,16

Tabela 34 – Cenário R1

	Geração FV kWh/mês	Dif. Consumo e geração kWh	Novos gastos com energia			Economia anual US\$
			até 150	após 150	total	
			0,18 US\$/kWh	0,21 US\$/kWh	US\$	
kit 1kWp de p-Si	100,4308	199,57	325,98	127,62	453,60	258,56
kit0,5kWp de a-si	53,36417	246,64	325,98	248,79	574,77	137,39

No cenário R1 haveria uma diminuição do consumo, já que este seria em parte suprido pela energia gerada pelos kits fotovoltaicos. Com o kit de 1kWp o novo gasto com energia seria de US\$ 453,60 por ano, uma redução de 36%. Com o kit de 0,5kWp o novo gasto anual seria de US\$574,77, uma redução de 20%.

Tabela 35 – Cenário R2

	Geração FV kWh/mês	Tarifa prêmio (1,54 x US\$0,18)		Novo gasto anual com energia US\$
		US\$/ mês	US\$/ ano	
kit 1kWp de p-Si	100,4308	28,01	336,11	376,05
kit0,5kWp de a-si	53,36417	14,88	178,60	533,57

No Cenário R2 a geração fotovoltaica seria uma fonte de renda do consumidor, que poderia ser diminuída do gasto com energia. O kit de 1kWp teria uma geração anual que vendida com tarifa prêmio resultaria em um ganho de US\$ 336,11, que poderia ser descontado do consumo, resultando em um gasto final anual com energia de somente US\$ 376,06. Isto equivale a uma redução de 47% nos gastos com energia. O kit de 0,5kWp teria sua geração anual vendida por US\$ 178,60, resultando em um gasto anual de US\$ 533,57. O que equivale a uma redução de 25% nos gastos anuais com energia.

Para estimar o tempo de retorno do investimento foi feita uma análise econômica baseada nos estudos de Ruther (2008b), para um programa de 25 anos. Para análise foram considerados dois cenários: R1 sem tarifa prêmio, com TIR de 7% ao ano e acréscimo da tarifa de 4% ao ano; e R2 com tarifa prêmio de 1,54 vezes a tarifa de referência, TIR de 7% e acréscimo da tarifa de 7%.

A partir destas definições foi obtido o valor futuro da economia proporcionada pela geração dos kits e do saldo devedor conforme a Equação 11.

$$F = P \cdot (1 + i)^n$$

Equação 11

Sendo:

F = Valor futuro;

P = Valor presente;

i = taxa de crescimento (TIR=0,07, e inflação tarifária de 0,04 e 0,07)

n = numero de anos até o futuro (25)

De acordo com os valores estipulados, o Cenário R1 se comportaria conforme a Tabela 36 para o kit de 1kWp de p-Si, e conforme a Tabela 37 para o kit de 0,5kWp de a-Si.

Tabela 36 – Comportamento do investimento do kit de 1kWp no Cenário R1

tempo	ano inflação	ano gasto	Economia US\$	Valor fim 20 anos (US\$)	Saldo devedor (US\$)
ano 1	0	24	258,56	1.311,51	36.680,52
ano 2	1	23	268,90	1.274,74	35.405,78
ano 3	2	22	279,66	1.239,00	34.166,78
ano 4	3	21	290,84	1.204,26	32.962,52
ano 5	4	20	302,48	1.170,50	31.792,02
ano 6	5	19	314,58	1.137,68	30.654,34
ano 7	6	18	327,16	1.105,78	29.548,56
ano 8	7	17	340,25	1.074,78	28.473,78
ano 9	8	16	353,86	1.044,64	27.429,14
ano 10	9	15	368,01	1.015,36	26.413,78
ano 11	10	14	382,73	986,89	25.426,89
ano 12	11	13	398,04	959,22	24.467,68
ano 13	12	12	413,96	932,32	23.535,35
ano 14	13	11	430,52	906,18	22.629,17
ano 15	14	10	447,74	880,78	21.748,39
ano 16	15	9	465,65	856,08	20.892,31
ano 17	16	8	484,28	832,08	20.060,23
ano 18	17	7	503,65	808,75	19.251,48
ano 19	18	6	523,80	786,08	18.465,40
ano 20	19	5	544,75	764,04	17.701,37
ano 21	20	4	566,54	742,61	16.958,75
ano 22	21	3	589,20	721,79	16.236,96
ano 23	22	2	612,77	701,56	15.535,40
ano 24	23	1	637,28	681,89	14.853,52
ano 25	24	0	662,77	662,77	14.190,75

Tabela 37 – Comportamento do investimento de um kit de 0,5kWp no Cenário R1

Tempo	ano inflação	ano gasto	Economia US\$	Valor fim 20 anos US\$	Saldo devedor US\$
ano 1	0	24	137,39	696,89	18.299,12
ano 2	1	23	142,89	677,35	17.621,77
ano 3	2	22	148,60	658,36	16.963,41
ano 4	3	21	154,55	639,90	16.323,50
ano 5	4	20	160,73	621,96	15.701,54
ano 6	5	19	167,16	604,52	15.097,02
ano 7	6	18	173,84	587,57	14.509,44
ano 8	7	17	180,80	571,10	13.938,34
ano 9	8	16	188,03	555,09	13.383,25
ano 10	9	15	195,55	539,53	12.843,73
ano 11	10	14	203,37	524,40	12.319,33
ano 12	11	13	211,51	509,70	11.809,63
ano 13	12	12	219,97	495,41	11.314,23
ano 14	13	11	228,76	481,52	10.832,71
ano 15	14	10	237,92	468,01	10.364,70
ano 16	15	9	247,43	454,89	9.909,80
ano 17	16	8	257,33	442,14	9.467,67
ano 18	17	7	267,62	429,74	9.037,92
ano 19	18	6	278,33	417,69	8.620,23
ano 20	19	5	289,46	405,98	8.214,25
ano 21	20	4	301,04	394,60	7.819,65
ano 22	21	3	313,08	383,54	7.436,11
ano 23	22	2	325,60	372,78	7.063,33
ano 24	23	1	338,63	362,33	6.701,00
ano 25	24	0	352,17	352,17	6.348,82

De acordo com a Tabela 36, o kit de 1kWp não possibilitaria ao seu investidor a recuperação do investimento nos 25 anos de programa. O mesmo ocorreria para o investidor do kit de 0,5kWp, conforme observado na Tabela 37.

Para o cenário R2 foi estimado que a geração dos kits seria paga com uma tarifa prêmio no valor de 1,54 vezes o valor da tarifa normal, conforme a Tabela 35. Deste modo o tempo de retorno do investimento se tornaria mais atrativo, tendo um comportamento de acordo com a Tabela 38 e a Tabela 39.

Nos cenários com a inclusão da tarifa prêmio, o tempo de retorno de ambos os kits ficaria dentro do tempo de 25 anos do programa. O kit de 1kWp no Cenário R2, teria seu tempo de retorno estimado em 23 anos. E o kit de 0,5kWp no Cenário R2, teria seu tempo de retorno estimado em 21 anos. A diferença no tempo de retorno entre os kits no cenário R2 ocorreu pela maior produtividade de geração do kit de 0,5kWp do a-Si, que possui um custo igual a metade do kit de 1kWp, mas uma geração maior que a metade do outro kit.

Tabela 38 – Comportamento do investimento de um kit de 1kWp no Cenário R2

tempo	ano inflação	ano investimento	Economia (US\$)	Valor fim 20 anos (US\$)	Saldo devedor (US\$)
ano 1	0	24	336,11	1.704,87	36.287,16
ano 2	1	23	359,64	1.704,87	34.582,28
ano 3	2	22	384,81	1.704,87	32.877,41
ano 4	3	21	411,75	1.704,87	31.172,54
ano 5	4	20	440,57	1.704,87	29.467,66
ano 6	5	19	471,41	1.704,87	27.762,79
ano 7	6	18	504,41	1.704,87	26.057,92
ano 8	7	17	539,72	1.704,87	24.353,04
ano 9	8	16	577,50	1.704,87	22.648,17
ano 10	9	15	617,92	1.704,87	20.943,30
ano 11	10	14	661,18	1.704,87	19.238,42
ano 12	11	13	707,46	1.704,87	17.533,55
ano 13	12	12	756,98	1.704,87	15.828,68
ano 14	13	11	809,97	1.704,87	14.123,80
ano 15	14	10	866,67	1.704,87	12.418,93
ano 16	15	9	927,34	1.704,87	10.714,06
ano 17	16	8	992,25	1.704,87	9.009,18
ano 18	17	7	1.061,71	1.704,87	7.304,31
ano 19	18	6	1.136,03	1.704,87	5.599,44
ano 20	19	5	1.215,55	1.704,87	3.894,56
ano 21	20	4	1.300,64	1.704,87	2.189,69
ano 22	21	3	1.391,68	1.704,87	484,82
ano 23	22	2	1.489,10	1.704,87	-1.220,06
ano 24	23	1	1.593,34	1.704,87	-2.924,93
ano 25	24	0	1.704,87	1.704,87	-4.629,80

A análise entre os diferentes kits e cenários demonstrou que o kit de 0,5kWp teria sempre um tempo de retorno um pouco menor que o kit de 1kWp, isto porque o silício amorfo possibilita uma maior geração por potência instalada, em relação ao silício policristalino. Em síntese o cenário sem tarifa prêmio, R1, não apresentou um tempo de retorno dentro do tempo vigente do programa para nenhum dos kits, e o cenário R2 apresentou tempo de retorno após 20 anos de programa. O cenário R2 apresentou menor tempo de retorno porque foi beneficiado de duas formas, pela inserção da tarifa prêmio e também pelo aumento do valor da inflação da tarifa, se igualando a TIR.

Tabela 39 – Comportamento do investimento de um kit de 0,5kWp no Cenário R2

tempo	ano inflação	ano investimento	Economia (US\$)	Valor fim 20 anos (US\$)	Saldo devedor (US\$)
ano 1	0	24	178,60	905,92	18.090,09
ano 2	1	23	191,10	905,92	17.184,16
ano 3	2	22	204,48	905,92	16.278,24
ano 4	3	21	218,79	905,92	15.372,32
ano 5	4	20	234,11	905,92	14.466,39
ano 6	5	19	250,50	905,92	13.560,47
ano 7	6	18	268,03	905,92	12.654,54
ano 8	7	17	286,79	905,92	11.748,62
ano 9	8	16	306,87	905,92	10.842,69
ano 10	9	15	328,35	905,92	9.936,77
ano 11	10	14	351,33	905,92	9.030,84
ano 12	11	13	375,93	905,92	8.124,92
ano 13	12	12	402,24	905,92	7.218,99
ano 14	13	11	430,40	905,92	6.313,07
ano 15	14	10	460,53	905,92	5.407,14
ano 16	15	9	492,76	905,92	4.501,22
ano 17	16	8	527,26	905,92	3.595,29
ano 18	17	7	564,16	905,92	2.689,37
ano 19	18	6	603,66	905,92	1.783,44
ano 20	19	5	645,91	905,92	877,52
ano 21	20	4	691,13	905,92	-28,41
ano 22	21	3	739,50	905,92	-934,33
ano 23	22	2	791,27	905,92	-1.840,25
ano 24	23	1	846,66	905,92	-2.746,18
ano 25	24	0	905,92	905,92	-3.652,10

Estas constatações são válidas somente para a situação econômica aqui descrita, se houvessem mudanças o tempo de retorno do investimento iria ser alterado. Por exemplo, para ambos cenários se as taxas de inflação da tarifa fossem aumentadas, o tempo de retorno do investimento seria diminuído, mas se a TIR também aumentasse, o tempo de retorno aumentaria. Assim a situação mais favorável para recuperação do investimento dos kits seria aquela com aumento na inflação da tarifa, diminuição da TIR, e tarifa prêmio.

Considerando os cenários e a economia, poderia chegar-se a uma relação entre a situação econômica e a tarifa prêmio para manter um tempo de retorno desejado: onde houvesse grande inflação e/ou mínima TIR, não seria preciso a tarifa prêmio, ou; onde não houvesse inflação e/ou a TIR fosse alta, a tarifa prêmio é que teria o papel principal para reduzir o tempo de retorno.

Em ambos cenários existem também alguns outros fatores, que não a situação econômica, que podem alterar a geração energética, a contribuição financeira dos kits, e conseqüentemente, o tempo de retorno. Um deles seria a disponibilidade de radiação solar, já que esta é a principal responsável pelos níveis de geração. Assim se no período do tempo de

retorno houvesse anos mais ensolarados que a média utilizada do ano de 2007, este tempo poderia ser reduzido, do mesmo modo que anos com menor insolação acarretariam em um aumento do tempo de retorno. Outro fator importante a considerar seria o consumo energético da residência, se houvesse uma preocupação com a efficientização da edificação e um consumo consciente, o consumo de energia poderia ser reduzido. Isto aumentaria a participação da energia solar na residência, e também diminuiria o tempo de retorno do investimento.

5. CONCLUSÕES

5.1. Conclusões gerais

Diante do conteúdo exposto e discutido neste trabalho, algumas conclusões devem ser salientadas.

A análise da geração dos sistemas fotovoltaicos já instalados em Florianópolis-SC demonstrou que a partir de um mesmo potencial instalado, com a mesma localização e sob as mesmas condições climáticas, a tecnologia de silício amorfo possui rendimento mais alto. Isto foi ocasionado pelas perdas de eficiência do silício policristalino em dias quentes, conforme já verificado por Burguer e Ruther (2006), ou então por falhas de funcionamento ou montagem dos sistemas e conexões. Mas esta diferenciação do silício amorfo não foi tão significativa, sendo somente 6% maior que a geração anual obtida com o silício policristalino, a diferença ainda variou durante o ano e, em alguns meses a geração do p-Si superou a do a-Si. Na média os meses mais quentes foram os responsáveis pela geração mais expressiva do a-Si. Além disso, a análise da correlação entre a geração dos sistemas e os níveis de irradiação solar demonstrou que existem outros fatores, além da irradiação, que alteram os níveis de geração, embora estes em menor escala. Assim, os estudos feitos com base nos níveis de geração real de sistemas existentes no local estarão contemplando também estes outros fatores desconhecidos, sendo, portanto, mais confiáveis que aqueles estudos que estimam a geração somente a partir dos valores de irradiação local.

O alimentador TDE-05, caracterizado como abastecedor de uma zona mista, apresentou um comportamento próximo do linear ao longo do ano em estudo (ano de 2007). Também foi verificado que não houve diferença significativa de demanda entre os meses de inverno e verão. Como as estações alteram a geração fotovoltaica, as simulações posteriores mostraram que a contribuição da geração não seria constante ao longo do ano. A demanda média horária dos dias apresentou um consumo com dois picos, o mais elevado ao fim da tarde, e o outro próximo ao meio dia. Assim esta curva se aproxima da curva de demanda residencial, caracterizada pelo pico de consumo ao fim da tarde, ocasionado pelo uso do chuveiro elétrico e da iluminação. Já o segundo pico, próximo ao meio dia, caracteriza-se como de responsabilidade das edificações comerciais e de serviço, estas que tem comumente um consumo expressivo dos aparelhos de ar-condicionado ao fim da manhã. Como o pico mais alto foi ao fim da tarde, pode-se concluir que nesta zona mista as residências têm consumo mais impactante que as edificações comerciais e de serviços, já que são as responsáveis pela exigência da maior potência do alimentador.

No bairro Santa Mônica, as 496 residências levantadas apresentaram telhados com área disponível para a instalação de um kit fotovoltaico, o que mostrou que o dimensionamento dos kits foi coerente, cumprindo a intenção de instalação no maior número de telhados possíveis. Quanto à inclinação e orientação dos telhados, estes também apresentaram características satisfatórias para a simulação da aplicação dos kits, permitindo um ótimo aproveitamento da irradiação solar, muito próximo do máximo aproveitamento para Florianópolis-SC. Para encontrar os percentuais de aproveitamento da irradiação foi utilizado um ábaco gerado no âmbito deste trabalho, com base em outros ábacos já existentes (BROGREN e GREEN, 2003) e (BURGER e RÜTHER, 2006), que poderá auxiliar futuros projetos de energia fotovoltaica na cidade. Outra análise das coberturas das mesmas edificações, agora considerando toda área disponível, mostrou que estas estão posicionadas de modo a gerar em média 90% da situação ideal, sendo nos piores casos ainda possibilitada uma geração de 75% do ideal. Estes valores demonstram que com o tipo de telha utilizada (cerâmica) que determina a inclinação média das coberturas, e pela orientação das ruas do bairro, as coberturas das residências deste bairro apresentam um satisfatório potencial de geração solar.

A partir disto, percebe-se a importância do planejamento urbano e do projeto arquitetônico para potencializar o aproveitamento da energia solar. O planejamento urbano pode auxiliar pelo traçado das vias, já que estas determinam o alinhamento e a configuração dos lotes, e as coberturas tendem a ser traçadas com suas faces também paralelas aos limites dos lotes. Deste modo, ruas no sentido norte-sul terão seus lotes com as divisas laterais orientadas a estes sentidos, então as coberturas de duas águas com empena para frente do lote oferecerão uma de suas águas voltada ao norte. Ruas a leste-oeste favorecerão as coberturas de duas águas com empenas para as divisas laterais para que também uma das águas seja voltada ao norte. Já ruas com traçado em outras orientações, como a do bairro deste estudo, podem não apresentar nenhuma água alinhada exatamente com o norte, mas propiciam aproveitamento da radiação solar em todas as águas. Estas águas terão potencial um pouco menor que aquelas orientadas ao norte, mas nenhuma delas será orientada ao sul (que recebe mínima radiação) como ocorre quando se tem uma água ao norte. Portanto, a função da arquitetura consciente é adequar a edificação ao posicionamento do terreno e configurar a cobertura de modo a aproveitar a radiação solar, seja por maximizar a insolação em uma das águas do telhado, ou por permitir que todas as águas recebam insolação, além de escolher o tipo de telha que irá definir a inclinação da cobertura. No caso da integração de um kit fotovoltaico o ideal seria orientar uma das águas, em que coubesse o kit, ao norte (para cidades no hemisfério sul) e utilizar uma telha que possibilitasse uma inclinação igual à latitude local. No caso do proprietário querer solarizar toda a cobertura, o projetista poderia optar por

um telhado de uma só água ao norte ou um telhado com várias águas onde todas recebessem algum nível satisfatório de radiação solar.

A partir da verificação da possibilidade de instalar os kits em todas as residências e de que estes iriam gerar energia em valor próximo do máximo possível para a cidade, foi possível estimar a quantidade de energia gerada por todos os kits e sua inserção na demanda do alimentador. Os valores encontrados foram próximos a 1% e, embora possam parecer ser reduzidos, estes níveis de contribuição energética estão dentro de uma faixa de trabalho já identificada e justificada em literatura (JARDIM, 2007). Estes são considerados adequados porque a fonte de energia solar fotovoltaica é intermitente e sujeita às variações climáticas, então não é adequado que grande parte da demanda seja de responsabilidade desta fonte, que poderá oscilar sua geração em dias nublados ou estancar a geração durante a noite ou em dias muito chuvosos. A contribuição também não ocorrerá nos momentos do maior pico da demanda, mas sendo presente nos outros horários, auxiliará na diminuição da demanda e ocasionará economia de água nos reservatórios das hidrelétricas brasileiras. Além disso, o momento de maior geração fotovoltaica, próximo ao meio-dia, coincidirá com o segundo pico da curva de demanda, promovendo neste instante um alívio de carga no alimentador.

O cenário de análise que não considerou o uso dos kits e sim o aproveitamento de todas as áreas de coberturas em comparação com a demanda de todo alimentador, apresentou valores de contribuição mais expressivos, que chegaram a extrapolar o Nível de Penetração indicado na literatura.

Outra estimativa feita, adotando-se grosseiramente o consumo do bairro proporcional à área que ocupa no alimentador, demonstrou que os kits teriam uma contribuição considerável na demanda exclusiva do bairro onde estão instalados, e que esta contribuição respeitaria os limites de penetração dados pela literatura. Quando considerado o potencial de utilização de toda área de cobertura das 496 residências com módulos fotovoltaicos, agora sem o uso dos kits, em comparação somente à demanda do bairro, a contribuição foi ainda mais elevada, chegando em alguns momentos a extrapolar a própria demanda do bairro.

Os cenários demonstraram que nas coberturas das edificações residenciais existe área suficiente e em bom posicionamento para a instalação de pequenos sistemas fotovoltaicos, sendo que estes quando instalados em residências de zonas urbanas mistas, têm um grande potencial de contribuição, sem comprometer a qualidade do fornecimento e diminuindo a demanda do alimentador.

Além da contribuição no alimentador, os kits possuem também impacto na residência em que são instalados. Nas residências os kits podem contribuir principalmente de forma

financeira com a venda da energia gerada por uma fonte renovável. O tempo de retorno deste investimento dependerá do valor da tarifa pago pela energia gerada através dos kits e da situação econômica do país. Em um cenário de uma residência com consumo médio e uma situação em que a geração fotovoltaica fosse exportada à rede pelo mesmo custo da energia convencional, haveria uma redução dos gastos com energia. Mas considerando o custo de instalação do sistema, o tempo de retorno do investimento ficaria acima de 25 anos. Em outro cenário, com a mesma demanda, mas com a tarifa de venda da energia superior à tarifa de compra, o tempo de retorno ficaria próximo dos 20 anos. O tempo de retorno poderia ser alterado em ambos os casos se a tarifa prêmio, a inflação da tarifa e a TIR mudassem, podendo contribuir para aumentar ou diminuir o tempo de retorno. Modificando estes valores pode-se chegar a um tempo de retorno específico para um programa de incentivo, como inflação e a TIR são mais difíceis de alterar, poderia ser calculada a cada ano a tarifa prêmio a partir da inflação e TIR, chegando-se então no tempo de retorno desejado.

As diferenças de geração entre o silício amorfo e silício policristalino foram pequenas e não chegaram a alterar consideravelmente o tempo de retorno, sendo assim ambas as tecnologias se pagariam ao mesmo tempo, dentro do mesmo programa. Após o término do tempo de retorno o kit se tornaria uma fonte de renda ao proprietário, sendo que sua vida útil (estimada em 30 anos) supera o tempo de retorno. Os dois cenários utilizados são baseados no investimento inicial de responsabilidade exclusiva do proprietário, sem nenhum tipo de incentivo do governo, pois se isso existisse o tempo de retorno poderia ser ainda menor. Mas sendo o Brasil um país em desenvolvimento e com muitas necessidades básicas em falta, o incentivo por parte do governo à aquisição dos kits fotovoltaicos deveria ser feito de modo a não privilegiar somente as classes de maior posse, já que estaria financiando um equipamento que mais tarde se tornaria uma fonte de renda ao beneficiário.

Deste modo, conclui-se que a inserção dos kits fotovoltaicos pode contribuir na geração da energia utilizada nas cidades. Os tipos de cobertura utilizados nas residências, por mais variados que sejam, apresentam área suficiente e em boa localização para instalação dos kits. Estes quando instalados somente nas residências de um bairro misto, e comparado com a demanda do mesmo, atingem valores expressivos de contribuição sem comprometer a estabilidade do fornecimento. A análise econômica dos mesmos também mostrou que sob condições adequadas de economia e tarifação, os kits são um investimento viável e interessante.

Por fim, a viabilidade desta tecnologia é possível através de programas que se adequem às características das edificações, às necessidades da rede elétrica, e às condições

da economia do país, buscando o principal benefício desta tecnologia que é a geração de energia elétrica a partir de uma fonte gratuita e limpa que é o sol.

5.2. Sugestões para trabalhos futuros

Também no decorrer deste trabalho surgiram algumas indagações que podem ser contempladas em futuros trabalhos sobre o assunto:

- análise das áreas de cobertura de outros tipos de edificações que não as residenciais nas zonas mistas, e também análise de outras zonas urbanas, como as industriais que apresentam elevado consumo e grande área de cobertura disponível;

- análise de outras zonas mistas para verificar se o padrão de consumo é semelhante entre zonas deste tipo, verificar a quantidade de edificações residenciais encontradas, e verificar as semelhanças entre os níveis de penetração efetivo;

- análise de outros tipos de edificações para receber os kits fotovoltaicos, análise das coberturas de edificações industriais e outros tipos de kits possíveis para outros tipos de aplicação, em telhados maiores ou para instalações isoladas;

- criação de ábacos, relacionando o potencial de aproveitamento da radiação solar com o posicionamento dos módulos, específicos para os estados ou principais cidades brasileiras. Assim poderia ser gerado um volume com todos os ábacos para Brasil para facilitar os estudos de integração da tecnologia fotovoltaica. Os ábacos também poderiam ser feitos não com os percentuais em relação à geração ideal, mas já com os níveis de geração por kWp instalados, atingidos em cada orientação e inclinação.

6. ANEXOS

Publicações geradas no âmbito deste trabalho.

SANTOS, I. P. D.; RÜTHER, R. **Adequações dos sistemas de aquecimento solar de água para tipologias de habitação de caráter social**: ANTAC. XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído. Fortaleza CE, 2008.

SANTOS, I. P. D.; URBANETZ, J.; RUTHER, R. **Energia solar fotovoltaica como fonte complementar de energia elétrica para residências na busca da sustentabilidade**: ANTAC. XII Encontro Nacional da Tecnologia do Ambiente

SANTOS, I. P. D.; SALAMONI, I. T.; RÜTHER, R. **A proposta de uma tipologia de kits para a disseminação da tecnologia solar fotovoltaica**: II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES. Florianópolis SC, 2008.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. **Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia**. NBR 10899 2006.

BAKOS, G. C.; SOURSOS, M.; TSAGAS, N. F. Technoeconomic assessment of a building-integrated PV system for electrical energy saving in residential sector. **Energy and Buildings**. Issue 8, v.35, p.757-762, 2003.

BEZERRA, A. M. **Aplicações térmicas da energia solar**: Ed universitária UFPB. João Pessoa, 1998.

BP. **BP Statistical Review of World Energy June 2007**. BP Company. Londres, 2007.

_____. **BP Statistical Review of World Energy June 2008**. BP Company. Londres, 2008.

BRASIL. **Lei 10.438 de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)**: Presidência da República 2002.

BROGREN, M.; GREEN, A. Hammarby Sjostad-an interdisciplinary case study of the integration of photovoltaics in a new ecologically sustainable residential area in Stockholm. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. Issue 3-4, v.75, p.761-765, 2003.

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**. Issue 1, v.80, p.32-45, 2006.

. **Energia solar - princípios e aplicações**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 15/12/2007.

DUKE, R.; WILLIAMS, R.; PAYNE, A. Accelerating residential PV expansion: demand analysis for competitive electricity markets. **Energy Policy**. Issue 15, v.33, p.1912-1929, 2005.

ELETROBRAS. **Regulamentação e incentivos às energias renováveis no Brasil**: VI Encontro Fórum Permanente de Energias Renováveis. Brasília, DF, 2007.

. **Casa Eficiente**. Disponível em: <<http://www.eletrosul.gov.br/casaeficiente>>. Acesso em: 14 janeiro 2008.

EPE. **Balço energético Nacional 2007: Ano base 2006**. Ministério de Minas e Energia, 2007.

_____. **Balço energético Nacional 2008: Ano base 2007**. Ministério de Minas e Energia, 2008.

FN. **FinanceOne**: www.financeone.com.br 2009.

FRAIDENRAICH, N.; LYRA, F. **Energia solar: fundamentos e tecnologias de conversão heliotérmica e fotovoltaica.**: Ed universitária da UFPE. Recife, 1995.

GERMANY. **Act revising the legislation on renewable energy sources in the electricity sector** 2004.

GOLDEN SOFTWARE, I. **Surface Mapping System**. Golden: Golden Software 1994.

HOFFMANN, W. PV solar electricity industry: Market growth and perspective. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. Issue 18-19, v.90, p.3285-3311, 2006.

IEA. **PVPS Annual Report** International Energy Agency, 2006.

_____. **PVPS Annual Report**. International Energy Agency, 2007.

JARDIM, C. D. S. **A Inserção no Contexto Brasileiro de Sistemas Solares Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica, quando analisados através do Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC), enfocando a redução do pico de demanda diurno em centros urbanos**. PPGECC, UFSC, Florianópolis, 2007.

JARDIM, C. D. S.; RUTHER, R.; SALAMONI, I. T.; VIANA, T. D. S.; REBECHI, S. H.; KNOB, P. J. The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil. **Energy and Buildings**. Issue 3, v.40, p.365-370, 2008.

JONES, D. L.; HATTERSLEY, L.; AGER, R.; KOYAMA, A. **Photovoltaics in buildings - BIPV projects**: Department of trade and industry. Londres, 2000.

KUROKAWA, K.; IKKI, O. The Japanese experiences with national PV system programmes. **Solar Energy**. Issue 6, v.70, p.457-466, 2001.

. **KC200GT**. Disponível em: <http://www.kyocerasolar.com/products/spec_module.html>. Acesso em: 18 outubro 2008.

LAMBERTS, R.; DUTRA, L.; PEREIRA, F. O. R. **Eficiência Energética na Arquitetura**: PW Editores. São Paulo, 1997.

PARKER, P. Residential solar photovoltaic market stimulation: Japanese and Australian lessons for Canada. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Issue 7, v.12, 2008.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. D.; RÜTHER, R. **Atlas brasileiro de energia solar**: INPE. São José dos Campos, 2006.

PERLIN, J. **From space to the earth: the story of solar electricity**: aatec publications. Ann Arbor, 1999.

PROCEL. **Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso: ano base 2005**. PROCEL - ELETROBRAS, 2007.

PROINFA. **Diagnósticos e perspectivas**: http://www.mme.gov.br/programs_display.do?chn=7678 2009.

REBECHI, S. **O potencial da geração solar fotovoltaica conectada ao sistema de distribuição urbano: estudo de caso para um alimentador com pico de carga diurno**. PPGECC, UFSC, Florianópolis, 2008.

REIS, L. B. D.; FADIGAS, E. A. A.; CARVALHO, C. E. **Energia, Recursos Naturais e a Prática do Desenvolvimento Sustentável** Ed. Manole. 2005.

RÜTHER, R. **Fontes alternativas de energia**. In: A. D. A. Montenegro (Ed.). Florianópolis: Fundação de ensino e engenharia de Santa Catarina, 2000. Fontes alternativas de energia

_____. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**: Editora UFSC/LABSOLAR. Florianópolis, 2004.

_____. **Energia Solar Fotovoltaica - Apostila da disciplina ECV4219**: UFSC 2007.

RÜTHER, R.; KNOB, P. J.; JARDIM, C. D. S.; REBECHI, S. H. Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil. **Energy Conversion and Management**. Issue 5, v.49, p.6, 2008.

RÜTHER, R.; SALAMONI, I.; MONTENEGRO, A.; BRAUN, P.; FILHO, R. D. **Programa de telhados solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública no Brasil** ANTAC. Entac. Fortaleza-CE, 2008a.

_____. **Programa de telhados solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública no Brasil**: ANTAC. XII Encontro nacional de tecnologia do ambiente construído. Fortaleza, CE, 2008b.

RÜTHER, R.; TAMIZH-MANI, G.; CUETO, J. D.; ADELSTEIN, J.; MONTENEGRO, A. A.; ROEDEM, B. V. **Performance test of amorphous silicon modules in different climates: higher minimum operating temperatures lead to higher performance levels**: 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. Osaka, Japão, 2003.

SALAMONI, I. T. **Metodologia para cálculo de geração fotovoltaica em áreas urbanas aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte**. PPGEC, UFSC, Florianópolis, 2004.

. **HIT photovoltaic modules**. Disponível em: <<http://www.mrsolar.com/pdf/sanyo/Sanyo195.pdf>>. Acesso em: 16 de janeiro de 2008.

SMA. **Sunny Design;V1. 41**. S. T. Ag. Niestetal, Alemanha 2005.

. **SUNNY BOY 1100LV**. Disponível em: <<http://www.sma.de/en/solar-technology/products/solar-inverter/sunny-boy/sunny-boy-1100lv/overview/index.html>>. Acesso em: 20 de outubro 2008.

. **SUNNY BOY SB 700 (96 a 200V)**. Disponível em: <<http://www.sma.de/en/solar-technology/products/solar-inverter/sunny-boy/sunny-boy-1100lv/overview/index.html>>. Acesso em: 20 de outubro 2008.

STAEBLER, D. L.; WRONSKI, C. R. Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si. **Applied physics letters**. v.31, 1977.

THOMAS, R.; GRAINER, T. **Photovoltaic in buildings - a design guide**: Department of trade and industry. Londres, 1999.

UFRGS. **Radiasol**. Porto Alegre: Laboratório de Energia Solar- GESTE-PROMEC 2001.

. **PVL-124 Data Sheet**. Disponível em: <<http://www.uni-solar.com/interior.asp?id=102>>. Acesso em: 20 de outubro de 2008.

VIANA, T. D. S.; ZOMER, C. D.; NASCIMENTO, L.; RUTHER, R. **Centro de eventos da UFSC: integração de sistemas fotovoltaicos à arquitetura**: IX Encontro Nacional de Conforto no Ambiente Construído. Ouro Preto, 2007.

WENZEL, B. **What electricity from renewable energies costs**. Federal Ministry for the Environment, Nature conservation and Nuclear safety. Berlin, 2007.

ZAHEDI, A. Solar photovoltaic (PV) energy; latest developments in the building integrated and hybrid PV systems. **Renewable Energy**. Issue 5, v.31, p.711-718, 2006.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.
This page will not be added after purchasing Win2PDF.