

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**Mecanismos Regulatórios, Tarifários e
Econômicos na Geração Distribuída:
O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos
Conectados à Rede**

**Autor: Carlos Roberto Cervantes Rodríguez
Orientador: Gilberto De Martino Jannuzzi**

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

**Mecanismos Regulatórios, Tarifários e
Econômicos na Geração Distribuída:
O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos
Conectados à Rede**

Autor: Carlos Roberto Cervantes Rodríguez

Orientador: Gilberto De Martino Jannuzzi

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos.

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2002
S.P. – Brasil

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO**

**Mecanismos Regulatórios, Tarifários e
Econômicos na Geração Distribuída:
O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos
Conectados à Rede**

**Autor: Carlos Roberto Cervantes Rodríguez
Orientador: Gilberto De Martino Jannuzzi**

**Prof. Dr. Gilberto De Martino Jannuzzi, Presidente
FEM - UNICAMP**

**Prof. Dr. Roberto Zilles
IEE - USP**

**Prof. Dr. Ennio Peres da Silva
IFGW - UNICAMP**

Campinas, 19 de julho de 2002

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

C337m Cervantes Rodríguez, Carlos Roberto
Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na
geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos
conectados à rede / Carlos Roberto Cervantes
Rodríguez.--Campinas, SP: [s.n.], 2002.

Orientador: Gilberto De Martino Jannuzzi.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Serviços de eletricidade - Tarifas. 2. Geração de
energia fotovoltaica. 3. Energia elétrica - Distribuição.
4. Energia elétrica - Conservação. 5. Subsídios
governamentais. I. Jannuzzi, Gilberto De Martino. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Mecânica. III. Título.

Agradecimentos

Ao meu orientador Gilberto De Martino Jannuzzi pela orientação e confiança depositada na realização do presente trabalho.

Aos Professores Arnaldo Walter (FEM/UNICAMP), Ennio Peres da Silva (IFGW/UNICAMP), Ricardo Rütther (Labsolar/UFSC), Roberto Zilles (IEE/USP), pela contribuição e boa vontade sempre que solicitei. Sou especialmente grato ao Prof. Dr. Eduardo Lorenzo (IES/UPM) pela generosa ajuda, bem como pelos seus oportunos comentários.

Aos meus amigos e colegas do DE: Ana, Cleci, Byron, Igor, Caio Márcio, Ricardo, André, Adriano, João, Rodolfo e Mario pelo afetuoso recebimento, fazendo-me sentir como se estivesse em casa. Gostaria de agradecer explicitamente ao Rodolfo Dourado pela revisão crítica da totalidade do presente trabalho, ao Ricardo Tercio pela ajuda com a sua formatação e ao Sérgio H. Oliveira pela sua colaboração na discussão do tema, bem como pelas informações oferecidas.

Ao CNPq pela bolsa concedida.

À minha família que tem me dado tanto carinho e apoio em todos os momentos que precisei.

*Se o conhecimento pode criar problemas,
não é através da ignorância que podemos solucioná-los.*

Isaac Asimov (1920-1992)

Resumo

Cervantes, C., *Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002. 118 p. Dissertação (Mestrado)

Ao longo das últimas três décadas, a tecnologia solar fotovoltaica tem experimentado uma redução substancial dos seus custos de produção, verificando-se um fator de aprendizado de 20% a cada vez que as vendas se duplicavam. No entanto, o custo da energia fotogerada apresenta-se competitivo unicamente em aplicações isoladas, pois, por um lado, para aplicações conectadas à rede, a geração centralizada através de plantas que consomem combustíveis fósseis apresenta menores custos de eletricidade. Por outro lado, o mercado e a indústria fotovoltaica ainda estão em uma fase prematura tornando-se difícil capturar as economias de escala. Nesse sentido, em um esforço por estimular o mercado fotovoltaico, numerosos governos têm agido na formulação de políticas públicas específicas que incluem a adoção de tarifas favoráveis, tais como *net metering* e *feed-in*, e a concessão de subsídios ao investimento inicial. O objetivo deste trabalho é avaliar e discutir a influência dos distintos tipos de incentivos na viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Os resultados mostram que as tarifas tipo *feed-in* são mais apropriadas para fomentar a disseminação deste tipo de instalações, pois as tarifas baseadas em *net metering* precisam necessariamente do auxílio de subsídios de capital para tornar viável o investimento para o consumidor. Do lado da concessionária, o impacto dos programas tarifários não é tão grande caso seja estabelecido um teto para a capacidade total instalada dos sistemas.

Palavras chave: geração distribuída, sistemas fotovoltaicos conectados à rede, *net metering*, tarifas *feed-in*, subsídios de custos de capital.

Abstract

Cervantes, C., *Regulatory, Tariff and Economic Mechanisms Regarding Distributed Power Generation: Grid-connected Photovoltaic Systems as a Case Study*. Campinas: Mechanical Engineering Faculty, Universidade Estadual de Campinas, 2002. 118 p. M.Sc. Diss.

Over the past three decades, the solar photovoltaic technology have experienced substantial price reductions, with a learning rate of 20% for each doubling of sales. Nevertheless, photovoltaic electricity cost is competitive only in off-grid applications, because in the case of on-grid applications those available from centralized fossil fuel plants has lower electricity costs. On the other hand, the high prices of photovoltaic electricity are caused by the relative immaturity of its industry and products, and hence the economy of scale. In this way, a number of governments are acting in favor of the formulation of specific public policies in order to stimulate the growth of the photovoltaic market. These instruments include favorable tariffs such as net metering and feed-in tariffs and capital cost subsidies. The aim of this work is to evaluate and discuss the different types of incentives and its influence on the economic feasibility on grid-connected photovoltaic power systems. The results show that feed-in tariffs type are more proper to encourage the dissemination of these type of installations, because tariffs in net metering basis require the support of capital cost subsidies, in order to make feasible the investment for the consumer. From the utility side, the impact of such programs is not so big, since in the case of a set up limit for the total capacity installed of the systems.

Key words: distributed generation, grid-connected photovoltaic power systems, net metering, feed-in tariffs, capital cost subsidies.

Sumário

1. Introdução	1
2. Geração Distribuída	6
2.1. Introdução	6
2.2. O que é geração distribuída	8
2.3. Benefícios da geração distribuída	10
2.4. Tendências de uma maior difusão da geração distribuída	12
2.5. Principais tecnologias de geração distribuída	14
2.5.1. Motores de combustão interna	15
2.5.2. Turbinas a gás convencionais	16
2.5.3. Micro turbinas a gás	16
2.5.4. Células a combustível	16
2.5.5. Eólica	17
2.5.6. Fotovoltaica	19
2.5.7. Armazenamento de energia	19
2.6. Barreiras	20
3. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)	22
3.1. Introdução	22
3.2. Definição	25
3.3. Componentes	27
3.4. Aspectos técnicos e de segurança: condições para a interconexão	29
3.4.1. Qualidade da energia	29
3.4.2. Proteção e segurança	31

3.5. Benefícios	32
3.5.1. Benefícios para o setor elétrico	34
3.5.2. Benefícios para o setor da construção e arquitetura	35
3.5.3. Benefícios ambientais	36
3.5.4. Benefícios sócio-econômicos	37
3.6. Barreiras	38
3.7. Estado atual de desenvolvimento	41
3.7.1. Desenvolvimento do mercado	41
3.7.2. Aspectos econômicos dos componentes dos sistemas fotovoltaicos	43
3.7.3. Custo da eletricidade produzida pelos sistemas	45
3.8. A experiência internacional com sistemas fotovoltaicos conectados à rede	46
3.9. A experiência nacional	48
4. Políticas regulatórias, tarifárias e de incentivo para o suporte dos SFCR	51
4.1. Introdução	51
4.2. O <i>Dual Metering</i>	52
4.3. O <i>Net Metering</i>	53
4.3.1. Características dos programas de <i>Net Metering</i>	54
4.3.2. Barreiras ao <i>Net Metering</i>	57
4.3.3. Impacto dos programas	58
4.3.4. Comentários	59
4.4. <i>Feed-in tariffs</i>	60
4.4.1. Classificação das tarifas pagas pela energia	60
4.4.2. Características dos programas	62
4.4.3. Implementação dos programas	63
4.4.4. Comentários	64
4.5. Programas <i>Buydown</i>	65
4.5.1. Características	65
4.5.2. Programa <i>buydown</i> na Califórnia	67
4.5.3. Programa <i>buydown</i> no Japão para sistemas fotovoltaicos	71
4.5.4. Comentários	72

4.6. Incentivos financeiros	73
4.7. A experiência nacional quanto a incentivos à energia injetada à rede por SFCR's: O Valor Normativo	73
5. Metodologia para avaliar a produção e o custo da energia fotogerada	76
5.1. Energia produzida por um SFCR	76
5.1.1. A potência nominal	77
5.1.2. A radiação solar	77
5.1.3. O sombreamento	83
5.1.4. O rendimento global	83
5.2. Custo da energia elétrica produzida	84
6. Análise e apresentação dos resultados	88
6.1. Considerações iniciais	88
6.1.1. Curva de carga	89
6.1.2. O SFCR	90
6.1.3. Concessionária de distribuição	90
6.2. Influência da tarifação	90
6.2.1. <i>Net Metering</i>	91
6.2.2. <i>Feed-in tariffs</i>	94
6.3. Influência de subsídios à potência nos SFCR	102
6.3.1. Subsídios à potência e <i>Net Metering</i>	102
6.3.2. Subsídios à potência e <i>feed-in tariffs</i>	103
7. Conclusões	106
7.1. Recomendações para estudos futuros	109
8. Referências Bibliográficas	111

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Resposta tradicional do sistema elétrico a um aumento da demanda: Construção de novas usinas de geração e expansão das linhas de T&D.	7
Figura 3.1 – Capacidade instalada acumulada nos países membros do programa IEA - PVPS, segundo aplicação principal.	24
Figura 3.2 - Percentagem de capacidade instalada acumulada referente a SFCR nos países membros do programa IEA – PVPS.	26
Figura 3.3 - Diagrama esquemático apresentando os principais componentes de um SFCR.	27
Figura 3.4 – Impacto dos benefícios não-energéticos nos custos aparentes de geração dos sistemas fotovoltaicos.	33
Figura 3.5 – O valor da geração fotovoltaica distribuída para o sistema elétrico.	35
Figura 3.6 – Produção anual de módulos fotovoltaicos no mundo.	42
Figura 3.7 – Principais fabricantes de módulos fotovoltaicos no mundo (“ <i>top ten</i> ”).	42
Figura 3.7 – Curva de aprendizado dos módulos fotovoltaicos.	44
Figura 4.1 – Esquema do modelo <i>solar stock exchange</i> .	64
Figura 4.2 – Custos por kW fotovoltaico instalado sob o Programa <i>Buydown</i> Japonês: 1993 – 1997.	72
Figura 4.3 – Evolução do Valor Normativo para Instalações Fotovoltaicas.	75
Figura 5.1 – Ângulo azimutal α e inclinação β de uma superfície receptora.	80
Figura 5.2 – Ângulo azimutal da superfície receptora.	81
Figura 5.3 – Inclinação β da superfície receptora.	81
Figura 5.4 – Custo do kWh produzido por um SFCR segundo o seu fator de capacidade.	87

Figura 6.1 – Medição de energia sob o modelo de <i>Net Metering</i> .	91
Figura 6.2 – Impacto no faturamento anual do consumidor sob o <i>Net Metering</i> .	92
Figura 6.3 – O SFCR está disposto entre a carga e a rede de distribuição.	95
Figura 6.4 – <i>Payback</i> do investimento em SFCR segundo r: Modelo I.	96
Figura 6.5 – As cargas da edificação ficam entre os geradores fotovoltaicos e a rede distribuição.	97
Figura 6.6 – Período do consumo da residência atendido pelo SFCR.	97
Figura 6.7 – <i>Payback</i> do investimento em SFCR segundo r: Modelo II.	99
Figura 6.8 – Taxa de compra do kWh injetado à rede segundo o consumo domiciliar anual das 9h às 17h, expresso como % da produção anual do SFCR.	102
Figura 6.9 – <i>Payback</i> e subsídio à potência segundo faixa de valores de r: Modelo I.	105
Figura 6.10 – <i>Payback</i> e subsídio à potência segundo faixa de valores de r: Modelo II.	105

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Emissões de algumas tecnologias de geração de energia.	12
Tabela 2.2 – Estimativas de custos e eficiências de tecnologias de geração.	13
Tabela 2.3 – Estimativas de custos e eficiências de sistemas de armazenamento.	14
Tabela 2.4 – Classificação de tecnologias de emprego comum em geração distribuída.	15
Tabela 3.1 – Distorção de harmônicas permitida na corrente injetada à rede segundo a norma IEEE 519.	30
Tabela 3.2 – Estimativa do <i>payback</i> energético para SFCR (anos).	37
Tabela 3.3 – Efeitos da cobrança mensal de US\$ 5 por medição em SFCR domiciliares.	40
Tabela 3.4 – Possíveis custos dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (US\$/Wp) segundo abordagem I.	43
Tabela 3.5 – Possíveis custos dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (US\$/Wp) segundo abordagem II.	45
Tabela 3.6 – Custo da eletricidade fotogerada, US\$/kWh.	45
Tabela 3.7 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil.	49
Tabela 4.1 – Capacidade dos programas de <i>Net Metering</i> na Califórnia.	56
Tabela 4.2 – Classificação dos distintos tipos de taxas de <i>buy-back</i> .	62
Tabela 4.3 – Parâmetros do programa <i>buydown</i> para tecnologias emergentes na Califórnia.	68
Tabela 4.4 – Incentivos financeiros para energia solar na Califórnia.	70
Tabela 4.5 – Valor Normativo segundo o tipo de fonte (referência janeiro/2001).	74
Tabela 5.1 – Irradiação média diária mensal em Campinas segundo o banco de dados do CENSOLAR 1993, kWh/m ² .	79

Tabela 5.2 – Irradiação média diária mensal em Campinas segundo o CEPAGRI, kWh/m ² .	79
Tabela 5.3 – Coeficientes utilizados na determinação dos coeficientes g_i a serem utilizados nas equações 5.3 e 5.4.	82
Tabela 5.4 – Parâmetros utilizados para determinar o custo do kWh gerado por um SFCR.	86
Tabela 6.1 – Demanda média horária de um consumidor residencial da Região de Campinas.	89
Tabela 6.2 – Impacto do <i>Net Metering</i> segundo a ótica do consumidor.	92
Tabela 6.3 – Impacto do <i>Net Metering</i> segundo a ótica da concessionária.	94
Tabela 6.4 – Benefício anual do SFCR (milhares de reais) segundo o valor da taxa de compra considerada r: Modelo I.	95
Tabela 6.5 – Benefício anual do SFCR (milhares de reais) segundo o valor da taxa de compra considerada r: Modelo II.	98
Tabela 6.6 – Impacto do Programa <i>Feed-in Tariff</i> Modelo I: Geradores fotovoltaicos dispostos entre a rede e a carga, segundo a ótica da concessionária.	100
Tabela 6.7 – Impacto do Programa <i>Feed-in Tariff</i> Modelo II: Carga domiciliar entre os geradores fotovoltaicos e a rede, segundo a ótica da concessionária.	101
Tabela 6.8 – Variação do <i>payback</i> de um SFCR em função do subsídio concedido e uma tarifação de <i>Net Metering</i> .	103
Tabela 6.9 – Valor da taxa de compra da energia fotogerada r em função do <i>payback</i> estabelecido e do subsídio à potência concedido: Modelo I	104
Tabela 6.10 – Valor da taxa de compra da energia fotogerada r em função do <i>payback</i> estabelecido e do subsídio à potência concedido: Modelo II	104

Nome nclatura

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CEC – California Energy Commission

CEPAGRI – Centro de Ensino e Pesquisa em Agricultura

CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco

CIEMAT – Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

CRESESB - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

DOE – U.S. Department of Energy

DOER – Massachusetts Division of Energy Resources

EPRI - Electric Power Research Institute

EWEA – European Wind Energy Association

FEAGRI – Faculdade de Engenharia Agrícola

FEM – Faculdade de Engenharia Mecânica

FERC – Federal Electric Regulatory Commission

IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

IEA – International Energy Agency

IEEE – Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos

IES – Instituto de Energía Solar

IIASA – International Institute for Applied Systems Analysis

INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética

MITI – Ministério de Indústria e Comércio

NREL - National Renewable Energy Laboratory

OECD - Organisation for Economic Co-Operation and Development

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PURPA – Public Utilities Regulatory Policy Act

UL – Underwriters Laboratories

UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

UFRJ – Universidade Federal de Rio de Janeiro

UNICAMP – Universidade Estadual de Campinas

UPM – Universidad Politécnica de Madrid

USP – Universidade de São Paulo

WEA - World Energy Assessment

Capítulo 1

Introdução

A energia é um bem básico para a integração do ser humano ao desenvolvimento. Isso porque a energia proporciona oportunidades e maior variedade de alternativas tanto para a comunidade como para o indivíduo, impulsionando o crescimento econômico e a melhoria da qualidade de vida e do bem-estar coletivos. Porém, os atuais sistemas energéticos não abrangem todas as necessidades básicas das pessoas e a perpetuidade de suas práticas habituais compromete as perspectivas das gerações futuras.

Desde o ponto de vista organizacional, os sistemas elétricos – quase que ao longo de toda sua história – têm atendido a demanda dos consumidores segundo a premissa de que a geração deve ser centralizada. As unidades de geração empregadas, em geral de grande porte, estão associadas a fontes primárias, cujo aproveitamento é mais vantajoso no local de ocorrência, e interconectadas através de extensas linhas de transmissão e distribuição para o atendimento das necessidades de consumo de forma econômica e confiável. Porém, regiões distantes de baixa densidade populacional e baixas demandas de consumo fogem deste tipo de planejamento, pois o atendimento via extensão da rede nem sempre apresenta retorno econômico, comprometendo, desta maneira, o acesso universal à energia e aumentando, ainda mais, as disparidades sociais em um mundo cada vez mais globalizado.

De fato, dois bilhões de pessoas não têm acesso às modernas formas de energia e nem contam com os meios necessários para evitar ciclos recorrentes de pobreza e privações. Por outro lado, os impactos ambientais negativos de caráter local, regional e mundial derivados da produção e uso da energia, representam uma ameaça para a saúde e o bem-estar das gerações presentes e futuras. Embora o suprimento energético mundial esteja garantido pelo menos durante os próximos 50 anos, o atual sistema energético não é sustentável, tanto por motivos de equidade como por questões de caráter ambiental, econômico e geopolítico (WEA, 2000a).

É necessário, portanto, uma mudança no paradigma do desenvolvimento energético. Mas a mudança somente ocorrerá se existir um esforço coordenado dos governos, grandes corporações e instituições internacionais focalizado nas atividades que envolvem a produção e uso da energia. Os aspectos mais críticos a serem abordados nas estratégias de energia sustentável¹ são a maneira de ampliar o acesso à energia e a forma de aliviar os impactos negativos sobre a saúde e o meio ambiente como consequência do uso da energia. Dessa forma, é necessária a definição de políticas e medidas regulatórias específicas e coerentes para acelerar a difusão de novas tecnologias renováveis, a utilização de tecnologias avançadas de combustíveis fósseis e estimular a eficiência energética, bem como a consideração da geração local e descentralizada da energia.

A geração distribuída de energia – GD, oferece inúmeras vantagens ao setor elétrico já que a disposição da unidade de geração próxima à carga permite a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica, que advém do modelo tradicional de expansão do setor elétrico. Além disso, permite uma maior diversificação das tecnologias empregadas para produção de energia e, desta maneira, sua escolha pode ser feita em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais.

O mercado a ser ocupado pela geração distribuída está em expansão. Em um estudo realizado pelo *Electric Power Research Institute* – EPRI, indica-se que, por volta do ano 2010, 25% da nova capacidade de geração será distribuída (EPRI, 1997 *apud* ACKERMANN *et al.*, 1999). É por isso que os EUA, bem como numerosos países da Europa, a têm fomentado e incentivado com políticas públicas específicas, criando o arcabouço legal e regulatório para a inserção e participação de novas tecnologias energéticas – e das renováveis em particular – em

¹ Entende-se por energia sustentável aquela energia que é produzida e utilizada de maneira que suporte o desenvolvimento humano em todas as suas dimensões sociais, econômicas e ambientais (WEA, 2000a).

um mercado competitivo e, ao mesmo tempo, contar com um *mix* de recursos energéticos mais diversificado e contribuir, também, com a diminuição das emissões de gases de efeito estufa, principalmente dióxido de carbono, provenientes da queima de combustíveis fósseis.

Em função da sua baixa densidade energética, as fontes renováveis de energia, como a solar e a eólica, adaptam-se melhor à geração distribuída do que à geração centralizada, evidenciando um claro espaço a ser ocupado por elas. Porém, características de produção intermitente, inerentes a essas tecnologias, bem como seus ainda elevados custos unitários de capital podem constituir barreiras para sua inserção na matriz energética mundial. No entanto, a consideração dos seus benefícios ambientais e sociais fez com que governos de vários países – em geral os mais desenvolvidos – tenham traçado suas políticas energéticas visando sua maior participação. No caso específico da energia solar fotovoltaica, sua alta modularidade, fácil instalação e a grande disponibilidade do recurso solar fazem dela uma forte candidata a participar, cada vez mais, nos mercados de geração distribuída. No entanto, as previsões da potencial participação das tecnologias de energia solar no atendimento do consumo de energia no mundo é, ainda, matéria de debate no meio acadêmico. As previsões mais conservadoras sinalizam que, em 2050 a contribuição das tecnologias solar fotovoltaica e térmica no atendimento do consumo global energético – consumo estimado em 1.200 EJ, seria de 0,58% (IIASA, 1996 *apud* WEA, 2000b), porém estudos mais otimistas apontam um patamar de 16,67% (SHELL, 1996 *apud* WEA, 2000b).

A razão da intervenção governamental justifica-se em dois fatos: primeiro, porque o mercado fotovoltaico não vai conseguir, por si mesmo, alcançar o grau de maturidade necessário para atingir economias de escala e reduzir seus custos atuais de produção; segundo, porque os mercados energéticos reestruturados não levam em consideração os custos sociais e ambientais do fornecimento e uso da energia. Neste sentido, foram concebidas políticas tarifárias que concedem preços diferenciados à energia de origem fotovoltaica que é entregue à rede, bem como subsídios financeiros para aquisição dessa tecnologia. Estas ações causaram um aumento dramático da potência instalada em sistemas fotovoltaicos conectados à rede – SFCR, principalmente em países como Japão, Alemanha e EUA.

No Brasil, no que diz respeito à energia de origem fotovoltaica injetada na rede, a ação regulatória por parte da ANEEL (Resolução 233/1999) tinha estabelecido, na prática, valores teto

para limitar o repasse dos preços na aquisição de energia elétrica, livremente negociados pelas distribuidoras, para as tarifas dos consumidores cativos. Esses valores, chamados de valores normativos, variavam segundo a fonte energética utilizada com o intuito de incentivar a diversificação da matriz energética, de acordo com os objetivos da parte da política energética nacional. No entanto, com esses valores definidos, de fato, não houve investimentos privados em SFCR, sendo que as poucas experiências que se verificaram corresponderam, em sua totalidade, a iniciativas de instituições de pesquisa, embora esta regulação tenha um mérito inegável, pois ao menos tentava diferenciar as energias renováveis das de origem fóssil segundo seus custos de produção. Recentemente, tem-se estabelecido um valor normativo único para todas as fontes, tomando como referência o preço da fonte competitiva (Resolução 248/2002) e, visando incentivar investimentos privados em energias renováveis, o Executivo, através da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, criou o programa PROINFA, para a implementação de 3.300 MW de capacidade. Deve-se fazer a ressalva que este programa não considera instalações solares fotovoltaicas.

Motivado pelas razões descritas anteriormente, este trabalho tem por objetivo apresentar e discutir alguns dos principais mecanismos de incentivos tarifários e econômicos que podem ser aplicados à energia produzida pelos SFCR e o reflexo que eles têm, tanto na viabilidade econômica dessas instalações, quanto no estabelecimento de um incentivo que possa contribuir para sua disseminação. Nesse sentido, este trabalho pretende modestamente ser um subsídio na avaliação econômica do impacto que, na conjuntura atual, teria a instalação destes sistemas para a concessionária e para o consumidor, além de quantificar o custo a ser bancado pela sociedade caso decida efetivar-se a sua implementação.

Dessa forma, esta dissertação foi dividida em sete capítulos:

No segundo capítulo, apresenta-se a definição de GD, as suas características e os benefícios que sua prática acarreta para o setor elétrico, o consumidor e a sociedade como um todo. Além disso, faz uma breve apresentação e descrição das tecnologias mais proeminentes empregadas na GD e identifica as principais barreiras que dificultam sua maior disseminação.

No terceiro capítulo, trata-se do aspecto particular da prática da GD através de SFCR. São descritos os seus componentes e os aspectos técnicos e de segurança a serem considerados

quando o sistema é interconectado à rede. De igual forma que no capítulo 2, são apresentados os benefícios para os agentes do setor e as principais barreiras econômicas e técnicas que estes sistemas experimentam atualmente. Também é apresentado o panorama mundial da energia solar fotovoltaica e a experiência internacional e nacional quanto à implementação de SFCR.

Já no quarto capítulo, descreve-se as principais políticas públicas a respeito da implementação de incentivos tarifários para a energia entregue pelos SFCR à rede, segundo a ótica norte-americana e européia. Também são apresentados outros mecanismos de caráter econômico que visam diminuir o custo de aquisição da tecnologia e tornar economicamente mais viável o investimento de um consumidor para a aquisição de um SFCR.

O quinto capítulo apresenta a metodologia para o cálculo da energia que um SFCR pode produzir para um dado local e, de maneira particular, para a Região de Campinas, levando em consideração os dados de irradiação solar disponíveis, as perdas na captação da radiação incidente nos módulos, bem como o rendimento global médio da instalação. Também são apresentadas as equações para o cálculo do custo da energia fotogerada.

A apresentação e análise dos resultados são o objetivo do sexto capítulo. Neste capítulo, são ensaiadas distintas abordagens para avaliar a energia gerada através de um SFCR, segundo a disposição dos geradores fotovoltaicos e dos medidores de energia empregados, levando em consideração as distintas políticas tarifárias apresentadas no quarto capítulo. São apresentados os impactos econômicos tanto para consumidores quanto para a concessionária de distribuição. Também é analisada a influência de incentivos econômicos para subsidiar o custo dos SFCR.

Por último, no sétimo capítulo, são apresentadas as conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

Capítulo 2

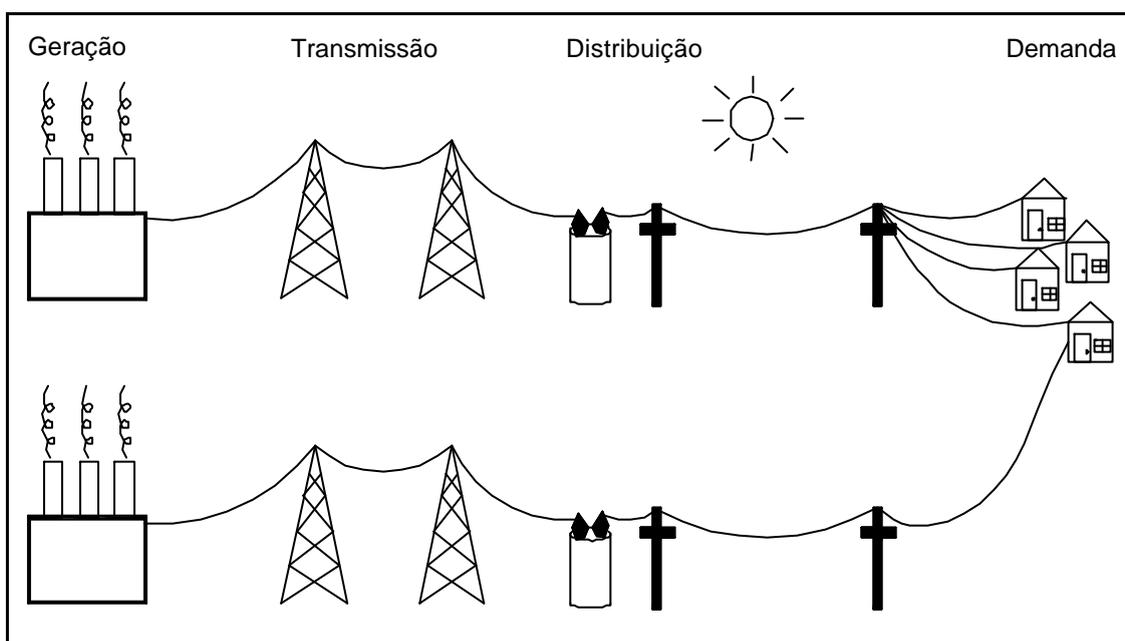
Geração Distribuída

2.1 Introdução

A concepção e instalação do primeiro sistema elétrico de potência data do ano de 1880, quando Thomas Alva Edison projetou e construiu a estação de *Pearl Street Power* na cidade de Nova Iorque. O sistema era muito pequeno, fornecendo energia elétrica a, aproximadamente, 400 lâmpadas incandescentes de 83 W de potência cada uma. A idéia teve logo enorme aceitação, sendo instalados sistemas similares nas maiores cidades dos continentes. No entanto, essas pequenas centrais possuíam uma característica em comum: sua disposição era próxima das cargas. Isto é, em essência, o que hoje em dia chama-se geração distribuída ou descentralizada de energia elétrica (ACKERMANN, 1999; GAS RESEARCH INSTITUTE, 1999).

Com o desenvolvimento dos transformadores, a corrente alternada passou a ser a tecnologia dominante e possibilitou a conexão de centrais de potência com cargas situadas longe delas. Já em 1920, cada centro de carga da Europa Ocidental possuía seu próprio sistema de potência e, depois, com a introdução das linhas de transmissão de alta tensão, possibilitou-se o trânsito de energia através de distâncias cada vez maiores e, prontamente, a interconexão das diferentes centrais de geração converteu-se em uma realidade. Tal foi a maneira organizacional que o sistema elétrico adotou e tem obedecido ao longo de quase toda a sua história: grandes centrais de geração e uma extensa rede de linhas de transmissão e distribuição, o que se conhece como

geração centralizada de energia. Assim, a resposta a um aumento na demanda foi um aumento na eletricidade gerada, e, no caso quando o crescimento da demanda exceder os limites da capacidade do sistema, a solução tradicional foi a construção de novas unidades de geração, em geral de grande porte, e o aumento da capacidade de transporte e distribuição desta maior quantidade de energia comercializada, como pode ser visto na Figura 2.1.



Fonte: Hoff *et al.* (1996a)

Figura 2.1 Resposta tradicional do sistema elétrico a um aumento da demanda: Construção de novas usinas de geração e expansão das linhas de T&D.

As razões para tal maneira de organização são identificadas, segundo Walter *et al.* (2000), (i) na contínua busca de economias de escala e conseqüente redução dos custos unitários de capital; (ii) na conveniente minimização dos impactos e dos riscos ambientais nos centros mais densamente povoados; (iii) no poder que tinham os empreendedores de grandes obras, fossem eles empresas ou governos, e, dando suporte às soluções então propostas, e (iv) na alta confiabilidade dos sistemas de transporte de eletricidade em alta tensão.

Esta concepção de se planejar a expansão da oferta de eletricidade do setor elétrico tem sido questionada a partir da década de 80. Com a introdução de novas tecnologias que reduzem, de maneira significativa, o custo da energia elétrica produzida², tem-se passado para unidades de pequeno ou médio porte, localizadas cada vez mais próximas dos centros de carga, dando origem, portanto, à valorização da geração distribuída.

As inovações tecnológicas no setor elétrico, bem como a liberação dos mercados, onde o maior ambiente competitivo, especialmente na geração, trouxe ao cenário a aparição de novos agentes (os produtores independentes e os autoprodutores, vendendo ou não excedentes de energia para a rede, concorrendo livremente) constituem-se as principais forças impulsionadoras para a disseminação da geração distribuída – GD, aliado ao fato de que cada vez é mais difícil o financiamento das grandes centrais de geração e lidar com os impactos ambientais decorrentes da sua implantação.

O presente capítulo explora o que é a GD, as suas características, tecnologias empregadas para sua prática, os benefícios potenciais que acarreta para os agentes do mercado e identifica algumas das principais barreiras que dificultam sua maior participação, sendo que grande parte delas é decorrente da prática do atual modelo centralizado de planejamento da expansão do setor elétrico.

2.2 O que é geração distribuída

Segundo Turkson & Wohlgemuth (2001), não existe ainda um consenso quanto à definição de GD, embora características inerentes a este tipo de geração possam ser identificadas como essenciais ao que a GD representa. Vale a pena destacar alguns conceitos encontrados na literatura:

- *“GD é uma planta de 20 MW ou menos, situada no centro de carga ou próxima a ele, ou situada ao lado do consumidor, e que produz eletricidade no nível de voltagem do sistema de distribuição. São quatro as tecnologias apropriadas para a GD: turbinas de combustão,*

² A capacidade mais eficiente das unidades de geração construídas nos anos 30 aumentou de 50 MW para cerca de 1000 MW a finais dos anos 70. Com a introdução das turbinas aeroderivativas a gás operando segundo ciclos combinados (CCGTs), nos anos 80, a capacidade ótima caiu para 100 MW ou menos (PFEIFENBERGER *et al.*, 1998).

motores recíprocos, células a combustível e módulos fotovoltaicos” (California Energy Commission - CEC, 1996, 2000 *apud* TURKSON & WOHLGEMUTH, 2001).

- *“GD indica um sistema isolado ou um sistema integrado de geração de eletricidade em plantas modulares pequenas – na faixa de poucos kW até os 100 MW – seja de concessionárias, consumidores ou terceiros”* (PRESTON & RASTLER, 1996 *apud* ACKERMANN *et al.*, 1999).
- *“GD é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos. O termo tem sinonímia com outras expressões normalmente usadas como: auto-geração, geração in situ, cogeração e geração exclusiva”* (EPRI, 1997 *apud* TURKSON & WOHLGEMUTH, 2001).
- *“Geração Distribuída é o termo que se usa para a geração elétrica junto ou próxima do(s) consumidor(es), com potências normalmente iguais ou inferiores a 30 MW. A GD inclui: cogeneradores, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, módulos fotovoltaicos e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's”* (Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE, 2001).
- *“GD são tecnologias de geração de pequeno porte, tipicamente inferior a 30 MW, estrategicamente localizadas próximas dos consumidores ou centros de carga, proporcionando benefícios aos consumidores e suporte para a operação econômica das redes de distribuição existentes”* (GAS RESEARCH INSTITUTE, 1999).

Essas diferentes definições mostram uma falta de consenso no que diz respeito ao tipo e tamanho da tecnologia elegível para GD³, bem como no nível de tensão para a eventual interconexão da unidade de geração com a rede elétrica. No entanto, existem aspectos comuns ao conceito de GD: (i) a percepção da GD como recurso flexível de energia em comparação aos sistemas convencionais de geração e transmissão centralizados de grandes blocos de energia; (ii)

³ Ackermann *et al.* (1999) sinalizam que o amplo número de definições que dizem respeito ao tamanho da unidade empregada deve-se às peculiaridades da regulação que cada país possui. Portanto, esse aspecto é irrelevante ao conceito de GD, uma vez que o porte da unidade a ser interconectada depende da capacidade do sistema de distribuição, cujo *layout* é único. Logo, o máximo de capacidade a ser interconectada não pode ser definido de uma maneira geral.

o modo de operação sugere que a GD é vista como um recurso de geração de energia que não é associado às complexidades das operações do sistema de geração convencional, tais como planejamento do despacho, *pool pricing*⁴, e o despacho propriamente dito, e (iii) a disposição da unidade de geração é tipicamente ao nível de baixa tensão do sistema de distribuição local, para caracterizar a maior diversificação de número de agentes participantes, incluindo-se, assim, os consumidores, residenciais e comerciais, que podem investir em equipamentos para sua auto-suficiência energética e mesmo para vender energia elétrica à rede.

2.3 Benefícios da geração distribuída

As vantagens atribuídas à GD, em relação às opções convencionais de geração de grande porte, são as seguintes:

Do lado do consumidor

- (i) Alguns investidores se interessam pela GD porque seu sistema elétrico não pode tolerar variações de frequência e/ou tensão, bem como interrupções no abastecimento. Essa eventual qualidade e confiabilidade superiores do abastecimento através de tecnologias de GD são aspectos que podem justificar custos unitários de produção relativamente maiores.
- (ii) Do ponto de vista econômico, o investimento próprio em GD interessa ao consumidor se a eletricidade gerada tiver um custo menor do que o abastecimento via empresa concessionária, ou via um comercializador.

Do lado do setor elétrico

- (i) Para uma empresa concessionária, a GD pode ser economicamente atraente em função das reduções de custos que ela possibilita. A geração distribuída reduz perdas nas linhas de transmissão e distribuição, proporciona maior estabilidade à tensão elétrica, reduz perdas reativas de potência e adia investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional para transmissão (HOFF *et al.*, 1996a).

⁴ É definido através de licitações da venda de lotes de geração (para determinar quais unidades de geração estarão disponíveis para produzir), combinadas com estimativas de demanda.

- (ii) Unidades de menor capacidade ajustam-se melhor a taxas variáveis de crescimento da demanda, reduzindo o risco associado a erros de planejamento que podem resultar em sobre capacidade, e, também, podem proporcionar uma boa dose de flexibilidade a oscilações de preços ao sistema elétrico (WALTER *et al.*, 2000).
- (iii) Nas regiões onde o potencial de expansão dos sistemas de transmissão ou distribuição é limitado, por exemplo por razões políticas ou ambientais.

Do lado da sociedade

- (i) Contribui para aumentar o *mix* na geração, levando a uma maior segurança do suprimento energético.
- (ii) Permite a promoção do desenvolvimento local através do uso de recursos próprios da região em que a instalação é inserida, além da dinamização das atividades econômicas e geração de empregos em função da maior produção industrial e do maior volume de serviços.
- (iii) A minimização dos impactos ambientais associado à GD, seja pelo porte da instalação ou ausência ou menor impacto quanto às emissões líquidas de dióxido de carbono, no caso do uso de fontes renováveis (ver Tabela 2.1).

Tabela 2.1 Emissões de algumas tecnologias de geração de energia.

Tecnologia	SO₂ (kg/GWh)	NO_x (kg/GWh)	CO₂ (t/GWh)	CO₂ equivalente para Metano (t/GWh)
UTE a carvão mineral	630 – 1.370	630 – 1.560	830 - 920	1.240
Nuclear	N.D	N.D	N.D	28 – 54
Ciclos combinados	45 - 140	650 - 810	370 - 420	450
Tecnologias de GD baseadas em fontes renováveis				
PCHs	24 - 29	46 - 56	10 - 12	2
Eólica				
4,5 m/s	18 - 32	26 - 43	19 - 34	N.D
5,5 m/s	13 - 20	18 - 27	13 - 22	N.D
6,5 m/s	10 - 16	14 - 22	10 - 17	11
Fotovoltaica				
Monocristalino	230 - 295	270 - 340	200 - 260	N.D
Policristalino	260 - 330	250 - 310	190 - 250	228
Amorfo	135 - 175	160 - 200	170 - 220	N.D

Fonte: Ackermann *et al.* (1999)

Notas: 1 - inclui tanto emissões diretas, relativas à produção de eletricidade, como emissões indiretas (manufatura, exploração e transporte dos insumos energéticos, etc.)

2 - N.D: Informação não disponível.

2.4 Tendências de uma maior difusão da geração distribuída

Baseando-se em uma estimativa de custos e de eficiências de várias tecnologias de geração e de sistemas de armazenamento para a GD, Pfeifenberger *et al.* (1998) identificam quatro segmentos de razoável potencial futuro, em função de suas vantagens econômicas: (i) na prática da cogeração, (ii) quando a estrutura tarifária possibilitar ganhos ao consumidor, mesmo que os custos da GD sejam superiores aos custos médios ou marginais da geração centralizada, (iii) no atendimento de consumidores de alto custo para o sistema elétrico e (iv) onde a GD puder adiar investimentos nas linhas de T&D e melhorar a confiabilidade dos sistemas já existentes.

A análise feita por Pfeifenberger *et al.* (1998) tem por base uma estimativa de custos e de eficiências de várias tecnologias de geração e de sistemas de armazenamento, cujos dados são reproduzidos nas Tabelas 2.2 e 2.3 a seguir. Como pode ser constatado, com exceção das quatro situações acima citadas, é ainda necessária uma significativa redução dos custos de capital das tecnologias de GD para torná-las competitivas com as opções convencionais de geração centralizada.

Tabela 2.2 Estimativas de custos e eficiências de tecnologias de geração.

Tecnologia	Eficiência de geração [%]	Custo combustível [US\$/MMBtu]	Investimento [US\$/kW]	Fator de capacidade	O&M [cents US\$/kWh]	Custo [cents US\$/kWh]
Geração centralizada						
Ciclos combinados	50-58	2,0-2,5	300-600	> 80	0,2-0,5	2,5-3,5
Turbinas a gás	32-38	2,0-3,0	180-350	< 20	1,0-2,0	8,0-15,0
UTE a carvão mineral	34-40	0,8-1,4	800-1.400	> 80	0,4-0,8	3,0-5,0
Geração distribuída						
Motores – geração na base	30-40	2,5-6,0	700-1.800	> 80	0,6-2,0	4,5-12,0
Motores – geração emergencial	30-40	2,5-6,0	250-500	< 10	4,0-7,0	15,0-25,0
Micro turbinas	20-30	2,5-6,0	500-700	> 50	0,2-0,5	5,0-12,0
				< 10	1,0-2,0	17,0-30,0
Células a combustível	40-55	2,5-6,0	2.000-3.000	> 80	0,4-1,0	8,0-12,0
Solar fotovoltaica ⁵	---	---	3.500-5.500	20-40	0,1-0,5	15,0-60,0
Energia eólica	---	---	800-1.800	25-50	0,6-1,5	5,0-15,0

Fonte: Pfeifenberger *et al.* (1998)

⁵ É importante notar que o custo do kWh fotogerado na análise desses autores tem sido subestimado já que, de fato, um fator de capacidade na faixa de 20 – 40% para a tecnologia solar fotovoltaica é irrealista. E isso porque a produção energética anual da tecnologia solar em aplicações interconectadas à rede está na faixa dos 750 – 1.500 kWh/kWp (WEA, 2000b), o qual conduz a fatores de capacidade na ordem de 9 – 17%. Portanto, o custo do kWh estaria na faixa dos 48,0 – 96,0 centavos US\$, se considerados um preço *turnkey* do sistema de 5,0 US\$/Wp, taxa anual de desconto de 12%, vida útil da instalação de 20 anos e os gastos para O&M de 1% do investimento inicial.

Tabela 2.3 Estimativas de custos e eficiências de sistemas de armazenamento.

Tecnologia	Eficiência [%]	Capacidade de armazenamento típica	Investimento [US\$/kW]
Sistema centralizado			
Centrais de bombeamento	75	10 horas	1.300-1.800
Sistemas de ar comprimido	80	8-36 horas	400-600
Recursos distribuídos			
Baterias	75	0,5-4,0 horas	1.000-1.800
Super condutores magnéticos	90	1-5 minutos	1.000-2.000
Volantes mecânicos	80	2 min – 2 horas	1.000-3.000

Fonte: Pfeifenberger *et al.* (1998)

É ainda controverso o papel das concessionárias de distribuição para o desenvolvimento da geração distribuída. Acredita-se que estas deveriam ser proibidas de participar dos mercados de geração distribuída devido a que a GD não exhibe características naturais de monopólio, e as concessionárias poderiam usar o monopólio que exercem na rede de distribuição para tomar vantagem sobre outros agentes. A outra posição é que as concessionárias de distribuição estão em uma posição única e privilegiada para identificar e avaliar as melhores oportunidades para capturar os benefícios da GD e proibir a sua participação nesses mercados pode reduzir, até mesmo eliminar, incentivos para que as concessionárias promovam o uso da GD (STARRS & WENGER, 1998).

2.5 Principais tecnologias de geração distribuída

A prática da GD envolve o uso de tecnologias comprovadas e comercialmente disponíveis como motores de combustão interna, turbinas a gás e sistemas de cogeração, bem como de tecnologias emergentes como módulos fotovoltaicos, aerogeradores e células a combustível, entre outros.

O tipo e a capacidade da unidade de geração distribuída desempenham um papel importante na interconexão da unidade com a rede de distribuição da empresa concessionária. As unidades de geração distribuída, conforme sinalizam R. W. Beck & Distributed Utilities Associates (1999),

podem ser classificadas em três categorias: tecnologia, fonte de combustível e interface com a rede, segundo consta na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 Classificação de tecnologias de emprego comum em geração distribuída.

Tecnologia	Fonte de combustível	Interface	Pequeno < 100 kW	Intermediário 100 kW – 1 MW	Grande >1 MW
Pequenas turbinas a gás	Combustível fóssil e Biogás	Conexão direta			X
Motores recíprocos com geradores síncronos ou de indução	Combustível fóssil e Biogás	Conexão direta	X	X	X
Geotérmico	Renovável	Conexão direta		X	X
PCHs	Renovável	Conexão direta		X	X
Eólica	Renovável	Inversor	X	X	X
Fotovoltaico	Renovável	Inversor	X	X	
Células a combustível	Combustível fóssil e Renovável	Inversor	X	X	X
Solar térmico	Renovável	Conexão direta	X	X	X
Armazenamento em baterias	Rede elétrica	Inversor	X	X	X
Armazenamento em capacitores	Rede elétrica	Inversor	X	X	
Armazenamento em volantes	Rede elétrica	Inversor		X	X
SMES ⁶	Rede elétrica	Inversor		X	X
Micro turbinas	Combustível fóssil	Inversor	X	X	

Fonte: R.W. Beck & Distributed Utilities Associates (1999)

Faz-se a seguir uma breve apresentação das principais tecnologias de geração distribuída.

2.5.1 Motores de combustão interna

Os conjuntos moto geradores têm dominado por muitos anos o mercado do que hoje é chamado geração distribuída, graças às aplicações confiáveis e econômicas dessa tecnologia em hospitais, aeroportos, indústrias, regiões remotas, etc. A tecnologia é disponível comercialmente, os níveis de eficiência atuais são relativamente altos – na ordem de 30 a 40 % - e as principais barreiras ambientais existentes no passado, relativas às emissões atmosféricas e ao nível de ruído, foram sensivelmente reduzidas (WALTER *et al.*, 2000).

⁶ SMES: Super Conducting Magnetic Energy Storage (super condutor magnético).

A maioria das unidades de pequena capacidade de geração com motores de combustão interna está associada a sistemas de cogeração, muitos deles operando em centros comerciais, hospitais, hotéis e *shopping centers*.

2.5.2 Turbinas a gás convencionais

As turbinas de combustão usadas na geração distribuída, tipicamente, têm entre 1-30 MW de capacidade instalada, atingindo eficiências entre 24-35 %. Sistemas de cogeração baseados em turbinas a gás constituem uma opção tecnológica empregada há muitos anos. Com os contínuos avanços tecnológicos, associados a aumentos da sua eficiência térmica, redução da sua capacidade nominal e redução de custos unitários, a sua utilização para diversas aplicações e situações tem se tornado economicamente viável.

2.5.3 Micro turbinas a gás

As chamadas micro turbinas a gás são uma nova tecnologia de geração distribuída, cuja base de desenvolvimento são as turbinas a gás empregadas em turbo compressores automotivos. Tipicamente têm uma única parte em movimento e possuem refrigeração por ar. Para dar uma noção do seu porte, uma micro turbina típica tem aproximadamente 1,2 metros de comprimento e um peso de 82 quilogramas e, considerando o espaço para o centro de controle do motor, compressor do gás e bateria, a planta inteira ocuparia um espaço de 0,34 metros cúbicos e teria um peso de 163 quilogramas. Sua potência de saída está na faixa de 30-300 kW, podendo ser integradas em um único conjunto para atender cargas maiores. Atualmente, as micro turbinas são capazes de produzir energia com uma eficiência de 20 a 30% e se espera que, com os atuais esforços em P&D de novos materiais, possam atingir uma eficiência de 40% (DOE, 2000).

2.5.4 Células a combustível

É um dispositivo eletroquímico que transforma a energia química de um combustível (hidrogênio) diretamente em energia elétrica. Diferentemente das máquinas térmicas, as células a combustível não utilizam uma etapa térmica intermediária. Portanto, possuem alta eficiência de conversão (tipicamente o dobro da obtida utilizando-se geração convencional no atual estágio de desenvolvimento).

As células a combustível representam, possivelmente, a tecnologia de GD mais promissora, principalmente porque reúnem várias características importantes, tais como compatibilidade com outros sistemas modulares, possibilidade de completa automação, baixos níveis de ruído e emissões, altos níveis de eficiência, alta qualidade e confiabilidade da eletricidade produzida. Até o momento, no entanto, a aceitação do mercado tem sido dificultada pelos altos custos de capital, embora desenvolvimentos recentes tenham trazido as células a combustível mais próximas de um estágio comercial. Estima-se que em um horizonte de médio prazo os custos de capital das células a combustível atingirão níveis competitivos por conta dos avanços tecnológicos e do aumento da escala de produção (WALTER *et al.*, 2000).

As células de ácido fosfórico (PAFCs) de 200 kW são as que alcançaram o estágio mais avançado de desenvolvimento para a geração de eletricidade. As células a combustível de óxido sólido (SOFC) e de carbonato fundido (MCFC) estão ainda em fase de demonstração e se espera sua entrada ao mercado em 2002 (DOE, 2000). A célula a combustível de polímero sólido (PEMFC) está numa fase ainda pré-comercial. Nas células SOFC e MCFC, o calor residual pode ser aproveitado para cogeração.

2.5.5 Eólica

O aproveitamento da energia cinética contida nos ventos para a geração de eletricidade, com o uso de turbinas eólicas, tem sido largamente utilizado na complementação dos parques energéticos. Nota-se queda nos preços dos aerogeradores ao longo das últimas décadas, tornando a energia eólica ainda mais competitiva com outras fontes de geração devido à evolução da tecnologia, das suas características operacionais e não somente às questões de custo. O custo “zero” de seu combustível (ventos), baixo custo de manutenção, o curto espaço de tempo necessário para sua instalação e operação, entre outros fatores, vêm consolidando o espaço da energia eólica entre as demais fontes de energia.

A produção de eletricidade a partir da energia eólica é a que teve os resultados mais significativos nos últimos 15-20 anos, tanto em termos de capacidade instalada (mais de 40.000 turbinas eólicas de grande porte em operação no mundo, com 13.500 MW) quanto na redução dos custos da eletricidade gerada. Desde 1980 o custo unitário médio foi reduzido cerca de 80%, resultando em custos de eletricidade da ordem de 4-5 centavos de US\$ por kWh.

No âmbito do Comitê Internacional de Mudanças Climáticas, está sendo projetada a instalação de 30.000 MW, por volta do ano 2030. Esta projeção pode ser estendida para 100.000 MW em função da perspectiva de venda dos “Certificados de Carbono”, alterações de políticas energéticas a serem discutidas e implementadas, bem como a utilização de instalações *offshore* (EWEA, 2000 *apud* TERCIOTE, 2002).

As principais aplicações de energia eólica, no Brasil, estão na Região Nordeste. Estudos realizados pela Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF e pela Companhia Elétrica do Ceará - COELCE mostram que a costa nordestina entre o Rio Grande do Norte e o Ceará apresenta um recurso eólico estimado em 12.000 MW (CHESF-COELCE, 1996 *apud* TERCIOTE, 2002).

A energia eólica teria seu parque aumentado até 2005, pois a ANEEL autorizou a construção de quarenta e três novas usinas. Com estas usinas, o total de geração de energia eólica no país, até 2005, poderia ser de 3.680 MW (TERCIOTE, 2002). No entanto, as mudanças introduzidas recentemente pelo governo podem comprometer estes investimentos. Primeiro, porque a adoção de um Valor Normativo⁷ único de 72,35 R\$/MWh para todas as fontes de produção de eletricidade estaria, de cara, inviabilizando os investimentos em energia eólica. Segundo, porque a aprovação da Medida Provisória 14 - que incluiu a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA)⁸ - deu início a um conflito de interesses entre pequenos e grandes investidores, com acusações de benefícios concedidos pelo governo. De fato esta medida inclui, entre os seus beneficiários, a figura do Produtor Independente Autônomo⁹, sendo que a participação de empresas do setor elétrico, ou coligadas e/ou controladas a elas, no programa ficaria restringida a 50%, ou seja, que na primeira fase do PROINFA, elas só poderiam participar na instalação de 550 MW através de empreendimentos eólicos. Para empresas como, por exemplo, a Enerbrasil¹⁰ (vinculada ao grupo Iberdrola) tal mudança representou, além de uma limitação imposta na sua participação, prejuízos, pois já tinha gastos em torno de dez milhões de

⁷ O Valor Normativo – VN – será tratado com detalhe na seção 4.7.

⁸ O PROINFA ficou definitivamente instituído pela Lei N° 10.438, de 26 de abril de 2002, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pch's e biomassa.

⁹ Produtor Independente Autônomo é aquele cuja sociedade não é controlada ou coligada de concessionária de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica.

¹⁰ A Enerbrasil possui uma carteira de 29 projetos de geração eólica, já aprovados pela ANEEL, que somam, em conjunto, 2.245 MW de potência instalada, representando US\$ 2 bilhões em investimentos.

reais para obter as autorizações dos seus projetos junto à ANEEL - além do investido na prospecção e compra de área para implantar os parques eólicos, e agora ameaça reavaliar esses investimentos (DUTRA, 2002).

2.5.6 Fotovoltaica

É uma tecnologia de geração de energia elétrica altamente modular¹¹ e sem emissões de poluentes e ruídos durante seu funcionamento. O gerador fotovoltaico é composto por módulos onde se encontram as células fotovoltaicas que produzem energia elétrica na forma de corrente contínua quando sobre elas incide a luz solar. Em função da sua baixa densidade energética, adapta-se melhor à geração distribuída do que à geração centralizada, o qual evidencia um claro espaço a ser ocupado por ela. Porém, características de produção intermitente, bem como seus ainda elevados custos unitários de capital constituem barreiras para sua maior participação na matriz energética mundial. Esta tecnologia será tratada com maior detalhe no próximo capítulo.

2.5.7 Armazenamento de energia

Alguns investidores se interessam pela geração distribuída porque seu sistema elétrico não pode tolerar variações de frequência e/ou tensão, bem como interrupções no abastecimento. Para tais finalidades, no entanto, sistemas de armazenamento de energia podem ser uma opção melhor, do ponto de vista econômico, do que qualquer outra alternativa de geração emergencial.

Os sistemas de armazenamento de energia e/ou proteção da rede são identificados na literatura em inglês como UPS – “*Uninterruptible Power Systems*”. Em algumas de suas versões, os sistemas são constituídos por baterias e por motores Diesel para fazer frente a interrupções mais prolongadas. Para contornar os problemas relativos aos altos custos de instalação e manutenção das baterias, além dos problemas ambientais associados à sua disposição indevida em aterros, UPS com volantes mecânicos, armazenadores pneumáticos/hidráulicos e supercondutores magnéticos alcançaram recentemente um estágio comercial (WALTER *et al.*, 2000).

¹¹ Com aplicações situadas na faixa de 5 W – 5 MW.

2.6 Barreiras

No momento, ainda existem barreiras técnicas, econômicas e regulatórias à GD. Do ponto de vista técnico, várias tecnologias ainda estão em desenvolvimento e, por conseguinte, não estão sendo comercializadas e/ou ainda não apresentam um bom nível de confiabilidade. Sob o aspecto econômico, o estágio prematuro de várias tecnologias implica elevados custos iniciais, limitando a sua viabilidade. Para contornar as barreiras técnicas e econômicas, os fabricantes têm trabalhado no desenvolvimento de sistemas mais eficientes e têm apostado na padronização, além de contar com o apoio de políticas de fomento que garantam a formação de mercados de dimensões mínimas e a remuneração por tarifas diferenciadas. Finalmente, do ponto de vista regulatório, as questões mais importantes são os padrões técnicos a serem atendidos, as tarifas vigentes de interconexão aos sistemas de transmissão e distribuição, e a regulação relativa à demanda suplementar de reserva¹².

Algumas barreiras podem ser identificadas principalmente nos seguintes pontos:

- **Estrutura tarifária das concessionárias:** as tarifas elétricas raramente refletem de maneira correta a diferenciação dos custos de abastecimento nos diferentes períodos do dia e do ano. Na medida em que as tarifas adquirirem uma estrutura mais atomizada, sinalizando melhor os custos reais do abastecimento, o consumidor estará mais motivado a investir na GD.
- **Interconexão com a rede elétrica:** os requerimentos atuais estabelecidos para a interconexão das unidades de GD diferem de concessionária para concessionária e de Estado para Estado, além de problemas técnicos provenientes da interface de conexão com o sistema elétrico e problemas de ordem operacional, que, no caso de fontes renováveis (solar e eólica), refere-se também à característica de intermitência na produção de eletricidade. Os usuários que desejam instalar essas tecnologias devem pagar por estudos de engenharia para a pré-conexão, o qual adiciona um custo significativo ao sistema.
- **Modelos atuais de negócios e práticas:** os benefícios das fontes renováveis de energia podem ser melhor identificados em um horizonte de médio a longo prazos, enquanto o foco

¹² Considera-se demanda suplementar de reserva, aquela necessária a suprir as eventuais deficiências do sistema de geração própria.

de atenção dos agentes do setor elétrico está cada vez mais voltado ao curto prazo. Assim, uma maior participação das fontes renováveis na geração de eletricidade deve depender de fatores tais como o espaço a ser ocupado pela geração distribuída e de como serão tomadas as decisões relativas à expansão do setor elétrico e, nesse contexto, quão importante serão os aspectos ambientais e sociais para os tomadores de decisão.

- **Informação de custos:** os investimentos em GD devem ter uma adequada consideração da condição de contorno espacial para não ter sua viabilidade econômica prejudicada. Assim, uma questão essencial para a concessionária é identificar as áreas de alto custo marginal nas quais a GD é mais justificável. Essa é uma barreira importante no setor elétrico brasileiro, pois poucas são as empresas que têm dados para tal avaliação (WALTER *et al.*, 2000).

Capítulo 3

Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR)

3.1 Introdução

Os sistemas interligados nem sempre são desenvolvidos de forma a atender todas as possíveis cargas e demandas de consumo. Isto porque a distribuição heterogênea do desenvolvimento faz com que a extensão da rede para o atendimento de pequenas cargas distantes nem sempre seja economicamente viável. Surgem então os sistemas isolados, para os quais soluções de geração locais são adotadas pelo menos até que o aumento de demanda de energia possa justificar a extensão da rede.

Em função de sua baixa densidade energética, as fontes renováveis – e os sistemas fotovoltaicos em particular – se tornam candidatas ideais para atenderem os nichos de mercado que representam as áreas isoladas e o meio rural. E isso porque o atendimento via extensão da rede apresenta dificuldades como: (i) a grande dispersão geográfica dos consumidores; (ii) os elevados investimentos necessários à implementação de redes de distribuição e (iii) a pouca atratividade para os investidores, em razão da baixa rentabilidade dos investimentos. No entanto, estas que são apontadas como dificuldades, podem ser interpretadas como vantagens para o emprego em particular da energia solar fotovoltaica, cuja possibilidade de uso em pequena escala e de geração local, não necessitando de redes de distribuição, resolveria o problema de abastecimento de pequenas propriedades e comunidades isoladas (SCALAMBRINI, 2001).

Hoje em dia é comum a prática da energização de residências isoladas, que apresentam características de baixo consumo e com moradores de baixo poder aquisitivo, através dos chamados Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares – SFD, sendo que na última década foram instalados mais de 500.000 deles¹³ no mundo todo (WEA, 2000b). Este mercado apresenta dimensões consideráveis se for considerado o fato de que são aproximadamente dois bilhões de pessoas, em países em desenvolvimento, que não têm acesso à energia (*ibidem*).

Já no Brasil, a tecnologia fotovoltaica vem, ao longo dos últimos anos, inserindo-se gradualmente no mercado, sendo que a aplicação desta tecnologia para a iluminação de residências isoladas foi a que mais se difundiu e contribuiu para a iminente popularização da energia solar fotovoltaica no País. Embora não existam dados oficiais, estima-se que, atualmente, existe ao redor de 12 MWp de potência instalada de sistemas fotovoltaicos fornecendo energia elétrica para domicílios, escolas, centros comunitários, telefonia rural e bombeamento de água no país (GOLDEMBERG, 2002).

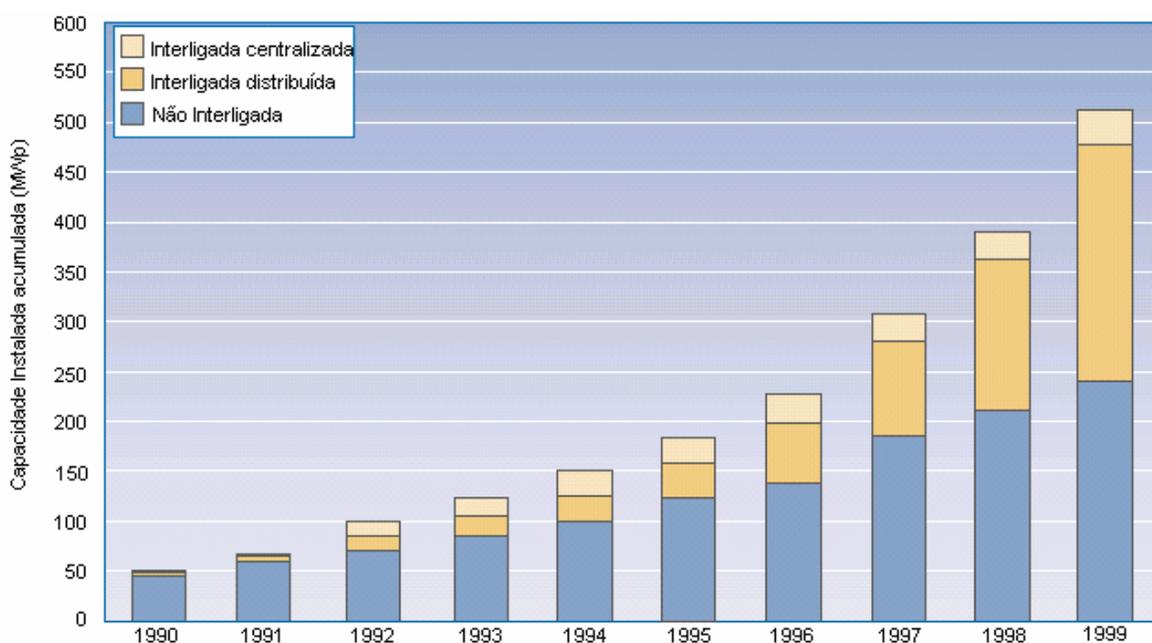
No entanto, a tecnologia solar fotovoltaica ainda se defronta com uma importante restrição econômica que advém dos seus ainda altos custos unitários de capital: ela é pouco utilizada por apresentar custos elevados que, por sua vez, se devem às pequenas escalas de produção atuais, que são pequenas devido ao custo elevado dos sistemas fotovoltaicos. Só o rompimento desse círculo vicioso permitirá que um mercado de dimensões mínimas se viabilize; e é, nesse sentido, que numerosos governos – em geral de países desenvolvidos – têm trabalhado na concepção de programas que estabelecem mecanismos de fomento específicos, que incluem a concessão de incentivos creditícios e fiscais, a indução de mercados garantidos com tarifas especiais, o fomento a programas de P,D&D¹⁴ e a difusão de informações, principalmente no uso de sistemas fotovoltaicos integrados ao entorno construído e interligados à rede elétrica pública em ambientes urbanos.

O intuito desses programas, adotados com maior envergadura no Japão, Alemanha, EUA e Holanda, é o de desenvolver o mercado fotovoltaico através da exploração de um mercado novo, como é o setor residencial e o de obter experiência com esta forma de geração de eletricidade, distribuída e mais sustentável, além de minimizar os impactos ambientais decorrentes das várias

¹³ Tipicamente sistemas de 50 W.

¹⁴ Pesquisa, Desenvolvimento e Demonstração.

etapas das cadeias energéticas. E, nesse sentido, a maior penetração da aplicação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede – SFCR, proverá de um mercado de dimensões suficientemente grandes para que a indústria fotovoltaica possa alcançar economias de escala e, assim, diminuir os custos unitários de capital dos equipamentos (IEA – PVPS, 1999; WEA, 2000b). A participação cada vez maior dos SFCR no mercado mundial fica de maneira explícita representada na Figura 3.1. Embora contenha informação a respeito da capacidade instalada em 20 países membros da *International Energy Agency* – IEA¹⁵, é um claro indicativo de uma tendência mundial. Em 1992, apenas 29% da capacidade instalada era de unidades conectadas à rede. Já no final de 1999, esta aplicação alcançou 53% (IEA – PVPS, 2001).



Fonte: IEA – PVPS (2001)

Figura 3.1 Capacidade instalada acumulada nos países membros do programa IEA – PVPS, segundo aplicação principal.

¹⁵ Os países participantes do Programa de Sistemas Fotovoltaicos da *International Energy Agency*, IEA – PVPS, são: Alemanha, Austrália, Áustria, Canadá, Coreia, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, Finlândia, França, Holanda, Israel, Itália, Japão, México, Noruega, Portugal, Suíça, Suécia e Reino Unido.

Neste capítulo se faz uma abordagem dos aspectos tecnológicos dos SFCR, estudo de caso da presente dissertação, aprofundando detalhes do estado da arte de tais sistemas e perspectivas quanto ao crescimento do mercado e evolução dos custos da energia fotogerada. Os aspectos relacionados com a própria interconexão com a rede serão tratados apenas para identificar as barreiras técnicas que experimentam estes sistemas atualmente. Além disso, se apresenta uma avaliação da experiência internacional e nacional na implementação dos SFCR.

3.2 Definição

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são uma aplicação da tecnologia solar fotovoltaica, na qual o arranjo fotovoltaico atua como fonte complementar ao sistema elétrico ao qual está conectado. Existem basicamente dois tipos de SFCR: o primeiro é representado pelas grandes centrais fotovoltaicas que geram grandes pacotes de energia de forma centralizada. O segundo gera a energia de forma descentralizada, no local de consumo. Estes últimos são conhecidos como Edificações Solares Conectadas à Rede, doravante EFCR.

As grandes centrais fotovoltaicas têm sido instaladas obedecendo a duas razões fundamentalmente: (i) como uma alternativa à geração centralizada de energia através de combustíveis de origem fóssil ou nuclear e (ii) como suporte aos sistemas de distribuição da concessionária, proporcionando-lhe maior estabilidade à tensão elétrica (IEA – PVPS, 1999). Numerosas plantas de demonstração – em geral de propriedade de concessionárias, interessadas em conhecer a viabilidade desse tipo de centrais – têm sido instaladas na Alemanha, Itália, Japão, Espanha, Suíça e nos EUA, produzindo energia com confiabilidade e munindo de experiências quanto ao conhecimento da construção, operação e desempenho desses sistemas.

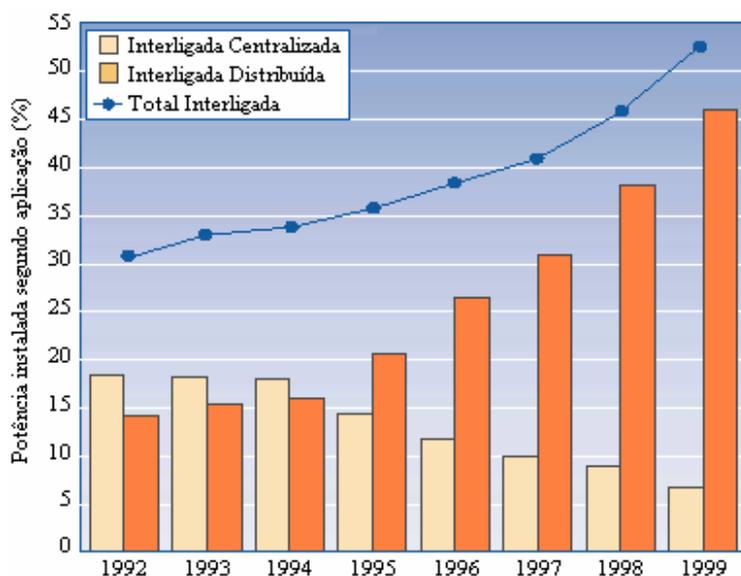
Já no caso do uso da tecnologia fotovoltaica em sistemas conectados à rede e integrados a edificações urbanas, as EFCR, é uma prática relativamente nova. Este tipo gera a eletricidade de forma descentralizada, no local de consumo, aproveitando, desta maneira, as vantagens proporcionadas pela tecnologia, tais como a possibilidade de produzir energia de forma descentralizada e onde houver Sol.

Nesta aplicação, a fachada ou o teto de uma edificação é utilizada como suporte aos geradores fotovoltaicos. Com a ajuda de um inversor, a energia produzida, inicialmente sob

tensão e corrente contínua, passa a ser fornecida em tensão e corrente alternada, podendo ser inserida diretamente na rede de distribuição de eletricidade ou utilizada em qualquer um dos equipamentos elétricos instalados na edificação (OLIVEIRA & ZILLES, 1998).

Conforme sinalizado por Zilles (2001), a principal característica no que tange à operação destas instalações radica precisamente no fato destas serem instaladas para operar em paralelo com a rede de distribuição; ou seja, o consumidor está consumindo eletricidade de ambas as fontes simultaneamente. Caso se verifique um consumo de energia elétrica inferior à produção da EFCR, este excedente energético pode ser injetado na rede e, caso contrário, a rede convencional pode suprir parcial ou totalmente os requerimentos energéticos do consumidor (e.g. nos períodos de baixa irradiação, ou quando o recurso solar não estiver disponível).

Nos últimos anos, a importância dos sistemas conectados à rede de forma descentralizada¹⁶ vem, cada vez mais, se mostrando presente. Tal tendência é mostrada na Figura 3.2, onde pode se apreciar que essa aplicação mantém um crescimento progressivo e que a instalação de grandes centrais fotovoltaicas pouco tem aumentado.



Fonte: IEA – PVPS (2001)

Figura 3.2 Percentagem de capacidade instalada acumulada referente a SFCR nos países membros do programa IEA – PVPS.

¹⁶ Instalações de 1 a 50 kWp de capacidade, em residências e locais comerciais.

Na realidade, poucas plantas de grande porte (maior do que 500 kW) têm sido construídas desde 1996 (IEA – PVPS, 1999). Isto deve-se também ao fato de que pequenos sistemas descentralizados podem apresentar custos menores de balanço do sistema – BOS¹⁷, e oferecer outras vantagens (e.g. servindo freqüentemente como cobertura externa e reduzindo, assim, os custos de construção quando integrados à fachada de uma edificação) tornando-os mais competitivos (WEA, 2000b).

3.3 Componentes

A Figura 3.3 apresenta um esquema da configuração mais simples de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Na figura podem-se observar os dois equipamentos básicos do sistema: gerador fotovoltaico e o inversor CC/CA, que se encarrega de transformar em CA a eletricidade CC produzida pelo gerador foto voltaico. A seguir serão expostos, de maneira sucinta, os aspectos funcionais mais relevantes destes componentes.

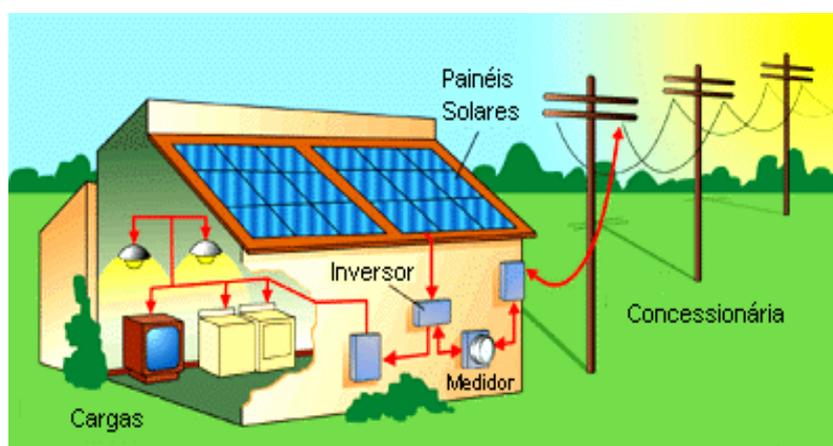


Figura 3.3 Diagrama esquemático apresentando os principais componentes de um SFCR.

¹⁷ BOS – *Balance of System*, termo usado para representar todos os componentes que fazem parte da instalação fotovoltaica, excluindo os módulos. Estão contidos no custo do BOS o custo do inversor, a instalação elétrica, os custos associados à integração do sistema com a edificação, preparação do local e a construção das estruturas de suporte.

Módulo fotovoltaico

No módulo fotovoltaico é onde acontece a transformação de energia luminosa em energia elétrica. Essa transformação é realizada por células, de material semicondutor, capazes de produzir corrente elétrica quando expostas à luz solar. Para sua aplicação prática, as células são agrupadas eletricamente em diferentes combinações que permitem obter os valores de tensão e corrente necessários e, finalmente, são encapsuladas entre materiais que as protegem do meio externo.

O gerador fotovoltaico é caracterizado por sua potência nominal, definida nas condições padrão de teste – STC¹⁸, e seu valor é dado em Watts pico (Wp). Não obstante, merece ser ressaltado que a potência real, entregue pelos módulos, em geral encontra-se 5% a 10% abaixo do que anunciam os catálogos dos fabricantes (CAMARGO, 2000; LORENZO, 2002a), diminuindo, por conseguinte, a produção energética unitária dos SFCR, ou seja os kWh produzidos por kW pico.

Inversor CC/CA

Este é um dispositivo eletrônico responsável pela conversão da tensão contínua, fornecida pelos módulos fotovoltaicos, em alternada. Normalmente, trabalham com tensões contínuas de 12, 24, 48 ou 120V_{CC} na entrada e 120/127 ou 220 V_{CA} na saída em frequência de 50 ou 60 Hz. Alguns inversores apresentam, em sua tensão de saída, formas de onda praticamente senoidais enquanto que outros trabalham com onda retangular ou onda quadrada. A correta especificação do inversor depende das características da carga a ser acionada. Os inversores de onda quadrada são os que possuem o menor rendimento e grande distorção harmônica (da ordem de 40%); os inversores com saída senoidal modificada possuem distorção menor (da ordem de 20%) e eficiência maior (90%); já os inversores de saída senoidal são os que mais se aproximam da forma de onda fornecida pela concessionária de energia com eficiências superiores a 95% e distorção harmônica inferiores a 5%. Obviamente os custos destes equipamentos variam diretamente com a qualidade dos mesmos.

¹⁸ *Standard Test Conditions* – STC, refere-se às condições de operação padronizadas do módulo: incidência de radiação de 1.000 W/m²; células fotovoltaicas a 25°C e distribuição espectral AM 1,5.

Já para o caso específico de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, o papel do inversor é de uma importância fundamental, pois, além de realizar a transformação da corrente contínua em alternada, é responsável pela qualidade da energia entregue pelo sistema à rede bem como de garantir a segurança dos sistemas e pessoas envolvidas. Estes aspectos serão tratados com detalhes no item 3.4.

3.4 Aspectos técnicos e de segurança: considerações para a interconexão

Os inversores para a interconexão da instalação à rede devem incorporar circuitos e dispositivos de controle muito precisos para garantir a qualidade da energia entregue e desconectar a instalação fotovoltaica da rede em caso de falhas, evitando, assim, a possibilidade de que a equipe de manutenção da concessionária possa sofrer uma descarga elétrica.

3.4.1 Qualidade da energia

A interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica pode produzir distorção harmônica na tensão da linha, incremento da carga reativa do alimentador e variações de tensão. Para evitar estes efeitos indesejáveis, a energia injetada à rede deve cumprir com padrões de qualidade bem definidos.

Distorção harmônica

A distorção de corrente harmônica tem algumas conseqüências negativas para os equipamentos de transmissão e distribuição – T&D, bem como para os usuários da rede. O inversor do sistema fotovoltaico pode introduzir harmônicas de corrente na rede que, ao circularem pelas impedâncias do sistema de T&D, produzem quedas de tensão harmônicas e, portanto, distorção no ponto de acoplamento. A magnitude da distorção de tensão depende da impedância do sistema às frequências em questão e da magnitude das correntes harmônicas (AGREDANO *et al.*, 1997). A norma IEEE 519 especifica a respeito do conteúdo de harmônicas presente na corrente que o sistema fotovoltaico injeta à rede o seguinte:

- a distorção harmônica total da corrente será menor do que 5% à máxima potência;
- a distorção de cada harmônica ímpar não poderá superar os seguintes valores dispostos na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Distorção de harmônicas permitida na corrente injetada à rede segundo a norma IEEE 519.

Harmônica	Distorção
3 – 9	< 4%
11 – 15	< 2%
17 – 21	< 1,5%
23 – 33	< 0,6%
33 em diante	< 0,3%

Fonte: CIEMAT (1999)

- a distorção das harmônicas pares não superará a quarta parte dos valores que lhes correspondem segundo a tabela anterior.

Fator de potência

A instalação de geradores fotovoltaicos em sistemas domiciliares pode incrementar a demanda de potência reativa do domicílio. Este fato é importante para a concessionária desde que ela, normalmente, não cobra por consumo de potência reativa a seus usuários residenciais e a prática da norma IEEE 929 estabelece um fator de potência maior a 0,85 quando o sistema fotovoltaico opere a mais do 2% da sua capacidade (CIEMAT, 1999). No entanto, é comum o uso de inversores que operam com fator de potência unitário.

Flutuação da tensão

A natureza variável do recurso solar produz variações na potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos, sendo que uma percentagem elevada de geração fotovoltaica pode produzir variações instantâneas de carga em um alimentador que, por sua vez, podem provocar flutuações de tensão.

Para o caso norte-americano é usada a norma ANSI C 84.1 para especificar a tensão de serviço que a concessionária tem que entregar no ponto de acoplamento comum. A tensão de uso é a que existe na carga, sendo que é permitida uma perda de 5% devido ao cabeamento. No caso

de pequenos sistemas fotovoltaicos, a faixa de tensões consideradas como “normal” está entre 88% e 106% da tensão nominal.

3.4.2 Proteção e segurança

Sob determinadas circunstâncias, alguns inversores poderiam injetar sinais assimétricos ou níveis significativos de corrente contínua à rede onde estão conectados. A presença de corrente contínua na rede de distribuição de corrente alternada é uma situação bem pouco provável uma vez que a maioria das cargas de corrente alternada e o transformador de distribuição oferecem um curto-circuito virtual à corrente contínua (CIEMAT, 1998). Porém, é um tema a considerar pelo possível risco que representaria para a equipe de manutenção da concessionária, que consideraria inerte uma linha ao testá-la somente com um medidor de corrente alternada. A única situação de perigo seria quando a instalação fotovoltaica estiver desconectada do transformador de distribuição.

Um segundo problema derivado da presença de corrente contínua na linha seria a possível saturação dos transformadores de distribuição e os efeitos que subsequentemente isto acarretaria aos equipamentos dos clientes conectados à rede. Não obstante, considerando os níveis de segurança com os quais estes transformadores são projetados, seria necessário um nível muito elevado de corrente contínua para que representasse um problema real, pelo qual é uma situação bastante hipotética (*ibidem*). A norma IEEE P929 diz que a injeção de corrente contínua pelo sistema fotovoltaico, não pode ser superior a 0,5% da corrente nominal (CIEMAT, 1999).

As margens de variação de tensão e frequência que dão início à desconexão de inversores comerciais oscilam entre 80% e 106% da tensão nominal e entre uma defasagem de $\pm 0,5$ Hz de frequência. Em caso de se produzir uma falha na rede, o circuito de detecção inicia a desconexão instantaneamente ao detectar a diminuição da tensão. Atualmente aceita-se que a desconexão do inversor dentro dos 20 primeiros ciclos depois da falha como condição suficiente.

Deve-se prevenir o funcionamento em ilha (*islanding*), situação na qual a instalação fotovoltaica mantém o fornecimento a uma zona da rede de distribuição e às cargas conectadas depois de ter se perdido o enlace com a rede principal. A condição de operação em ilha

representa um risco para a equipe de manutenção da concessionária, pois eles podem entrar em contato com linhas de distribuição energizadas quando se supõe o contrário.

Visando prevenir este cenário, a norma IEEE P929 recomenda o uso de um inversor com proteção contra funcionamento em ilha - *non-islanding inverter*, que deverá cumprir com:

- Desconectar sua saída da rede em 10 ciclos ou menos se esta cair e estar na presença de uma carga típica na qual uma das condições seguintes é verificada:
 - ✓ Existe pelos menos uma diferença de 50% entre a potência real consumida pela carga e a gerada pelo inversor.
 - ✓ O fator de potência da carga é inferior a 0,95
- Se a diferença entre a potência real consumida pela carga e a gerada pelo inversor é inferior a 50% e o fator de potência é superior a 0,95, a desconexão deverá produzir-se em um tempo não maior que 2 segundos.

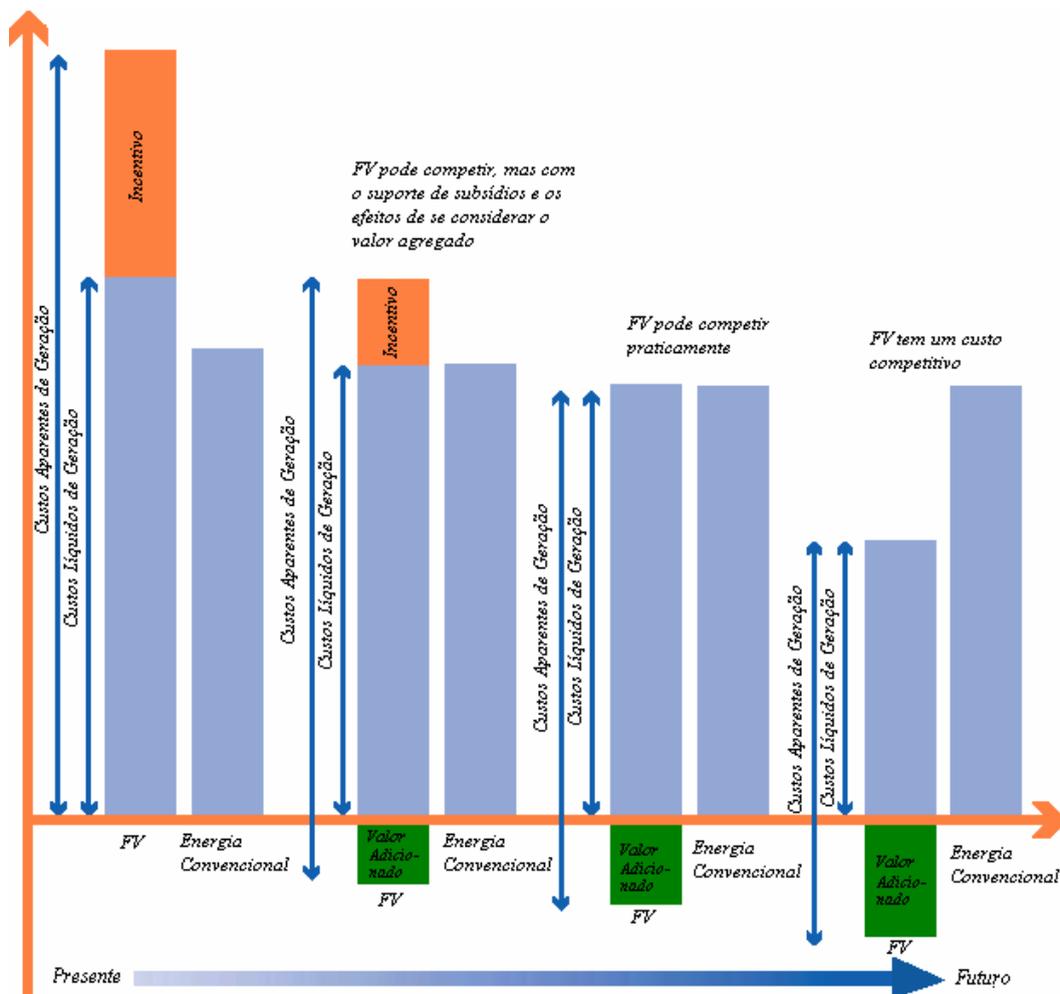
3.5 Benefícios

O valor ou benefício que pode ser atribuído a um sistema fotovoltaico depende da perspectiva pela qual ele é enxergado. Portanto, a indústria de eletricidade valoriza o sistema quanto à energia elétrica produzida e aos eventuais benefícios que este pode proporcionar à rede; a indústria da construção quanto à estética e funcionalidade da instalação quando integrada a edificações; enquanto que governos e sociedade estarão interessados em valorizar os benefícios ambientais, a promoção do desenvolvimento econômico (por exemplo pela criação de empregos) e a contribuição para se ter auto-suficiência energética.

Assim, a tecnologia fotovoltaica possui uma coleção única de benefícios, tanto energéticos quanto não-energéticos (“valor adicionado”), e não pode ser avaliada exclusivamente em função do custo do kWh fotogerado. Porém, esta prática é ainda vigente e os seus custos de geração ainda são elevados em relação às opções convencionais de geração centralizada com combustíveis fósseis ou nuclear.

Atualmente, são poucos os benefícios *não-energéticos* que a tecnologia fotovoltaica possui e que são quantificados no sentido em que seu valor seja refletido a todos os grupos interessados.

A Figura 3.4 apresenta, de maneira esquemática, a situação atual dos custos de geração dos sistemas fotovoltaicos. São denominados de “custos aparentes” pois não é tomado em consideração os benefícios não-energéticos sendo necessária uma participação forte dos governos, através de incentivos. É unicamente através do maior reconhecimento e adequada contabilidade destes benefícios que, gradualmente, os sistemas fotovoltaicos vão poder se tornar competitivos, precisando cada vez mais de subsídios menores até que, finalmente, possam atingir um custo favorável e competitivo.



Fonte: IEA – PVPS (2001)

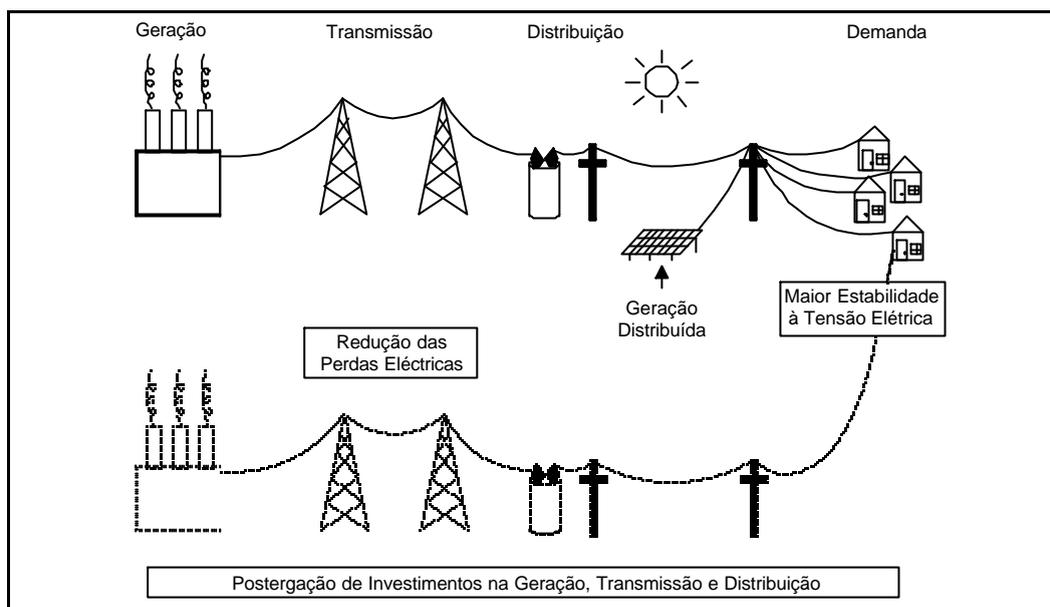
Figura 3.4 Impacto dos benefícios não-energéticos nos custos aparentes de geração dos sistemas fotovoltaicos.

Os benefícios energéticos e não energéticos podem ser classificados segundo quatro categorias: elétricos, ambientais, sócio-econômicos e arquitetônicos.

3.5.1 Benefícios para o setor elétrico

Em Rüther (1999) são apontados os seguintes benefícios que um sistema fotovoltaico interligado à rede traz para o setor elétrico:

- A energia é gerada junto ao ponto de consumo e na tensão de consumo, reduzindo, desta maneira, as perdas associadas à transmissão e distribuição da energia;
- Redução da exigência (superaquecimento) sobre transformadores com conseqüente adiamento de *upgrading* de linha e aumento da vida útil do equipamento. Isto fica explícito no caso de instalações fotovoltaicas de apoio à rede localizadas normalmente próximas de um alimentador ou subestação que opera perto do seu limite de capacidade térmica e, além disso, existe uma boa correlação entre a demanda e o padrão de radiação solar. Um exemplo é a planta de Kerman, de 500 kW, propriedade da empresa Pacific Gas & Electric Co. (PG&E) da Califórnia. Em Shugar (1990) e Hoff *et al.* (1996a) podem se encontrar estudos a respeito dos benefícios que essa planta traz para o sistema elétrico como: a possibilidade de adiar os investimentos por incremento de capacidade dos sistemas de T&D; suporte da tensão do alimentador, ao serem as quedas de tensão por condução diminuídas; possibilidade de uso para compensar a demanda de potência reativa do alimentador e aumento da confiabilidade do alimentador ao diminuir a probabilidade de não atender a demanda de pico, entre outros (ver Figura 3.5);
- Planejamento de expansão: pode ser considerado um *just-in-time* de adição de capacidade (curtos prazos de instalação e posta-em-marcha), constituindo-se em uma boa ferramenta para prevenir erros associados ao planejamento centralizado.
- Modularidade: aliada aos curtos prazos de instalação, elimina a necessidade de capacidade instalada ociosa. Além disso, as inovações tecnológicas podem ser prontamente utilizadas, ao contrário do que ocorre com grandes usinas centralizadas, onde, devido aos longos prazos de instalação, a tecnologia utilizada pode estar defasada quando a usina entra em operação.



Fonte: Hoff *et al.* (1996a)

Figura 3.5 O valor da geração fotovoltaica distribuída para o sistema elétrico.

3.5.2 Benefícios para o setor da construção e arquitetura

Junto aos benefícios comuns a qualquer instalação fotovoltaica à rede, a integração em edifícios oferece uma série de vantagens adicionais (CIEMAT, 1998):

- Melhoras estéticas: muitas instalações se integram sobre telhados, já que costumam ser as superfícies do edifício menos aproveitadas e submetidas a uma maior exposição solar ao longo do dia. As tendências mais recentes aproveitam também fachadas verticais e marquises.
- Utilização como elementos de controle da iluminação ambiental já que filtram a luz incidente, no caso das células fotovoltaicas de filme fino semitransparentes utilizadas em janelas e clarabóias.
- Substituição de materiais convencionais: os componentes fotovoltaicos integrados a edificações substituem outros materiais de construção convencionais (como granito e vidro), o que supõe uma redução sobre o importe líquido atribuível à instalação fotovoltaica.

- Redução dos custos associados ao balanço do sistema: não são necessárias estruturas de suporte independentes. A redução dos custos relativos ao balanço do sistema mediante EFCR pode se apresentar de duas formas. Quando a estrutura do edifício está previamente desenhada ou até mesmo construída, de maneira que a instalação fotovoltaica é simplesmente um elemento a mais. Em outras ocasiões, a instalação fotovoltaica é de vital importância, sendo que a estrutura do edifício passa ser considerada como um elemento a mais do balanço do sistema, analisando-se seu desenho para reduzir o custo associado. Como regra geral, os elementos integrantes do balanço são os que precisam de maior manutenção, além de representarem um custo significativo da instalação.

3.5.3 Benefícios ambientais

O mais importante benefício ao meio ambiente da geração fotovoltaica é a ausência de emissões, de qualquer tipo, durante sua operação. Porém, a fabricação e posterior disposição dos módulos e demais componentes do sistema causam emissões, como gases precursores do efeito estufa (e.g. dióxido de carbono), sendo que os principais esforços dos fabricantes estão focalizados no desenvolvimento de novos materiais e processos de manufatura (WEA, 2000b).

Outro aspecto de particular interesse é avaliar se a energia requerida na manufatura de um sistema fotovoltaico completo excede a energia entregue por este durante sua vida útil. Isto é conhecido como *payback* energético, sendo que os primeiros sistemas fotovoltaicos eram, de fato, mais consumidores do que produtores, pois seu *payback* energético ultrapassava sua vida útil. Atualmente, são os sistemas fotovoltaicos integrados a edificações os que reduziram mais seu *payback* energético, hoje na faixa de 3 a 9 anos e com perspectivas de se reduzir entre somente 1 a 2 anos. Na Tabela 3.2 é apresentado o *payback* energético dos distintos componentes do sistema e do sistema como um todo, bem como suas projeções no médio e longo prazos.

Tabela 3.2 Estimativa do *payback* energético para SFCR¹⁹ (anos).

Componente	Estado da arte	Médio prazo (< 10 anos)	Longo prazo
Módulos			
Silício cristalino	3 – 8	1,5 – 2,5	< 1,5
Filmes finos	2 – 3	0,5 – 1,5	< 0,5
Balanco do sistema	< 1	0,5	< 0,5
Total sistema			
Silício cristalino	4 – 9	2 – 3	< 2
Filmes finos	3 – 4	1 – 2	< 1

Fonte: WEA (2000b)

3.5.4 Benefícios sócio-econômicos

Pode-se mencionar os seguintes benefícios sócio-econômicos (IEA – PVPS, 2001):

- Incentivo à atividade econômica local, seja pela própria disponibilidade de energia elétrica, pela melhoria da qualidade de vida, melhoria da produtividade, seja pelo emprego de insumos locais, por fomentar a criação de empregos e em face ao recolhimento de impostos.
- Postergação de consideráveis gastos de capital que implicam a instalação de plantas de geração centralizadas e os reforços das linhas de transmissão e distribuição.
- Diversificação do *mix* de recursos.
- Redução das importações de combustíveis e proteção contra possíveis volatilidades de preços.
- Redução dos custos associados ao transporte e poluição que advém do uso dos combustíveis fósseis.

¹⁹ É considerada na análise uma irradiação de 1.500 kWh/m².ano.

- Potencialidade para fomentar a cooperação internacional, através de programas de longo prazo de colaboração e assistência para países em desenvolvimento.

3.6 Barreiras

O amplo uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica do sistema de distribuição dependerá, em grande parte, da capacidade em que os consumidores possam, com facilidade, adquirir, instalar e interconectar seus sistemas de geração. Não obstante, a experiência internacional mostra que muitos dos proprietários de sistemas fotovoltaicos têm tido que enfrentar obstáculos significativos antes de verem suas instalações operando.

Os problemas têm se encontrado em: (i) requerimentos técnicos da concessionária local a respeito da interconexão; (ii) termos e condições contratuais para a compra e venda da eletricidade e (iii) taxas, encargos e outras despesas relacionadas com a instalação e operação do sistema fotovoltaico (HERIG *et al.*, 1998).

Requerimentos para realizar a interconexão

Os requerimentos que as concessionárias exigem para efetivar a interconexão surgem como a principal barreira para a comercialização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de propriedade de pequenos consumidores. E isso porque as receitas das concessionárias dependem das vendas de eletricidade, existindo, portanto, um interesse financeiro por parte delas para desencorajar a instalação destes tipos de sistema - e em geral de qualquer equipamento de geração distribuída por parte de consumidores, pois supõe uma perda econômica para elas: consumidores que geram, ao menos em parte, seus requerimentos de energia têm um faturamento menor.

Existe pouca consistência nos procedimentos e requisitos técnicos que devem se cumprir para que as companhias elétricas aceitem a interconexão da instalação à rede. Em muitos países existe um vazio legal que complica as relações entre o usuário e as companhias. Porém em outros países, onde a legislação é mais clara, o procedimento legal de conexão é similar tanto para instalações de poucos kW quanto para plantas de cogeração de vários MW, razão pela qual os níveis de exigência das concessionárias terminam por serem um obstáculo na interconexão de pequenas unidades de geração à rede e o usuário acaba desistindo (CIEMAT, 1998).

É necessário, portanto, a existência de formulários e procedimentos simplificados para instalações de pequena potência, bem como o estabelecimento de padrões uniformes quanto aos critérios técnicos e de segurança que a instalação rigorosamente deverá atender. Conforme sinalizam Herig *et al.* (1998), existem legítimas razões de negócios para que as concessionárias, por iniciativa própria, estejam a favor de padrões de interconexão uniformes, sendo elas: (i) os custos elevados que acarretariam para elas a revisão das especificidades e configurações dos sistemas de maneira individual; (ii) a oportunidade de novos negócios, se decidirem participar ativamente no mercado fotovoltaico e (iii) a vulnerabilidade a que estariam expostas diante de alegações de práticas anticompetitivas, pois elas, ao desencorajar a auto-produção entre seus consumidores, estariam tentando eliminar a competição.

Termos e condições contratuais

Adicionalmente aos requerimentos técnicos, os contratos de interconexão tipicamente têm uma série de termos e condições relativas à instalação e operação do sistema. Não existe um modelo único e os mais elaborados deles contêm cláusulas que englobam requerimentos de seguros, pagamento de indenizações e até contemplam previsões de força maior.

Taxas e encargos

Uma barreira substancial à disseminação dos sistemas fotovoltaicos residenciais é a imposição, por parte das concessionárias, de pagamentos de taxas e encargos que são desproporcionais ao tamanho da instalação do usuário e que podem chegar a inviabilizá-la economicamente.

Para a interconexão, estas despesas incluem o pagamento à concessionária por serviços de engenharia (advindos da revisão da configuração do sistema), certificação de componentes, testes dos equipamentos e inspeção da instalação. É interessante ressaltar que isto acontece porque as concessionárias estão mais familiarizadas com a revisão e inspeção de instalações de geração de grande porte e não contam com procedimentos específicos que levem em consideração o caso de pequenas unidades, como é o caso dos sistemas fotovoltaicos.

Adicionalmente aos encargos cobrados pela interconexão, as concessionárias impõem taxas fixas e variáveis na operação rotineira da instalação. São comuns encargos por medição (no caso

de se ter dois medidores para registrar o fluxo de energia) e encargos pelo atendimento emergencial ou *backup* (HERIG *et al.*, 1998).

A cobrança de uma cota fixa, como é o caso do serviço de medição dupla de energia²⁰, tem um efeito considerável na economicidade destes sistemas, pois o impacto, como pode ser visto na Tabela 3.3, é diretamente proporcional ao tamanho do sistema fotovoltaico.

Tabela 3.3 Efeitos da cobrança mensal de US\$ 5 por medição em SFCR domiciliares.

Tamanho do sistema FV	0,5 kW	2 kW	10 kW
Total cobrança mensal (US\$)	5,00	5,00	5,00
Equivalência em % da produção mensal de energia	76%	19%	4%
Equivalência em dias de operação do sistema	23	6	1

Fonte: Herig, *et al.* (1998)

Notas: É assumido um fator de capacidade de 18%; preço da eletricidade = US\$0.10/kWh

Já os efeitos dos encargos pelo abastecimento emergencial ou complementar são mais significativos em razão que, pela própria natureza do recurso solar, a produção de energia pelo sistema fotovoltaico é sempre intermitente. Mas, como se está falando de unidades com capacidade de poucos kW, essa reserva necessária é a que atualmente as concessionárias levam em consideração para fazer frente às flutuações rotineiras de demanda ocasionadas por eletrodomésticos comuns como refrigeradores e equipamentos de ar condicionado no setor residencial (HERIG *et al.*, 1998).

Finalmente, menciona-se as barreiras creditícias, associadas à impossibilidade de acesso ou à dificuldade de acesso à linhas de crédito, seja pela simples inexistência de linhas adequadas, seja pela exigência de inúmeras garantias ou, ainda, por conta de procedimentos excessivamente burocráticos e à inexistência de mecanismos de fomento de natureza fiscal (isenções, descontos ou a possibilidade de depreciação acelerada dos ativos).

²⁰ O encargo pela leitura de um segundo medidor de energia oscila entre US\$ 4 e US\$ 8.

3.7 Estado atual de desenvolvimento

No caso da energia solar fotovoltaica, as reduções de custo e o crescimento do mercado têm sido significativos, embora os resultados sejam inferiores aos apresentados pela energia eólica. Isto é consequência dos custos unitários de capital, que ainda são altos para essa tecnologia, bem como da baixa densidade da sua fonte energética. Por outro lado, nos últimos 20 anos a geração fotovoltaica atingiu um estágio comercial, sendo no momento tecnologia corrente na produção de eletricidade tanto em áreas isoladas quanto para a injeção de energia à rede. Nesse último caso, o melhor exemplo são os programas de instalação em larga escala de módulos fotovoltaicos no telhado de edifícios.

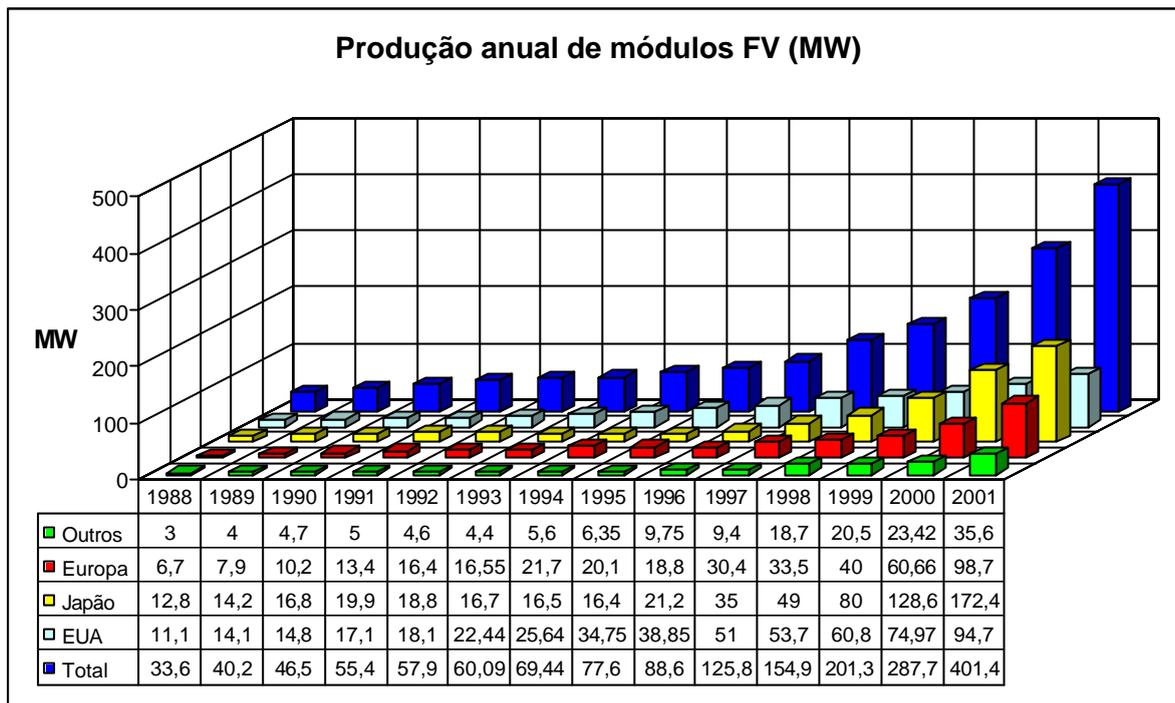
3.7.1 Desenvolvimento do mercado

As taxas de crescimento da produção de módulos fotovoltaicos têm sido altas, da ordem de 15 por cento ao ano desde 1983. No entanto, as taxas verificadas nos anos 2000 e 2001 foram excepcionalmente altas, da ordem de 40%. Em 2001, a produção mundial de módulos fotovoltaicos atingiu os 401 MW, sendo que, em 2000, era de 287 MW, dos quais 172 MW no Japão (SCHEMELA, 2002), como pode ser visto na Figura 3.6. A produção acumulada em 2000 chegou a 1,0 GW (TURKENBURG, 2002).

Evidencia-se uma alta concentração na produção de células fotovoltaicas sendo que, atualmente, o Japão domina o mercado com 43%, seguido pelos países europeus com 24,6 %²¹ e os EUA com 23,6%. De fato, são quatro as empresas japonesas que formam parte do exclusivo grupo dos dez maiores fabricantes de módulos no mundo²² – “*top ten fotovoltaico*”: Sharp, Kyocera, Sanyo e Mitsubishi. A Figura 3.7 apresenta a produção de módulos, nos anos 2000 e 2001, dos dez principais fabricantes de módulos fotovoltaicos no mundo.

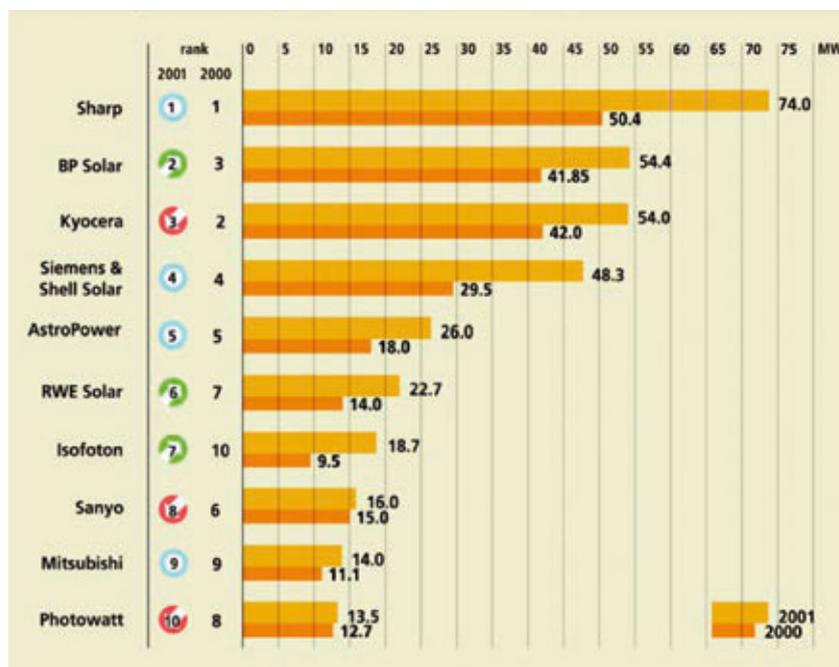
²¹ Pela primeira vez, em 2001, os países europeus superaram os EUA no que tange à produção de módulos fotovoltaicos. Isto deve-se, principalmente, aos programas de subsídios implementados na Alemanha, Espanha e Itália. Dos 98,7 MW produzidos na Europa, 36,9 MW foram produzidos na Espanha e 32,4 MW na Alemanha (SCHEMELA, 2002).

²² Este grupo de fabricantes deteve, em 2001, 85,1% da produção mundial de módulos.



Fonte: Turkenburg (2002); Schmela (2002)

Figura 3.6 Produção anual de módulos fotovoltaicos no mundo.



Fonte: Schmela (2002)

Figura 3.7 Principais fabricantes de módulos fotovoltaicos no mundo (“top ten”).

3.7.2 Aspectos econômicos dos componentes dos sistemas fotovoltaicos

O custo de um sistema fotovoltaico é determinado pelo custo dos módulos e pelo custo do balanço do sistema, BOS. Em geral, o preço *turnkey* da instalação é 20-40% maior do que o custo²³; sendo que hoje em dia são considerados como representativos US\$ 5 – 10/Wp para sistemas fotovoltaicos conectados à rede e US\$ 8 – 40/Wp para aplicações isoladas (WEA, 2000b).

A evolução dos custos e redução dos preços dos módulos e sistemas podem ser avaliados segundo duas abordagens. A primeira advém da análise detalhada dos custos de manufatura específicos de cada tecnologia, considerando as possíveis melhorias e inovações tecnológicas. Na Tabela 3.4, estão contidos os custos dos componentes do SFCR bem como o custo do sistema como um todo, referentes ao ano de 1998. São apresentadas, também, as previsões de redução dos custos dos sistemas para os horizontes de curto, médio e longo prazos.

Tabela 3.4 Possíveis custos dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (US\$/Wp) segundo abordagem I.

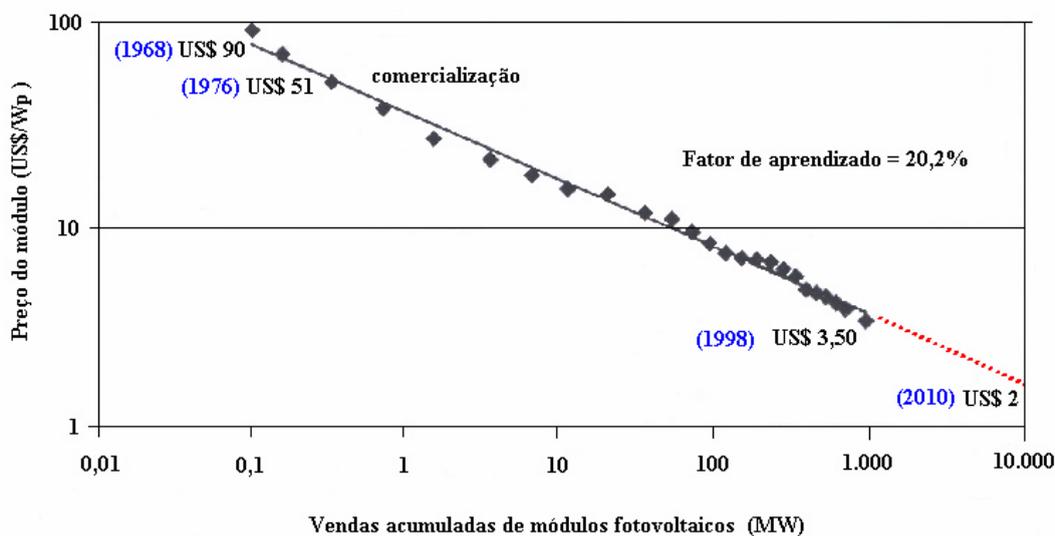
Elemento	1998	Curto prazo (2005)	Médio prazo (2005 – 2015)	Longo prazo (após 2015)
Módulos	3 – 4	1 – 2	0,5 – 1,0	≤ 0,5
Balanço do sistema	2 – 6	1 – 2	0,5 – 1,0	≤ 0,5
Custo <i>turnkey</i> do sistema	5 – 10	2 – 4	1 – 2	≤ 1,0

Fonte: WEA (2000b)

A segunda abordagem é a partir de uma análise geral dos mercados para aplicações fotovoltaicas e indústrias usando o critério da curva de aprendizado, sendo que no período de

²³ Essa diferença deve-se ao fato de que na formação do preço está incluído o lucro. O preço *turnkey* de um SFCR compreende todos os custos de instalação, mas sem considerar os custos relativos a O&M. Para sistemas fotovoltaicos em aplicações isoladas, o preço *turnkey* não considera os custos associados a manutenção/substituição de baterias. Qualquer custo adicional que não esteja diretamente associado ao sistema deverá ser excluído.

1975 a 1997 o fator de aprendizado foi de 20%, ou seja, quando as vendas duplicam os preços se reduzem 20%, como pode ser visto na Figura 3.8.



Fonte: IIASA (2000) *apud* Turkenburg (2002)

Figura 3.8 Curva de aprendizado dos módulos fotovoltaicos.

A Tabela 3.5 contém as previsões de redução dos preços *turnkey* dos SFCR para os horizontes de médio e longo prazos (2010 e 2020), tendo como referência um fator de aprendizado de 20% (verificado não só no preço do módulo, mas do sistema como um todo). Foram consideradas taxas de crescimento de produção de módulos de 15% (valor médio verificado no período 1983 – 1998) e de 25%²⁴, e, a modo de comparação, também foram avaliadas as previsões de redução dos preços caso se verificasse um fator de aprendizado de 10%, por conta da maturidade que possa atingir o mercado fotovoltaico, como foi, por exemplo, o caso da tecnologia de turbinas a gás.

²⁴ Este valor de 25% de crescimento na produção anual de módulos foi considerado como “otimista” no momento da elaboração do relatório do WEA (2000b). Porém, hoje, sabe-se que, nos dois últimos anos, a taxa de crescimento verificada foi de 40%.

Tabela 3.5 Possíveis custos dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (US\$/Wp) segundo abordagem II.

	1998	Médio prazo (2010)		Longo prazo (2020)	
Taxa média anual de crescimento do mercado (%)	15 (1983 – 1998)	15	25	15	25
Vendas anuais (GW)	0,15	0,8	2	3	20
Vendas acumuladas (GW)	0,8	6	11	25	100
Preço <i>turnkey</i> do sistema US\$/Wp e fator de aprendizado de 20%	5 – 10	2,7 – 5,3	2,2 – 4,3	1,7 – 3,3	1 – 2
Preço <i>turnkey</i> do sistema US\$/Wp e fator de aprendizado de 10%	5 – 10	3,7 – 7,4	3,4 – 6,8	3,0 – 5,9	2,4 – 4,8

Fonte: WEA (2000b)

3.7.3 Custo da eletricidade produzida pelos sistemas

O custo da eletricidade produzida por um sistema fotovoltaico é determinado tendo em consideração o custo *turnkey* da instalação, vida útil, a taxa de desconto aplicada, os custos de O&M (incluindo as possíveis substituições de equipamentos) e a produção energética do sistema - kWh/kWp, função das características próprias do local de instalação. Na Tabela 3.6, apresenta-se o custo do kWh fotogerado, sendo que os autores têm assumido uma taxa anual de desconto de 5 – 10% e 2% do investimento inicial para gastos de O&M. No entanto, merece ressaltar-se que essa porcentagem para O&M é elevada, pois no ano 10 de operação do sistema se arrecadaria US\$ 1.000, quantia suficiente para a troca do inversor.

Tabela 3.6 Custo da eletricidade fotogerada, US\$/kWh.

Custo <i>turnkey</i> do sistema (US\$/Wp)	Vida útil (anos)	Produção energética unitária kWh por ano / kW de capacidade instalada	
		750	1.500
5 (1998)	10	1,00 – 1,22	0,51 – 0,61
	25	0,61 – 0,87	0,31 – 0,44
1 (Longo prazo)	10	0,12 – 0,24	0,10 – 0,12
	25	0,12 – 0,17	0,06 – 0,09

Fonte: WEA (2000b)

3.8 A experiência internacional com sistemas fotovoltaicos conectados à rede

A evolução seguida pela tecnologia fotovoltaica e os ritmos de diminuição de preços e incrementos de eficiências prevêm um aumento cada vez maior das instalações correspondentes aos sistemas conectados à rede. No entanto, os esforços de numerosos governos estão focados em agilizar, ainda mais, os passos para a transformação definitiva do mercado. A seguir são apresentados alguns dos programas de maior relevância atual.

Programa norte-americano “Um milhão de telhados solares”

Em 26 de junho de 1997, o Presidente Clinton anunciou o programa “*The Million Solar Roof Initiative*”, que visa promover a instalação de um milhão de equipamentos fotovoltaicos e solares térmicos em telhados de edifícios norte-americanos antes do ano 2010²⁵. Em Outubro do mesmo ano, o Governo Federal (que é o maior consumidor de energia nos EUA) anunciou o seu compromisso de instalar 20.000 sistemas de energia solar em edifícios públicos. Prevê-se a concessão de créditos subvencionados principalmente a escolas, bibliotecas, residências particulares, edifícios de escritórios e centros de negócios (CIEMAT, 1998). As expectativas desta iniciativa são as de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, a criação de empregos em indústrias de alta tecnologia e que a indústria solar do país seja mais competitiva (IEA - PVPS, 2001).

Se as previsões deste programa chegarem a se materializar, devem-se realizar mais de 80.000 instalações por ano, supondo-se um volume de negócio superior aos 10 bilhões de dólares (CIEMAT, 1998).

Programa alemão “100.000 telhados”

Este programa visa instalar, por volta do ano 2005, entre 300 a 350 MWp de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Os investimentos privados serão estimulados mediante a concessão de créditos sem juros e a outorga de um subsídio de 12,5% do custo da instalação. Adicionalmente, o governo pagará aos proprietários dos sistemas 1 marco alemão por cada kWh produzido, sendo que este bônus será financiado por uma pequena sobretaxa na tarifa de todos os clientes das empresas concessionárias (WEA, 2000b).

²⁵ O tamanho previsto para estas instalações é de 2 kWp, com um preço resultante em torno aos US\$5/Wp.

Programa italiano “10.000 telhados”

O objetivo deste programa é instalar 50 MWp por volta do ano 2005 e será focalizado na instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de pequeno e médio porte, integrados a edificações. Este programa será financiado mediante colaboração do setor público (75%) e privado (25%) (WEA, 2000b).

Programa da Comunidade Européia

O objetivo deste programa é o de instalar 1 milhão de sistemas fotovoltaicos, totalizando uma potência instalada de 3 GWp por volta do ano 2010. Destes, 500.000 instalações corresponderão a sistemas fotovoltaicos conectados à rede em tetos e fachadas em países membros da União. Os 500.000 restantes serão exportados a países em desenvolvimento para aplicações de eletrificação descentralizadas (WEA, 2000b).

Programa Japonês

O Ministério de Indústria e Comércio Internacional (MITI) concede subsídios a sistemas fotovoltaicos conectados à rede e integrados a edificações residenciais individuais e propõe-se instalar 70.000 sistemas por volta do 2001. Este esquema é administrado pela *New Energy Foundation* (NEF) e cobre entre 30% e 50% dos custos da instalação. Além disso, a NEF, através de seu programa *Field Test* - FT, outorga auxílios à instalações de 10 kWp (ou mais) instaladas em dependências públicas ou industriais desde que elas tornem de conhecimento público as informações relativas ao desempenho das instalações. Créditos, com baixas taxas de juros, também são concedidos a corporações interessadas em instalar sistemas desse tipo (IEA - PVPS, 2001).

Como resultado desses programas, o custo de um sistema fotovoltaico residencial, em 1998, diminuiu entre 3 a 4 vezes do valor que tinha em 1993. A produção de módulos cresceu de 15 MWp para 50 MWp no período de 1988 a 1998 e se espera que a capacidade instalada (hoje superior aos 130 MWp) alcance os 5.000 MWp por volta do ano 2010 (*ibidem*).

Programa espanhol

O governo espanhol tem estabelecido um programa abrangente para o desenvolvimento das energias renováveis, tendo como objetivos: (i) reduzir a importação de combustíveis fósseis; (ii) melhorar a eficiência no uso da energia e (iii) melhorar a qualidade do meio ambiente, além de promover a criação de empregos e impulsionar o desenvolvimento social. Este programa inclui (IEA – PVPS, 2001):

- O Decreto Real 2818/98, que obriga as concessionárias pagarem 0,36 EUR por cada kWh de eletricidade de origem renovável produzido por instalações conectadas à rede de até 5kWp de potência e 0,18 EUR para sistemas entre 5 kWp e 50 MWp.
- Leis que regulamentam a interconexão à rede, incluindo requerimentos técnicos, isenção tributária e aprovações legais.
- Alcançar a meta de que as energias renováveis contribuam com 12% da geração elétrica em 2010.

Tendo em consideração as expectativas de crescimento dos outros países da Comunidade Européia, as previsões são que em 2010 a Espanha instale 135 MWp, sendo que 20 MWp destes corresponderão a aplicações isoladas e os restantes 115 MWp serão em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (IDAE, 1999).

3.9 A experiência nacional

No Brasil, a tendência da aplicação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede ainda não se faz presente de forma significativa, mas já existem iniciativas que sinalizam um aumento da importância desse tipo de sistema.

Até hoje, existem cinco experiências de conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica convencional, totalizando uma potência instalada de cerca de 21 kWp. Desse total, 11 kWp pertencem a um único sistema de propriedade de uma concessionária (CHESF). Os restantes correspondem a iniciativas de centros de pesquisa de universidades e estão distribuídos em quatro sistemas, um na Universidade Federal de Santa Catarina, outro na Universidade Federal do Rio

de Janeiro e os dois restantes na Universidade de São Paulo. A Tabela 3.7 apresenta um resumo destas experiências.

Tabela 3.7 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil.

Sistema	Data de instalação	Local	Potência (kWp)	Tecnologia
CHESF	1995	Recife, PE – CHESF	11	Policristalino
LABSOLAR	1997	Florianópolis, SC-UFSC	2	Amorfo
LSF _I	1998	São Paulo, SP- IEE – USP	0,75	Monocristalino
COPPE	1999	Rio de Janeiro, RJ – UFRJ	0,424	Monocristalino
LSF _{II}	2001	São Paulo, SP- IEE – USP	6,3	Monocristalino

Fonte: Oliveira & Zilles (2001); Zilles *et al.* (2002)

O sistema CHESF

A primeira faz parte do projeto Fernando de Noronha, uma cooperação entre Brasil e Alemanha para a instalação de um sistema híbrido de geração (gerador a Diesel, bateria, eólica e fotovoltaica) para o abastecimento energético da ilha. Conta com uma potência nominal de 11 kWp e se encontra funcionando, desde 1995, na sede da CHESF em Recife (PE). O sistema está formado por dois arranjos, com potências nominais de 10 e 1 kWp respectivamente. Não se tem informação acerca do seu desempenho.

O sistema LABSOLAR

Este sistema foi instalado em setembro de 1997 pelo LABSOLAR em Florianópolis e é o primeiro que foi integrado à arquitetura de uma edificação. Esse laboratório pertence à faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC.

O sistema, com superfície total de, aproximadamente, 40 m² foi montado com uma inclinação igual à latitude local (27°) e orientado para o norte geográfico a fim de maximizar a incidência solar anual e utiliza 54 módulos opacos e 14 módulos semitransparentes de a-Si:H de junção dupla, com uma potência nominal total de 2.078Wp (CC) sob condições padrão de teste.

A utilização de ambos os módulos solares do tipo opaco e semitransparente visa chamar a atenção às características arquitetônicas e estéticas de ambas as versões. O monitoramento diário do sistema inclui: (i) medição da radiação horizontal e no plano dos módulos; (ii) medição da temperatura do módulo solar e do ambiente e (iii) medição das potências CC e CA efetiva, bem como da energia total gerada (RÜTHER, 1999).

Este projeto tem por objetivos (i) disseminar o uso da energia solar fotovoltaica no Brasil demonstrando as suas potencialidades e enfocando principalmente as novas tecnologias de filmes finos e (b) investigar a sazonalidade no desempenho de módulos solares de filmes finos de a-Si em um clima relativamente quente (RÜTHER, 1998).

Os sistemas IEE/LSF

Em abril de 1998, foi instalado o primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo - IEE/USP, no seu Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF). Esta instalação consta de um arranjo de 10 módulos fotovoltaicos Siemens M75 (75 Wp de potência cada um) conectados em série, totalizando uma potência nominal total de 750 Wp. O critério de orientação usado para determinar a inclinação dos módulos foi o de maximizar a energia anual coletada, conduzindo a uma inclinação de 23° e orientados para o norte geográfico (OLIVEIRA & ZILLES, 2001).

O mais recente sistema fotovoltaico conectado à rede está integrado na fachada do prédio da administração do IEE/USP, operando desde junho de 2001. O sistema consta de quatro arranjos conectados em paralelo de 1,55;1,54;1,63 e 1,62 kWp respectivamente, totalizando uma potência instalada de 6,3 kWp. Cada arranjo consta de 20 módulos dispostos em dois arranjos em paralelo, com 10 módulos conectados em série cada um (ZILLES *et al.*, 2002).

O sistema COPPE

Este sistema é constituído por oito 8 módulos fotovoltaicos Siemens M-55, arranjos em série dois a dois, totalizando uma potência instalada de 424 Wp e orientados para o Norte com uma inclinação de 23°. O inversor deste sistema opera com um rastreador do ponto de potência máxima a fim de maximizar a potência gerada instantaneamente pelo módulo.

Capítulo 4

Políticas regulatórias, tarifárias e de incentivos para o suporte dos SFCR

4.1 Introdução

As duas considerações mais importantes na determinação da viabilidade econômica de pequenos sistemas de geração baseados em tecnologias emergentes e fontes renováveis são os custos de capital e de financiamento associados. Estes dois fatores são, principalmente, uma função de preços de mercado e as cotações de contratistas e instituições financeiras que estarão sujeitas a pressões competitivas. Em geral, as pessoas que inicialmente adotaram tecnologia solar e eólica foram motivadas por fatores não econômicos, incluindo, principalmente, auto-suficiência energética e fatores ambientais (STARRS, 1996).

Como foi mostrado no Capítulo 3, a tecnologia solar fotovoltaica em aplicações conectadas à rede tem experimentado uma redução substancial no custo do kWh fotografado, mas é ainda elevado ao se considerar que pode substituir a energia fornecida pela rede através das tecnologias convencionais de geração. Este fato é mais notório quando comparados os custos de capital por kW instalado desta tecnologia, que são de 5 a 15 vezes maiores que os de uma usina à gás natural que opera segundo o ciclo combinado²⁶ (WALTER *et al.*, 2000).

²⁶ A tecnologia de referência para expansão do setor elétrico em quase todo o Mundo.

Nesse sentido, numerosos governos têm agido através de políticas públicas que outorgam subsídios para diminuir o custo dos equipamentos e sobretudo iniciativas que dão um tratamento especial à energia de origem fotovoltaica através de tarifas especiais e diferenciadas. Um dos fundamentos para essas ações reside no fato de que o mercado fotovoltaico não vai conseguir por si mesmo alcançar o grau de maturidade necessário para alcançar economias de escala e reduzir seus custos atuais de produção, pois é necessário um volume de investimentos considerável que o setor privado não vai assumir.

O presente capítulo trata do estudo das distintas abordagens a respeito de incentivos tarifários para a energia entregue pelos SFCR segundo a ótica norte-americana e européia nestas experiências, além de apresentar que outros instrumentos de caráter financeiro têm sido postos em marcha por estes países para tornar mais viável ainda o investimento dos usuários em equipamentos de geração baseados em fontes renováveis em geral.

A compreensão destes instrumentos proporcionará a base teórica para que, nos capítulos seguintes, se possa avaliar as suas influências na viabilidade econômica de um SFCR, além de ensaiar distintas configurações de incentivos. Finalmente, também é apresentada a experiência nacional quanto a adoção de mecanismos de incentivo à energia injetada à rede através de fontes renováveis, dentre elas a energia solar fotovoltaica, como é o caso do estabelecimento, por parte da ANEEL, do Valor Normativo.

4.2 O Dual Metering²⁷

O principal mecanismo de apoio a projetos de energia renovável nos EUA foi implantado em 1978, chamado de PURPA (*Public Utilities Regulatory Policy Act*) e, subsequentemente, as suas regras foram implementadas pela FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) que estabeleceu que as companhias de eletricidade deveriam comprar energia de origem renovável ou de cogeneradores quando seus preços fossem menores que os custos evitados²⁸ das companhias elétricas (JANNUZZI, 2000). No caso específico de consumidores que produzem sua eletricidade

²⁷ Conhecido também como *Net Purchase and Sale* (Compra e Venda Líquidas)

²⁸ É conhecido na literatura inglesa como *avoided cost*. O custo evitado representa o preço que, de outra maneira, a concessionária teria que pagar pela eletricidade e é determinado pelo corpo regulatório de cada Estado em particular (DOER, 2001). Os custos evitados não incluem os custos de T&D, taxas locais e estaduais e as receitas da concessionária.

a partir de fontes renováveis, este mecanismo permitiu a celebração de um contrato entre a concessionária e o consumidor, chamado de *Dual Metering*, mediante o qual estes consumidores poderiam conectar suas unidades de geração à rede, empregar a energia produzida para atender a sua demanda instantânea e, no caso de existir, vender seu excedente de energia, o qual a concessionária seria obrigada a comprar segundo seus custos evitados (STARRS, 1996; GREEN & WAN, 1998).

O fato dos custos evitados serem de três a cinco vezes inferiores à tarifa normal de um consumidor residencial foi uma forte motivação para que os consumidores que adotaram esta forma de contratação decidissem usar a energia no momento em que era gerada. O *Dual Metering* requeria a instalação de dois medidores unidirecionais: um para medir a energia utilizada da rede e outro para medir a energia produzida em excesso e injetada na rede para que a concessionária possa realizar o faturamento correspondente. Isto significou para as concessionárias gastos adicionais: entrega da fatura ao consumidor pela energia comprada, leitura de dois medidores e gastos para o processamento e cálculo da energia a ser paga devido à existência de um medidor adicional.

4.3 O *Net Metering*

As origens do *Net Metering* encontram-se na iniciativa própria de numerosos Estados, com o intuito de aumentar os investimentos privados em energias renováveis, estimular o crescimento econômico local, ter uma maior diversificação do *mix* de recursos de energia e melhorar o meio ambiente.

Esta forma de tarifação permite ao consumidor compensar seu consumo de eletricidade com a sua geração própria num período determinado (geralmente de um ano), sem levar em consideração o período de consumo ou de geração de energia, ao contrário do *Dual Metering*. Emprega-se para isto um medidor bidirecional que registra o fluxo de energia nos dois sentidos.

Ao final do período de celebração do contrato, se o usuário consumiu mais energia do que gerou, tem de pagar à concessionária a diferença líquida sujeita à tarifação normal. No caso de gerar mais energia que a necessária, a concessionária pode pagar esse excedente ao preço do custo evitado (GREEN & WAN, 1998). Essa característica permite ao usuário obter os benefícios

das fontes renováveis sem ter de se preocupar se está usando energia ao mesmo tempo em que seu sistema está gerando. Isto é possível porque permite ao consumidor usar a rede elétrica para “armazenar” o excedente de energia gerada e utilizá-la quando necessário. Do lado da concessionária, a experiência norte-americana demonstrou os benefícios da geração distribuída nas economias da empresa, como a redução de perdas nas suas linhas de T&D, o atendimento dos picos de demandas localizadas e o fato de poder adiar investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional para transmissão (HOFF *et al.*, 1996a; HOFF *et al.*, 1996b; STARRS & WENGER, 1998).

A principal vantagem do *Net Metering* reside em sua simplicidade: o uso de um único medidor, que gira em sentido contrário no momento que a produção supera ao consumo. Isto proporciona o incentivo necessário para encorajar a disseminação de tecnologias renováveis sem precisar utilizar recursos públicos.

4.3.1 Características dos programas de *Net Metering*

Atualmente, os programas de *Net Metering* nos EUA apresentam um número significativo de características que definem, entre outros aspectos, os participantes e as tecnologias que podem ser consideradas como elegíveis ou apropriadas. A implementação destes programas se dá através de qualquer uma das três instâncias seguintes:

Lei Estadual

Os programas que são implementados através de uma Lei Estadual são aplicáveis a todas as concessionárias que operam neste Estado, sem levar em consideração se a concessionária está ou não sob jurisdição da agência de regulação deste Estado.

Ordem de uma agência de regulação

Somente as concessionárias com tarifas reguladas têm obrigação de adotar programas de *Net Metering*.

Iniciativa da concessionária

Algumas concessionárias decidiram, por iniciativa própria, implementar o *Net Metering* como uma resposta às necessidades e preocupações ambientais dos seus usuários. Este é o caso das concessionárias do Estado do Colorado.

A seguir são apresentadas e discutidas as características gerais que esses programas possuem (EREN, 2002).

a) Tecnologias de geração elegíveis

A maior parte dos programas de *Net Metering* está disponível para consumidores-proprietários de sistemas qualificados pelo PURPA (cogeradores que cumpram com certos padrões de eficiência e geradores baseados em fontes renováveis). As tecnologias elegíveis variam de acordo com o Estado. Por exemplo, a Califórnia permite qualquer instalação de geração baseada em energia solar. Iowa, Nova Hampshire e Texas consideram como tecnologias elegíveis somente as renováveis. Por outro lado, Idaho e Wisconsin permitem o *Net Metering* para qualquer usuário sem importar o tipo de fonte em que esteja baseado a tecnologia de geração que ele possua.

b) Tipo de consumidor elegível

Os Estados de Connecticut e Nova Iorque limitam seus programas de *Net Metering* unicamente a clientes residenciais. Outros Estados, como a Califórnia, Idaho, Maryland, Nova Jersey, Vermont e Virgínia consideram, além dos consumidores residenciais, os consumidores do setor comercial. Os Estados restantes consideram como elegível qualquer tipo de consumidor.

c) Limite individual de capacidade instalada

Com exceção de Connecticut, Iowa, Nova Jersey e Ohio, que não impõem nenhum limite à capacidade instalada do sistema de geração do consumidor, os Estados que adotaram programas de *Net Metering* têm fixado um teto à capacidade dos sistemas dos seus usuários. Por exemplo, Colorado, Nevada, Novo México, Nova Iorque e Pensilvânia têm estabelecido 10 kW como limite de capacidade. Os Estados restantes têm limites variáveis, em geral, inferiores a 100 kW.

d) Limite total de capacidade de geração instalada

Além das limitações impostas à capacidade instalada dos sistemas individuais, vários Estados têm fixado também um teto à capacidade total instalada com estes sistemas para cada concessionária. No caso da Califórnia, o limite de capacidade de geração instalada sob o *Net Metering* foi fixado em 0,1% da demanda no horário de pico que cada concessionária tinha no ano de 1996, o que representa, no Estado, a 53,3 MW, como pode ser visto na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Capacidade dos programas de *Net Metering* na Califórnia.

Concessionária	Demanda na Ponta em 1996 (MW)	Capacidade do <i>Net Metering</i> (MW)
Pacific Gas & Electric	17.426	17,4
Northern California Municipals	2.200	2,2
Sacramento Municipal Utility District	2.556	2,6
Southern California Edison	19.725	19,7
Los Angeles Department of Water & Power	6.057	6,1
San Diego Gas & Electric	3.608	3,6
Burbank, Glendale, Pasadena	787	0,8
Outros	960	0,9
Califórnia	53.319	53,3

Fonte: Wan (1996)

e) Tratamento do excesso líquido de geração²⁹

Um excesso líquido de geração ocorre quando o sistema do usuário produz mais eletricidade que o consumo total durante o período de faturação. A magnitude desse excedente depende do tamanho da carga, das características do equipamento de geração instalado e dos padrões de consumo do usuário. Muitos programas de *Net Metering* obrigam as concessionárias a comprarem o excedente ao valor que representa para ela gerar essa energia³⁰. Esse procedimento

²⁹ Conhecido na literatura inglesa como *Net Excess Generation* (NEG).

³⁰ Na maioria dos casos, a tarifa de compra dessa energia só leva em consideração os custos de combustível da concessionária e não os referentes ao componente de capacidade.

é usado nos Estados do Arizona, Idaho, Illinois, Iowa, Massachusetts, Nova Jersey, Novo México, Nova Iorque, North Dakota, Texas e Wisconsin³¹.

A prática comum é que todo excedente seja usado como crédito para o mês seguinte e, no final do ano, se ele ainda existir, pode ficar com a concessionária sem dar compensação nenhuma ao consumidor³².

f) Outras características dos programas de *Net Metering*

Todos os programas de *Net Metering* solicitam que os sistemas empregados para a geração de eletricidade cumpram com todos os padrões de segurança e qualidade de energia estabelecidos pelo Código Nacional Elétrico (NEC), Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE), e outros laboratórios de testes como o *Underwriters Laboratories* (UL). Além disto, as concessionárias podem estabelecer, sempre que contar com a permissão da agência de regulação correspondente, seus próprios critérios para realizar a interconexão elétrica com a rede.

4.3.2 Barreiras ao *Net Metering*

Os críticos do *Net Metering* têm sinalizado que este contraria o princípio de competição no mercado de preços da energia no atacado, porque permite aos consumidores usarem a energia injetada por eles no sistema de T&D em um determinado instante, para compensar uma energia que foi despachada e entregue em outro instante de tempo. Sob este argumento, os usuários do *Net Metering* tornam-se “caronas” por fazer um uso adicional do sistema de transmissão (ao armazenar o seu excedente de eletricidade) sem compensar a concessionária de distribuição pelo valor desse serviço. Mas, em contrapartida, outros analistas do setor elétrico mensuram os efeitos do *Net Metering* nas receitas das concessionárias como análogos aos que se teria caso o consumidor decidisse investir em equipamentos de eficiência energética. A questão chave é então: se as concessionárias não têm o poder de penalizar seus consumidores por fazer investimentos em eficiência energética, qual é a justificativa para penalizar investimentos em sistemas de geração para auto-suficiência? (STARRS & WENGER, 1998).

³¹ Wisconsin faz uma distinção no preço pago por esse excedente: se a origem dessa geração é renovável será segundo a tarifa normal do consumidor e, caso seja de origem não renovável, o preço será o de atacado.

³² Um enfoque interessante é o do Estado de Oregon, no qual esse excedente é destinado à criação de um fundo empregado em programas para consumidores de baixa renda.

Embora os equipamentos de eficiência energética sejam substancialmente diferentes dos que o usuário emprega para sua auto-suficiência, a energia injetada por eles na rede é ínfima se comparada com o fluxo de energia da rede de distribuição, não interferindo nas operações da concessionária. A energia extra simplesmente passa a ser usada pelos consumidores adjacentes. A concessionária passa a cobrar pelo uso da energia sem intervir diretamente no seu processo de geração. Do ponto de vista econômico, esta operação compensaria o fato das linhas terem sido usadas pelo consumidor que gerou e injetou energia.

4.3.3 Impacto dos programas

A experiência americana mostrou que, apesar da precoce adoção do *Net Metering* por muitos Estados, os resultados obtidos ainda não refletem uma forte adesão da população³³. Os principais fatores responsáveis por isto são:

- A economicidade de pequenos sistemas de geração baseados em fontes renováveis: o preço da energia de origem fóssil é bem inferior ao preço da energia de origem renovável. Este fato faz com que, sem a existência de incentivos financeiros adicionais, exista uma distância apreciável entre os custos do sistema e os benefícios que traz para que os usuários venham a investir nestas tecnologias.
- Falta de informação: um grande número de consumidores desconhece os benefícios do *Net Metering*. Além disso, as concessionárias raramente tomam a iniciativa de informar os seus usuários sobre a disponibilidade do programa devido ao receio de diminuir suas receitas.³⁴
- Requerimentos para a interconexão à rede: não existe um padrão quanto aos requerimentos necessários para realizar a interconexão. Cada concessionária adota, além do Código Nacional de Eletricidade, as medidas que consideram necessárias para se proteger. O

³³ O Estado de Minnesota adotou o *Net Metering* em 1983, porém, até 1996, apenas 110 consumidores aderiram ao programa (GREEN & WAN, 1998). Em Starrs & Wenger (1998) estimou-se que o número de consumidores que participam do *Net Metering* nos Estados Unidos é da ordem de 400 a 1000. Segundo os autores, este número pode não refletir a situação real já que, aparentemente, muitos consumidores optaram por não informar à concessionária da instalação de suas unidades de geração, receosos de serem impedidos de conectar seus sistemas à rede.

³⁴ Foi durante os anos 80 que as concessionárias experimentaram este fenômeno, quando os consumidores industriais descobriram que era mais econômico cogerar, mesmo que parte da sua demanda de potência, do que comprar delas.

aspecto da segurança é crítico, sendo o principal receio à possibilidade de que um produtor independente possa energizar uma linha durante uma manutenção, colocando em risco a vida do seu pessoal.

4.3.4 Comentários

O *Net Metering* representa um mecanismo simples, de fácil administração e baixo custo para encorajar investimentos dos consumidores em tecnologias emergentes para auto-suficiência energética. Do ponto de vista do consumidor, esta forma de contratação tem efeitos diretos na sua economia - contas reduzidas de eletricidade. Do lado da concessionária, o fato de ter sistemas de geração distribuída contribui para melhorar o seu perfil de distribuição de tensão, o fator de carga, além de evitar as perdas na T&D.

Quando os consumidores decidem investir em geração ou equipamentos de eficiência energética, as concessionárias vêem o impacto refletido nas suas receitas, fazendo com que percam a habilidade de cobrir os custos fixos do seu investimento de capital em equipamentos e usinas. Conseqüentemente, ela deve repassar as tarifas dos consumidores para abater estes custos fixos. Isto criaria um efeito espiral indesejável: o aumento das tarifas encorajaria mais consumidores a investir em geração, contribuindo para que as concessionárias aumentem as tarifas novamente. Aparentemente, o receio das concessionárias é fundamentado na previsão deste cenário, e as barreiras existentes à disseminação dos programas de *Net Metering* poderiam ser reflexo deste receio.

O estabelecimento de um teto para a capacidade instalada de geração distribuída constitui uma boa solução adotada por numerosos Estados nos EUA. Não obstante, este limite não pode ser fixado arbitrariamente sem um conhecimento claro do seu impacto nas receitas das concessionárias. Assim, caso o Brasil adote este instrumento, será preciso um estudo detalhado que explore não somente o aspecto tarifário, mas que defina de uma maneira clara as regras sob as quais será implementado.³⁵

³⁵ Aspectos chave na implementação de programas de *Net Metering* são apresentados em Lehr (1999), que poderiam servir como indicativo para o desenvolvimento de uma política de incentivo para o mercado de energias renováveis.

4.4 Feed-in tariffs

Este mecanismo tem se convertido na Europa no principal instrumento para a promoção do desenvolvimento das tecnologias de geração de energia baseadas em fontes renováveis ou especificamente da tecnologia solar fotovoltaica, em aplicações interligadas à rede. As *Feed-in tariffs* são definidas pelos governos como o preço que as concessionárias de distribuição devem pagar por cada kWh produzido por tecnologias baseadas em fontes renováveis e que é entregue para a rede (ACKERMANN *et al.*, 2001).

O preço pago por cada kWh injetado na rede (*buy-back rate*) apresenta variações nos distintos países e até mesmo dentro de um mesmo país, e isto porque diferentes tarifas são aplicadas aos distintos tipos de tecnologias (e.g. solar fotovoltaica, eólica, biomassa, etc.), além da estrutura tarifária que cada país, de maneira particular, possui, tendo, assim, tarifas para o atendimento na base, na ponta, bem como tarifas sazonais (e.g. verão ou inverno).

De uma maneira geral, o valor estipulado para compra da energia injetada à rede de origem renovável é superior ao que a concessionária encontraria se comprasse essa energia no mercado atacadista de energia (IEA – PVPS, 2001). Assim, essas tarifas conseguem estimular o crescimento do mercado fotovoltaico, particularmente quando estão garantidas por um período suficientemente grande para que o usuário possa obter razoáveis retornos no investimento. No entanto, mesmo que o valor estabelecido para compra de energia não seja muito alto, a aplicação deste incentivo ajuda a remover as incertezas quando se analisa a viabilidade do projeto bem como a reduzir o tempo e custos associados à negociação da tarifa (*ibidem*).

4.4.1 Classificação das tarifas pagas pela energia

Uma maneira de se classificar os distintos tipos de *buy-back rates* é avaliando a relação existente (“r”) entre o preço pago ao usuário pela energia que o sistema fotovoltaico injeta à rede e o correspondente preço da energia, gerada com as tecnologias convencionais, que é fornecida ao usuário via concessionária. Definem-se, desta maneira, os parâmetros seguintes (NOWAK *et al.*, 1998):

$$r = \frac{C_{pv\ in}}{C_{out}} \quad (4.1)$$

onde:

$C_{pv\ in}$: Preço pago pela energia injetada pelo sistema fotovoltaico à rede

C_{out} : Custo da energia fornecida pela concessionária para o consumidor (tarifa normal).

Assim, segundo o valor de “r” encontrado, pode ser avaliado, de uma forma simples, o “sucesso” que um programa deste tipo pode ter. Numerosos governos têm estabelecido taxas de compra bem maiores que as tarifas normais pagas pelos consumidores pelo serviço de energia. Estas taxas são conhecidas, particularmente, como *rated based tariffs*, chegando inclusive a serem até 10 vezes superiores às tarifas normais de eletricidade em algumas regiões de países como Áustria, Alemanha e Suíça, usualmente como resultado do aumento da demanda do consumidor (IEA - PVPS, 2001). A Tabela 4.2 mostra uma classificação geral dos distintos modelos de tarifação que podem ser implementados.

Tabela 4.2 Classificação dos distintos tipos de taxas de *buy-back*.

Taxa de <i>buy-back</i> implementada	
a)	Muito baixa. Aplica-se o mesmo tratamento tanto para produtores de eletricidade com sistemas fotovoltaicos quanto para outros produtores. Como consequência, a taxa de compra é geralmente baixa ($r \ll 1$)
b)	Baixa. Similar ao caso a), mas, em algumas circunstâncias, concede-se incentivos especiais ³⁶ (10% - 100%) na taxa de compra. No entanto, o valor pago pela energia fotogerada ainda permanece baixo ($r < 1$).
c)	Eqüitativa. O preço pago pela eletricidade de origem fotovoltaica é igual à tarifa normal paga à concessionária ($r = 1$).
d)	Alta. Com preços muito atrativos, mas com restrições com a duração do pagamento, por exemplo, o valor pago é alto durante "n" anos e, após esse período, ele é reduzido ($r > 1$).
e)	Muito alta. Com tarifas pagas muito altas e previstas, especificamente, para sistemas fotovoltaicos ($r \gg 1$).
f)	Outros modelos, onde a "energia verde" produzida pelos sistemas fotovoltaicos pode ser comprada por usuários que não tenham sistemas fotovoltaicos.

Fonte: Nowak *et al.* (1998)

4.4.2 Características dos programas

Nos programas presentes nos países europeus, percebe-se as seguintes características:

- Quanto ao tratamento da energia produzida pelos sistemas. Em geral, a grande maioria dos países considera somente a energia que o sistema injeta à rede (*surplus*). Países com programas mais agressivos como a Alemanha, Espanha – e em algumas regiões da Suíça e Itália – consideram toda a energia produzida pelo sistema (NOWAK *et al.*, 1998).

³⁶ Quando se contempla benefícios ambientais ou à comunidade.

- Quanto à duração do pagamento e capacidade dos sistemas. Tipicamente, todos os modelos têm limitações a respeito da duração do pagamento (entre 1 e 12 anos) e na capacidade instalada (entre 2 e 200 MW). Isto provavelmente serve para limitar os impactos econômicos que estes programas podem ter sobre as concessionárias (*ibidem*).
- Quanto aos mecanismos para a arrecadação dos recursos para a sustentação desses programas. São diversos, por exemplo, no caso da Alemanha e Espanha, o programa é financiado por uma pequena sobretaxa na tarifa de todos os clientes das empresas elétricas que pode variar entre 0,6% e 1% do preço final da eletricidade.

4.4.3 Implementação dos programas

A implementação destes programas pode ocorrer através de qualquer uma das três instâncias seguintes:

- (a) Iniciativas próprias das concessionárias. Estes modelos são implementados e gerenciados pelas mesmas concessionárias de energia. Exemplos destas experiências acontecem na Suíça, Japão e a Holanda (NOWAK *et al.*, 1998). Uma menção especial merece o modelo *solar stock exchange*, adotado na Suíça, que, no início do ano 2000, já tinha 21.000 usuários com contratos de compra de energia de 3,5 GWh ao ano e tarifas que oscilam entre 0,6 e 0,9 EUR/kWh. Neste modelo, os consumidores podem escolher comprar uma quantia de energia fotovoltaica, aos custos reais de produção. Para o produtor isto significa recuperar integralmente seus custos de investimento e de capital estabelecendo contratos de longo prazo com a concessionária, como pode ser visto na Figura 4.1.

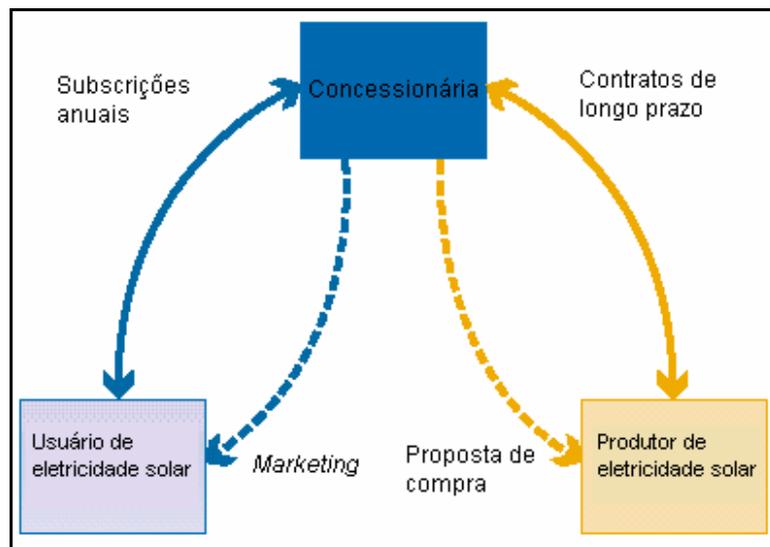


Figura 4.1 Esquema do modelo *solar stock exchange*.

Fonte: IEA – PVS (2001)

- (b) Lei Nacional. Tem sido o caso de países como Espanha, Itália, Portugal e Alemanha que, por mandato compulsório, estabeleceram a obrigatoriedade de compra da energia de origem renovável por parte das concessionárias. No caso da Alemanha, o preço de compra estabelecido por kWh é de 0,56 EUR. A Espanha faz uma distinção no preço pago segundo a potência do sistema: 0,36 EUR/kWh para instalações de até 5 kW e 0,18 EUR/kWh para sistemas maiores.
- (c) Organizações privadas. Através de associações de pessoas interessadas na promoção da energia de tipo renovável. Este caso também tem se verificado na Alemanha (NOWAK *et al.*, 1998).

4.4.4 Comentários

Os *buy-back rates* têm recebido especial atenção desde a década de 90 por serem instrumentos fundamentais para permitir a recuperação dos altos custos de capital associados à tecnologia solar foto voltaica e propiciar, conseqüentemente, sua disseminação no curto prazo.

Pela mesma concepção destes incentivos tarifários, são considerados mais sustentáveis para o desenvolvimento do mercado fotovoltaico que aquelas abordagens baseadas exclusivamente na

outorga de subsídios para a aquisição dos sistemas. E isto porque no caso do modelo em que se valoriza a energia produzida pelo sistema - e que é entregue à rede, o retorno do investimento estará ligado, substancialmente, ao desempenho do sistema (e por conseguinte, na configuração adequada dele). Assim, se promove a operação de sistemas otimizados e eficientes, pois quanto maior a energia produzida, maior é o ganho.

Os modelos baseados na concessão de subsídios para diminuir o custo de equipamentos são tipicamente aplicados à capacidade instalada do sistema, sem levar em conta o seu desempenho. Isto pode conduzir a uma situação indesejável que é crescer em termos de capacidade instalada em sistemas fotovoltaicos mas com uma produção pobre de eletricidade, não contribuindo na diminuição da dependência do uso de combustíveis fósseis, além de supor um desperdício de energia e materiais, pois seria necessário um número maior de sistemas para atender uma dada demanda. No entanto, uma solução de compromisso é a implementação de ambas as abordagens de maneira conjunta. O caso de mecanismos de subsídios ao custo de capital da tecnologia solar é o tema do item seguinte.

4.5 Programas *Buydown*

Um programa *buydown* pode ser definido, concisamente, como um fundo governamental destinado à concessão de subsídios (*rebates*) em efetivo para poder reduzir, de maneira eficaz, o custo de aquisição de nova tecnologia por parte dos usuários.

4.5.1 Características

Estes programas podem ser caracterizados segundo os parâmetros e considerações seguintes (SCHWENT & STARRS, 1998):

- (a) Período de tempo em que o programa estará disponível, podendo ser de apenas um ano bem como se estender por vários anos;
- (b) A forma em que o valor do incentivo é calculado, podendo ser estabelecido em função de uma percentagem dos custos de capital ou ser expressado de outra maneira (e.g. como estabelecer uma quantia de dinheiro por W instalado do sistema ou por kWh de eletricidade produzida);

- (c) Se o nível de pagamento é constante durante a existência inteira do programa de incentivo ou se este muda com o tempo³⁷, tipicamente diminuindo de maneira previsível;
- (d) A quem serão feitos os pagamentos, podendo serem outorgados aos fabricantes para afetar os preços no atacado ou, de preferência, serem outorgados a varejistas ou consumidores para influenciar, de maneira mais direta, os preços no varejo;
- (e) A programação dos pagamentos, podendo ser efetivados na forma de um único pagamento antes, durante ou depois da venda do sistema fotovoltaico ou, em vez disso, poderão ser feitos como alíquotas anuais predeterminadas ou em pagamentos periódicos baseados, por exemplo, na quantidade da energia produzida;
- (f) A maneira em que serão feitos os pagamentos. Uma forma é conceder os descontos a cada sistema individualmente, segundo a ordem em que o projeto seja apresentado³⁸. Outra forma é efetivar esses pagamentos diretamente aos fabricantes ou comerciantes através de processos de leilões competitivos de equipamentos (US\$/kW); e
- (g) O critério adotado na determinação dos níveis de incentivos. Se o custo inicial de aquisição é o critério adotado para determinar o incentivo, este pode variar segundo quais custos são considerados ou excluídos (e.g. componentes, instalação, imposto de venda, etc). De igual forma, pode ser estabelecido como critério o tamanho e a aplicação que vai ter o sistema para ser considerado elegível de ter incentivo ou merecedor de um benefício maior conforme o caso.

O intuito destes programas é reduzir os atuais custos das tecnologias de geração baseadas em renováveis emergentes. Ao reduzir o custo total de aquisição do equipamento, busca-se promover vendas substanciais desses sistemas, encorajando fabricantes, vendedores e instaladores a expandirem suas operações e, no futuro, reduzirem os custos de instalação

³⁷ As mudanças do grau do incentivo podem estar atreladas à duração do ano calendário ou do ano fiscal, de modo que é o decorrer do tempo quem determina o quão rápido o incentivo será eliminado. Alternativamente, outra forma é que os níveis de incentivos variem segundo o número de sistemas ou kW de capacidade vendidos, ou segundo a quantidade acumulada de kWh produzidos; assim, a variação no nível de incentivo estaria em função da resposta do mercado.

³⁸ Essa abordagem é conhecida em inglês como *first-come, first-served basis*.

oferecidos aos consumidores. Neste item serão tratados os casos dos programas na Califórnia e no Japão como exemplos.

4.5.2 Programa *buydown* na Califórnia

O Legislativo da Califórnia, através do decreto AB 1890, estabeleceu, em setembro de 1996, as diretrizes que reestruturam o setor elétrico nesse Estado, sendo que um dos mandatos do AB 1890 foi a implementação de fundos para dar suporte a programas de interesse público, incluindo as fontes renováveis de energia.

De maneira explícita, o AB 1890 requeria a implementação de um fundo de US\$ 540 milhões de dólares (*Renewable Resources Trust Fund*), cujos recursos seriam arrecadados pelas três maiores IOU³⁹ do Estado através de taxas junto aos seus consumidores (JANNUZZI, 2000). Este fundo seria destinado a dar suporte às tecnologias de produção de eletricidade baseadas em fontes renováveis.

A tarefa de fazer recomendações baseadas em mecanismos de mercado sobre a alocação dos recursos desse fundo foi encarregada à *California Energy Commission* (CEC)⁴⁰ que, após terminar sua avaliação, determinou sua distribuição em quatro contas específicas, sendo que uma delas, a *Emerging Renewable Resources Account*, daria suporte específico às tecnologias emergentes baseadas em fontes renováveis: módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas (de até 10 kW), células a combustível (que utilizem combustíveis renováveis) e sistemas elétricos solar-térmicos. Os recursos desta conta representariam 10% dos US\$540 milhões – US\$ 54 milhões, a serem alocados em extensos programas, no lado do consumidor, para impulsionar o desenvolvimento de fontes renováveis em aplicações de geração distribuída de energia (SCHWENT & STARRS, 1998).

Desta maneira, foi concebido o programa *buydown* da Califórnia para conceder incentivos a consumidores que decidissem fazer investimentos em geração a partir de fontes renováveis, através da concessão de subsídios no preço do sistema para fomentar sua maior aquisição. A CEC

³⁹ IOU – *Investor-Owned Utilities*. Uma companhia de propriedade de acionistas que tem o objetivo de produzir lucro através de serviços de energia. É uma terminologia utilizada para diferenciar das companhias de propriedade municipal, ou cooperativas rurais. As três IOU são: PG&E: Pacific Gas and Electric Company; SCE: Southern California Edison e SDG&E: San Diego Gas and Electric Company

⁴⁰ A *California Energy Commission* é a principal agência do governo do Estado da Califórnia, encarregada de formular políticas energéticas e efetuar um planejamento energético indicativo para o Estado.

estruturou, originalmente, em cinco grupos ou blocos de recursos, os fundos do programa *buydown* e estabeleceu os parâmetros para sua implementação:

- Sendo o objetivo destes programas encorajar a instalação de pequenos sistemas de geração baseados em fontes renováveis, o incentivo tem como referência a capacidade do sistema gerador. Assim, projetos com capacidade inferior a 10 kW receberão 60% dos recursos do fundo, sendo que os restantes 40% ficarão para projetos cuja capacidade seja superior a 10 kW.
- A magnitude do incentivo será limitada a uma percentagem máxima dos custos do sistema de geração, sendo que em nenhum caso poderá ultrapassar 50% dos custos do sistema.
- O pagamento pode ser entregue ao usuário ou ao vendedor do equipamento conforme seja estabelecido no contrato.
- O montante do incentivo será gradualmente reduzido ao longo do período de duração do programa. Esta redução no montante não estará atrelada a um período de tempo determinado, mas quando os recursos de um dado bloco sejam completamente esgotados, para dar continuidade, assim, ao bloco seguinte que tem menor incentivo. Desta maneira, consegue-se que seja a resposta do mercado que determina quando o nível de incentivo deve diminuir. Na Tabela 4.3, mostra-se a estrutura de divisão dos fundos da conta *Emerging Renewable Resources Account* na Califórnia.

Tabela 4.3 Parâmetros do programa *buydown* para tecnologias emergentes na Califórnia.

Bloco do Programa	1	2	3	4	5	Total
Fundos por bloco (milhões)	US\$ 10,5	US\$ 10,5	US\$ 10,5	US\$ 10,5	US\$ 12,0	US\$ 54,0
Máximo desconto por watt	US\$ 3,0	US\$ 2,50	US\$ 2,0	US\$ 15,0	US\$ 1,0	N.D
Máximo desconto (% do custo do sistema)	50%	40%	30%	25%	20%	N.D

Fonte: California Energy Commission (2001a)

Nota: N.D: informação não disponível

Atualmente, para aqueles sistemas instalados (ou que tenham um requerimento de pedido de concessão de incentivo) com data posterior a 8/02/01, há um aumento no montante do incentivo, passando a ser agora de US\$ 4,50 ou o equivalente a 50% dos custos totais de instalação⁴¹ (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2001b).

Merece ser ressaltado que a concessão destes incentivos contidos no fundo do programa *buydown* é concedida somente àqueles consumidores que recebem serviço daquelas IOU que contribuíram na criação do fundo. No entanto, numerosos distritos da Califórnia têm seus próprios programas que oferecem incentivos na compra de tecnologia baseada em fontes renováveis (principalmente solar fotovoltaica) como pode ser visto na Tabela 4.4.

⁴¹ Os sistemas que foram instalados em data anterior a 8/02/01 têm um tratamento diferenciado. Pequenos sistemas (≤ 10 kW) receberão um subsídio de US\$ 3,00/watt ou 50 % dos custos de instalação e os sistemas de maior potência receberão subsídios de US\$ 2,50/watt ou 40% do custo total de instalação.

Tabela 4.4 Incentivos financeiros para energia solar na Califórnia.

Programa	Tecnologia	Elegibilidade	Incentivo
CEC Emerging Renewables Buydown Program	Módulos FV, turbinas eólicas	Consumidores da PG&E, SCE, SDG&E e Bear Valley Electric	US\$ 4,50/watt ou 50% do custo total do sistema
CEC Emerging Renewables Buydown Program (para concessionárias municipais)	Módulos FV, turbinas eólicas, etc.	Todos os consumidores de concessionárias de propriedade municipal	US\$ 4,50/watt ou 50% do custo total do sistema (sistemas de até 10kW)
CEC Grant Program	Sistemas solares de aquecimento de água para uso doméstico e em piscinas Baterias para sistemas fotovoltaicos	Todos os residentes da Califórnia (até 30/6/02)	- US\$ 750 Baterias - US\$ 750 Aquecedores solares domésticos -US\$ 250 Aquecedores solares para piscinas
CPUC Self-Generation Program*	Módulos FV Turbinas eólicas Células a combustível	- Consumidores da PG&E, SCE, SDG&E e So Cal Gas. - Tamanho do sistema de 30 kW a 1 MW – geração local - US\$40M/ano até 2004	US\$ 4,50/watt ou 50% [FV]
SMUD- PV Pioneer Program	Módulos FV	Consumidores da Sacramento Municipal Utility District (SMUD)	O consumidor tem que pagar apenas US\$ 2,40/watt
SMUD - Solar Water Heating Program	Sistemas solares de aquecimento de água para uso doméstico	Consumidores da SMUD que possuam aquecedores elétricos d'água (até 31/12/01)	- US\$ 750/sistema - 10 anos de empréstimo a juros baixos
Green LA Solar Program	Módulos FV	Consumidores de Los Angeles Department Water & Power	US\$ 6/watt para módulos FV manufaturados na cidade de LA e US\$ 4,5/watt caso contrário
Davis Pioneer Program	Módulos FV	Residentes da cidade de Davis (até 2002)	O consumidor tem que pagar US\$ 3/watt
Palo Alto PV Partners	Módulos FV	Consumidores da concessionária municipal de Palo Alto	US\$ 4/watt ou 50%
Silicon Valley Power	Módulos FV	Consumidores da Silicon Valley Power residentes em Santa Clara	US\$ 4/watt ou 40% até um máximo de US\$ 16.000
Silicon Valley Power	Módulos FV Turbinas eólicas	Consumidores não residenciais da Silicon Valley Power residentes em Santa Clara	US\$ 4/watt até um máximo de US\$ 400.000
City of Santa Clara	Sistemas solares de aquecimento de água para uso doméstico, piscinas e em processos.	Residência e Comércio da cidade de Santa Clara.	Programa de financiamento da Cidade. As taxas são variáveis.
Pasadena Water & Power	Módulos FV	Consumidores da PWP	US\$ 5/watt
Burbank Water & Power	Módulos FV	Consumidores da BWP	US\$ 3/watt
Anaheim Public Utilities "Count on the Sun" Program	Módulos FV	Consumidores residenciais da Anaheim Public Utilities	US\$ 5/watt
Redding Electric Utility	Módulos FV Sistemas solares de aquecimento de água para uso doméstico	Consumidores residenciais ou comerciais da cidade de Redding	-50% do custo do projeto até US\$10.000 [FV] - 50% do custo do projeto até US\$ 3.000 [Sistemas de aquecimento]
Glendale Water & Power	Módulos FV	Consumidores da GWP	US\$ 5/watt ou 50% (sistemas de até 10kW)

Fonte: California Solar Center (2002)

Notas: PG&E: Pacific Gas and Electric Company; SCE: Southern California Edison; SDG&E: San Diego Gas and Electric Company; So Cal Gas: Southern California Gas Company.

4.5.3 Programa buydown no Japão para sistemas fotovoltaicos

Em 1994, o governo japonês, através do seu Ministério de Indústria e Comércio Internacional (MITI), deu início a seus programas de *buydown* visando incentivar investimentos na instalação de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações. Este mecanismo, unido à concessão de créditos com baixas taxas de juros e a programas de marketing e educação para o consumidor, conseguiu um crescimento dramático no número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede nesse País.

Em contraste com a Califórnia, o programa japonês tornou disponível os fundos entre os comerciantes varejistas de sistemas fotovoltaicos vencedores de um processo competitivo de leilões. O subsídio representa 50% dos custos do sistema, sendo que esta soma caiu rapidamente de US\$ 13/Watt, em 1994, para US\$ 3,75 em 1997. A capacidade instalada nesses quatro anos foi de 36 MW, o que representa 40% da produção de módulos fotovoltaicos desse país nesse período (SCHWENT & STARRS, 1998).

A Figura 4.2 mostra a evolução dos custos do Watt fotovoltaico instalado, evidenciando o sucesso obtido como resultado de uma política consciente na promoção da tecnologia fotovoltaica, seja por razões de segurança energética nacional⁴², seja por razões de desenvolvimento econômico.

⁴² O suprimento energético do Japão depende 80% de outros países. No caso do petróleo, 99,7% do petróleo consumido é importado (BAJAY, 2000).

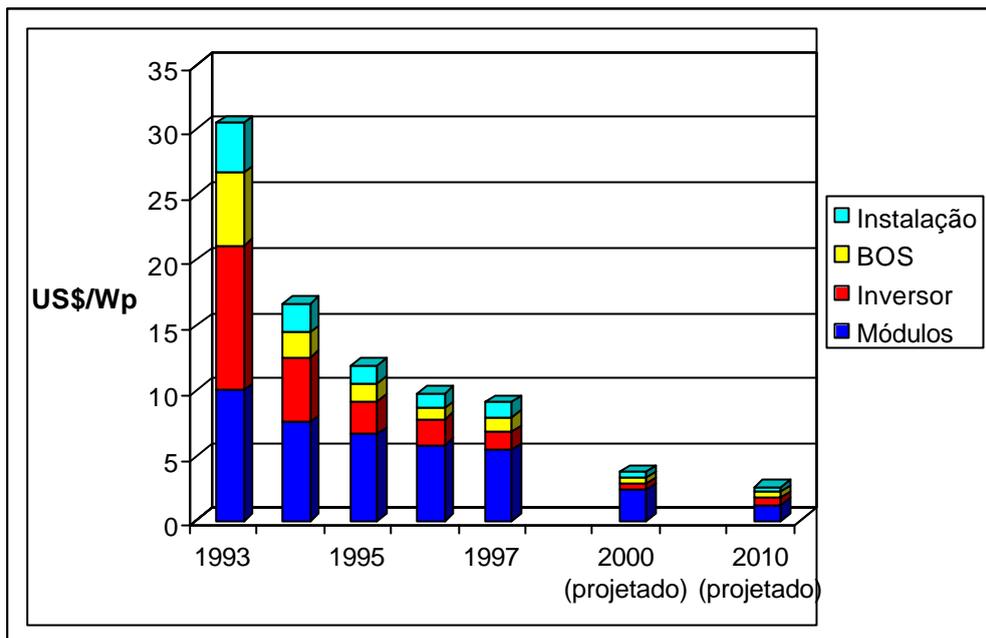


Figura 4.2 Custos por Watt instalado sob o Programa *Buydown* Japonês: 1993 – 1997.

Fonte: Schwent & Starrs (1998)

4.5.4 Comentários

Um programa *buydown* é um subsídio que pode diminuir, no curto prazo, o custo de nova tecnologia para o consumidor, promovendo, desta maneira, um aumento da demanda no mercado que, por sua vez, encorajaria fabricantes a incrementarem a produção até limites aos quais seja possível capturar as economias de escala. E isto porque incrementar os volumes de produção é necessário para conseguir as economias de escala na fabricação de módulos, porém, incrementos nos volumes de produção estão sempre precedidos pelos altos custos iniciais que caracterizam, em geral, as novas tecnologias.

Por outro lado, as vendas iniciais de uma nova tecnologia podem ajudar a contornar as barreiras institucionais, encorajar o desenvolvimento de uma infra-estrutura apropriada e, geralmente, preparar o caminho para a adoção futura do resto de mercado. Este argumento é particularmente apropriado para tecnologias cuja comercialização depende de sua integração dentro de um sistema técnico ou regulatório complexo, sendo a indústria elétrica um bom exemplo disto.

No entanto, para prevenir a instalação em grande escala de instalações ineficientes é preciso contemplar antes medidas tais como a certificação de equipamentos e o desenvolvimento de padrões de configurações de sistemas otimizados, a fim de garantir o seu bom desempenho.

4.6 Incentivos financeiros

Além de adotar medidas concretas incentivando tanto a energia produzida pelo sistema fotovoltaico quanto concedendo subsídios para diminuir seus custos iniciais de capital, numerosos governos têm apostado também na concessão de incentivos para a comercialização através de instrumentos creditícios e fiscais.

Os incentivos creditícios contemplam a concessão de empréstimos com baixas taxas de juros. No caso do programa alemão “100.000 telhados”, a taxa considerada é de apenas 1,9% ao ano. Já em Portugal, os empréstimos para tecnologias de geração de origem renovável estão isentos de juros, além de se ter também subsídios de cerca do 40% sobre os custos de capital e instalação (GOLDSTEIN *et al.*,1999). Alguns exemplos de países que têm considerado estes tipos de incentivo são os EUA, Espanha (principalmente através do IDAE⁴³), Japão (em geral através de bancos), Coréia, França e Áustria.

As medidas fiscais têm sido, tradicionalmente, empregadas pelos governos para fomentar o desenvolvimentos de diferentes atividades ou setores, bem como para conseguir objetivos estratégicos para o país. Os incentivos fiscais incluem a concessão de isenções fiscais e a consideração de depreciação acelerada principalmente. As experiências de países como a Grécia, Itália, Dinamarca e Portugal incluem a redução dos impostos sobre ativos utilizados na produção de energia a partir de fontes renováveis devido aos benefícios ambientais proporcionados.

4.7 A experiência nacional quanto a incentivos à energia injetada à rede por SFCR's: O Valor Normativo

A ANEEL, através da Resolução 233, de 29 de julho de 1999, estabeleceu o Valor Normativo (VN) cuja função é limitar o repasse dos preços na aquisição de energia elétrica, livremente negociados pelas distribuidoras, para as tarifas dos consumidores cativos, protegendo-

⁴³ Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

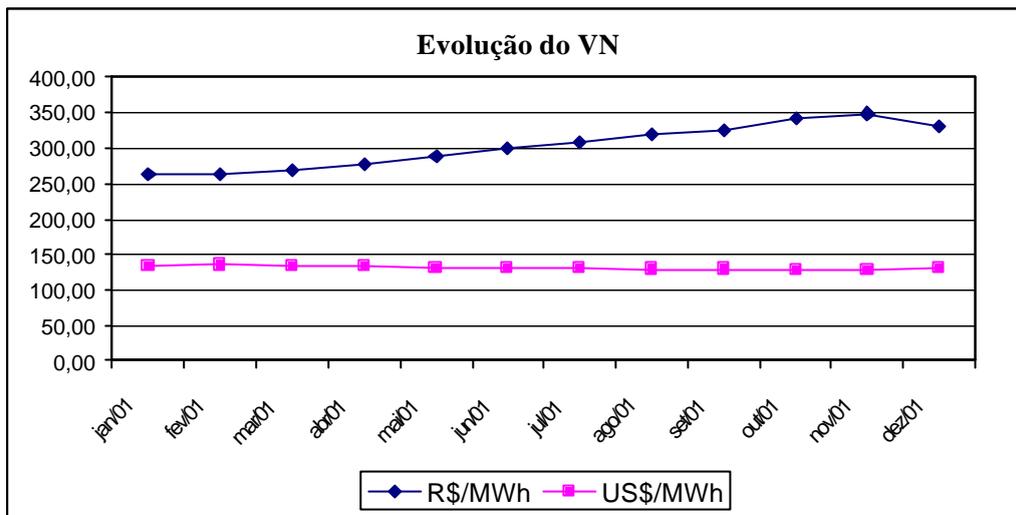
os de eventuais variações bruscas nos preços praticados no mercado. A atualização do VN estava prevista na Resolução 233, que estabelece que o valor será revisto anualmente ou na ocorrência de mudanças estruturais relevantes na cadeia de produção de energia elétrica, deixando de existir quando as condições de mercado assim exigirem. Como pode ser visto na Tabela 4.5, nesta Resolução o VN é diferenciado por tipo de fonte energética (hidrelétrica, termelétrica e outras fontes alternativas como a solar e a eólica) e a atualização de seu valor teve por base os custos dos novos empreendimentos e tecnologias de geração, os contratos bilaterais de compra de energia elétrica de médio e longo prazos, as diretrizes da política energética nacional que visam a expansão do parque gerador, os preços do gás natural, os custos de transporte e perdas na transmissão, impostos e encargos aplicados ao setor.

Tabela 4.5 Valor Normativo segundo o tipo de fonte (referência janeiro/2001).

FONTE	Valor Normativo	
	(R\$/MWh)	(US\$/MWh)
Competitiva	72,35	36,85
Termelétrica Carvão Nacional	74,86	38,13
Pequena Central Hidrelétrica – PCH	79,29	40,39
Termelétrica Biomassa	89,86	45,77
Usina Eólica	112,21	57,15
Usina Solar Fotovoltaica	264,12	134,53

Fonte: ANEEL (2001)

O Valor Normativo fixado pela ANEEL é expresso em R\$/MWh e a cada contrato de compra de energia elétrica será associado o VN vigente à época da contratação e registro deste contrato na ANEEL, assim como a respectiva fórmula de reajuste. Os parâmetros da fórmula de reajuste do VN (índices de inflação interna, preços de combustível e variação cambial) poderão ser revistos no décimo ano de vigência do contrato de compra de energia e, a partir daí, em uma periodicidade de cinco anos. A Figura 4.3 apresenta a evolução do VN para o caso de instalações solares fotovoltaicas durante o ano de 2001.



Fonte: Pompermayer (2002)

Figura 4.3 Evolução do Valor Normativo para Instalações Fotovoltaicas.

No entanto, entre as medidas que o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico cogita implementar, visando corrigir disfuncionalidades e propor aperfeiçoamentos para o Setor, é que, de fato, ainda haverá mudanças no VN, sendo que este não irá variar mais conforme o tipo de fonte de energia, mas com a região e com o horário (Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, 2002a). A necessidade de introduzir mudanças no VN justifica-se, principalmente, em que (i) deixa ao livre arbítrio de cada distribuidora a utilização de fontes energéticas caras, com repasse dos custos para seus consumidores cativos; (ii) os valores do VN são os mesmos para todos os submercados, o que contraria a realidade de que a disponibilidade de fontes energéticas e seus respectivos custos variam de região para região e (iii) não há variação do VN para períodos de ponta e fora da ponta, o que não reflete a diferença de custos de geração entre estes períodos (Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, 2002b).

A consideração dessas deficiências levou ao estabelecimento provisório, enquanto a ANEEL prepara uma nova minuta de Resolução – a ser objeto de Audiência Pública, de um valor único para o VN, tendo como referência o valor que representa o preço da fonte mais competitiva, ou seja, 72,35 R\$/MWh, segundo consta na Resolução 248, de 6 maio de 2002, da ANEEL.

Capítulo 5

Metodologia para avaliar a produção e o custo da energia fotogerada

É de uma enorme importância prática poder avaliar a energia que um sistema fotovoltaico, de um dado tamanho, pode produzir. Isto demanda dispor de informação confiável acerca da irradiação efetiva no plano do sistema, da potência que o sistema pode fornecer nas condições padrão de teste e de todas as perdas associadas ao funcionamento do sistema. No presente capítulo, são apresentadas as equações que permitem realizar a estimativa da energia elétrica anual produzida por um SFCR, tendo em consideração os dados de irradiação solar disponível na Região de Campinas, as perdas na captação da radiação que incide nos módulos bem como o rendimento global médio da instalação. Também são apresentadas as equações para avaliar o custo da energia fotogerada.

5.1 Energia produzida por um SFCR

A produção energética anual de um SFCR vem expressa através do produto de quatro fatores independentes, segundo a seguinte equação (LORENZO, 2002a):

$$E_{AC} = P_{nominal} \times \left(\frac{G_{daeff}}{G^*} \right) \times FS \times PR \quad (5.1)$$

onde:

E_{AC} : Energia produzida por um SFCR ao ano.

- P_{nominal} : Potência nominal instalada ou potência máxima entregue pelo gerador fotovoltaico nas condições padrão de teste (STC).
- G_{daeff} : Irradiação anual efetiva que incide sobre a superfície do gerador [kWh/m²].
- G^* : Irradiância de 1.000 W/m², que é justo o valor em que se determina a potência nominal das células e geradores fotovoltaicos.
- FS: Fator que expressa as perdas por sombreamento.
- PR: *Performance Ratio*, fator que expressa o rendimento global da instalação.

A produção energética unitária⁴⁴ da instalação fotovoltaica (os kWh produzidos por kW instalado) fica expressa pelo quociente $E_{AC}/P_{\text{nominal}}$. Esta expressão é de enorme importância prática, pois, uma vez determinada, possibilita uma rápida avaliação da produção energética de um SFCR de tamanho qualquer, desde que seja instalado em um local similar e atenda os mesmos critérios de configuração e montagem.

A seguir, são apresentados cada um dos parâmetros que intervém no cálculo da produção energética unitária dos SFCR.

5.1.1 A potência nominal

A potência máxima entregue pelo gerador fotovoltaico nas condições padrão de teste (STC) nem sempre coincide efetivamente com o que os fabricantes anunciam nos catálogos, sendo que esta pode ser entre 5-10% menor. Como consequência direta disto, a produção energética de um SFCR será menor, caso verifique-se esta condição⁴⁵.

5.1.2 A radiação solar

Uma importante questão ao se projetar um sistema fotovoltaico é conhecer a quantidade de radiação solar que atinge uma determinada superfície inclinada. Conforme sinaliza Lorenzo (2002a), a estimativa da irradiação anual que incide sobre os geradores fotovoltaicos compreende

⁴⁴ Este termo é conhecido na literatura inglesa como *Electricity Yields*.

⁴⁵ Este é o caso, por exemplo, da instalação de 750 Wp do IEE/USP que, após verificar a potência real instalada do seu sistema, constatou que era de 695 Wp, ou seja 7,3% menor (OLIVEIRA & ZILLES, 2001).

três etapas: (i) o cálculo da irradiação anual que incide sobre uma superfície horizontal; (ii) o cálculo da irradiação anual incidente sobre uma superfície inclinada, de forma tal que maximize a captação da radiação solar e (iii) o cálculo da irradiação anual efetiva incidente sobre a superfície do gerador fotovoltaico.

Irradiação anual que incide sobre uma superfície horizontal, $G_a(0)$

A estimativa da irradiação anual incidente sobre uma superfície horizontal faz-se pelo procedimento de supor que ela coincide com o valor médio medido no passado, ao longo de um considerável número de anos. A medição da radiação solar é realizada por centros de pesquisa e universidades, sendo que, na maioria dos casos, os valores obtidos podem apresentar diferenças entre as distintas instituições e inclusive chegando a serem consideráveis para alguns meses do ano, mas, em geral, essa diferença é pequena no caso de médias anuais.

No caso de Campinas, dispõe-se de dados de radiação solar através de duas fontes⁴⁶: (i) as medições de irradiância global e difusa realizadas pelo Centro de Pesquisas Agropecuárias (CEPAGRI) da Unicamp; (ii) o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), através de uma parceria com o *Centro de Estudios de la Energía Solar* (CENSOLAR) da Espanha⁴⁷. Os valores de irradiação média diária mensal para Campinas estão contidos nas Tabelas 5.1 e 5.2.

No entanto, a mesma natureza variável e imprevisível do clima faz com que, em termos estatísticos, não seja possível afirmar categoricamente que uma fonte de informação seja melhor do que outra, sendo uma solução de compromisso citar a fonte de dados utilizada (LORENZO, 2002a).

⁴⁶ Em dezembro de 2001, foi instalada uma estação meteorológica no campo experimental da Faculdade de Engenharia Agrícola - FEAGRI da Unicamp, mas, pelo curto período de tempo em que está operando, não foi considerada no presente trabalho.

⁴⁷ Baseia-se no banco de dados CENSOLAR de 1993, contendo valores de radiação média diária mensal no plano horizontal para cerca de 350 pontos no Brasil e em países limítrofes.

Tabela 5.1 Irradiação média diária mensal em Campinas segundo o banco de dados do CENSOLAR 1993, kWh/m².

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
5,33	5,56	5,22	4,53	4,06	3,56	4,19	4,58	4,75	5,58	5,86	5,53
Irradiação anual = 1.786 kWh/m ²											
Irradiação média diária = 4,9 kWh/m ²											

Fonte: CRESESB (1999) *apud* Camargo (2000)

Tabela 5.2 Irradiação média diária mensal em Campinas segundo o CEPAGRI, kWh/m².

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
5,96	5,84	5,78	5,08	3,96	3,42	4,23	4,78	4,94	5,4	5,41	6,06
Irradiação anual = 1.850 kWh/m ²											
Irradiação média diária = 5,1 kWh/m ²											

Fonte: Camargo (2000)

Irradiação anual incidente sobre uma superfície inclinada, $G_a(\beta_{opt})$

O cálculo da irradiação anual incidente sobre uma superfície inclinada pode ser feito através da expressão 5.2. O ângulo β_{opt} é aquele que permite que a captação da radiação solar pelo módulo seja máxima ao longo do ano, e seu valor está dado pela latitude local (ϕ). No caso da cidade de Campinas para maximizar a produção energética do SFCR no caso de sistemas estáticos, os geradores fotovoltaicos têm que estar orientados para o Norte e inclinados a um ângulo β_{opt} de 23°.

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{[1 - 4,46 \times 10^{-4} \beta_{opt} - 1,19 \times 10^{-4} \beta_{opt}^2]} \quad (5.2)$$

Substituindo valores e considerando o dado de irradiação horizontal $G_a(0) = 1.850 \text{ kWh/m}^2$, tem-se que:

$$G_a(\beta_{\text{opt}}) = 1.850/0,927 = 1.996 \text{ kWh/m}^2$$

Irradiação anual efetiva incidente sobre a superfície do gerador fotovoltaico, $G_{\text{effa}}(b,a)$

A inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos ficam determinados através do ângulo azimutal (α) e do ângulo de inclinação com relação à horizontal (β), conforme pode ser visto na Figura 5.1. O ângulo θ_s representa o ângulo entre o feixe de radiação direta que incide no plano e a reta normal ao mesmo.

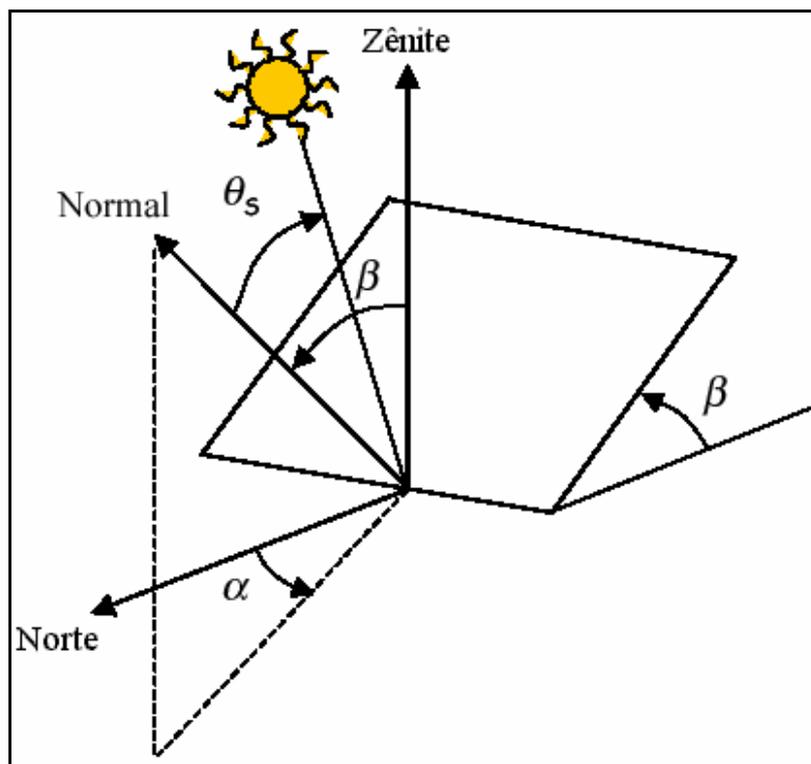


Figura 5.1 Ângulo azimutal α e inclinação β de uma superfície receptora.

Como pode ser visto na Figura 5.2, o ângulo azimutal é definido como o ângulo formado entre a projeção sobre o plano horizontal da normal da superfície do módulo e o meridiano local.

Valores típicos são 0° para módulos orientados ao Norte, -90° para módulos orientados ao Oeste e 90° para módulos orientados ao Leste.

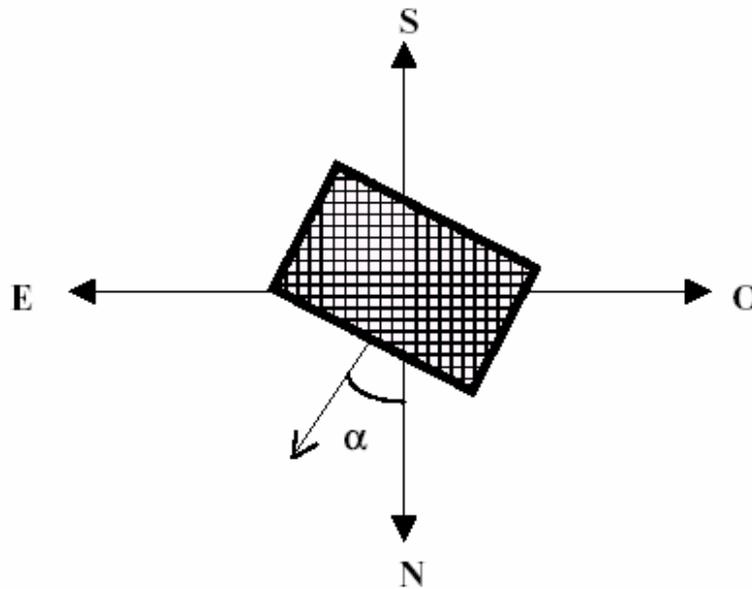


Figura 5.2 Ângulo azimutal da superfície receptora.

O ângulo de inclinação β da superfície receptora é o ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal do local. De maneira geral $0^\circ < \beta < 180^\circ$ (Figura 5.3).

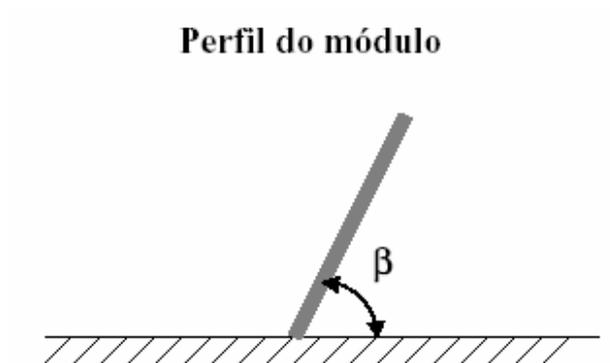


Figura 5.3 Inclinação β da superfície receptora.

Uma vez definidos os ângulos α e β , a estimativa da irradiação anual efetiva que incide sobre a superfície dos geradores fotovoltaicos pode ser calculada através da equação 5.3, a mesma que também considera as perdas devidas: (i) ao fato do lado frontal do módulo ser um simples cristal liso, pois supõe perdas significativas que vão ser maiores quanto mais afastado da normal ao módulo estiver o ângulo da radiação incidente. E isto porque um cristal possui um comportamento similar ao de um espelho, refletindo a radiação incidente e, por conseguinte, diminuindo a quantidade de energia absorvida pelas células fotoelétricas e que pode ser aproveitada pelo módulo; (ii) ao efeito da poeira, pois o pó espalha a radiação incidente em múltiplas direções, diminuindo mais ainda a energia aproveitável. A Tabela 5.3 contém os valores dos coeficientes para superfícies com um grau mediano de sujeira, que se caracteriza por uma perda de transparência de 3% na direção normal à superfície, que correspondem ao caso mais representativo.

$$\left[\frac{G_{\text{eff}}(\beta, \alpha)}{G_a(\beta_{\text{opt}})} \right] = g_1 (\beta - \beta_{\text{opt}})^2 + g_2 (\beta - \beta_{\text{opt}}) + g_3 \quad (5.3)$$

onde:

$$g_i = g_{i1} |a|^2 + g_{i2} |a| + g_{i3} \quad ; \quad i = 1, 2, 3 \quad (5.4)$$

Tabela 5.3 Coeficientes utilizados na determinação dos coeficientes g_i a serem utilizados nas equações 5.3 e 5.4.

$T_{\text{sujo}}(0) / T_{\text{limpo}}(0) = 0,97$			
Coeficientes	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$
g_{1i}	8×10^{-9}	$3,8 \times 10^{-7}$	$-1,218 \times 10^{-4}$
g_{2i}	$-4,27 \times 10^{-7}$	$8,2 \times 10^{-6}$	$2,892 \times 10^{-4}$
g_{3i}	$-2,25 \times 10^{-5}$	$-1,034 \times 10^{-4}$	0,9314

Fonte: Lorenzo (2002a)

Considerando-se uma superfície orientada para o Norte e com uma inclinação ótima ($\beta = \beta_{opt}$), tem-se que:

$$\alpha = 0, \text{ então, segundo a equação 5.4, } g = g_3$$

Substituindo na equação 5.3, obtém-se:

$$\left[\frac{G_{\text{effa}}(\beta_{opt}, 0^\circ)}{G_a(\beta_{opt})} \right] = g_3 = 0,9314$$

$$G_{\text{effa}}(23^\circ, 0^\circ) = 0,9314 \times 1.996 = 1.859 \text{ kWh/m}^2$$

5.1.3 O sombreamento

As sombras circundantes à instalação fotovoltaica representam perdas de radiação solar, sendo que é prática comum expressá-las como uma percentagem da radiação global que incidiria sobre os módulos caso não existisse nenhuma sombra. Um método para o seu cálculo é o desenvolvido pelo Instituto de Energia Solar (IES), da Universidade Politécnica de Madri, que consiste na comparação do perfil de obstáculos que afeta a superfície em estudo com o diagrama de trajetórias do Sol (IDAE, 2001). Sendo que esse efeito depende do entorno geográfico particular em que está inserida a instalação, esta abordagem somente contemplará o caso de sistemas situados em locais livres de sombras.

5.1.4 O rendimento global

O rendimento energético da instalação ou *Performance Ratio* (PR) expressa a eficiência da instalação em condições reais de operação, tendo em consideração principalmente: (i) a dependência da eficiência de operação dos módulos com a temperatura, pois esta, em condições normais de operação, é bem maior que 25 °C, representando perdas tipicamente da ordem de 6%; (ii) a eficiência do inversor CC/CA; (iii) a eficiência do cabeamento na instalação e (iv) perdas associadas ao funcionamento do inversor por erros no seguimento do ponto de máxima potência.

Um valor representativo para o PR está entre 0,7 e 0,75 sendo que, no longo prazo, se espera que este chegue a ser 0,9 (WEA, 2000b). Já para sistemas fotovoltaicos isolados, o valor do PR é bem menor, tipicamente 0,6 (*ibidem*).

Portanto, uma instalação em Campinas, cujos geradores fotovoltaicos têm uma potência nominal igual à anunciada nos catálogos e que conta com um inversor de boa qualidade (PR = 0,75), orientada para o Norte e com uma inclinação igual à latitude local e livre de sombras, a sua produção energética seria (substituindo valores na expressão 5.1):

$$\frac{E_{AC}}{P_{nominal}} = \left(\frac{G_{daeff}}{G^*} \right) \times FS \times PR$$

$$\frac{E_{AC}}{P_{nominal}} = \left(\frac{1.859}{1.000} \right) \times 1 \times 0,75 = 1.394 \text{ kWh/kW}_p$$

5.2 Custo da energia elétrica produzida

Para fazer uma avaliação do custo da energia fotogerada, deve-se usar o conceito de fator de capacidade – CF, que expressa a quantidade de energia que o sistema pode gerar em um determinado período de tempo em razão da energia que esse mesmo sistema seria capaz de produzir se operasse com sua potência nominal durante esse período. De uma maneira geral, o CF fica determinado pela equação seguinte:

$$CF = \frac{\int_0^T P(t) \times dt}{P_{nominal} \times T} \quad (5.5)$$

onde:

$P_{nominal}$: Potência nominal do sistema

$P(t)$: Potência entregue pelo sistema no instante “t” do período “T”

T: Período analisado, geralmente de um ano

Considerando-se o período de análise de um ano, o CF pode ficar expresso segundo:

$$CF = \frac{E_{AC}}{P_{nominal} \times 8760h} \quad (5.6)$$

Onde E_{AC} é a energia anual produzida pelo SFCR calculada segundo a equação 5.1.

Substituindo o valor de E_{AC} , calculado anteriormente, obtém-se um CF médio para a cidade de Campinas de:

$$CF = \frac{1.394}{8.760} = 0,16$$

Merece ser ressaltado que pelo fato dos SFCR não possuírem baterias, toda a energia gerada por eles é aproveitada, seja para atendimento do consumo local, seja quando o excedente é injetado à rede, pois esta pode ser considerada como um acumulador infinito de energia. O CF para sistemas fotovoltaicos em aplicações isoladas é bem menor pois o controlador de carga desconecta os módulos fotovoltaicos para impedir um possível sobrecarregamento das baterias, caso estejam completamente carregadas e se verifique ausência de demanda na instalação nesse momento.

O custo da eletricidade fotogerada pode ser calculada segundo a equação 5.7 e deve-se unicamente a amortização de capital e aos custos de operação e manutenção (ZILLES & OLIVEIRA, 1999).

$$C = \left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} + O \& M \right] \times \frac{Inv}{87,6 \times CF} \quad (5.7)$$

onde:

C: Custo de geração, em centavos de US\$/kWh

CF: Fator de capacidade

O&M: Porcentagem do capital inicial necessário por ano para operação e manutenção.

Inv: Investimento inicial em US\$/kWp

r: Taxa anual de desconto

n: Vida útil, anos.

A Tabela 5.4 contém os parâmetros usados na avaliação do kWh gerado por um SFCR, cujo custo *turnkey* hoje está na faixa de 6,0 – 7,0 US\$/Wp.

Tabela 5.4 Parâmetros utilizados para determinar o custo do kWh gerado por um SFCR

Custo <i>turnkey</i>	6.000 – 7.000 US\$/kWp
n	20 anos
O&M	2 % ⁴⁸
CF	16 %
r	12 %

A Figura 5.4 mostra a variação do custo do kWh fotogerado, expresso em centavos de US\$/kWh, em função do fator de capacidade da instalação para SFCR's com custos *turnkey* de 6.000 e 7.000 US\$/kWp respectivamente. Obviamente, fatores de capacidade maiores corresponderão a custos menores do kWh fotogerado.

⁴⁸ Na formulação de Zilles & Oliveira (1999), ao se dispor, anualmente, de 2% do investimento inicial no sistema para os gastos de O&M estaria-se contemplando a troca do inversor, cujo preço hoje está em torno de 1.000 US\$/kW. Na verdade, considerando-se que o preço *turnkey* do SFCR é de 7.000 US\$/kWp, ao se reservar uma parcela de 2% do investimento inicial para O&M, estaria-se criando um fundo de US\$ 2.800 ao final da vida útil da instalação, quantia superior à necessária para providenciar a substituição do inversor. Porém, fixar 2% para O&M justifica-se no caso de programas piloto para instalação de SFCR, pois esta margem obtida pode empregar-se para o monitoramento dos sistemas, como é o caso desenvolvido neste estudo.

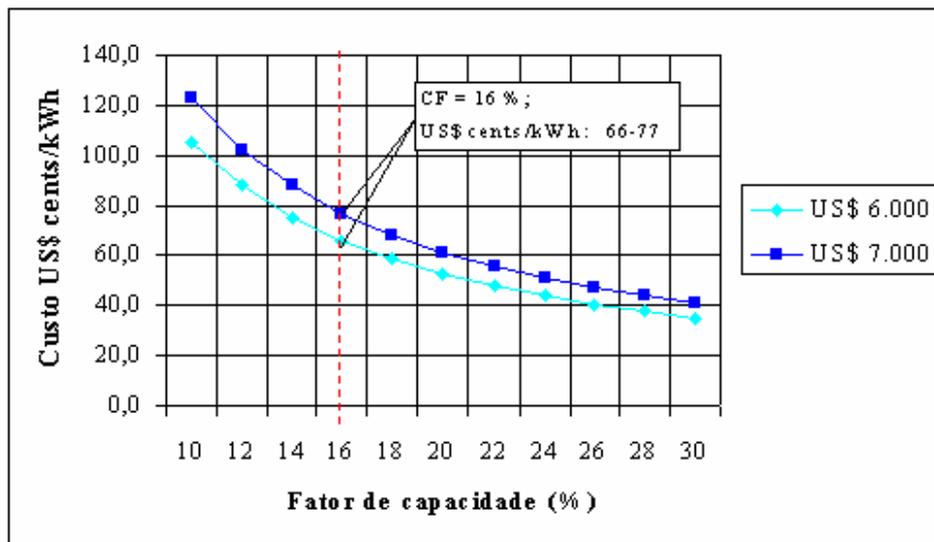


Figura 5.4 Custo do kWh produzido por um SFCR segundo o seu fator de capacidade.

Como pode ser visto, para um fator de capacidade de 16%, o custo do MWh estaria entre US\$ 660 e 770, valor muito distante do VN de US\$ 134,53, estabelecido anteriormente pela ANEEL para instalações fotovoltaicas, através da Resolução 233. Já com o novo preço teto fixado em torno de 31 US\$/MWh (Resolução 248/02), dificulta-se ainda mais qualquer investimento privado em SFCR.

Capítulo 6

Análise e Apresentação de Resultados

Levando em consideração a produção energética que um SFCR pode fornecer, considerando os dados de irradiação locais, perdas associadas ao funcionamento do sistema e o rendimento global da instalação, nesta seção são ensaiadas algumas das principais abordagens para avaliar a energia gerada através de um SFCR, seja através de incentivos tarifários, seja através da concessão de incentivos econômicos na forma de subsídios para diminuir o custo da instalação. A influência destes tipos de incentivos na viabilidade econômica dos SFCR é apresentada bem como as suas implicações econômicas tanto para consumidores como para a concessionária de distribuição. Também são ensaiados cenários que promovem a implementação conjunta de incentivos tarifários e econômicos.

6.1 Considerações iniciais

A implementação de tarifas especiais para a energia injetada na rede pelos SFCR terá implicações em ambas as partes envolvidas: consumidores e concessionária. Neste item, são expostas as considerações adotadas a respeito da curva de carga do consumidor residencial, do SFCR implementado e informação relevante da concessionária de distribuição.

6.1.1 Curva de carga

Para a elaboração da curva de carga foi considerado o perfil de consumo de um consumidor residencial característico da Região de Campinas, com um consumo médio diário de 7,30 kWh e consumo médio mensal e anual de 222 e 2.665 kWh respectivamente. Estes dados estão contidos na Tabela 6.1 e foram levantados na campanha de medições realizada pela empresa concessionária de distribuição Bandeirante Energia S.A. para a determinação das tipologias de redes e clientes-tipo, correspondente ao estudo de elaboração da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, de 2000.

Tabela 6.1 Demanda média horária de um consumidor residencial da Região de Campinas.

Hora	Potência (kW)
1	0,22
2	0,23
3	0,18
4	0,15
5	0,15
6	0,18
7	0,22
8	0,18
9	0,19
10	0,23
11	0,27
12	0,27
13	0,27
14	0,25
15	0,25
16	0,35
17	0,39
18	0,67
19	0,60
20	0,50
21	0,50
22	0,45
23	0,34
24	0,27

Consumo médio diário: 7,30 kWh

Consumo médio mensal: 222 kWh

Consumo médio anual: 2.665 kWh

Fonte: Carmeis (2002)

6.1.2 O SFCR

Foi considerado um SFCR com módulos orientados para o Norte, com uma inclinação igual à latitude local e dispostos para operarem sem obstáculos ou sombras que possam ocasionar perdas na produção de energia. Sua produção energética unitária anual, calculada no capítulo anterior, corresponde a 1.394 kWh/kWp.

Tendo em mente que, do ponto de vista energético, o intuito de instalar um SFCR é permitir ao consumidor obter um certo grau de auto-suficiência energética, foi considerado um sistema com uma potência instalada que permita atender a demanda de energia de um consumidor com um perfil de consumo como o descrito no item 6.1.1.

Desta maneira, para um consumo médio anual de 2.665 kWh, seria necessário um SFCR de 2 kWp, já que sua produção, da ordem dos 2.788 kWh, seria ligeiramente superior ao de um consumidor residencial típico de Campinas.

6.1.3 Concessionária de distribuição

A Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) foi considerada como estudo de caso para a análise dos distintos cenários de incentivos. O valor da tarifa correspondente ao uso do seu sistema de distribuição para o consumidor residencial é de 255,96 R\$/MWh (Secretaria de Estado de Energia de São Paulo, 2002) e seu mercado residencial, no final do ano 2001, estava constituído por um total de 2.508.000 consumidores, cujo consumo foi de 4.851 GWh (*ibidem*). O custo marginal médio de fornecimento de potência na BT da CPFL é de 55,27 R\$/kW.ano (CARMEIS, 2002).

6.2 Influência da Tarifação

A forma em que a concessionária pode faturar pela energia gerada pelos SFCR pode fazer uma grande diferença na viabilidade econômica destes sistemas de geração. São apresentados e discutidos os efeitos das distintas formas de tarifação na viabilidade econômica da instalação de um SFCR para os auto-produtores pertencentes ao setor residencial: *net metering* e modelos de tarifas especiais (*feed-in tariffs*).

6.2.1 Net Metering

Conforme foi mostrado no Capítulo 4, nesta abordagem é feito o balanço energético entre a energia produzida pelo SFCR e o consumo do usuário, refletido na sua curva de carga, sendo que, se houver um excedente energético, este será pago ao consumidor segundo sua tarifa normal⁴⁹. A Figura 6.1 mostra um diagrama esquemático da conexão do SFCR e do medidor para uma melhor visualização do leitor. Os efeitos econômicos que este programa produz nos consumidores e concessionária serão tratados a seguir.

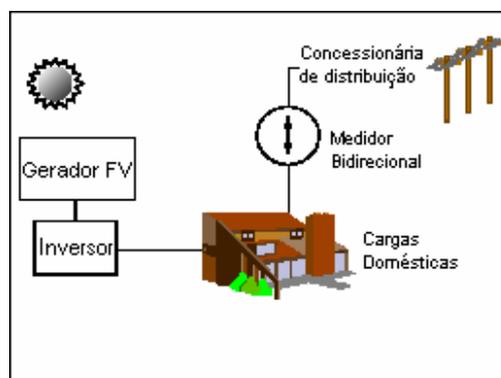


Figura 6.1 Medição de energia sob o modelo de *Net Metering*.

Impacto do Net Metering sob a ótica do consumidor

Do ponto de vista do consumidor, esta forma de contratação tem efeitos econômicos diretos sobre ele: redução das contas de eletricidade. A Tabela 6.2 mostra a análise econômica do *Net Metering* no faturamento anual do usuário quando instalado um sistema de 2 kWp. Já a Figura 6.2 compara a situação específica em que um consumidor instala o SFCR e outro que opta por não fazê-lo, sendo que o primeiro deles vai receber um pagamento da concessionária de R\$ 31,48 pelo saldo energético ao final de cada ano.

⁴⁹ Na presente análise, foi considerado o pagamento do excedente energético ao final do ano. No entanto, a prática comum seria que esse saldo fique em poder da concessionária para evitar gastos administrativos adicionais advindos do faturamento desse saldo.

Tabela 6.2 Impacto do *Net Metering* segundo a ótica do consumidor.

Potência do SFCR	2 kWp
Preço <i>turnkey</i> da instalação	US\$ 14.000; R\$ 32.200 ⁵⁰
Produção energética anual do SFCR	2.788 kWh
Consumo médio anual	2.665 kWh
Excedente energético (<i>NEG</i>)	123 kWh
Tarifa para o consumidor residencial	0,25596 R\$/kWh
Faturamento do consumidor que não possui um SFCR	R\$ 682,13 (débito)
Faturamento do consumidor que instalou um SFCR de 2kWp	R\$ 31,48 (crédito)
Benefício para o consumidor com SFCR (anual)	R\$ 713,62
<i>Payback</i>	45 anos

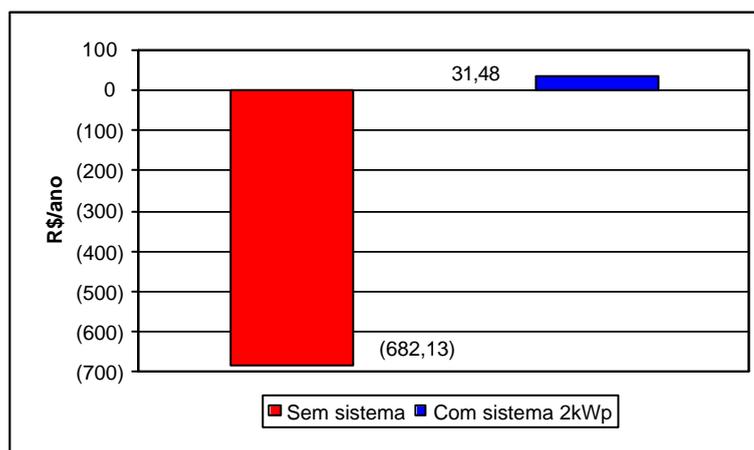


Figura 6.2 Impacto no faturamento anual do consumidor sob o *Net Metering*.

⁵⁰ Cotação utilizada: 1 US\$ = 2,3 R\$

No entanto, considerando-se o retorno do investimento para compra do SFCR, o resultado é desanimador pois o *payback* é de 45 anos ou seja, é mais do que o dobro da vida média do sistema (em torno de 20 anos). E isso porque o benefício obtido pelo consumidor depende exclusivamente da quantidade gerada pelo SFCR mas valorizada segundo a tarifa normal da concessionária. Portanto, para tornar viável esta situação, será necessário acompanhar o *Net Metering* com outros incentivos econômicos, como será discutido mais adiante.

Impacto do Net Metering sob a ótica da concessionária

Já para a concessionária de distribuição, o receio comum seria avaliar os impactos que este programa poderia trazer para ela. Na Tabela 6.3 estão contidos todos os parâmetros utilizados para avaliar as perdas na receita da concessionária caso sejam instalados 5 MW de SFCR. Como pode constatar-se, a energia gerada por estes sistemas representaria, no máximo, 0,14% da energia que a concessionária forneceu ao seu mercado residencial em dezembro de 2001. Considerando-se a tarifa atual para o setor residencial da CPFL de 0,256 R\$/kWh e o valor médio de energia elétrica para suprimento de 0,07 R\$/kWh, a diferença entre estas grandezas representaria a perda na receita da concessionária por cada kWh produzido pelos SFCR. Porém, a instalação de 5 MW em SFCR representaria um ganho de R\$ 276.350,00 para a concessionária, pois estaria evitando o custo de adicionar essa quantidade de nova potência. O fato de estabelecer-se um teto à capacidade instalada total de SFCR é uma maneira eficaz de limitar os impactos negativos na receita da concessionária e, como pode ser visto na Tabela 6.3, esta quantidade de R\$ 1.019.791,20 pode ser financiada através de um acréscimo mensal na tarifa dos consumidores residenciais de apenas R\$ 0,034 quando o programa estiver completamente implementado.

Tabela 6.3 Impacto do *Net Metering* segundo a ótica da concessionária⁵¹.

Potência instalada em SFCR	5 MW
Produção energética anual dos SFCR	6,97 GWh
Energia fornecida no mercado residencial pela CPFL, final de 2001	4.851 GWh
Porcentagem do mercado residencial a ser atendido por SFCR	0,14 %
Custos marginais de fornecimento de potência na BT da CPFL	55,27 R\$/kW.ano
Custo evitado em investimento para nova capacidade	R\$ 276.350,00
Tarifa para o consumidor residencial	0,25596 R\$/kWh
Valor médio de energia elétrica para suprimento	0,07 R\$/kWh
Perda na receita da concessionária por kWh produzido pelos SFCR	0,18596 R\$/kWh
Perda anual total da concessionária	R\$ 1.019.791,20
Total de consumidores residenciais da CPFL, final de 2001	2.508.000
Custo anual por consumidor para subsidiar o <i>Net Metering</i>	R\$ 0,4066
Custo mensal por consumidor para subsidiar o <i>Net Metering</i>	R\$ 0,034

6.2.2 *Feed-in tariffs*

Nestes modelos de tarifação, a energia produzida pelos SFCR pode ter tratamentos distintos segundo a maneira como está conectado o SFCR com a rede e o posicionamento específico dos medidores de energia empregados. Apresenta-se a seguir dois modelos de conexão:

a) Modelo I: O SFCR está conectado entre a carga e a rede elétrica de distribuição

Neste modelo, o consumo de energia da edificação permanece inalterado pois toda a energia elétrica produzida pelo SFCR é injetada na rede como pode ser visto na Figura 6.3.

⁵¹ A formatação e apresentação dos resultados nesta tabela estão baseadas no estudo de Cook & Cross (1999).

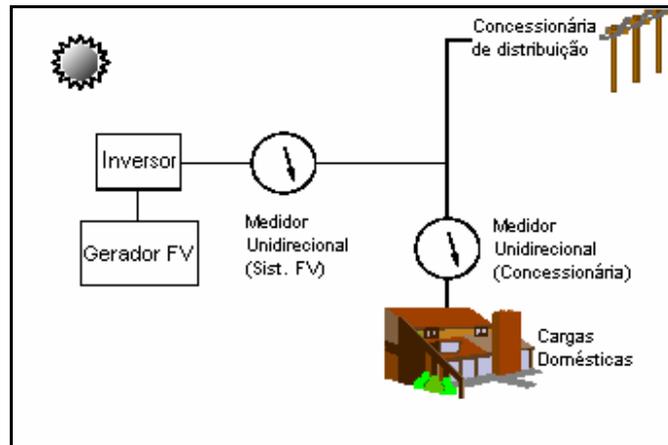


Figura 6.3 O SFCR está disposto entre a carga e a rede de distribuição.

Tal como foi definido na equação 4.1, o valor da taxa de compra, definida pelo fator “ r ”, expressa a relação existente entre o preço pago ao usuário pela energia que o seu SFCR injeta na rede e o correspondente preço da energia que é fornecida ao consumidor pela concessionária.

Segundo o valor de r adotado através de regulamentação específica, é determinado o faturamento pela energia injetada na rede. Obviamente, quanto maior for o valor de r , menor será o *payback* do investimento como pode ser visto na Tabela 6.4, a qual registra a evolução do lucro do consumidor (que advém das vendas de energia elétrica produzida pelo seu SFCR, expresso em milhares de reais) ao longo do tempo e para distintos valores de r . As células marcadas identificam, segundo o valor de r adotado, a partir de que ano o investimento começará a ter retorno para o consumidor.

Tabela 6.4 Benefício anual do SFCR (milhares de reais) segundo o valor da taxa de compra considerada r : Modelo I.

$\frac{Payback}{r}$	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
1	1,43	2,85	4,28	5,71	7,14	8,56	9,99	11,42	12,85	14,27
2	2,85	5,71	8,56	11,42	14,27	17,13	19,98	22,84	25,69	28,54
3	4,28	8,56	12,85	17,13	21,41	25,69	29,97	34,25	38,54	42,82
4	5,71	11,42	17,13	22,84	28,54	34,25	39,96	45,67	51,38	57,09
5	7,14	14,27	21,41	28,54	35,68	42,82	49,95	57,09	64,23	71,36

Considerando-se valores razoáveis de *payback* entre 10 e 12 anos (como os adotados nos EUA e em vários países europeus), constata-se que, se o usuário decidir bancar completamente o investimento do SFCR, ele teria retorno se a taxa de compra da energia fotogerada for 4 a 5 vezes maior que a tarifa normal paga à concessionária. Valores inferiores de r inviabilizariam o investimento, como pode ser visto na Figura 6.4.

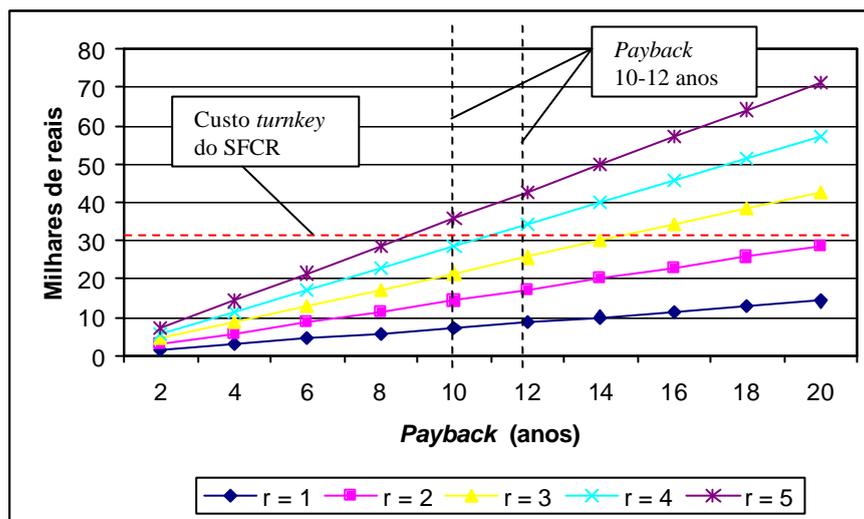


Figura 6.4 *Payback* do investimento em SFCR segundo r : Modelo I.

b) Modelo II: O SFCR está conectado antes da carga

De maneira análoga ao Net Metering, neste modelo os geradores fotovoltaicos estão conectados antes da carga, porém são usados dois medidores unidirecionais: um para registrar o excedente energético quando a produção do SFCR é maior que o consumo na edificação e outro medidor para registrar a energia elétrica que a concessionária fornece para o consumidor, seja quando a geração do SFCR é menor que o consumo, seja no período quando não houver sol. A Figura 6.5 apresenta o diagrama esquemático de disposição do gerador fotovoltaico e dos medidores empregados para este modelo.

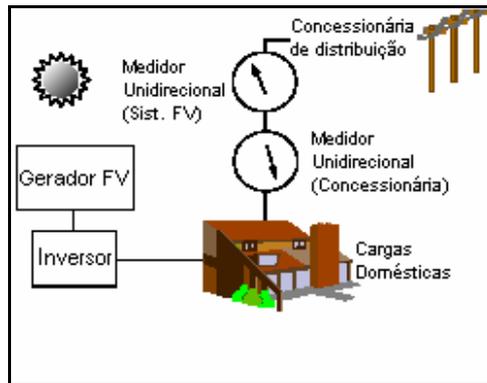


Figura 6.5 As cargas da edificação ficam entre os geradores fotovoltaicos e a rede distribuição.

Parte da energia produzida pelo SFCR estará destinada a atender o consumo energético da edificação e somente o excedente energético será remunerado segundo o valor de r estabelecido por regulamentação. Considerando-se o intervalo de tempo das 9h às 17h como o período em que, simultaneamente, ocorre o consumo de energia na residência e a produção de energia elétrica através do SFCR (ver Figura 6.6), o excedente energético ao final do ano pode ser avaliado da seguinte maneira:

$$\text{Excedente Energético}_{\text{anual}} = \text{Produção Energética SFCR}_{\text{anual}} - \text{Consumo}_{9\text{h}-17\text{h}} \times 365$$

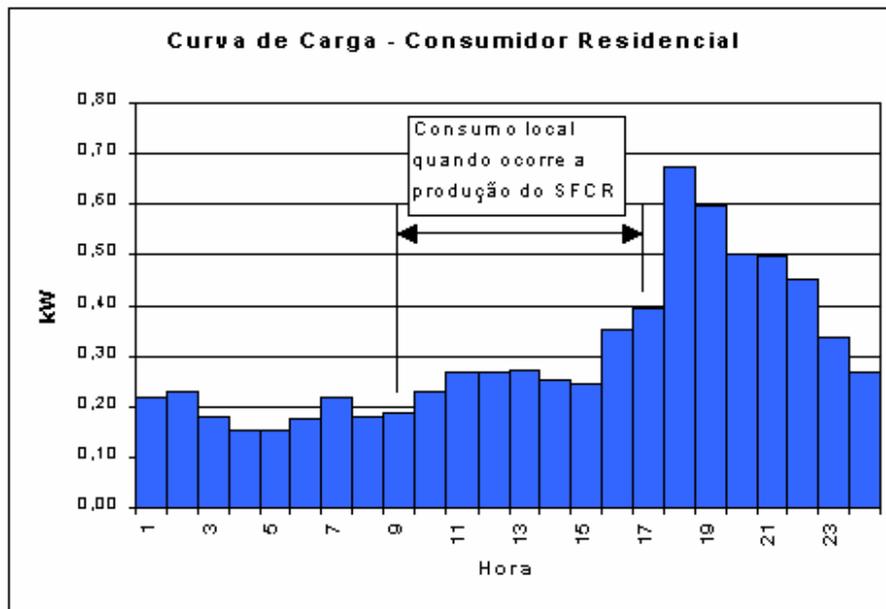


Figura 6.6 Período do consumo da residência atendido pelo SFCR.

O consumo de energia na residência entre no intervalo das 9h às 17h pode ser calculado segundo os dados de demanda de potência mostrados na Tabela 6.1, então:

$$\text{Consumo Energético}_{9h-17h} = 0,23 + 0,27 + 0,27 + 0,27 + 0,25 + 0,25 + 0,35 + 0,39 = 2,28 \text{ kWh}$$

Portanto:

$$\text{Excedente Energético}_{\text{anual}} = 2.788 - 2,28 \times 365 = 1.956 \text{ kWh}$$

A soma do excedente energético anual valorizado segundo o valor estabelecido de r e o consumo energético anual das 9h às 17h mas valorizado segundo a tarifa normal da concessionária, representa o benefício anual para o consumidor:

$$\text{Benefício anual}_{\text{SFCR}} = (\text{Excedente Energético}_{\text{anual}} \times r + \text{Consumo}_{\text{anual}}_{9h-17h}) \times \text{Tarifa}_{\text{residência}}$$

$$\text{Benefício}_{\text{anual}}_{\text{SFCR}} = (1.956 \times r + 832) \times \text{Tarifa}_{\text{residência}}$$

A Tabela 6.5 apresenta as receitas anuais (em milhares de reais) do consumidor para distintos valores de taxa de compra da energia produzida pelo seu SFCR. De maneira análoga à apresentada na Tabela 6.4, as células marcadas identificam, segundo o valor de r , a partir de que ano o investimento começará a ter retorno para o consumidor. Conforme apresentado na Figura 6.7, para que o investimento tenha um retorno entre 10 – 12 anos seria necessário que a tarifa paga pelo excedente energético injetado na rede seja 5 a 7 vezes maior que a tarifa normal paga à concessionária.

Tabela 6.5 Benefício anual do SFCR (milhares de reais) segundo o valor da taxa de compra considerada r : Modelo II.

<i>Payback</i> <i>r</i>	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
1	1,43	2,85	4,28	5,71	7,14	8,56	9,99	11,42	12,85	14,27
2	2,43	4,86	7,29	9,71	12,14	14,57	17,00	19,43	21,86	24,28
3	3,43	6,86	10,29	13,72	17,15	20,58	24,01	27,44	30,87	34,30
4	4,43	8,86	13,29	17,72	22,15	26,59	31,02	35,45	39,88	44,31
5	5,43	10,86	16,30	21,73	27,16	32,59	38,02	43,46	48,89	54,32
6	6,43	12,87	19,30	25,73	32,17	38,60	45,03	51,47	57,90	64,33
7	7,43	14,87	22,30	29,74	37,17	44,61	52,04	59,48	66,91	74,35

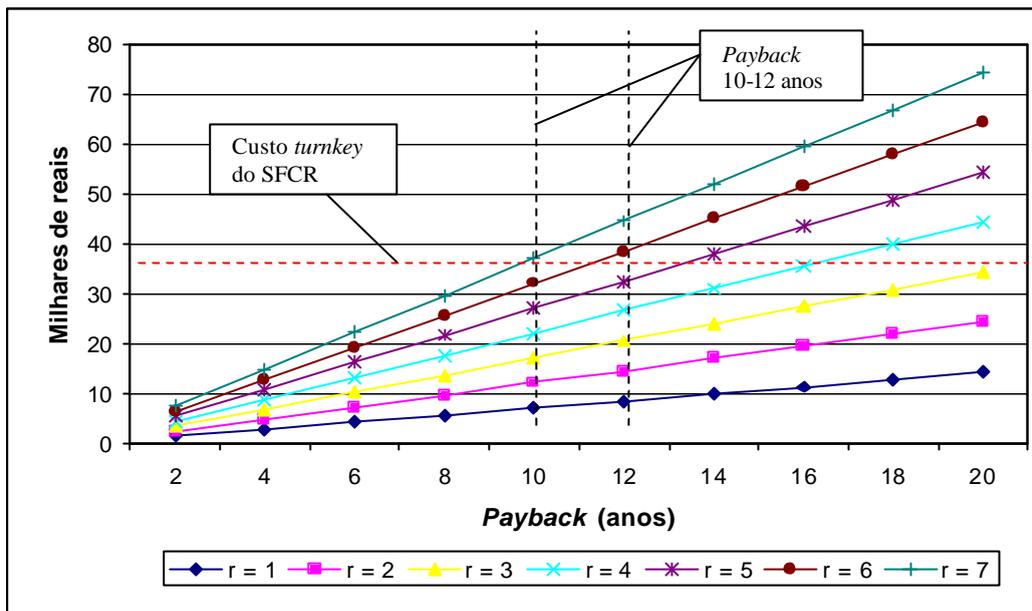


Figura 6.7 Payback do investimento em SFCR segundo r : Modelo II.

Impacto dos Programas Feed-in Tariffs sob a ótica da concessionária

Como podia prever-se no modelo em que os geradores fotovoltaicos estão dispostos entre a carga e a rede (modelo I), o valor estabelecido para fixar a taxa de compra do kWh fotogerado e injetado na rede é menor do que aquele que se calcula quando os geradores fotovoltaicos estão dispostos antes da carga (modelo II). A razão é simples, pois, no primeiro caso, o incentivo é aplicado a toda a energia produzida pelo SFCR, enquanto que, no segundo, somente o excedente vai ter uma tarifa diferenciada. Dessa forma, estabelecendo-se um *payback* de 12 anos para o investimento no SFCR do consumidor, que possui uma curva de carga como a definida na Figura 6.6, seria necessário fixar valores de tarifa 3,76 e 4,93 vezes maiores que a tarifa normal para os modelo I e II respectivamente. No entanto, para ambos os modelos considerados, o custo que representaria para a concessionária a alavancagem destes programas seria praticamente igual (2% maior no caso do modelo II), como pode ser visto nas Tabelas 6.6 e 6.7.

Na avaliação do impacto econômico destes tipos de programas para a concessionária de distribuição, foi considerada a instalação de 5 MW de SFCR, com tarifas pagas por cada kWh injetado à rede de 0,96246 R\$/kWh e 1,26308 R\$/kWh, para os modelos I e II, respectivamente, de modo que o consumidor possa recuperar seu investimento em 12 anos. A perda anual na

receita da concessionária foi calculada em R\$ 4.924.292,00 e R\$ 5.034.832,00 para os modelos I e II, podendo ser financiada através de um acréscimo mensal na tarifa dos consumidores residenciais de R\$ 0,1636 e R\$ 0,1673, respectivamente, quando o programa estiver completamente implementado.

Tabela 6.6 Impacto do Programa *Feed-in Tariff* Modelo I: Geradores fotovoltaicos dispostos entre a rede e a carga, segundo a ótica da concessionária.

Potência instalada em SFCR	5 MW
Produção energética anual dos SFCR	6,97 GWh
Energia fornecida no mercado residencial pela CPFL, final do 2001	4.851 GWh
Porcentagem do mercado residencial a ser atendido por SFCR	0,14 %
Custo evitado em investimento para nova capacidade	R\$ 276.350,00
Tarifa para o consumidor residencial	0,25596 R\$/kWh
Tarifa paga ao consumidor por cada kWh produzido pelo seu SFCR (r = 3,76019)	0,96246 R\$/kWh
Perda na receita da CPFL por kWh produzido pelos SFCR	0,7065 R\$/kWh
Perda anual da concessionária	R\$ 4.924.292,00
Total de consumidores residenciais da CPFL, final de 2001	2.508.000
Custo anual por consumidor para subsidiar o <i>Feed-in Tariff</i> , Modelo I	R\$ 1,9634
Custo mensal por consumidor para subsidiar o <i>Feed-in Tariff</i> , Modelo I	R\$ 0,1636

Tabela 6.7 Impacto do Programa *Feed-in Tariff* Modelo II: Carga domiciliar entre os geradores fotovoltaicos e a rede, segundo a ótica da concessionária.

Potência instalada em SFCR	5 MW
Produção energética anual dos SFCR	6,97 GWh
Energia fornecida no mercado residencial pela CPFL, final do 2001	4.851 GWh
Porcentagem do mercado residencial a ser atendido por SFCR	0,14 %
Custo evitado em investimento para nova capacidade	R\$ 276.350,00
Consumo na residência das 9h às 17h	2,28 kWh
Consumo anual residência das 9h às 17h	832,2 kWh
Energia anual injetada por SFCR 2kW (excedente energético)	1.955,8 kWh
Tarifa consumidor residencial	0,25596 R\$/kWh
Tarifa paga ao consumidor por cada kWh produzido pelo seu SFCR ($r = 4,93466$)	1,263076 R\$/kWh
Valor médio de energia elétrica para suprimento	0,07 R\$/kWh
Perda na receita da CPFL por cada kWh suprido pelo SFCR no atendimento do consumo na residência (9h-17h)	0,18596 R\$/kWh
Perda na receita da CPFL por cada kWh injetado na rede pelos SFCR	1,0071 R\$/kWh
Perda anual da concessionária	R\$ 5.034.832,00
Total de consumidores residenciais da CPFL, final de 2001	2.508.000
Custo anual por consumidor para subsidiar o <i>Feed-in Tariff</i> , Modelo II	R\$ 2,0075
Custo mensal por consumidor para subsidiar o <i>Feed-in Tariff</i> , Modelo II	R\$ 0,1673

Merece ressaltar-se que, para poder estabelecer de maneira apropriada o incentivo para o modelo II, é muito importante caracterizar corretamente as curvas de carga dos clientes residenciais, discriminando o consumo médio no período em que ocorre simultaneamente a geração de energia pelo SFCR. Isto fica evidente quando o consumo anual é expressado, nesse

período, como uma percentagem da produção energética anual do SFCR segundo consta na Figura 6.8. Se o consumo anual médio nesse período ultrapassa o patamar de 40% da produção anual do SFCR, o incentivo necessário começará a aumentar drasticamente. Consumos médios anuais na faixa de 10 - 30 % da produção energética anual do SFCR terão retornos de 12 anos para o investidor quando implementadas taxas de compra do excedente energético 4 a 5 vezes maiores que a tarifa normal do consumidor residencial.

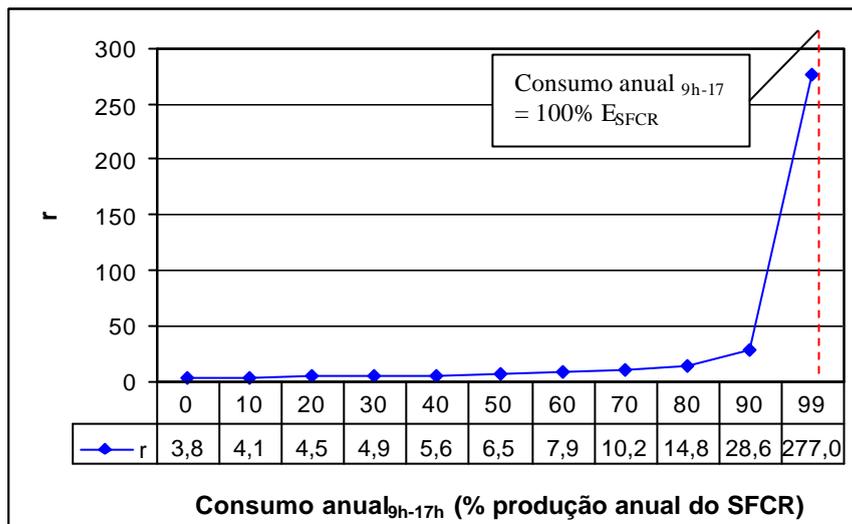


Figura 6.8 Taxa de compra do kWh injetado à rede segundo o consumo domiciliar anual das 9h às 17h, expresso como % da produção anual do SFCR.

6.3 Influência de subsídios à potência nos SFCR

A concessão de subsídios para a aquisição de sistemas fotovoltaicos por parte dos consumidores pode contribuir, de maneira significativa, a reduzir o tempo de retorno do investimento. Neste item, serão apresentados os efeitos que têm estes subsídios quando combinados com as formas de tarifação anteriormente apresentadas.

6.3.1 Subsídios à potência e *Net Metering*

Tal como foi mostrado no item 6.2.1, o *Net Metering* por si mesmo contribui de uma maneira bastante modesta na viabilidade econômica dos SFCR, pois, ao ser valorizada a energia produzida pelo SFCR segundo a tarifa normal da concessionária, o retorno do investimento para

o consumidor é de 45 anos. Considerando o custo atual de um SFCR de 2 kWp (R\$ 32.200) e a concessão de subsídios, expressos como uma percentagem do custo *turnkey* do SFCR, na Tabela 6.8 é apresentada a variação do *payback* do investimento do consumidor em função do subsídio concedido. Como pode ser visto, para que o consumidor possa ter retornos razoáveis no seu investimento, seria necessária a concessão de um subsídio de pelo menos 70% do custo *turnkey* do sistema, ou seja R\$ 22.540.

Tabela 6.8 Variação do *payback* de um SFCR em função do subsídio concedido e uma tarifação de *Net Metering*.

Subsídio (% do custo <i>turnkey</i> da instalação)	Investimento a ser feito pelo consumidor (R\$)	<i>Payback</i> (anos)
10	28.980	40,6
20	25.760	36,1
30	22.540	31,6
40	19.320	27,1
50	16.100	22,6
60	12.880	18,0
70	9.660	13,5
80	6.440	9,0
90	3.220	4,5

6.3.2 Subsídios à potência e *Feed-in tariffs*

A concessão de um subsídio específico à potência instalada do SFCR possibilita estabelecer a tarifa diferenciada, a ser paga pela energia injetada na rede pelo sistema, de maneira de poder obter retornos razoáveis no investimento feito na aquisição do SFCR. Nas Tabelas 6.9 e 6.10, apresenta-se o valor da taxa de compra da energia fotogerada (r) em função do subsídio concedido (expressado como uma percentagem do custo *turnkey* do sistema) e de um dado tempo de retorno do investimento para os modelos I e II, apresentados no item 6.2.2. Como pode constatar-se nessas tabelas, a subsídios menores corresponderam maiores taxas de compra, e esta última será menor a medida em que o *payback* do investimento seja maior.

Tabela 6.9 Valor da taxa de compra da energia fotogerada r em função do *payback* estabelecido e do subsídio à potência concedido: Modelo I.

subsídio(% do custo <i>turnkey</i>)	<i>Payback</i> (anos)					
	2	4	6	8	10	12
10	20,3	10,2	6,8	5,1	4,1	3,4
20	18,0	9,0	6,0	4,5	3,6	3,0
30	15,8	7,9	5,3	3,9	3,2	2,6
40	13,5	6,8	4,5	3,4	2,7	2,3
50	11,3	5,6	3,8	2,8	2,3	1,9
60	9,0	4,5	3,0	2,3	1,8	1,5
70	6,8	3,4	2,3	1,7	1,4	1,1
80	4,5	2,3	1,5	1,1	0,9	0,8
90	2,3	1,1	0,8	0,6	0,5	0,4

Tabela 6.10 Valor da taxa de compra da energia fo togerada r em função do *payback* estabelecido e do subsídio à potência concedido: Modelo II.

subsídio(% do custo <i>turnkey</i>)	<i>Payback</i> (anos)					
	2	4	6	8	10	12
10	28,5	14,0	9,2	6,8	5,4	4,4
20	25,3	12,4	8,2	6,0	4,7	3,9
30	22,1	10,8	7,1	5,2	4,1	3,3
40	18,9	9,2	6,0	4,4	3,4	2,8
50	15,7	7,6	4,9	3,6	2,8	2,3
60	12,4	6,0	3,9	2,8	2,1	1,7
70	9,2	4,4	2,8	2,0	1,5	1,2
80	6,0	2,8	1,7	1,2	0,9	0,6
90	2,8	1,2	0,6	0,4	0,2	0,1

Obviamente, verificam-se situações nas quais a concessão de um subsídio elevado levaria a estabelecer taxas de compra da energia gerada pelo SFCR baixas, inclusive menores de 1 em ambos os modelos como pode ser visto nas Tabelas 6.9 e 6.10. Estas situações, claramente, deverão ser evitadas, pois estaria-se contrariando o princípio de estabelecimento de tarifas diferenciadas já que, nas situações que apresentam uma taxa de compra $r < 1$, a energia fotogerada teria menor preço do que a energia gerada através de tecnologias convencionais.

Os gráficos 6.9 e 6.10 relacionam o subsídio no custo do SFCR e o tempo de retorno esperado do investimento segundo a faixa de valores em que encontra-se a taxa de compra da energia entregue à rede para ambos os modelos. Comparando-se ambos gráficos, pode-se observar que, para obter um retorno no investimento de 5 a 10 anos, será necessário estabelecer taxas de compra r na faixa de 4–8 e 6–10 vezes a tarifa normal do consumidor residencial, bem como a concessão de um subsídio de 10 a 55 % do custo *turnkey* do sistema para os modelos I e II respectivamente.

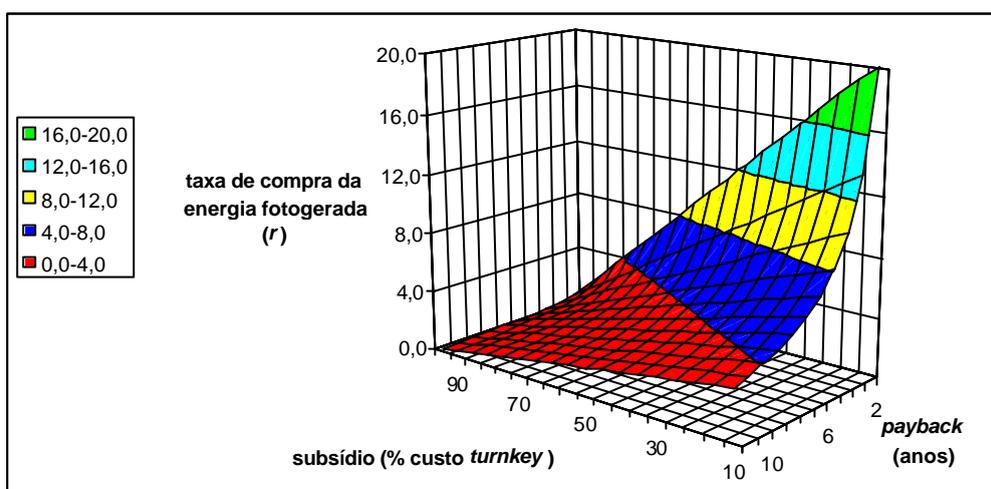


Figura 6.9 Payback e subsídio à potência segundo faixa de valores de r : Modelo I.

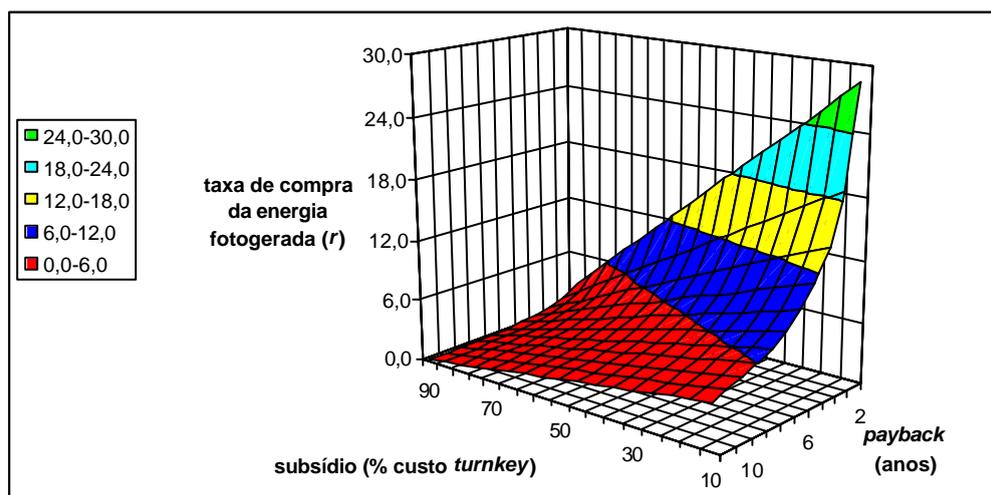


Figura 6.10 Payback e subsídio à potência segundo faixa de valores de r : Modelo II.

Capítulo 7

Conclusões

No presente trabalho, foram avaliados os impactos econômicos de alguns dos principais mecanismos de incentivo aos SFCR, tanto na forma de tarifas que dão um tratamento especial à energia foterada e injetada na rede quanto na concessão de subsídios para diminuir o custo inicial da instalação. Os resultados obtidos levam a inferir o seguinte:

A implementação de um incentivo baseado exclusivamente em um programa tarifário de *Net Metering* tem um impacto pouco significativo na viabilidade econômica de um SFCR. Embora o fato de se ter um medidor bidirecional permitir ao consumidor reduzir (ou mesmo eliminar) o seu faturamento de energia elétrica, a energia produzida pelo seu SFCR é valorizada segundo o valor da tarifa praticada pela concessionária (CPFL, no caso deste estudo). Isto faz com que o retorno esperado no investimento feito pelo consumidor seja desestimulante, já que seria de 45 anos, período que ultrapassaria a vida útil da instalação. Portanto, é necessário que este tipo de tarifação esteja sempre acompanhada de outro tipo de incentivo como, por exemplo, a concessão de um subsídio no custo da instalação. Este subsídio teria que ser de, pelo menos, 70% do custo *turnkey* do SFCR para se ter um retorno em 13 anos e meio.

Na avaliação do impacto econômico que este programa teria na receita da concessionária, pode-se perceber que é bastante modesto, pois a sua sustentação pode ser financiada através de

um acréscimo de R\$ 0,034 no faturamento mensal de energia elétrica de cada consumidor residencial da concessionária.

Nos programas de implementação de tarifas especiais a serem pagas pela energia fotovoltaica injetada na rede (*Feed-in tariff*, modelos I e II), pode-se apontar que, quando compara-se ambos os modelos (tendo como base o mesmo *payback*), o modelo no qual toda a energia fotogerada pelo sistema é injetada na rede (modelo I) apresenta uma taxa de compra (r) menor, porém uma menor perda na receita da concessionária. É importante ressaltar que, neste modelo, pelo fato do consumo da residência permanecer inalterado, a concessionária não precisaria realizar novos estudos de caracterização da carga prevendo-se, desta maneira, o cenário em que um grande número de consumidores residenciais decidam instalar um SFCR.

Já quando se considera a adoção conjunta de tarifas especiais e a concessão de subsídios ao custo da instalação, o leque de possibilidades para a escolha da combinação entre estes tipos de incentivos é ampla, pois um mesmo *payback* do investimento pode ser obtido através do estabelecimento de taxas de compra elevadas e subsídios à potência baixos e vice-versa. No entanto, um indicativo sobre qual deve ser a melhor alocação dos incentivos pode ser apreciado na tendência que seguem, atualmente, os países europeus nos seus programas de incentivo aos SFCR, estabelecendo tarifas de compra pela energia fotogerada cada vez maiores, e diminuindo, gradualmente, o subsídio ao investimento da instalação. Assim, se forem estabelecidos valores de *payback* de 5 a 10 anos e a concessão de um subsídio de 10 a 30 % ao custo *turnkey* do SFCR, os valores da taxa de compra de energia fotogerada serão: (i) de 8 a 3 vezes maiores que a tarifa normal da concessionária para o modelo I; e (ii) de 11 a 4 vezes maiores no modelo II.

Como pode perceber-se pelo estágio atual de desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica, a maior disseminação dos SFCR dependerá da adoção de mecanismos de incentivo, bem como da concessão de outros subsídios, pois não apresentam um retorno financeiro para o investidor mas sim para a sociedade como um todo. A coleção única de benefícios não energéticos que oferece em particular esta tecnologia (externalidades positivas) é de difícil contabilização e, portanto, não está refletida adequadamente na formação de preços, fazendo com que os SFCR concorram em condições desfavoráveis a respeito das tecnologias de geração convencionais, de combustíveis fósil e nuclear, já consolidadas. No entanto, é importante ter em consideração também os subsídios diretos e indiretos que recebem as energias fósseis e nucleares.

Conforme sinaliza Scheer (2002), as ajudas concedidas às energias renováveis nos países da OECD⁵² são estimadas, durante o período de 1984 a 1995, em 9,27 bilhões de dólares, as destinadas para a energia fóssil em 17,8 bilhões, as de fissão nuclear em 56,43 bilhões de dólares e as de fusão nuclear em 14,64 bilhões. Já no estudo *A energia depois do Rio*, do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento – PNUD, estima-se que os subsídios à energia convencional no mundo todo, a meados da década de noventa, atinge os 300 bilhões de dólares ao ano, representando, aproximadamente, 1% do PIB mundial e mais da metade do investimento anual no setor energético (PNUD, 1996).

Como foi discutido ao longo da dissertação, as preocupações ambientais e o fomento à indústria fotovoltaica nacional constituíram-se no principal *leit motiv* nos países que, principalmente, decidiram implementar programas para o suporte dos SFCR. Já no Brasil, estes mesmos argumentos perdem validade, pois, a matriz energética do país tem base predominantemente hidráulica. No que tange à indústria nacional, apenas tem-se um único fabricante, a Heliodinâmica, hoje em dia submersa numa situação de inadimplência tributária que faz, inclusive, que não possa concorrer nas licitações do PRODEEM para a aquisição de sistemas fotovoltaicos.

Contudo, a justificativa de conceder subsídios a esta aplicação particular da tecnologia solar fotovoltaica no país adquire maior validade quando são considerados, principalmente, o desenvolvimento industrial e a capacitação tecnológica que traz consigo a consolidação desta indústria, além de se propiciar o desenvolvimento de outras atividades econômicas, como a constituição de empresas de serviços de instalação de sistemas fotovoltaicos, devido à menor dispersão espacial que teriam estas instalações quando inseridas no meio urbano (ZILLES, 2002), e da indústria eletrônica quando considerada a possibilidade de fabricação no país de inversores que preencham os requisitos de segurança e qualidade da energia específicos para o funcionamento adequado destas instalações. Além disso, o país estaria, gradualmente, se posicionando estrategicamente, uma vez que as previsões sinalizam uma maior participação da tecnologia solar no atendimento do uso global de energia.

⁵² Os países membros da OECD - Organisation for Economic Co-Operation and Development, são: Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, República Checa, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Islândia, Irlanda, Itália, Japão, Coreia, Luxemburgo, México, Holanda, Nova Zelândia, Noruega, Polônia, Portugal, Eslovênia, Espanha, Suíça, Suécia, Turquia, Reino Unido e Estados Unidos.

Finalmente, é importante não perder de vista a abrangência dos programas de suporte aos SFCR implementados no mundo até agora, mas no seu escopo global. De fato, o Plano Fotovoltaico Espanhol, que encontra-se entre os mais ambiciosos da Europa, cogita a instalação de 50 MWp, o qual representaria apenas 0,1% da capacidade instalada de 58 GW que o sistema elétrico espanhol possui atualmente. Em termos energéticos sua contribuição é ainda mais modesta, pois a energia fotogerada não representaria mais do que 0,03% do consumo líquido de energia na Espanha, hoje em torno de 208 TWh. Analogamente, o programa alemão “100.000 telhados” contribuiria com a instalação de 300 MWp, o que representaria tão só 0,28% da capacidade instalada na Alemanha em 1999. Com isto, evidencia-se que, na verdade, não se trata, ainda, de se decidir se a geração de energia fotovoltaica vai se incorporar na matriz energética de um país, mas sim se se deseja aprender logo (e por conta própria) ou prefere-se que as coisas sejam desenvolvidas fora (LORENZO, 2002b). E é notório que todos estes ensaios e processos de aprendizagem, posteriormente, serão repassados aos outros países uma vez que a tecnologia esteja plenamente consolidada e uma vez, também, que o receio de escassez dos recursos fósseis deixe de ser considerado como mera especulação acadêmica para tornar-se realidade.

7.1 Recomendações para estudos futuros

Considerando o estágio atual de desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica, no qual são necessários incentivos tarifários e econômicos para torná-la viável, seria importante a identificação das áreas de alto custo marginal no sistema de distribuição da concessionária, onde a contribuição de instalar SFCR's possa oferecer benefícios quanto ao fornecimento de energia e/ou no adiamento de investimentos na ampliação da capacidade da rede, o qual poder-se-ia converter em uma forte motivação da concessionária para participar do mercado de geração distribuída junto aos seus consumidores. Estudos nesse sentido contribuiriam, certamente, na valorização e correto conhecimento desses outros benefícios que potencialmente podem oferecer os SFCR quando instalados nessas áreas.

Aliada à barreira econômica, própria dos SFCR, a experiência internacional na implementação destes sistemas tem identificado que, muitas vezes, os requerimentos técnicos exigidos pela concessionária de distribuição, a respeito da interconexão, constituem-se uma importante barreira adicional à disseminação destes sistemas. A instalação de um SFCR no Campus contribuirá no real conhecimento dos aspectos técnicos destes sistemas, principalmente

quanto à qualidade da energia entregue e aspectos de segurança. Estudos nesta área podem contribuir para acelerar a implementação de normas técnicas para estes sistemas, ora em curso por outros centros de pesquisa.

Seria interessante a realização de estudos que contemplem outros mecanismos de mercado para incentivar os SFCR, tais como a possibilidade de venda da energia fotogerada a outros consumidores residenciais, o estabelecimento de créditos que atestem que a energia fotogerada foi comprada pelas concessionárias e a implementação de regras que definam a possível negociação dos créditos obtidos pela compra da energia e em que termos.

Referências Bibliográficas

- Ackermann, T. "Distribution Power Generation in a Deregulated Market Environment" Part 1: *Electricity Market Regulations and their Impact on Distributed Power Generation A: Background – Definition – Economics* Working Paper (Junho, 1999).
- Ackermann, T., Andersson, G. & Söder, L. "Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation" *Renewable Energy* 22: 197-204, 2001.
- _____ "What is Distributed Generation?" 31st North American Power Symposium, 11-12 Outubro, 1999, San Luis Obispo, USA - Proceedings: NAPS'99, San Luis Obispo, USA 1999, pp. 232 – 239.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL "Nota de Esclarecimento sobre a Resolução Aneel nº 22/2001 Valor Normativo" 06/02/2001.
- Agredano, J., Arteaga, O. & Huacuz, J. "Los generadores fotovoltaicos y la red eléctrica" Instituto de Investigaciones Eléctricas, Boletín IIE, março-abril 1997.
- Bajay, S. V. *Planejamento Indicativo: Experiências Recentes no Exterior e Propostas para o Brasil*. In: CENÁRIOS: Curso de Especialização sobre o Novo Ambiente Regulatório Institucional e Organizacional do Setor Elétrico. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 2000. Módulo 4: Política Energética, Planejamento e Regulação. 42p.

California Energy Commission “Investing in Renewable Electricity Generation in California”
Junho, 2001a.

_____ “Guidebook for Emerging Renewables Account” volume 3, (8th Edition) dezembro
2001b.

California Solar Center “Financial Incentives for Solar Energy: Grants & Rebates” Disponível na
internet via <http://www.californiasolarcenter.org> (consultado em julho de 2002).

Carmeis, D. “Desenvolvimento de Novas Tarifas Horosazonais e Tarifas Especiais para
Fornecimentos interruptíveis de Energia Elétrica ” Relatório Técnico (em andamento)
Convênio UNICAMP - CPFL sobre Programa de P&D da CPFL/ANEEL (Março 2002).

Camargo, J. “Medidas do Potencial Fotovoltaico na Região das Bacias dos Rios Piracicaba e
Capivari” Mestrado diss., Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade
Estadual de Campinas, 108p. 2000.

CIEMAT – Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas *Informe
Preliminar sobre Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica (EFCR)*, Proyecto
de Investigación sobre “Límites y Competitividad de la Penetración de la Energía Solar
Fotovoltaica en la Red”, novembro 1998, 40p.

_____ *Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red: Condiciones Técnicas y Estándares en
EE.UU.*, Proyecto de Investigación sobre “Límites y Competitividad de la Penetración de la
Energía Solar Fotovoltaica en la Red”, abril 1999, 17p.

Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico “Relatório de Progresso n° 1” (janeiro,
2002a) Disponível na internet via <http://www.energiabrasil.gov.br/> (consultado em maio de
2002).

_____ “Relatório de Progresso n° 2” (fevereiro, 2002b) Disponível na internet via
<http://www.energiabrasil.gov.br/> (consultado em maio de 2002).

- Cook, C. & Cross, J. "A Case Study: The Economic Cost of Net- Metering in Maryland: Who Bears the Economic Burden?" *Solar '99: Annual American Solar Energy Society Conference*, Portland, Maine, June 12-16, 1999, pp. 385-390.
- DOE – U.S. Department of Energy "Strategic Plan for Distributed Energy Resources" (Setembro, 2000).
- DOER - Massachusetts Division Of Energy Resources "Renewable Energy & Distributed Generation Guidebook: A Developer's Guide to Regulations, Policies and Programs that Affect Renewable Energy and Distributed Generation Facilities in Massachusetts" Massachusetts (Abril, 2001).
- Dutra, R. Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESESB Comunicação Pessoal 03/06/02.
- EREN - Energy Efficiency & Renewable Energy Network: "Summary of State Net Metering Programs" Disponível na internet via <http://www.eren.doe.gov/> (consultado em abril de 2002).
- Gas Research Institute "The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets" Distributed Generation Forum, Março (1999).
- Goldstein, L., Mortensen, J. & Trickett, D. "Grid-connected Renewable-Electric Policies in the European Union" National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP.620.26247 (Maio 1999).
- Goldemberg, J. The Brazilian Energy Initiative; World Summit on Sustainable Development Johannesburg, South Africa, 26 de Agosto à 4 de Setembro 2002.
- Green, H. & Wan, Y. "Current Experience with Net Metering Programs" National Renewable Energy Laboratory, NREL/CP-500-24527 (Maio 1998).
- Herig, C., Starrs, J., Wenger, J. & Brooks, B. "Barriers and Solutions for Connecting PV to the Grid" Annual Conference of the American Solar Energy Society (Junho 1998).

- Hoff, T., Wenger, H. & Farmer, B. “Distributed Generation: An Alternative to Electric Utility Investments in System Capacity” *Energy Policy* (Great Britain) 24, 2 (1996a): 137-147.
- Hoff, T., Wenger, H. & Pepper, J. “Photovoltaic Economics and Markets: The Sacramento Municipal Utility District as a Case Study” Relatório Final (Setembro,1996b).
- IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía “Plan de Fomento de las Energías Renovables en España” Capítulo 4.5: Área Solar Fotovoltaica. Dezembro (1999). Pp. 111-119.
- _____ “Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Conectadas a la Red” Líneas de ayuda para la Promoción de Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica en el Ámbito del Plan de Fomento de Energías Renovables Conectadas a la Red. Abril (2001). 54p.
- IEA – PVPS – International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme “Added Values of Photovoltaic Power Systems” Report IEA-PVPS 1-09: 2001. 33p.
- _____ “Trends in Photovoltaic Applications in Selected IEA Countries between 1992 and 1998” Report IEA-PVPS 1-07:1999. 28p.
- INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética “O que é Geração Distribuída?” Disponível na internet via http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=forum (consultado em dezembro de 2001).
- Jannuzzi, G. M. “Políticas Públicas para Eficiência Energética e Energia Renovável no Novo Contexto de Mercado: Uma Análise da Experiência Recente dos EUA e do Brasil” Editora Autores Associados Campinas - SP 2000.
- Lehr, R. “Open Access for Distributed Resources: Regulatory Issues” National Renewable Energy Laboratory R.98-12-015 ALJ/JSW/sid (Setembro, 1999).
- Lorenzo, E. “La Energía que Producen los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red: El Mito del 1300 y el Cascabel del Gato” Era Solar, Nº 107, Março/Abril 2002a, pp 22-28.

_____ Instituto de Energia Solar, Universidad Politécnica de Madrid Comunicação Pessoal 28/05/02b.

Nowak, S., Rezzonico, S. & Barnes, H. "Buy-back Rates for Grid-connected Photovoltaic Power Systems: Situation and Analysis in IEA Member Countries" 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 6-10 July 1998, Vienna, pp. 3365-3368.

Oliveira, S.H.F. & Zilles, R. "Grid-connected Photovoltaic Systems: The Brazilian Experience and the Performance of an Installation" Progress in Photovoltaics: Research and Applications 9 (2001): 341 – 347.

_____ "Pequenos Geradores Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição de Eletricidade" III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético Anais. São Paulo, SEESP/SBPE/USP/UNICAMP/COPPE-UFRJ, 1998. p. 200-204.

Pfeifenberger, J. P., Hanser, P. Q. & Ammann, P. R. "What's in the Cards for Distributed Resources?" *The Energy Journal*, DR Special Issue: Toward a New Paradigm of the Electricity Business, p. 1-16, 1998.

Pompermayer, M. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Comunicação Pessoal 16/04/02.

PNUD – Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento "La Energía después de Rio: Perspectivas y Retos" Sumário Executivo (1996) Disponível na internet via <http://www.undp.org/> (consultado em junho de 2002).

R. W. Beck & Distributed Utilities Associates "Model Utility Interconnection, Tariff Contract Provisions for DG" National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) (Junho, 1999).

Rüther, R. "Sistema Solar Fotovoltaico Integrado à Arquitetura de Edificação Urbana e Interligado à Rede Elétrica Pública" XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE). Foz do Iguaçu – Paraná, 17 à 22 de outubro de 1999.

- _____ “Panorama Atual da Utilização da Energia Solar Fotovoltaica e Trabalho do Labsolar nesta Área” Laboratório de Energia Solar. Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, 1998.
- Scalambrini, H. “A Qualidade da Energia Elétrica Fornecida pelos Sistemas Fotovoltaicos Domésticos em Áreas Rurais” XVIII Conferencia Latinoamericana de Electrificación Rural (CLER), 24 – 27 junho de 2001, San José de Costa Rica.
- Scheer, H. “Economia Solar Global: Estratégias para a Modernidade Ecológica” CRECESB - CEPEL, Rio de Janeiro 2002. 323 p.
- Schmela, M. “Beyond Expectations. Market Survey on World Cell Production in 2001” Photon International, pp 38-42, Março 2002.
- Schwent, V. & Starrs, J. “Government Buydowns for the Residential Market” Renewable Energy Policy Project (1998).
- Shugar, D. “Photovoltaics in the Utility Distribution System: The Evaluation of System and Distributed Benefits, 21st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1990, pp. 836-843.
- Secretaria de Estado de Energia de São Paulo. “Empresas de distribuição de energia elétrica do Estado de São Paulo”. Disponível na internet via <http://www.energia.sp.gov.br/> (consultado em abril de 2002).
- Starrs, J. “Net Metering: New Opportunities for Home Power” Renewable Energy Policy Project (Setembro 1996).
- Starrs, J. & Wenger, J. “Policies to Support a Distributed Energy System” Renewable Energy Policy Project (1998).
- Terciotte, R. “Análise da Eficiência Energética de um Sistema Eólico Isolado” Mestrado diss., Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 129p. 2002.

- Turkenburg, W. "Key Trends in Solar PV and Wind Energy Development" Conferência sobre *Sustentabilidade na Geração e Uso de Energia no Brasil: Os Próximos Vinte Anos*. 20 de Fevereiro de 2002 Centro de Convenções da UNICAMP Campinas, São Paulo.
- Turkson, J. & Wohlgemuth, N. "Power Sector Reform and Distributed Generation in sub-Saharan Africa" *Energy Policy* 29: 135-145, 2001.
- Walter, A. C. S., Bajay, S. V. & Ferreira, A. L. *Relatório Técnico da Fase 6: Proposição de eliminação de barreiras e formulação de políticas de fomento, com os instrumentos regulatórios associados, à geração distribuída de energia elétrica no Brasil, sobretudo com fontes renováveis e plantas de cogeração*, Projeto de Pesquisa sobre "Integração entre as Regulações Técnico-Econômica e Ambiental do Setor Elétrico Brasileiro (Meta 1), Convênio ANEEL/FUNCAMP sobre "Regulação de Mercados de Energia Elétrica", Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético - NIPE, UNICAMP, outubro 2000, 55p.
- Wan, Y. "Net Metering Programs" National Renewable Energy Laboratory, NREL/SP-460-21651 (Dezembro, 1996).
- WEA - World Energy Assessment "Overview", 2000a. 26p.
- _____ "Renewable Energy Technologies" *Part II, Chapter 7*, 2000b. 54p.
- Zilles, R. Comunicação Pessoal 24/06/02.
- Zilles, R. Workshop "Geração Distribuída de Eletricidade com Energia Solar na USP e Proposta da Secretaria de Estado de Energia para Difusão e Disseminação da Energia Solar no Estado". 6 de Dezembro de 2001 Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo - IEE/USP, São Paulo.
- Zilles, R., Oliveira, S. H. F. & Burani, G. F. "Distributed Power Generation with Photovoltaic Systems at USP" IEEE/PES T&D 2002 Latin America Conference. 18 - 22 de Março de 2002 Centro de Convenções Anhembi, São Paulo.

Zilles, R. & Oliveira, S. H. F. “O Preço do Wp e o custo do kWh Fornecido por Sistemas Interligados à Rede Elétrica” VIII Congresso Brasileiro de Energia Elétrica Anais. Rio de Janeiro, SBPE/COPPE-UFRJ/Clube de Engenharia, 1999. p. v.2 743-748.