

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia

PIPGE

(EP/FEA/IEE/IF)

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ELETRICIDADE;
INSERÇÃO DE EDIFICAÇÕES FOTOVOLTAICAS
CONECTADAS À REDE NO ESTADO DE SÃO PAULO**

Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira

São Paulo, abril de 2002

Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ELETRICIDADE;
INSERÇÃO DE EDIFICAÇÕES FOTOVOLTAICAS
CONECTADAS À REDE NO ESTADO DE SÃO PAULO**

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP INSTITUTO
DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA**

**PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

PIPGE - (EP/FEA/IEE/IF)

São Paulo – abril de 2002

Oliveira, Sérgio Henrique Ferreira

Geração distribuída de eletricidade; Inserção de edificações fotovoltaicas conectadas à rede no Estado de São Paulo. 198p.

Tese (Doutorado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo.

1. Energia Solar Fotovoltaica
2. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede
3. Geração distribuída de Eletricidade
4. Energia Renovável

Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ELETRICIDADE;
INSERÇÃO DE EDIFICAÇÕES FOTOVOLTAICAS
CONECTADAS À REDE NO ESTADO DE SÃO PAULO**

Tese apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola politécnica; Faculdade de Economia e Administração; Instituto de Eletrotécnica e Energia e Instituto de Física) para obtenção do título de Doutor em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

Instituto de Eletrotécnica e Energia - USP

São Paulo, abril de 2002

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ELETRICIDADE; INSERÇÃO DE
EDIFICAÇÕES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS À REDE NO
ESTADO DE SÃO PAULO**

Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira

Tese submetida ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da
Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos necessários para
obtenção do título de:

Doutor em Energia

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

BANCA EXAMINADORA:

Titulares

Prof. Dr. Roberto Zilles

Instituto de Eletrotécnica e Energia - USP

Profa. Dra. Estefanía Caamaño Martín

Universidad Politécnica de Madrid – Instituto de Energía Solar

Dr. Fernando A. de Almeida Prado Jr.

Consultor - Sinerconsult

Prof. Dr. Ricardo Rüther

Faculdade de Engenharia Civil - UFSC

Prof. Dr. Adnei Melges de Andrade

Escola Politécnica - USP

Suplentes

Prof. Dr. João Tavares Pinho

Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas -
UFPA

Prof. Dr. Ildo Luis Sauer

Instituto de Eletrotécnica e Energia - USP

Trabalho Aprovado em _____ de _____ de _____

A todos aqueles que, como eu, acreditam na importância de considerar o uso de recursos renováveis de energia no planejamento do setor energético brasileiro.

Agradecimentos

Ao professor Roberto Zilles, pela orientação atenta e estimulante que deu a esse meu trabalho de pesquisa. Gostaria também de destacar o quanto foi importante a amizade compartilhada e a grande influência que tem em minha vida acadêmica e no aprendizado de como enfrentar as barreiras e prazeres que a vida nos apresenta. Ao professor, orientador e amigo Roberto Zilles os meus mais sinceros agradecimentos.

A Estefanía Caamaño e Eduardo Lorenzo, professores do Instituto de Energia Solar da Escola Politécnica de Madri que me acolheram carinhosamente durante o estágio realizado na Espanha. Agradeço pelo tempo e atenção colocados ao meu dispor e pelas frutíferas discussões que tanto influenciaram não apenas este trabalho, mas também na minha forma de viver a vida. Foram três meses vividos de forma intensa e transformadora.

Agradeço à FAPESP pelo importante apoio financeiro para a realização deste trabalho.

À Maria Cristina Fedrizzi, Federico Morante Trigoso, Rosana Rodrigues dos Santos e Paulo Marcos Noronha Serpa, colegas de trabalho no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo e amigos que compartilham o interesse na pesquisa relacionada à energia solar fotovoltaica.

Um especial agradecimento aos meus familiares queridos, em particular à Mirian Zita Ferreira, minha mãe, Sérgio dos Santos de Oliveira, meu pai, Maria Luiza Ferreira de Oliveira, minha irmã e ao Alexandre Ferreira Dal Farra Martins, meu irmão.

Agradeço também aos Guptas, sinceros amigos que compartilham comigo essa longa jornada da vida.

Um especial beijo à Lílian Alves Sampaio, minha companheira querida, pela forma sensível, atenta, carinhosa e amorosa que vem dividindo comigo vários bons e alguns difíceis momentos da vida.

Sumário

LISTA DE FIGURAS	4
LISTA DE TABELAS.....	6
RESUMO	7
ABSTRACT	8
OBJETIVO	9
MOTIVAÇÃO	9
METODOLOGIA	11
APRESENTAÇÃO.....	12
INTRODUÇÃO.....	16
CAPÍTULO 1 - O QUE SÃO EDIFICAÇÕES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS À REDE - EXEMPLOS DE PROJETOS IMPLEMENTADOS	23
1.1 - DEFINIÇÃO	26
1.2 - EXPERIÊNCIA BRASILEIRA	32
1.2.1 O Sistema CHESF	34
1.2.2 O sistema LabSolar.....	34
1.2.3 O sistema IEE/LSF	35
1.3 - EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.....	37
CAPÍTULO 2 - A EXPERIÊNCIA DO LSF	39
2.1 – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	41
2.1.1 Modificações na conexão original do sistema.....	45
2.2 – ÍNDICES DE MÉRITO	46
2.2.1 Fator de Capacidade	47
2.2.2 Produtividade anual do gerador.....	48
2.2.3 Produtividade anual do sistema.....	48
2.2.4 Desempenho Global do Sistema.....	49
2.3 – COMPORTAMENTO TÉCNICO DO SISTEMA DO LSF – IEE/USP.....	50
2.3.1 Qualidade da energia - Medidas da contribuição harmônica.....	59
2.4 COMPARAÇÃO DO DESEMPENHO OBTIDO POR OUTROS SISTEMAS.....	61
CAPÍTULO 3 - BARREIRAS À INSERÇÃO DAS EFCR.....	62
3.1 – PARTICULARIDADES DAS EFCR E CONSEQÜENTES DIFICULDADES ENCONTRADAS A SUA INSERÇÃO	64
3.1.2 Características particulares das EFCR.....	64
3.2 – BARREIRAS À INSERÇÃO DAS EFCR COMO FONTE COMPLEMENTAR DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA	66
3.2.1 Barreiras técnicas	67
3.2.2 Barreiras comerciais	68

3.2.3 Barreiras regulatórias.....	70
3.3. – COMENTÁRIOS SOBRE AS BARREIRAS IDENTIFICADAS	71
CAPÍTULO 4 - PROGRAMAS E MECANISMOS DE INCENTIVO À INSERÇÃO DE EFCR.....	73
4.1 PROGRAMAS DE INCENTIVO ÀS EFCR EM ALGUNS PAÍSES	74
4.2 O MECANISMO DE INCENTIVO DA ALEMANHA	83
4.3 O MECANISMO DE INCENTIVO DA ESPANHA.....	87
4.4 A INSERÇÃO DAS EFCR NA ESPANHA.....	92
4.4.1 As EFCR no contexto do Real Decreto espanhol	97
4.4.2 Etapas do Procedimento técnico-administrativo.....	99
4.4.2.1 Elaboração do Documento Básico.....	99
4.4.2.2 Solicitação à empresa distribuidora.....	100
4.4.2.3 Documento técnico definitivo e inclusão em regime especial .	101
4.4.2.4 Inclusão no registro administrativo e implementação da instalação	105
4.4.3 Regime econômico	106
4.4.4 Condições de entrega da energia	108
4.4.5 Aspectos técnicos	108
4.4.6 O Real Decreto em números.....	109
4.4.7 Comentários sobre a experimentação espanhola	110
4.5 DIFICULDADES IDENTIFICADAS NA ESPANHA	111
CAPÍTULO 5 - PROPOSTA DE INSERÇÃO DE EFCR NO SETOR ELÉTRICO DE SÃO PAULO	116
5.1 APRESENTAÇÃO.....	116
5.2 INTRODUÇÃO	120
5.3 NORMAS TÉCNICAS	123
5.3.1 Qualidade da Energia.....	123
5.3.1.1 Tensão de operação	124
5.3.1.2 Cintilação – “flicker”	124
5.3.1.3 Freqüência de operação	125
5.3.1.4 Distorções na forma de onda.....	125
5.3.1.5 Fator de potência.....	126
5.3.2 Proteção e segurança	127
5.3.2.1 Condições anormais de operação da rede	127
5.3.2.1.1 Variação na tensão	128
5.3.2.1.2 Variação na freqüência.....	129
5.3.2.1.3 Proteção contra ilhamento	130
5.3.2.1.4 Procedimentos de re-conexão	131
5.3.2.2 Injeção de corrente CC.....	132
5.3.2.3 Aterramento	132
5.3.2.4 Chave de desconexão instalada na interface com a rede.....	133
5.4 POSSÍVEIS MECANISMOS DE INCENTIVO	134
5.4.1 Incentivo à potência instalada	135
5.4.2 Incentivo à energia gerada	136
5.4.3 Incentivo à potência e à energia	138
5.5 CONSIDERAÇÕES GERAIS	139
5.6 CONSIDERAÇÕES ESPECÍFICAS.....	141
5.7 CONSIDERAÇÕES FINANCEIRAS	143

5.8 ELABORAÇÃO DE UM PROGRAMA DE INCENTIVO A INSERÇÃO DAS EFCR EM SÃO PAULO	152
5.9 PROPOSTA DE UM PROGRAMA DE INCENTIVOS À INSERÇÃO DAS EFCR EM SÃO PAULO – SÃO PAULO 8MW EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	159
5.9.1 Público alvo, metas e agentes envolvidos	159
5.9.2 Autorização obrigatória a todas EFCR que forem aprovadas como PIE-FV – procedimentos	160
5.9.3 Medição da energia fotogerada	162
5.9.4 Incentivo à potência instalada	162
5.9.5 Remuneração da energia fotogerada	164
5.9.6 Certificação de Créditos de Comercialização de Energia proveniente de fontes Renováveis - CCER	168
5.9.7 O papel de cada agente envolvido	170
5.9.7.1 CSPE	170
5.9.7.2 ANEEL	172
5.9.7.3 Empresa concessionária da distribuição	172
5.9.7.4 Negociante – vendedor ou instalador	173
5.9.7.5 Cliente-proprietário	174
5.9.7.6 Estado – governo estadual	175
5.9.8 Objetivos, justificativas e custos	175
5.9.9 Aspectos Específicos	177
5.9.9.1 Duração	177
5.9.9.2 Montante do incentivo	178
5.9.9.3 Destinatário do incentivo	179
5.9.9.4 Condições técnicas	179
5.9.9.5 Autorização e contrato	179
5.10 DESENVOLVIMENTO DO PROGRAMA	180
5.11 COMENTÁRIOS FINAIS	181
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES	184
BIBLIOGRAFIA	191
ANEXO	198

Lista de figuras

FIGURA 1. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO APRESENTANDO UMA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE, INSTALADA EM UMA RESIDÊNCIA EFCR.	27
FIGURA 2. APRESENTA DOIS MODELOS DE CONEXÃO DE EFCR A REDE ELÉTRICA. NO PRIMEIRO (A), O SISTEMA É CONECTADO ENTRE A REDE E A CARGA. NO SEGUNDO (B), O SISTEMA É CONECTADO ANTES DOS MEDIDORES DA ENERGIA COMPRADA DA REDE, OU SEJA, O CONSUMO DA RESIDÊNCIA OCORRE ENTRE A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E A REDE. NO ESQUEMA, C.P. DENOMINA CAIXA DE PROTEÇÃO.	28
FIGURA 3. CURVA DE CARGA DE UMA RESIDÊNCIA (EM VERMELHO), CONTRASTADA COM A CURVA DE GERAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM 700 W_p INSTALADOS (EM VERDE).....	30
FIGURA 4. CONEXÃO ELÉTRICA ENTRE OS MÓDULOS.	42
FIGURA 5. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA LOCALIZADA NO IEE/USP.....	42
FIGURA 6. ESQUEMA ELÉTRICO DA CAIXA DE PROTEÇÃO CC.	43
FIGURA 7. FOTO DA CAIXA DE PROTEÇÃO INSTALADA NO SISTEMA FOTOVOLTAICO DO IEE/USP.	43
FIGURA 8. ESQUEMA DA DISPOSIÇÃO DOS MEDIDORES DE ENERGIA.	44
FIGURA 9. NOVA CONFIGURAÇÃO DE MEDIDORES DE kWh, INSTALADOS PARA MONITORAR A ENERGIA FOTOGERADA AGORA INJETADA EM DUAS DAS FASES DO LABORATÓRIO.	46
FIGURA 10. HISTOGRAMA APRESENTANDO A GERAÇÃO MENSAL (EM kWh) DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE, INSTALADO NAS DEPENDÊNCIAS DO INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA DA USP.	51
FIGURA 11. HISTOGRAMA APRESENTANDO OS RESULTADOS OBTIDOS NA VERIFICAÇÃO DA POTÊNCIA REAL ENTREGUE PELOS MÓDULOS UTILIZADOS NO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE DO LSF – IEE/USP.....	53
FIGURA 12. FATOR DE CAPACIDADE MENSAL (EM %) DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE DO IEE/USP, DETERMINADOS PARA DOIS ANOS DE OPERAÇÃO, DE JUNHO DE 1998 A MAIO DE 2000.....	54
FIGURA 13. PRODUTIVIDADE DO SISTEMA (Y_f) INSTALADO NO IEE/USP, DETERMINADA PARA DOIS ANOS DE OPERAÇÃO, DE JUNHO DE 1998 A MAIO DE 2000.....	55
FIGURA 14. DESEMPENHO GLOBAL DO SISTEMA, RF , CALCULADO PARA DOIS ANOS DE OPERAÇÃO, JUNHO DE 1998 A MAIO DE 2000.	56

FIGURA 15. EFICIÊNCIA MÉDIA DE OPERAÇÃO DO INVERSOR INSTALADO NO SISTEMA IEE/USP EM FUNÇÃO DA ENERGIA CA GERADA EM UM DIA.....	57
FIGURA 16. CONTRIBUIÇÃO HARMÔNICA TOTAL NA CORRENTE (T.H.D. (A) EM %), MEDIDAS COM UMA CARGA RESISTIVA VARIÁVEL, COM O SISTEMA FOTOVOLTAICO INJETANDO ENERGIA NA REDE EM 127V (UTILIZANDO UM TRANSFORMADOR) E COM O MESMO SISTEMA INJETANDO A ENERGIA FOTOGERADA EM 220V (SEM O TRANSFORMADOR).	60
FIGURA 17. FOTO DO CAMPO GERADOR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DE SAN AUGUSTIN DE GUADALIX.....	93
FIGURA 18. VISTA PANORÂMICA DE PARTE DA CENTRAL DE TOLEDO – 1MW _p . ..	94
FIGURA 19. CURVA DE APRENDIZAGEM DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA [PARENTE, GOLDEMBERG, ZILLES, 2002].	144

Lista de Tabelas

TABELA 1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE DO PAÍS; ALGUMAS CARACTERÍSTICAS.....	33
TABELA 2. DESEMPENHO DE DIFERENTES SISTEMAS FV CONECTADOS À REDE. ..	61
TABELA 3. GRUPOS E SUBGRUPOS CRIADOS NO REAL DECRETO ESPANHOL 2818/1998.....	89
TABELA 4. LIMITES PARA AS CONTRIBUIÇÕES HARMÔNICAS INDIVIDUAIS E ÍMPARES RECOMENDADAS PELA IEEE STD. 519 – 1992.	126
TABELA 5. NÍVEIS DE TENSÃO PARA DESLIGAMENTO DO INVERSOR.	129
TABELA 6. INCENTIVOS À POTÊNCIA INSTALADA EM CADA UMA DE SUAS ETAPAS.	163
TABELA 7. VALORES INDICATIVOS DO VNFV-SP PARA CADA ETAPA DO PROGRAMA DE INCENTIVOS.	165
TABELA 8. CENÁRIO PROSPECTIVO; VARIAÇÃO DE VNFV-SP UTILIZANDO VALORES DECRESCENTES PARA O INVESTIMENTO INICIAL EM EFCR.	167
TABELA 9. MONTANTE FINANCEIRO NECESSÁRIO PARA CADA ETAPA DO PROGRAMA SÃO PAULO 8MW _p EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. CONSIDERANDO FIXOS OS CUSTOS DE INSTALAÇÃO DE UMA EFCR	178

Resumo

O setor elétrico nacional vem sendo reestruturado, passando por um processo de desregulamentação e de privatização. Como decorrência, algumas de suas atividades foram orientadas à competição de mercado. Esta forma de funcionamento termina por excluir alternativas de geração que, embora não competitivas sob o ponto de vista financeiro, podem apresentar importantes contribuições para a sociedade e para o setor. A energia solar fotovoltaica é uma tecnologia madura, confiável e tecnicamente viável. No entanto, embora sua utilização possa resultar em uma série de benefícios ao país, ainda não tem um mercado consolidado, o que faz seu custo de geração ser elevado quando comparado aos valores médios praticados no mercado elétrico nacional. Identifica-se, portanto, a necessidade de encontrar formas de viabilizá-la como uma das tecnologias capazes de contribuir com a geração elétrica nacional, promovendo a diminuição de seus custos de forma a lhe conferir maior competitividade.

Neste trabalho, estuda-se a viabilidade do uso da tecnologia solar fotovoltaica como geradora distribuída de energia, restringido a discussão à sua utilização a partir de sistemas conectados à rede de distribuição de eletricidade, instalados em edificações residenciais e comerciais dentro do Estado de São Paulo. Desta forma, apresentam-se as características técnicas e de operação desses sistemas e as principais barreiras existentes à sua disseminação nos mercados elétricos em geral. Além disso, são consideradas a experiência internacional e a realidade atual do setor elétrico brasileiro para desenvolver um programa de incentivos capaz de promover a viabilização desses sistemas. Viabilização essa que deve ser condizente com a atual estrutura do setor elétrico nacional. Embora trate da inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, o trabalho pode ser facilmente estendido a outras tecnologias de geração elétrica a partir de recursos energéticos renováveis e não agressores ao meio ambiente. Para isso, basta que sejam consideradas as características específicas de cada uma delas.

Abstract

The national electric sector has been restructured through a process of deregulation and privatization. Thus, some activities have been oriented towards market competition, which causes the exclusion of generation alternatives that even though are not yet financially competitive, might present important contributions to society and to the sector. The photovoltaic solar energy is a mature, trustworthy and feasible technology. Although its utilization may result in a series of benefits to the country, there is no solid market for it yet, which causes the generation cost to be elevated when compared to the average cost in the national electric market. Therefore, there is a necessity to find viable ways of making it one of the technologies capable of contributing to the national electric generation, decreasing costs in order to achieve greater competition.

This work studies the feasibility of the use of solar photovoltaic technology as a distributed generator of energy, limiting the discussion to its utilization with grid-connected PV systems installed in residential and commercial buildings within the State of São Paulo. In this way, it presents technical and operation features for these systems and discuss the main existing obstacles within the electric market in general. Besides that, the international experience and the reality of the Brazilian electric sector were taken into consideration to develop an incentive program capable of promoting the viability of these systems in keeping up with the structure of today's national electric sector. Although it refers to the insertion of grid-connected PV systems, this study can be easily extended to other electricity generating technologies using renewable and environmentally sensitive energy resources. All it takes is the consideration of the specific characteristics of each one of them.

Objetivo

Estudar a viabilidade da utilização das Edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede – EFCR - como fonte distribuída e complementar de geração de eletricidade.

Motivação

O setor elétrico brasileiro, entre outras ações, busca por alternativas de abastecimento energético capazes de garantir a oferta de eletricidade de forma a suprir a crescente demanda energética do país. Atualmente, dentre as diversas possibilidades, freqüentemente se considera como opção à hidroeletricidade e a termoeletricidade a gás natural. No entanto, para estabelecer uma matriz que utilize os recursos energéticos disponíveis de forma eficiente, racional e ambientalmente sustentável, é imperativo considerar todas as tecnologias de obtenção de energia elétrica tecnicamente disponíveis. Dessa forma, o governo federal vem buscando aumentar a capacidade instalada no país através da licitação para a construção e aproveitamento de grandes potenciais hídricos e do estabelecimento do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT). Além disso, alternativas menos convencionais como as tecnologias de aproveitamento da energia eólica (programa pró-eólica) e de pequenos aproveitamentos hídricos vêm sendo progressivamente consideradas.

A energia elétrica proveniente de fontes renováveis de pequena escala é vista como opção, em diferentes níveis, por diversos países. Dentre eles a Alemanha, Espanha, Japão, Estados Unidos, isso para citar alguns exemplos. No entanto, no Brasil, a discussão da inserção dessas alternativas energéticas ainda é incipiente e carece de uma abordagem mais aprofundada, motivo pelo qual este trabalho foi levado a termo.

Considera-se, portanto, que a demanda elétrica nacional poderá ser abastecida por recursos energéticos não convencionais e de pequeno porte que formarão uma matriz energética limpa e diversificada, onde cada tecnologia considerada será utilizada de forma a lhe garantir robustez e confiabilidade.

Em outras palavras, ao observar os rumos atuais do setor elétrico brasileiro, identifica-se, dentro de sua nova conjuntura, a carência de um planejamento de longo prazo para a expansão do setor. Planejamento, este, capaz de identificar as demandas energéticas do país e, a partir da consideração de todas as opções disponíveis, propor um conjunto de recursos energéticos capaz de suprir a demanda da forma mais racional e eficiente possível. Somente dessa forma será possível conhecer a contribuição real de cada opção energética disponível, bem como, as formas possíveis de viabilização técnica e econômica de cada uma delas. Nesse sentido, os atuais GCPS - Grupos Coordenadores do Planejamento dos Sistemas Elétricos, coordenados pela ELETROBRÁS e CNPE - Conselho Nacional de Política Energética, criado pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia, poderão representar um papel fundamental na constituição da matriz energética acima citada.

Cada uma das tecnologias de geração elétrica existente possui suas particularidades. Dessa forma, é necessário fazer uma análise da viabilidade dessas tecnologias, procurando identificar qual a forma mais eficaz e racional de uso dessas alternativas.

A tecnologia solar fotovoltaica tem presenciado uma transformação contundente e significativa em seu mercado mundial. Nos últimos dez anos, a aplicação dominante da tecnologia passou dos sistemas fotovoltaicos isolados para os pequenos geradores fotovoltaicos conectados à rede, primeiramente a partir de grandes centrais e, posteriormente, de forma distribuída através de sistemas menores. Foi a partir da identificação da necessidade de avaliar, de forma sistemática, a viabilidade das alternativas energéticas renováveis de pequeno porte e, considerando as recentes transformações vividas pelos mercados elétrico e fotovoltaico, que nos propusemos realizar este estudo da viabilidade

de utilização das EFCR nos setores residencial, comercial e público do sistema elétrico nacional.

Metodologia

Este trabalho aborda questões referentes à inserção da tecnologia solar fotovoltaica no contexto energético brasileiro através do uso de sistemas fotovoltaicos instalados em edificações do meio urbano, conectados à rede de distribuição de eletricidade. Tal tarefa pode ser cumprida através de abordagens distintas. Neste trabalho foi realizada uma análise crítica das lições mais relevantes aprendidas com a experiência internacional e, com isso, foi desenvolvida uma estratégia para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede, específica para o caso brasileiro. Antes, no entanto, serão apresentadas as principais características técnicas desse tipo de aplicação da tecnologia solar fotovoltaica, seguida de um estudo do seu perfil de operação quando instalado em solo brasileiro.

Essa estratégia consiste na proposição de um conjunto de normas técnicas relacionadas com a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede, no estabelecimento de uma regulamentação específica para essa atividade, na elaboração de um conjunto de procedimentos, necessários à formalização da conexão do sistema e, finalmente, na sugestão de um programa de incentivo que possa contribuir para a viabilização e conseqüente disseminação das EFCR.

O estudo de viabilidade de determinada tecnologia passa pela análise das questões referentes a sua utilização, seu potencial e limitações.

Nesse sentido, a análise da viabilidade passa por um estudo das barreiras à sua utilização e suas contribuições. Feito isso, é possível pensar nas possíveis formas de transpor as barreiras encontradas à entrada desses sistemas, bem como, na identificação das situações em que as EFCR podem apresentar reais

contribuições.

Em primeiro lugar, é necessário discutir as questões referentes aos mecanismos de incentivo capazes de transpor as barreiras identificadas anteriormente. A partir desse momento, serão apresentados os procedimentos iniciais, necessários na aquisição, instalação e operação desses sistemas.

O mecanismo de incentivo procurado deve ser decrescente e limitado no tempo e desenvolvido de forma a proporcionar o amadurecimento do mercado fotovoltaico brasileiro e só terá sentido se considerado inserido em um ambiente de dinamização da atividade industrial nacional, seja de módulos fotovoltaicos, seja dos componentes do sistema. Assim, busca-se que a energia solar fotovoltaica possa competir dentro do mercado energético brasileiro.

Um programa de incentivo utiliza mecanismos econômicos e financeiros para viabilizar a inserção de EFCR no cenário energético nacional. Assim, busca cooptar aspectos de difícil contabilização financeira, tais como ganhos ambientais, renovabilidade, modularidade e geração próxima à carga, através de ferramentas e procedimentos existentes nos processos convencionais de seleção de alternativas. São esses os aspectos considerados como motivadores da necessidade da realização desse estudo.

Apresentação

As questões relacionadas à energia estão, cada vez mais, presentes no debate político e econômico mundial, nos meios de comunicação e nas discussões relacionadas à qualidade de vida do homem e sua sustentação no planeta. Parte de toda essa reflexão se refere à forma como o homem utiliza a energia e como a transforma. Uma outra parte dessa discussão se relaciona com as fontes energéticas disponíveis e as formas que devem ou podem ser utilizadas.

Dentro desse debate, tradicionalmente, procura-se encontrar fontes energéticas que possuam grandes ganhos de escala, que é um dos fatores que permite sustentar a forma tradicional de se planejar a expansão da capacidade de geração do setor elétrico pois aumenta a renda adquirida devido à conseqüente diminuição dos custos de geração. Com isso, as opções tecnológicas não convencionais e capazes de gerar eletricidade de forma pouco intensiva encontravam-se freqüentemente excluídas do leque das opções consideradas, mesmo que possuíssem características importantes na solução de determinados problemas do setor elétrico.

Dentro dessa mesma forma tradicional de se planejar a expansão do setor elétrico, o custo de geração elétrica costuma ser o parâmetro mais importante para a escolha da fonte a ser utilizada. Isso coloca em desvantagem as fontes que possuam benefícios não mensuráveis sob o ponto de vista financeiro e coloca em vantagem as fontes cujos danos não sejam financeiramente quantificados, o que parece ser uma distorção no modelo. Procura-se, então, encontrar uma forma de permitir inserção dentro do atual leque de opções de tecnologias de geração, aquelas que apresentem vantagens que não sejam diretamente mensuráveis sob o ponto de vista econômico e financeiro.

Portanto, foi escolhido como objeto de estudo a dificuldade de inserção da tecnologia solar fotovoltaica no contexto energético do país. Dentro dessa reflexão, procura-se encontrar um mecanismo de viabilização da tecnologia fotovoltaica dentro do novo ambiente criado para o setor elétrico, diminuindo, com isso, a distorção acima identificada.

Como toda essa discussão é bastante extensa e complexa, o tema foi abordado de forma específica e pontual, estudando a viabilidade da inserção da energia solar fotovoltaica, considerando apenas os sistemas de pequeno porte, instalados em edificações residenciais e comerciais e conectados à rede elétrica de distribuição.

A aplicação da tecnologia considerada neste trabalho gera eletricidade de forma distribuída, característica que, como comentado acima, diferencia-se da forma como se constituiu o setor elétrico brasileiro. Esse é um exemplo concreto do que se pretende com esse trabalho. Incluir uma fonte renovável de pequeno porte no planejamento convencional e, com isso, promover uma transformação no setor, de forma a permitir a inclusão de todas as fontes que possuam benefícios em potencial.

Portanto, em parte, este estudo enfrenta questões e dificuldades que a geração distribuída de eletricidade encontra ao se defrontar com a forma tradicional de planejar a expansão da oferta de energia. Ou seja, de certa forma, o estudo de viabilidade das EFCR pode ser encarado como parte de um estudo sobre a viabilização da geração distribuída de eletricidade. Por outro lado, existem questões particulares à tecnologia fotovoltaica que transcendem as questões da geração distribuída, e que tornam este estudo específico.

Este trabalho procura identificar as vantagens, limitações e barreiras ao uso das EFCR no setor residencial, público e comercial do país, procurando encontrar a inserção dessa aplicação de forma eficaz. Dessa forma, serão fornecidos subsídios à discussão do potencial de uso das EFCR no Estado e das situações onde as EFCR representem uma opção interessante de geração de eletricidade.

A maior dificuldade encontrada à inserção da tecnologia fotovoltaica pode ser traduzida pelo seu ainda incipiente mercado. Essa é uma decorrência do alto custo da energia por ela gerada. Nesse sentido, enfrenta-se a seguinte dificuldade: a tecnologia solar não tem mercado por ser cara e ainda é cara por não ter mercado.

A partir dessa constatação, opta-se pelo desenvolvimento de um estudo que vise encontrar meios de viabilizar nichos de mercado, inicialmente sustentados, mas com essa sustentação sendo decrescente com o tempo. Dessa forma, procura-se viabilizar um mercado, inicialmente “virtual”, para promover a diminuição dos custos, o que proporcionaria o surgimento progressivo de um mercado “real”

para essa tecnologia.

Como será demonstrado ao longo do trabalho, a forma mais apropriada para promover essa transformação, com uma conseqüente criação de nichos de mercado, é a adoção de programas de incentivo específicos a determinada aplicação, região, faixa de consumo e uso final da energia.

Este texto apresenta, portanto, um estudo sobre a viabilidade do uso das EFCR como fonte complementar de geração de eletricidade. O planejamento energético deve incluir as tecnologias disponíveis, proporcionando a constituição de um conjunto de recursos energéticos, tendo como fim o uso racional e sustentável das fontes de geração elétrica existentes, buscando, com isso, a constituição de um setor elétrico confiável e robusto, capaz de prestar seus serviços eficazmente.

Para expor os resultados obtidos nesta análise, o texto foi organizado em sete partes, uma introdução e seis capítulos. Inicialmente, na introdução, discute-se o contexto em que se insere o trabalho.

No capítulo 1, são apresentadas a definição e as características dos sistemas objeto deste trabalho. Ainda nesse capítulo, é inserida a experiência brasileira com a implementação de EFCR e alguns casos internacionais selecionados.

Os detalhes da primeira experiência com a conexão de um sistema fotovoltaico à rede, instalado no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do IEE/USP são apresentados no capítulo 2, assim como suas características técnicas e de operação.

No capítulo 3 é feita uma discussão sobre as barreiras encontradas à inserção dessa tecnologia como geradores fotovoltaicos comerciais conectados à rede e instalados de forma distribuída. Para isso, é levada em consideração a experiência de países que já possuem uma história de acertos e erros na tentativa de implementar o uso desses sistemas.

Depois da apresentação das barreiras à inserção das EFCR como geradores complementares e distribuídos de eletricidade são discutidas, no capítulo 4, algumas tentativas de transpô-las, realizadas por países que já iniciaram a implementação de programas de incentivo a sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Em particular, são focalizadas duas experiências significativas – as experiências alemã e espanhola de incentivo às fontes renováveis de geração de eletricidade, estabelecendo uma análise crítica dos acertos e desacertos do caso espanhol.

No capítulo 5, à luz dos acertos e erros da experiência internacional e das particularidades do setor elétrico brasileiro, é apresentada e discutida a proposta de um programa de incentivos à disseminação de EFCR específicos aos setores comercial e residencial brasileiros.

Finalmente, no capítulo 6, o trabalho é finalizado com a apresentação das conclusões do estudo, bem como algumas sugestões para trabalhos futuros.

Introdução

A energia solar fotovoltaica pode ser utilizada de diversas formas, dependendo do uso final dado à energia fotogerada e da configuração da instalação. Os diferentes tipos de instalações fotovoltaicas podem ser divididos em grupos genericamente denominados de aplicações da tecnologia fotovoltaica.

Neste trabalho, a análise foi restringida a uma dessas aplicações. O estudo da viabilidade do uso da tecnologia solar fotovoltaica foi feito considerando sua utilização em edificações urbanas, através de sistemas conectados à rede de distribuição de eletricidade em baixa tensão (127V ou 220V), denominados de EFCR - Edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede.

O potencial de uso das EFCR pode ser tecnicamente determinado ao se cruzarem as características intrínsecas de funcionamento desses sistemas com

as necessidades energéticas do setor elétrico. É importante, portanto, conhecer o desempenho apresentado por esses sistemas para poder-se identificar quais as necessidades do setor elétrico que essa aplicação poderá satisfazer.

Uma discussão sobre a viabilidade de determinada fonte energética deve, no entanto, transcender aos aspectos essencialmente técnicos e incluir aspectos econômico-financeiros e político-ambientais. Nesse sentido, os parâmetros de indiscutível relevância são os custos de geração, a confiabilidade e o perfil do fornecimento energético, a segurança das instalações e os aspectos ambientais envolvidos na opção.

Embora todos esses aspectos sejam importantes na análise de viabilidade de uma determinada fonte, é freqüente observar que as discussões relacionadas a esse tema utilizem como referência apenas os custos envolvidos na utilização de determinada tecnologia. Como os custos de geração praticados pela tecnologia solar fotovoltaica, embora em declínio, ainda se apresentem bastante altos, a viabilidade dessa fonte é de difícil comprovação.

Como explicar então todos os esforços e investimentos feitos por diversos países do mundo para o desenvolvimento das aplicações da energia solar fotovoltaica? Isso indica que a discussão sobre a viabilidade do uso dessa tecnologia é mais ampla e complexa do que uma mera comparação dos custos de geração apresentados pelas diversas opções existentes.

A primeira dificuldade que surge quando se analisa mais atentamente essa questão é a forma usualmente adotada para o cálculo do custo da energia. O setor energético interfere e influencia praticamente todos os aspectos da vida humana, desde todas as atividades produtivas e de comércio a questões relacionadas com saúde, alimentação e entretenimento. Enfim, está diretamente relacionado com a permanência da espécie no planeta. Dessa forma, o cálculo do custo de um kWh que produzido e conseqüentemente consumido não poderia ser feito apenas a partir da simples consideração de aspectos técnicos. Pelo seu caráter amplamente estratégico, o kWh não pode ser considerado como um produto de mercado pois não é um bem substituível e nem diferenciável e,

portanto, não poderia ser sensível unicamente às variações de suas curvas de oferta e demanda, ou explicado completamente por modelos exclusivamente macroeconômicos. Essa dificuldade surge porque os aspectos não-técnicos são de difícil e discutível contabilização financeira, tanto para internalizar os ganhos ambientais presentes nas alternativas não convencionais, quanto para considerar os danos causados pelas opções convencionais. A questão passa a ser, portanto, quais os fatores importantes de serem considerados nas escolhas entre as opções possíveis?

Assim, pretende-se ampliar a discussão nesse tema, procurando interferir de forma a incluir os aspectos importantes a essa questão, tornando-a mais aprofundada e completa. A partir desse início de discussão, ressalta-se a importância do aspecto político da opção energética que deve resultar de uma opção (também política) de planejamento estratégico do setor energético. Nesse sentido, as potentes ferramentas de análise macro e microeconômicas teriam o importante papel de procurar formas de viabilizar econômica e financeiramente a opção política tomada *a priori*.

Portanto, a necessidade de aumentar a capacidade brasileira de geração energética é uma questão atual que abrange uma série de aspectos de diferentes áreas do conhecimento. Fornece ao tema um caráter interdisciplinar e conforma uma discussão que, além de aspectos políticos, econômicos, sociológicos e técnicos, influencia e é influenciada por questões relacionadas com a preservação ao meio ambiente, área que vem obtendo progressiva importância no cenário político-econômico mundial.

Dentro dessa discussão, uma pergunta a ser feita é: que energético deve ser utilizado para evitar futuros problemas de abastecimento elétrico? Deverão ser muitos energéticos ou é melhor utilizar apenas um? Inclua-se nesses possíveis problemas os de origem econômica (aumento nos custos dos combustíveis, por exemplo), política (embargos internacionais, mudanças nas políticas de exportação de países que fornecem o recurso ao Brasil etc.), ambiental (como danos ambientais) ou técnicos (escassez do recurso ou limitações espaciais). A resposta a essa questão está longe de ser trivial e, devido ao caráter

interdisciplinar do tema, necessita de uma reflexão abrangente. Dentro do contexto em que essa discussão se insere, a energia solar pode representar um importante e estratégico papel.

Nas duas últimas décadas, a preocupação com o meio ambiente, com a melhoria da qualidade de vida e com o fim das reservas energéticas não renováveis, tem ganhado força e, cada vez mais, vem se tornando significativa. Dentro desse cenário, o papel dos recursos renováveis é destacado, sugerindo que, num futuro próximo, sua participação na geração energética mundial aumente significativamente, o que corrobora a importância do presente estudo.

Dentro dos diversos energéticos renováveis atualmente conhecidos e estudados, a utilização da energia radiante proveniente do Sol ocupa um lugar de destaque. O estudo desse recurso energético é feito há muitos anos, o que lhe garantiu, juntamente com a energia eólica, uma maturidade técnica peculiar dentro dos recursos energéticos renováveis não convencionais.

No entanto, as principais barreiras encontradas à inserção da tecnologia solar em um contexto mais amplo são os custos envolvidos em sua utilização, a falta de informação sobre seu perfil de funcionamento e confiabilidade, a falta de políticas específicas de fomento e a existência de uma estrutura consolidada de planejamento do setor. Estrutura essa que não inclui fontes que gerem pequenas quantidades de energia de forma descentralizada. Os altos custos de geração, aliados à falta de normas e procedimentos padronizados de instalação, deixam os energéticos não convencionais em posição desprivilegiada em relação aos já consolidados. A falta de informação, de planejamento e de políticas de desenvolvimento energético dificulta a entrada da energia solar no contexto energético mundial e, em particular, no brasileiro. Sem que se faça um grande debate e uma ampla reflexão sobre o papel da energia para o desenvolvimento humano, quais as suas finalidades e quais as formas mais interessantes de conseguí-la, os rumos do setor energético serão norteados apenas por aspectos única e exclusivamente econômicos.

Utilizando uma solução semelhante à encontrada pelos países desenvolvidos, o setor elétrico brasileiro foi construído com base na instalação de grandes usinas capazes de gerar grandes pacotes de eletricidade de forma centralizada. O abastecimento da demanda é feito, portanto, através de sistemas de transmissão e distribuição.

A escolha do local de instalação de uma usina hidrelétrica depende, principalmente, da disponibilidade do recurso, no caso uma queda d'água. Ainda, as fontes convencionais de energia (incluindo a hidrelétrica) costumam apresentar grandes ganhos de escala, ou seja, quanto maior for a potência instalada na usina, menor o custo da energia gerada. Com isso, toda a história do setor foi construída considerando a utilização de grandes centrais geradoras, instaladas em locais onde há disponibilidade do recurso, que frequentemente eram distantes dos grandes centros de consumo (centros urbanos).

No caso da energia solar, existem aplicações que já possuem algum tipo de retorno financeiro e, portanto, passíveis de serem consideradas pela nova forma de planejamento do setor. Mais recentemente, dois acontecimentos vêm trazendo à tona a necessidade de repensar essa forma tradicional de planejar o setor elétrico.

Em primeiro lugar, não há mais a mesma disponibilidade de grandes montantes de recursos financeiros para construir grandes obras civis. Ao mesmo tempo, o crescente aumento da importância do meio ambiente, manifestada pelo surgimento de leis de proteção ao meio ambiente, também dificultam a instalação dessas grandes obras, as quais, em geral, possuem grandes impactos ambientais.

Em segundo lugar, com o progresso da ciência, novas tecnologias de geração passam a compor o rol de opções para o setor e a competir com as tecnologias tradicionais, procurando espaço para entrar no mercado de geração de eletricidade. Esses recentes desenvolvimentos tecnológicos, como as micro-

turbinas, células de combustível, energia solar fotovoltaica e aerogeradores, causam menores danos ambientais, permitem sua utilização em pequena escala e ainda podem ser instaladas próximas ao local do consumo. Com isso, essas tecnologias passam progressivamente a ser competitivas e a viabilizar a geração distribuída de energia.

Nesse contexto, caso ocorra o aparecimento de um novo paradigma de geração elétrica, determinado pela progressiva utilização dessas novas tecnologias, espera-se o surgimento de resistências por parte das empresas concessionárias, acostumadas a operar segundo regras estabelecidas no paradigma anterior. A utilização das novas tecnologias demandará novos procedimentos e diferentes formas de se planejar o setor. Essa resistência inicial foi identificada em outros países como uma grande barreira à entrada dessas novas tecnologias. Não obstante, essa barreira poderá ser suplantada, ou pelo menos amenizada, caso sejam estabelecidos procedimentos claros para a conexão dos sistemas, normas técnicas que garantam a segurança e a qualidade da energia e, principalmente, que uma orientação clara para que o setor inclua essas opções em seu planejamento. Dessa forma, amplia-se o leque de alternativas energéticas capazes de contribuir com o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, principalmente no que diz respeito à matriz de geração elétrica. Assim, a entrada das EFCR no mercado energético brasileiro e, de forma mais geral, das tecnologias renováveis de geração distribuída, poderá representar um aumento na flexibilidade e na capacidade de expansão do setor.

Finalmente, este trabalho, além de discutir questões relacionadas ao uso de EFCR como geradores distribuídos de energia, desenvolve um programa de incentivo às EFCR e apresenta uma sugestão de um conjunto de normas de segurança e de qualidade da energia gerada. Além disso, procura demonstrar que as EFCR podem realmente contribuir com a expansão e diversificação do setor elétrico e com a diminuição das barreiras encontradas à inserção das EFCR no Brasil e, em particular, no Estado de São Paulo.

Partindo das questões acima descritas, este trabalho procura mostrar que utilizar as EFCR como fonte complementar de geração elétrica não se constitui necessariamente numa perda de mercado às concessionárias ou às tecnologias convencionais. Ao contrário, poderá contribuir aumentando a capacidade instalada e a qualidade dos serviços energéticos oferecidos.

Através da análise das possibilidades de utilização desses sistemas, pretende-se contribuir ao se aproximar do conhecimento do potencial real de utilização dessa aplicação da tecnologia, do seu mercado disponível e de sua capacidade em contribuir na resolução de dificuldades do setor energético brasileiro.

Este trabalho refere-se, portanto, à inserção de recursos energéticos renováveis e não agressores ao meio ambiente como fonte complementar de eletricidade. Mais especificamente, o trabalho particulariza o estudo para a geração fotovoltaica de eletricidade através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de eletricidade em baixa tensão, mas pode ser facilmente estendido a outras tecnologias de geração elétrica que também sejam renováveis e não agressoras ao meio ambiente. Para isso, basta que sejam consideradas as características específicas de cada uma dessas tecnologias para o estabelecimento do conjunto de normas técnicas, protocolos de homologação de equipamentos, determinação do volume mínimo a ser comercializado e do valor normativo.

Capítulo 1 - O que são Edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede - exemplos de projetos implementados

A tecnologia fotovoltaica vem, ao longo dos últimos anos, inserindo-se gradualmente no mercado brasileiro e mundial. Os sistemas remotos para a iluminação de residências isoladas, os Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares - SFD, representam a aplicação da tecnologia que mais se difundiu, sendo a grande responsável pela iminente popularização da energia solar fotovoltaica no Brasil [Ribeiro et alii, 1998]. Esses sistemas, economicamente viáveis para certas regiões do país, começam a ser considerados uma opção real e concreta

na energização¹ de comunidades afastadas e isoladas da rede de distribuição de eletricidade convencional. Com a disseminação dessa aplicação, inicia-se, no país, um processo de criação e consolidação de um mercado para a tecnologia solar fotovoltaica.

A barreira imposta pelos altos custos dificulta a disseminação da energia fotogerada². Sem um mercado amplo e maduro, essa tecnologia dificilmente conseguirá apresentar custos menores. Portanto, cria-se um impasse: os altos custos impedem a formação do seu mercado e, sem um mercado, não há diminuição dos custos. Nesse sentido, os sistemas conectados à rede de distribuição de eletricidade convencional, dentre eles as EFCR, podem representar um papel significativo. São sistemas que, ao se viabilizarem, possibilitarão a criação de um mercado extremamente grande, capaz de modificar substancialmente a indústria e a tecnologia solar fotovoltaica e, posteriormente, os padrões de consumo energético. Essa transformação do mercado fotovoltaico está dando seus primeiros passos; prova disso são os recentes desenvolvimentos do mercado fotovoltaico mundial.

Espera-se que, com o aumento na utilização das EFCR, diminuam os custos envolvidos na utilização da tecnologia fotovoltaica, possibilitando sua difusão no meio rural e maior participação na matriz energética mundial. Assim, viabiliza-se uma tecnologia que pode ajudar a resolver o problema da eletrificação do meio rural, oferecendo uma energia tecnicamente viável, confiável e acessível sob o ponto de vista financeiro.

Os diversos usos possíveis da energia solar fotovoltaica são denominados aplicações, e podem ser classificados segundo, por exemplo, o uso final que terá a energia fotogerada. Essa energia pode ser usada para energizar

¹ Como regra geral, o termo energização de residências rurais é utilizado para denominar a substituição dos energéticos tradicionais por eletricidade proveniente de sistemas fotovoltaicos. Estabelecendo uma distinção ao termo eletrificação rural que corresponderia à expansão da rede elétrica ao meio rural.

² O termo energia (ou eletricidade) “fotogerada” será utilizado, no âmbito deste trabalho, para denominar a energia (no caso elétrica) gerada por geradores fotovoltaicos.

residências rurais, isoladas da rede elétrica (SFD – sistemas fotovoltaicos domiciliares), iluminação pública, sinalização marítima, eletrificação de cercas, energização de estações retransmissoras de sinais a aparelhos eletrônicos, ou através de sistemas conectados a redes de distribuição.

Existem basicamente dois tipos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. O primeiro é representado pelas grandes centrais fotovoltaicas que geram grandes pacotes de energia de forma centralizada, obedecendo, inclusive, a uma tendência mundial de uso das fontes convencionais de energia. O segundo tipo gera a eletricidade de forma descentralizada e no local do consumo.

Inicialmente, as experiências com a conexão de sistemas à rede foram feitas através de grandes centrais. Mais recentemente, a partir da década de 1990, a importância dos sistemas conectados à rede de forma descentralizada cresce a cada ano, o que indica que é uma forma de utilização da tecnologia que aproveita melhor suas características.

A conexão de sistemas fotovoltaicos de forma descentralizada evita perdas na transmissão da energia fotogerada, permite o aumento progressivo (conforme haja necessidade) na capacidade instalada local e não emite poluição atmosférica local, problema particularmente grave considerando que esses sistemas são utilizados em ambiente uso urbano. Instalar sistemas fotovoltaicos de forma distribuída adia, inclusive, a necessidade de realizar investimentos no aumento da capacidade de transporte das linhas como, por exemplo, a substituição de transformadores [Hoff, Wenger, Farmer, 1996]. Além dos ganhos ambientais e da possibilidade de adiamento de investimentos na capacidade de transporte das redes de distribuição, as EFCR podem ser utilizadas como uma ferramenta de gerenciamento pelo lado da demanda [Spiegel, Kern, Greenberg, 1998].

Em 1990, foram produzidos no mundo 48 MW_p em módulos fotovoltaicos. Deste total, cerca de 1 MW_p ou 2% foram utilizados em sistemas comerciais ou residenciais conectados à rede elétrica. No ano de 1999, a produção de módulos fotovoltaicos cresceu para 201 MW_p sendo que a participação dos sistemas

residenciais ou comerciais conectados à rede passou a ser de quase 30%, com cerca de 60 MW_p instalados nesse tipo de aplicação [Maycock, 2000].

Entre 1999 e 2000, a indústria fotovoltaica aumentou sua produção de 201 para 288 MW_p, um expressivo aumento de 43%, relacionado, em grande parte, aos incentivos à conexão de sistemas fotovoltaicos à rede, principalmente no Japão e na Alemanha. Nesse mesmo período, a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede dobrou, dos 60 MW_p em 1999 para cerca de 120 MW_p. Portanto, em 2000, a conexão à rede passou a utilizar cerca de 42% dos módulos produzidos nesse ano. Dos 120 MW_p conectados à rede em 2000, 65 MW_p foram instalados no Japão, 45 MW_p na Alemanha, 5 MW_p no resto da Europa e 5 MW_p nos Estados Unidos [Maycock, 2001]. Entre os anos de 2000 e 2001, a produção mundial de módulos cresceu aproximadamente 40%, ligeiramente menor que os 43% atingidos entre 1999 e 2000. Assim, em 2001, a produção mundial de módulos passou para cerca de 401 MW_p [Schmela, 2002].

Espera-se então que, para os próximos anos, os sistemas conectados à rede de forma distribuída aumentem significativamente sua participação dentro do mercado fotovoltaico, contribuindo com uma potência instalada de 800 MW_p, ou cerca de 46% dos 1.700 MW_p estimados para o ano de 2010 [Maycock, 2000].

1.1 - Definição

As EFCR representam uma das aplicações possíveis da tecnologia solar fotovoltaica. Nesse caso, a fachada, teto, janela etc. de uma edificação é utilizada como suporte aos geradores fotovoltaicos.

Com a ajuda de um inversor, a energia fotovoltaica produzida em tensão e corrente contínuas, fica disponível em tensão e corrente alternadas, podendo então ser entregue à rede de distribuição de eletricidade ou utilizada em qualquer um dos equipamentos elétricos instalados na edificação. A figura 1

apresenta um esboço de uma EFCR instalada em uma residência. Portanto, além de serem consumidoras, essas edificações passam também a ser produtoras de energia. Assim, a produção elétrica dessas edificações poderá ser entregue à rede ou consumida, dependendo da forma como é feita a instalação e/ou do tipo de contrato firmado com a empresa distribuidora de eletricidade.

O fato de uma EFCR ser conectada diretamente à rede elétrica dispensa a necessidade do uso de armazenadores de energia. Sem esse componente, o custo do sistema diminui significativamente e permite uma melhora no desempenho do sistema já que toda a energia fotogerada é utilizada de alguma forma³.

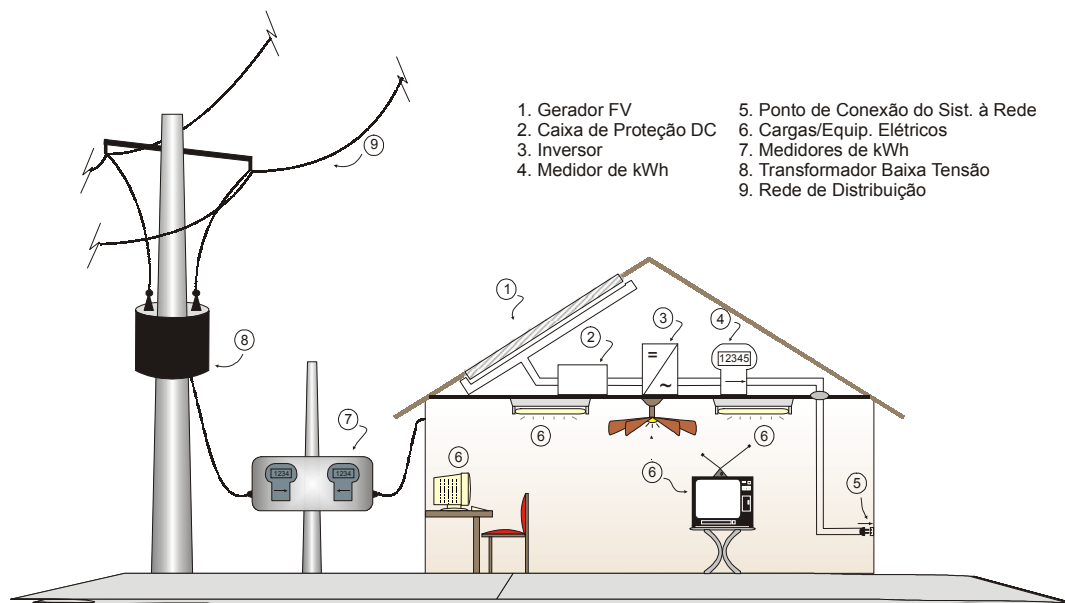
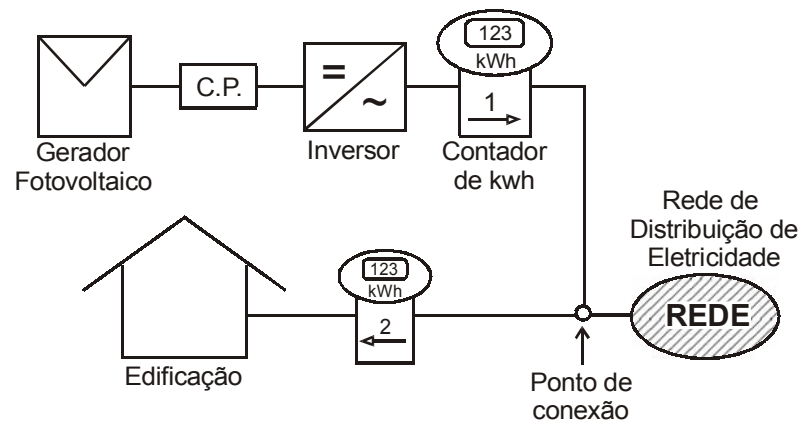


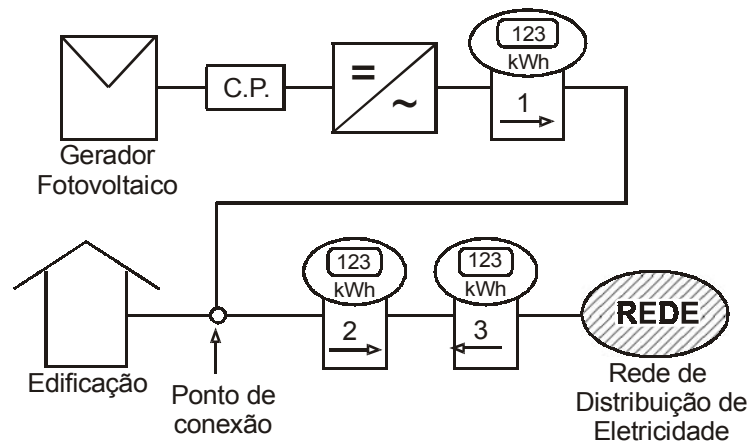
Figura 1. Diagrama esquemático apresentando uma instalação fotovoltaica conectada à rede, instalada em uma residência EFCR.

³ Os sistemas fotovoltaicos que possuem armazenadores de energia, dependendo do dimensionamento realizado, podem desperdiçar capacidade de geração nos momentos em que os acumuladores estejam completamente cheios e não houver carga. Isso porque o controlador de carga desconecta os geradores nesses momentos. Isso não ocorre nos sistemas conectados à rede, pois a rede pode ser encarada como um acumulador infinito de energia. Como decorrência, além de economizar na compra dos acumuladores, o desempenho dos sistemas conectados à rede aumenta, diminuindo assim o custo da energia fotogerada.

Os fluxos de energia na edificação são medidos através de contadores de kWh, necessários para contabilizar a energia comprada da rede, vertida à rede e a gerada pela EFCR. O faturamento da energia gerada por uma EFCR pode ser feito de distintas formas, dependendo, muitas vezes, da livre negociação entre o proprietário e a empresa concessionária ou da regulamentação adotada para esse tipo de aplicação da tecnologia fotovoltaica. A figura 2 apresenta dois modelos de conexão de EFCR.



(a)



(b)

Figura 2. Apresenta dois modelos de conexão de EFCR a rede elétrica. No primeiro (a), o sistema é conectado entre a rede e a carga. No segundo (b), o sistema é conectado antes dos medidores da energia comprada da rede, ou seja, o consumo da residência ocorre entre a geração fotovoltaica e a rede. No esquema, C.P. denomina Caixa de Proteção.

Na figura 2, no primeiro modelo de conexão (a), o sistema é conectado entre a rede e a carga. No segundo (b), o sistema é conectado antes dos medidores da energia comprada da rede.

Ainda na figura 2, a inscrição “C.P.” dentro de um elemento logo na saída do Gerador Fotovoltaico significa “Caixa de Proteção” que é responsável pela segurança da parte de corrente contínua do sistema fotovoltaico. A Caixa de Proteção, elemento não obrigatório nas EFCR, apenas recomendado, é responsável pelo desvio à terra de descargas elétricas e eventuais curtos circuitos. Na caixa de proteção pode também ser instalada uma chave para a desconexão do gerador fotovoltaico do resto do sistema.

Existem diferenças entre optar por uma ou outra forma de conexão do sistema fotovoltaico à rede. No caso (a), toda a energia fotogerada é injetada na rede e todo o consumo é adquirido da mesma e, portanto, toda a energia fotogerada pode ser negociada com a empresa concessionária local. No caso (b), parte da energia fotogerada é consumida na própria instalação e apenas o excedente fotogerado é entregue à rede. Parte da energia consumida na edificação provém da rede e parte provém do sistema fotovoltaico. A energia comprada da rede é remunerada segundo valor de mercado estabelecido pela empresa. No caso da energia fotogerada, a parte excedente, fornecida para a rede, é remunerada segundo valores estabelecidos por regulamentação específica.

Uma terceira forma possível de remunerar a energia fotogerada, nesse caso independente do tipo de conexão que se escolhe, é estimar a energia gerada pelo sistema a partir do desempenho projetado para aquela região específica (ver item 2.2). Nesse caso, remunera-se a energia estimada em projeto e não a energia gerada medida nos contadores. Dessa forma, dispensa-se a necessidade da realização de leituras dos contadores de kWh de cada EFCR, problema especialmente complexo em programas como o de cem mil tetos fotovoltaicos da Alemanha [Fraunhofer, 1996] ou o americano de um milhão de tetos

fotovoltaicos [<http://www.eren.doe.gov/millionroofs> (visitada em 12/03/2002)]

Dependendo dos valores estabelecidos para a negociação da energia fotogerada produzida pela EFCR é mais interessante escolher uma ou outra forma de conexão. No caso (b), o usuário tem a possibilidade de escolher concentrar sua carga dentro do horário de geração fotovoltaica ou fora dele, dependendo mais uma vez da forma do mecanismo de incentivo adotado.

A figura 3 apresenta uma curva de carga de uma residência juntamente com a curva de geração de seu sistema fotovoltaico. Com esse exemplo, é fácil perceber que em determinados momentos a edificação estará comprando energia da rede e, em outros, vendendo. A energia proveniente da rede, consumida pela edificação, passa a ser então toda a energia que ela comprou subtraindo-se a energia entregue pelo seu sistema fotovoltaico.

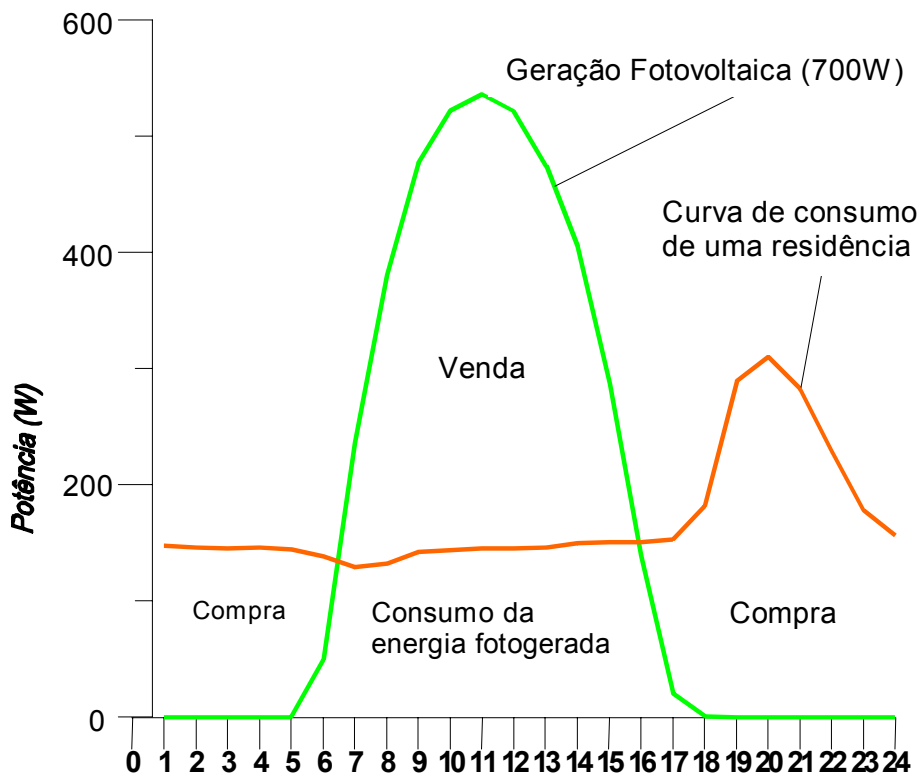


Figura 3. Curva de carga de uma residência (em vermelho), contrastada com a curva de geração de um sistema fotovoltaico com 700 W_p instalados (em verde).

Com isso, ocorrem mudanças na curva de carga da edificação fotovoltaica e, num programa de implementação de telhados fotovoltaicos de dimensões um pouco mais significativas, poderão ocorrer variações na curva de carga de certas regiões e setores de consumo. Essa é uma das formas para utilizar essa aplicação da tecnologia fotovoltaica como uma ferramenta de gerenciamento das curvas de oferta e demanda de eletricidade para uma determinada empresa concessionária.

Em conjunto, as EFCR passam, portanto, a fazer parte do parque gerador do sistema elétrico. E, já que geram eletricidade no local do consumo e possuem característica modular, ou seja, permitem o incremento da potência conforme aumenta a demanda, permitem o adiamento da realização de investimentos na substituição de transformadores e no aumento da capacidade de distribuição do sistema, fator pouco considerado ainda nas discussões da viabilidade financeira dessa aplicação [Hoff, Wenger, Farmer, 1996]. Dessa forma, essa aplicação da tecnologia fotovoltaica pode ser encarada como uma ferramenta de gerenciamento dos fluxos de energia que transitam pelas redes de transmissão e distribuição.

O aumento na importância dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, manifestada em diversos países que investem em energias alternativas, ainda não se fez sentir no Brasil de forma significativa. No entanto, existem iniciativas que sinalizam um futuro aumento da importância desse tipo de aplicação da tecnologia fotovoltaica. No próximo item apresenta-se o que já foi feito no país em termos da conexão de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição.

1.2 - Experiência brasileira

No Brasil, assim como em outros países, a história da inserção da tecnologia fotovoltaica se deu através dos sistemas para a energização rural. O aumento de importância dos sistemas conectados à rede, de certa forma, também se faz presente no Brasil; onde, desde 1995, foram instalados seis sistemas fotovoltaicos conectados à rede, totalizando uma potência instalada de 21,9 kW_p. Desse total, cerca de 11 kW_p são de um único sistema de uma empresa concessionária de energia. Os restantes 10,9 kW_p estão distribuídos em cinco sistemas instalados em centros de pesquisa em energia solar, dois na Universidade Federal de Santa Catarina, em Florianópolis, dois na Universidade de São Paulo, em São Paulo e um na Universidade Federal do Rio de Janeiro, no Rio de Janeiro. A tabela 1 apresenta um resumo das principais características dessas iniciativas.

Tabela 1. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de eletricidade do país; algumas características.

Sistema	Inst.	Local	Potência	Tensão	Observações
CHESF	1995	Recife, PE – CHESF	11 kW _p	380V (CA)	Esse sistema foi inicialmente instalado em Natal - RN e lá operou por seis anos, de 1986 a 1991. Em 1995, foi transferido para Recife e conectado à rede.
Lab. Solar	1997	Florianópolis SC – UFSC	2 kW _p	220V (CA)	Esta é uma experiência de conexão de um sistema fotovoltaico à rede, incorporado à estrutura arquitetônica de um edifício. No caso, em um dos prédios da Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina.
LSF-IEE/USP	1998	São Paulo; SP IEE/USP	750 W _p	220V (CA)	Esse sistema, financiado pela FAPESP, foi instalado no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo, LSF – IEE-USP, como parte de um programa para o desenvolvimento das aplicações da energia solar fotovoltaica.
COPPE	1999	Rio de Janeiro; RJ – UFRJ.	848 W _p	230V (CA)	Esse é o mais recente sistema conectado à rede, instalado nas dependências da COPPE localizado na UFRJ.
Lab Solar	2000	Florianópolis SC – UFSC	1,1 kW _p	220V (CA)	Esse sistema, financiado com recursos do LabSolar e de fundos de pesquisa também foi incorporado à estrutura de uma edificação. Tem a pesquisa relacionada à geração com silício amorfo e a integração de sistemas fotovoltaicos a edificações como principais objetos de estudo.
LSF-IEE/USP	2001	São Paulo, SP IEE/USP	6,3 kW _p	220V (CA)	Esse sistema está incorporado à estrutura de uma edificação em São Paulo. Essa iniciativa, financiada pela FAPESP, CNPq e MME, busca, entre outras coisas, estudar a relação ótima entre a potência dos geradores e a dos inversores.

1.2.1 O Sistema CHESF

O sistema instalado na sede da CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco - possui um total de 12 arranjos fotovoltaicos, 11 arranjos totalizando 10 kW_p, ligados em paralelo e conectados à rede através de um inversor, comutado pela rede, de fabricação AEG. Cada um desses 11 arranjos é composto por 48 módulos ligados em série, constituindo uma tensão de operação de 380VCA. Esses painéis utilizam módulos policristalinos, AEG PQ 10/10. O 12^o arranjo possui uma potência de 1 kW_p distribuídos em módulos de silício monocristalino da Heliodinâmica. Esse 12^o painel é conectado diretamente à rede através de um inversor Varitec (empresa brasileira).

Esse sistema fotovoltaico, com potência nominal de 11 kW_p, é parte integrante do projeto Fernando de Noronha, uma cooperação entre Brasil e Alemanha que tem como objetivo estudar a possibilidade de implantação de um sistema híbrido Eólico – Solar – Diesel e Baterias. Inicialmente, esse sistema foi instalado em Natal - RN e lá operou por seis anos, de 1986 a 1991. Em 1995, os arranjos fotovoltaicos foram transferidos para Recife – PE, instalados ao lado do prédio sede da CHESF, onde se encontram até hoje. [Bezerra, 1998]

1.2.2 O sistema LabSolar

Esse projeto, financiado pela fundação Alexander von Humboldt, possui uma potência nominal de 2 kW_p, instalados na face norte de um dos prédios da Faculdade de Engenharia Mecânica (onde se encontra o LabSolar) da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis – SC. Esse sistema possui um total de 68 módulos de silício amorfo dupla junção, 54 opacos e 14 semitransparentes, cada um com 60 × 100 cm. Essa é a primeira experiência brasileira onde um sistema fotovoltaico conectado à rede é efetivamente incorporado à estrutura arquitetônica do edifício. Os 68 módulos foram divididos em 4 arranjos, 3 com 16 e 1 com 20 módulos. Dos 20 módulos do 4^o arranjo 14 são semitransparentes. A instalação conta com 4 inversores,

um para cada painel, inserindo a energia na rede a uma tensão de 220VCA.

O acompanhamento do comportamento do sistema é feito diariamente pelo LabSolar através de medições da irradiação, horizontal e no plano dos módulos, da temperatura dos módulos e ambiente, potências CC e CA entregues e energia total gerada. Esse projeto tem dois principais objetivos; demonstrar e disseminar o conceito de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações e verificar o comportamento a longo prazo da tecnologia de silício amorfo exposto a temperaturas médias elevadas [Rüther, Dacoregio, 1999; Rüther, 1998].

Três anos depois de sua primeira experiência de conexão à rede, em dezembro de 2000, o LabSolar expandiu sua experiência com a conexão de mais um sistema fotovoltaico à rede, incorporando à estrutura do edifício do Diretório Central dos Estudantes – DCE - da UFSC, 1,152 kW_p divididos em 18 módulos Unisolar US64 de silício amorfo. Esse sistema está dividido em dois Painéis, um com 10 e outro com 8 módulos onde cada painel possui arranjos com dois módulos conectados em série. Portanto, os arranjos com 10 e 8 módulos possuem 5 e 4 arranjos respectivamente. Dessa forma, cada arranjo opera numa tensão de 33 VCC. Cada um dos arranjos está conectado a um inversor WE500, cada um com 650 W de potência nominal e tensão de operação de 220 VCA [Rüther, 2002].

1.2.3 O sistema IEE/LSF

Esse sistema foi instalado em 1998, nas dependências do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. A instalação conta com um arranjo composto por 10 módulos Siemens SP75 de silício monocristalino (75 W_p cada), conectados em série, resultando em uma potência nominal de 750 W_p. Esse sistema tem o seu comportamento acompanhado pelo LSF através do monitoramento da irradiação incidente no plano dos painéis, da tensão e corrente CC e CA e da energia total

gerada.

Os principais objetivos dessa instalação são conhecer o comportamento desse tipo de sistema, verificar a qualidade da energia injetada na rede e estudar a contribuição que esse tipo de aplicação da tecnologia solar fotovoltaica pode fornecer a geração distribuída de energia, dentro do novo contexto energético brasileiro [Oliveira, Zilles, 2002; Zilles, Oliveira, 2002; Oliveira, Zilles, 2001; Oliveira, Zilles, 1999].

Uma descrição mais detalhada das características desse sistema é apresentada no capítulo 2, no item 2.1.

A partir da experiência da conexão do sistema de 750 W_p à rede, tornou-se possível a expansão desse experimento através da incorporação de 6,3 kW_p de geração fotovoltaica na fachada do prédio da administração do IEE/USP. A instalação teve apoio financeiro da FAPESP⁴, do CNPq⁵ e do MME⁶ e está em operação desde 14 de junho de 2001. Para atingir a potência CC de 6,3 kW_p foram utilizados 80 módulos Solarex, 20 MSX70, 20 MSX77 e 40 MSX83. A cada grupo de 20 módulos foi associado um inversor de 1,1 kW, totalizando uma potência CA instalada de 4,4 kW.

A edificação onde está instalado o sistema possui carga predominantemente diurna com consumo médio mensal de 2,9 MWh (140 kWh de consumo diário médio durante a semana). Considerando uma geração fotovoltaica média mensal de aproximadamente 720 kWh, pode-se dizer que o sistema fotovoltaico responde por cerca de 25% da carga dessa edificação.

⁴ FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo

⁵ CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

⁶ MME – Ministério de Minas e Energia.

Os objetivos desse segundo experimento são estudar o perfil de operação desse sistema fotovoltaico conectado à rede quanto ao acoplamento entre as potências de geração e inversão, aprofundar o conhecimento quanto aos aspectos técnicos e legais relacionados ao uso desses sistemas como geradores distribuídos de eletricidade e verificar sua confiabilidade e segurança [Zilles, Oliveira, 2001].

1.3 - Experiência internacional

Existem inúmeros exemplos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede nos diversos países que investem na tecnologia solar fotovoltaica. As experiências mais antigas costumavam utilizar o conceito de grandes centrais geradoras, capazes de produzir grandes pacotes de energia.

Essa forma de projetar os sistemas fotovoltaicos é uma decorrência da maneira tradicional de se planejar a expansão do setor elétrico, onde se buscava a utilização de fontes energéticas com grandes ganhos de escala. Dessa forma, quanto maior a planta geradora, menor era o custo da energia produzida. É dentro desse contexto que as primeiras experiências de conexão de sistemas fotovoltaicos à rede foram concebidas.

Esse é o caso de instalações como a de Vasto (Itália -1993) com 1 MW_p; Serre (Itália - 1994) com 3,3 MW_p; Toledo (Espanha - 1994) com 1 MW_p; Saijo (Japão - 1985) com 1,2 MW_p; Carrisa (USA - 1985) com 5,2 MW_p; Rancho Seco (USA - 1984/86) com 2 MW_p ou Hispéria (USA - 1982) com 1,1 MW_p.
[<http://www.pvportal.com>; <http://www.pvpower.com>]

A partir das experiências realizadas, foi possível constatar que não há ganho de escala significativo na instalação de grandes centrais fotovoltaicas. Ou seja, não será através da instalação de grandes centrais fotovoltaicas que o custo do kWh fotogerado será significativamente menor.

Para diminuir o custo de geração dos sistemas fotovoltaicos é necessário, entre outras coisas, aumentar o mercado da tecnologia e para isso não é preciso, necessariamente, instalar grandes centrais. Basta, por exemplo, que sejam instalados um grande número de pequenos sistemas, gerando eletricidade de forma distribuída, ação que, inclusive, aproveita melhor as vantagens decorrentes das características intrínsecas da tecnologia.

Dessa forma, o mercado dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede passa por uma transformação, espalhando-se pelo planeta os pequenos geradores fotovoltaicos instalados sobre edificações pré-existentes ou não, residenciais, comerciais ou públicas. A Alemanha, com seu programa “1000 telhados fotovoltaicos”, foi uma precursora dessa tendência [Decker et alii, 1992; Fraunhofer Institut für Solar Energiesysteme, 1996; Erge; 2001; Erge et alii, 1998]. Mais recentemente, os EUA lançaram o seu programa de “1 milhão de telhados fotovoltaicos”⁷. Na Austrália, a vila olímpica de Sidney foi constituída de residências fotovoltaicas [Green, 1997; Spooner et alii, 2000]. Exemplos como os acima citados espalham-se cada vez mais pelo planeta, demonstrando que a tecnologia fotovoltaica será uma contribuição importante na diversificação dos recursos presentes na matriz energética mundial e na progressiva participação de energéticos renováveis. Aliam-se a esses exemplos as leis de incentivo a fontes renováveis em geral, criadas em diversos países no mundo, mas, em particular, na Alemanha⁸ e na Espanha⁹.

⁷ <http://www.eren.doe.gov/millionroofs/> visitada em 12/03/2002.

⁸ Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources; Renewable Energy Sources Act, Germany, 2000; [Renewable Energy Sources Act, Germany, 2000].

⁹ Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre de 1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

Capítulo 2 - A experiência do LSF

O sistema fotovoltaico instalado no Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, IEE/USP, é parte de um projeto de pesquisa financiado pela FAPESP - “Programa para o Desenvolvimento das Aplicações da Energia Solar Fotovoltaica”.

Esse sistema, instalado desde abril de 1998, vem gerando eletricidade para alimentar os equipamentos do LSF, Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos, entregando o excedente gerado para a rede de distribuição elétrica da Universidade. É verdade que com os cerca de 700 W_p instalados não é possível abastecer toda a demanda elétrica do laboratório. No entanto, existem diversos períodos do dia onde há geração e o consumo é praticamente inexistente. São nesses momentos que a energia fotogerada pode tornar-se disponível à rede.

Para conectar um gerador em paralelo com a rede de distribuição de energia, é necessário conseguir uma autorização da concessionária que tem a concessão de operação do local escolhido; em nosso caso, a Eletropaulo. A dificuldade encontrada para conseguir essa aprovação vem se constituindo em uma das barreiras à implantação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

No caso do sistema instalado na Universidade de São Paulo, foram necessárias algumas visitas dos engenheiros da área de distribuição da concessionária e a realização de reuniões com diretores da empresa.

Após serem devidamente apresentados à tecnologia, ao funcionamento das EFCR e ao perfil de operação desses sistemas, os engenheiros não se colocaram contra a instalação do sistema, desde que o mesmo ficasse galvanicamente isolado da rede, ou seja, seria necessário um transformador de isolamento entre o sistema e a rede. Outra exigência feita foi a introdução de uma chave acessível, capaz de desconectar o sistema da rede nos momentos em que a concessionária julgasse necessário.

O isolamento galvânico foi realizado através da instalação de um transformador capaz de reduzir a tensão de 220V na saída do inversor para 127V, tensão nominal da rede do laboratório. Depois da realização de testes e da comprovação de que o inversor utilizado desconectava o sistema da rede quando não houvesse tensão na mesma, a exigência de instalação de uma chave acessível foi retirada e o sistema pôde ser conectado à rede.

O fato desse sistema possuir objetivos puramente acadêmicos e ter uma baixa potência instalada facilitou bastante a sua viabilização e aprovação por parte da concessionária. Como não há a necessidade de se obter retornos financeiros, as exigências técnicas não se constituíram em ônus que inviabilizassem o projeto. Da mesma forma, como esse projeto faz parte de um programa de pesquisa financiado pela FAPESP, não constitui qualquer tipo de concorrência para a empresa concessionária. Portanto, não foi difícil obter uma aprovação informal para a conexão e operação do sistema fotovoltaico.

No entanto, a empresa concessionária passou a não se interessar mais por essa questão, deixando de aprovar o pedido de formalização da conexão do sistema, feito alguns meses após sua privatização. Com isso, percebe-se que as barreiras à interconexão de geradores fotovoltaicos, instalados de forma distribuída, existem também no Brasil. Essa barreira será particularmente difícil de superar no momento em que as EFCR estiverem mais acessíveis e os sistemas comerciais de geração distribuída começarem a surgir, elevando substancialmente o número de pedidos de conexão de sistemas.

Em função disso, este trabalho surge como uma tentativa de minimizar essas futuras barreiras, apresentando estudos de caso e sugestões de como introduzir esses sistemas na matriz energética brasileira e sugerindo a elaboração de normas e procedimentos específicos à entrada desses sistemas.

2.1 – Características técnicas

Observando a figura 4, pode-se notar que o subsistema de geração fotovoltaica é composto por dez módulos conectados em série. Os módulos utilizados são da Siemens modelo SP75, de $75 W_p$ ¹⁰ cada, totalizando uma potência nominal de $750 W_p$, com tensão e corrente de trabalho de cerca de 170 V e 4,4 A, respectivamente. Isso se a irradiação incidente for de aproximadamente $1000 W/m^2$ e a temperatura da célula for $25 ^\circ C$. O ângulo β de inclinação dos módulos é de aproximadamente 23° . Com isso, pretende-se otimizar a irradiação solar coletada ao longo do ano (kWh/m^2).

Na figura 5 é apresentado um diagrama de blocos que representa a forma como foi feita a instalação fotovoltaica como um todo.

¹⁰ Potência nominal indicada no catálogo do fabricante.

Observando o esquema da figura 5, nota-se que foi utilizada uma caixa de proteção na parte em que o sistema trabalha em corrente contínua. Esta caixa tem a finalidade de proteger o inversor e o gerador de uma eventual sobre-tensão que possa atingir o sistema.

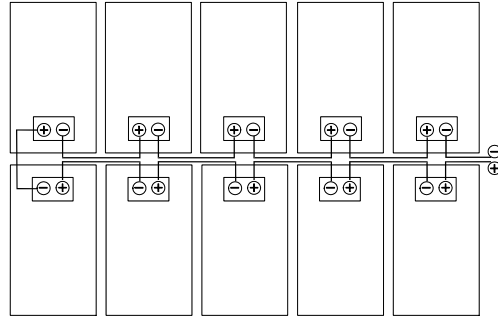


Figura 4. Conexão elétrica entre os módulos.

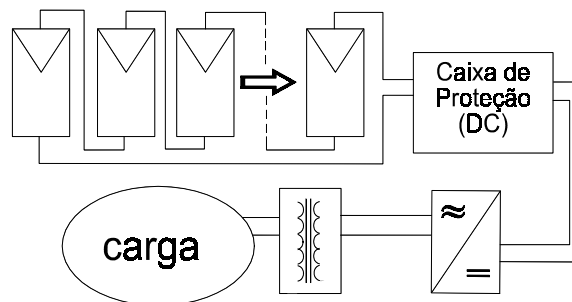


Figura 5. Diagrama esquemático da instalação fotovoltaica localizada no IEE/USP.

Observando novamente a figura 5, pode-se verificar que logo após a caixa de proteção, foi instalado um inversor CC/CA da SMA, modelo SWR700, de 700 W de potência nominal. O inversor recebe a energia em corrente contínua e a transforma em corrente alternada a uma frequência de 60 Hz e tensão de 220 V entre a fase e o neutro.

A figura 6 apresenta o esquema elétrico utilizado na caixa de proteção e na figura 7 podemos observar uma foto da caixa de proteção construída a partir do esquema elétrico.

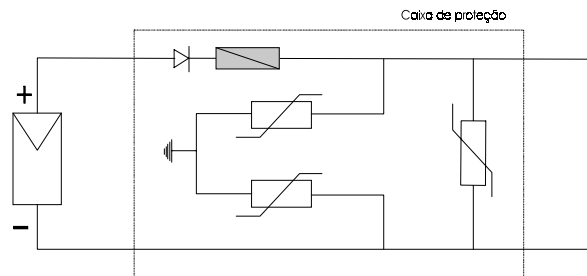


Figura 6. Esquema elétrico da caixa de proteção CC.

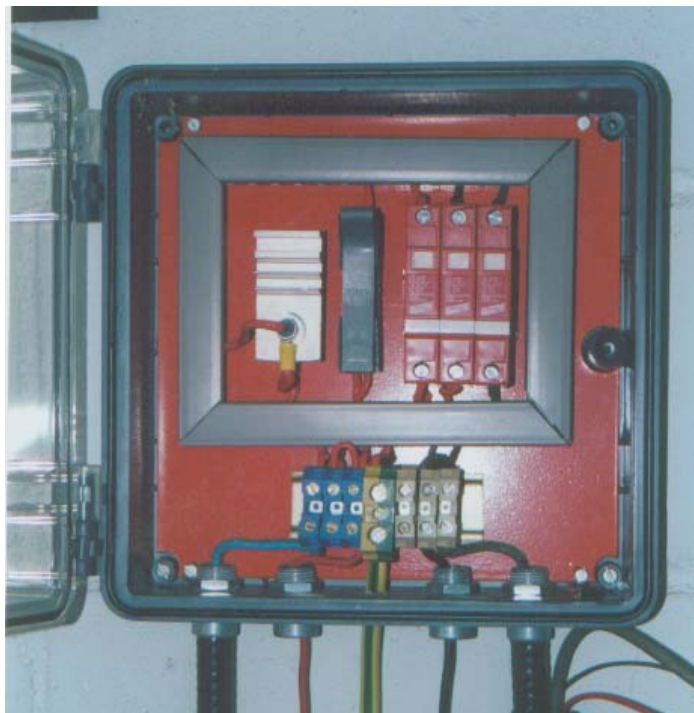


Figura 7. Foto da caixa de proteção instalada no sistema fotovoltaico do IEE/USP.

Depois do inversor, como mostra a figura 5, foi instalado um transformador monofásico de 1,5 kVA, responsável por transformar a tensão de 220 V na saída do inversor em 127 V (entre fase e neutro), tensão de trabalho da rede elétrica do IEE. Assim, é possível conectar o sistema solar fotovoltaico diretamente na rede elétrica do laboratório. Além da função de acoplamento de tensões, o transformador também atua como isolador galvânico entre a rede e o sistema fotovoltaico.

O sistema fotovoltaico foi conectado na fase mais carregada dentre as 3 existentes no laboratório. Para monitorar o fluxo de energia no LSF foram instalados 6 medidores de energia, 1 trifásico e 5 monofásicos. O primeiro, trifásico, mede a energia total entregue pela rede elétrica ao LSF. Três dos medidores monofásicos determinam a energia entregue pela rede em cada uma de suas três fases. Os outros dois medidores monofásicos determinam a energia que entra no LSF, proveniente dos geradores fotovoltaicos, e a energia que o LSF cede à rede na fase em que está conectado. Assim é possível saber a quantidade de energia que o sistema produz, a que o laboratório consome e a que ele disponibiliza para a rede. A figura 8 apresenta um esquema dos medidores instalados no LSF.

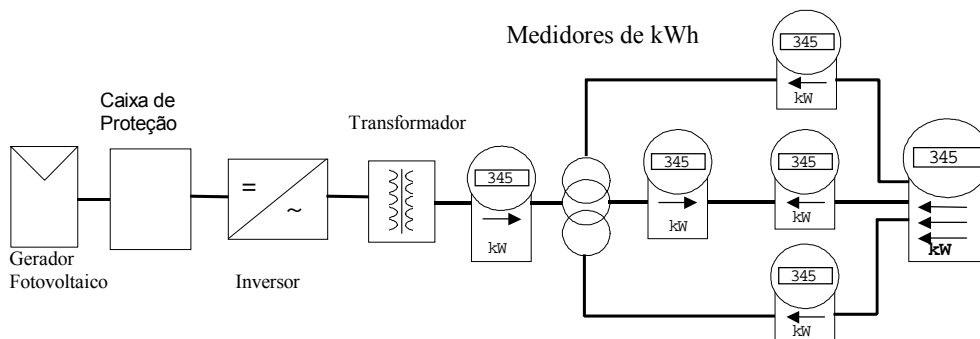


Figura 8. Esquema da disposição dos medidores de energia.

Além de monitorar os fluxos de energia através dos resultados obtidos pelos medidores de energia, representados esquematicamente na figura 8, o comportamento do sistema fotovoltaico é monitorado por meio de um programa *sunny data* que monitora a evolução temporal de parâmetros como a tensão em CC entregue pelos módulos. Na parte CA, pode-se monitorar a potência, a tensão, a corrente, a energia gerada etc. Com isso, é possível construir gráficos representando a evolução temporal de todos os parâmetros apresentados.

Para determinar a eficiência de conversão dos módulos, é necessário medir a quantidade de energia solar incidente no plano dos mesmos. Para tanto, foi instalada uma célula solar fotovoltaica calibrada no mesmo plano do gerador fotovoltaico. Assim, é possível inferir a irradiação solar incidente a partir da tensão fornecida pelos terminais da célula. Os dados fornecidos pela célula são coletados e armazenados em arquivos digitais, que são analisados juntamente com os dados tirados da saída do inversor.

2.1.1 Modificações na conexão original do sistema

Após pouco mais de dois anos de operação, foram realizadas modificações no tipo de conexão do sistema. O transformador 220/127V foi retirado da instalação, portanto, o sistema, antes conectado em 127V (fase-neutro), passa a injetar a energia fotogerada em 220V (fase-fase). Dessa forma, retira-se o transformador que consumia parte significativa da energia gerada, pois independente da potência fotogerada entregue pelo inversor, cerca de 50 W eram consumidos por esse equipamento. Dessa forma, a instalação fica com a configuração apresentada esquematicamente no diagrama da figura 9.

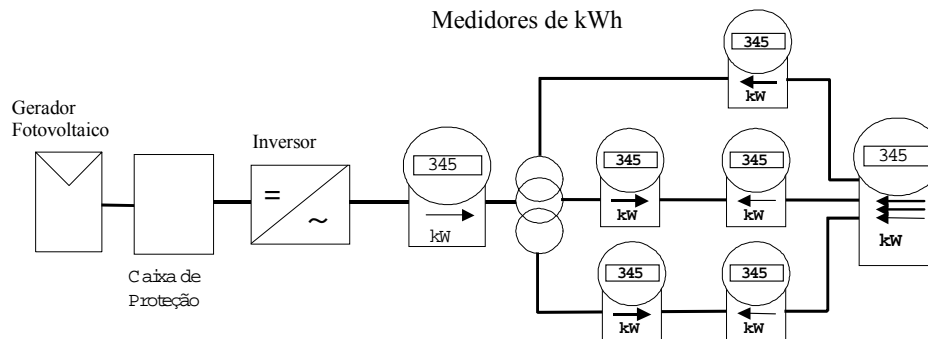


Figura 9. Nova configuração de medidores de kWh, instalados para monitorar a energia fotogerada agora injetada em duas das fases do laboratório.

O transformador 220/127V foi instalado em função de um pedido da concessionária local para a instalação de um isolamento galvânico entre sistema fotovoltaico e a rede e, inicialmente, para realizar a conexão do sistema entre fase e neutro. Depois de constatarmos que o consumo do transformador não era desprezível e que, além disso, o inversor já possuía internamente o isolamento galvânico exigido pela distribuidora, a conexão do sistema passou a ser feita diretamente na tensão de saída do inversor (220V), entre as duas fases mais carregadas do laboratório, sem o transformador.

2.2 – Índices de mérito

A fim de comparar os perfis de operação entre os diversos e diferentes sistemas fotovoltaicos (localizados em distintos lugares, com diferentes potências nominais instaladas), é necessário definir grandezas capazes de realizar essa tarefa. Para tal, foram criados os índices de mérito técnico para sistemas fotovoltaicos, os quais, em última instância, são adaptações de índices usados no setor elétrico em geral para o caso específico dos sistemas fotovoltaicos.

Com isso, é possível conhecer qual o desempenho de um determinado sistema.

Esses índices possibilitam, ainda, otimizar o funcionamento de um determinado sistema, sugerindo modificações no dimensionamento dos inversores, na conexão dos módulos, no projeto do sistema etc.

Portanto, para analisar o funcionamento de um sistema fotovoltaico, considerando exclusivamente os balanços energéticos, utiliza-se alguns índices de mérito utilizados pela Comunidade Econômica Européia em seu programa de avaliação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede [CEC – Joint Research Centre, 1993].

Para esse propósito, considera-se um sistema constituído por um gerador fotovoltaico de potência nominal, P_{nom} , definida nas condições padrão de medida: irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e distribuição espectral AM 1.5, cujo valor é dado em Watts pico, W_p .

Considerando G como sendo a irradiância, kW/m^2 , que incide em determinado instante no plano do gerador, instante em que esse gerador entregará a potência P ; é possível determinar a irradiação média diária anual, kWh/m^2 , sobre o plano do gerador através da equação (1).

$$G_{ger} = \frac{1}{365} \int_0^{ano} G \cdot dt \quad (1)$$

2.2.1 Fator de Capacidade

O fator de capacidade de um determinado sistema expressa sua real capacidade de gerar energia em função da energia que esse sistema seria capaz de gerar, se operasse em sua potência nominal durante as 24 horas do dia. Esse índice, expresso como uma percentagem, é dado pela expressão (2) abaixo:

$$CF = \frac{\int_T P(t).dt}{\int_T P_{nom}(t).dt} \quad (2)$$

Onde:

CF é o fator de capacidade

$P(t)$ é a potência entregue pelo sistema no instante t

P_{nom} é a potência nominal instalada no sistema

T é o período de integração; em geral, utiliza-se o ano

2.2.2 Produtividade anual do gerador

A produtividade anual de um gerador, Y_A , é definida pela relação entre o valor médio anual da energia diária produzida pelo gerador e sua potência nominal.

Y_A é expresso pela equação (3) apresentada abaixo:

$$Y_A = \frac{1}{P_{nom}} \left[\frac{1}{365} \int_{ano} P(t).dt \right] \quad (3)$$

Onde:

P_{nom} é a potência nominal instalada no sistema

$P(t)$ é potência entregue pelo gerador

2.2.3 Produtividade anual do sistema

A produtividade anual do sistema, Y_F , é definida como sendo a relação entre o valor médio anual da energia, entregue pelo sistema à carga, e a potência nominal do gerador. Y_F é expresso pela equação (4) apresentada abaixo:

$$Y_F = \frac{1}{P_{nom}} \left[\frac{1}{365} \int_{ano} P_F(t).dt \right] \quad (4)$$

Onde:

$P_F(t)$ é a potência entregue pelo sistema à carga.

Os dois últimos índices apresentados acima são expressos em kWh/kW_p ou simplesmente em horas. A produtividade de um gerador ou sistema apresenta, portanto, a quantidade de energia elétrica gerada por cada Watt pico instalado. Se expressa em horas, representa o número de horas que o sistema deveria operar em sua potência nominal para produzir a mesma quantidade de energia gerada no período considerado.

Ambos foram definidos considerando o ano como período de integração, mas é possível extrapolar essa definição para outros períodos, como mês, semana ou dia.

2.2.4 Desempenho Global do Sistema

Outro índice útil de se utilizar é o desempenho global do sistema, RF . Esse índice considera todas as perdas ocorridas ao longo de todo o processo de geração do sistema e é expresso matematicamente pela equação (5).

$$RF = \frac{Y_F}{G_{ger}/G_{ce}} \quad (5)$$

Onde G_{ger} e G_{ce} expressam, respectivamente, a energia incidente no plano do gerador e a irradiância solar em condições padrão, 1 kW/m².

RF é expresso em termos percentuais e representa a eficiência do sistema em transformar a radiação solar em eletricidade, em relação a um sistema que opere sem perdas de transformação CC/CA ($\eta_{CC/CA} = 100\%$), com um seguimento

perfeito do PMP (ponto de máxima potência) do gerador fotovoltaico ($\eta_{\text{mppt}}=100\%$) e com o gerador fotovoltaico permanentemente a $T_c=25^\circ$ (T_c – temperatura da célula).

Com os índices de mérito apresentados, é possível avaliar o comportamento do sistema do IEE/USP e compará-lo com o desempenho de outros sistemas de diferentes potências, instalados em locais com condições atmosféricas próprias. A seguir, são apresentados os índices calculados para o sistema IEE/USP.

2.3 – Comportamento técnico do sistema do LSF – IEE/USP

A figura 10 apresenta a geração mensal do sistema IEE/USP para 24 meses, de junho de 1998 a maio de 2000. É importante ressaltar que as colunas escuras (1998/99) correspondem aos meses de junho a dezembro de 1998 e janeiro a maio de 1999. Já nas colunas claras com riscos horizontais, estão representados os meses de junho de 1999 a maio de 2000. O mesmo acontece para as outras figuras apresentadas na seqüência. Desde sua instalação, em meados de abril de 1998, até o dia 31 de julho de 2000, esse sistema gerou cerca de 2.413 kWh (em aproximadamente 27 meses de operação).

Ao se considerar 12 meses de operação (de janeiro a dezembro de 1999), a geração foi de 1.072 kWh/ano, resultando numa média mensal de 89 kWh/mês. Se, para esse mesmo ano, for calculada a geração média mensal para as quatro estações, serão encontrados os seguintes valores:

91 kWh/mês – verão;

94 kWh/mês – outono;

78 kWh/mês – inverno;

93 kWh/mês – primavera.

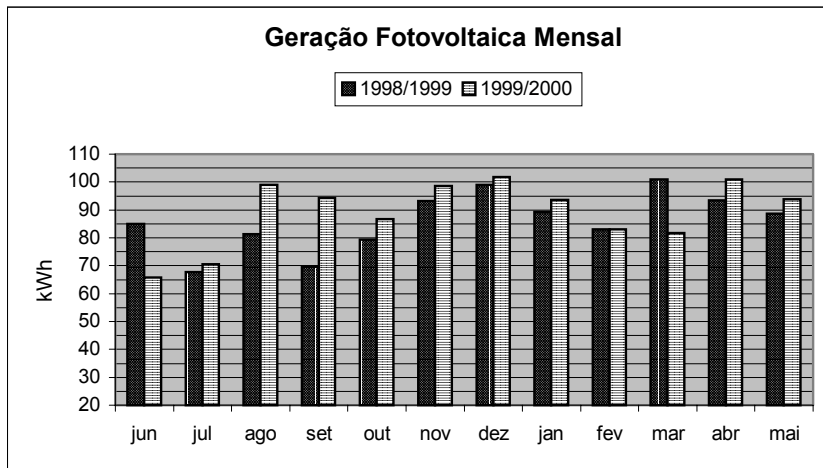


Figura 10. Histograma apresentando a geração mensal (em kWh) do sistema fotovoltaico conectado à rede, instalado nas dependências do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP.

A partir dos valores encontrados, é possível perceber que o sistema obteve melhor desempenho nos meses da primavera e outono do que nos meses de verão e inverno. A partir desses dados, pode-se inferir as seguintes hipóteses. No inverno, período em que o ângulo zenital do Sol é maior, a energia que atinge a superfície do planeta e o plano do gerador é menor, diminuindo o desempenho do sistema. No verão em São Paulo, embora as condições de posicionamento do Sol sejam mais favoráveis, a disponibilidade de radiação solar não é significativamente maior, muito provavelmente em função da grande quantidade de dias nublados existentes nesse período. Na primavera e no outono já não existem tantas nuvens e a radiação incidente no plano dos painéis ainda não diminuiu significativamente. Aliado a esse fator, a inclinação dos painéis (23°) procura otimizar a captação de energia ao longo do ano, sem privilegiar os meses de inverno ou verão.

Em função das condições climáticas locais e da escolha do ângulo de inclinação do gerador, os melhores valores de geração encontrados foram durante os meses de março/abril e setembro/outubro. Entretanto, ao considerar os meses de novembro de 1999, dezembro de 1999 e janeiro de 2000, meses que apresentaram boas condições climáticas e poucas falhas de operação (quedas de abastecimento de energia da rede), a média mensal sobe para 98 kWh/mês.

Com os valores apresentados na figura 10, é possível determinar o Fator de Capacidade, CF , da instalação. Tipicamente, esperam-se valores entre 15% e 20%, dependendo das características do projeto e do local onde está instalado o sistema.

Como comentado anteriormente, o sistema possui 10 módulos de $75 W_p$ cada, todos eles conectados em série. Portanto, supõe-se que a potência instalada seja de $750 W_p$. No entanto, ao medir a potência real dos módulos recebidos, figura 11, foi verificada uma potência inferior a $75 W_p$ e, portanto, foi necessário medir a potência real do conjunto gerador instalado no sistema.

Para a realização dessa medida, foi utilizado o procedimento proposto pelo Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madri, IES/UPM, [Lorenzo, Zilles, 1994; Caamaño, Lorenzo, Zilles, 1999] que consiste no levantamento da curva de tensão por corrente ($I \times V$) do conjunto gerador e de um módulo de referência durante um dia de céu limpo. Durante essas medidas devem ser monitorados os valores da temperatura ambiente e da irradiância para, posteriormente, ser possível corrigir os resultados obtidos para as condições padrão de operação. Realizadas as medidas através do método considerado, constatou-se uma potência real instalada de $695 W_p$. Dessa forma, os valores apresentados a partir desse momento foram determinados utilizando a potência real instalada no sistema, isto é, $695 W_p$.

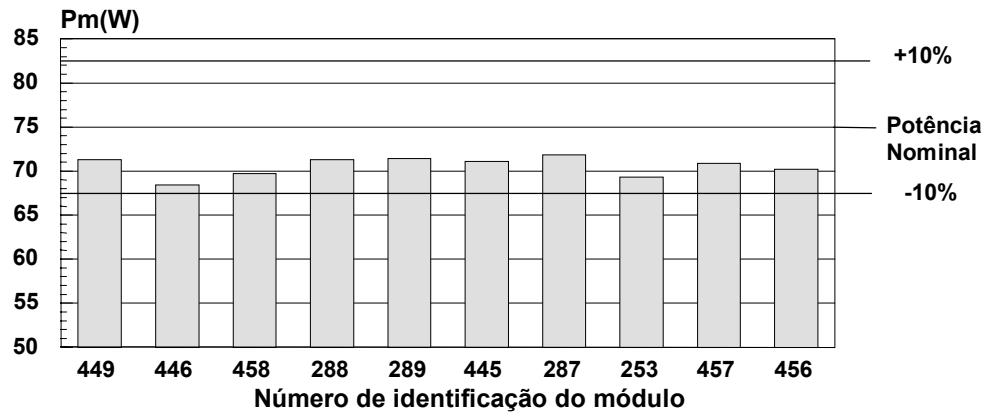


Figura 11. Histograma apresentando os resultados obtidos na verificação da potência real entregue pelos módulos utilizados no sistema fotovoltaico conectado à rede do LSF – IEE/USP.

A verificação do desempenho dos sistemas fotovoltaicos é feita através do estudo dos índices de mérito. No entanto, a diferença entre a potência nominal e a real entregue pelos módulos, causa certa ambigüidade na determinação desses índices. Em princípio, para determinar os índices de mérito dos sistemas fotovoltaicos é necessário conhecer sua potência instalada. No entanto, nem todos os sistemas realizam os testes necessários à determinação precisa da potência instalada em seus geradores. Com isso, a potência nominal, fornecida pelos fabricantes, é utilizada como referência, o que causará erros nas estimativas desses desempenhos.

É interessante mencionar que os valores encontrados para esses índices provavelmente subestimam o desempenho dos sistemas, pois a potência real é, em geral, inferior à potência nominal [Zilles, Ribeiro, Moszkowicz, 1998].

A seguir, o desempenho do sistema LSF-IEE/USP é apresentado através do cálculo de índices de mérito. Para tal, será considerada a potência real instalada de 695 W_p .

Na figura 12, são apresentados os fatores de capacidade médios mensais para os 24 meses de operação considerados nessa análise. Observando a figura 12 pode-se notar que também aqui aparecem as variações sazonais comentadas a partir da figura 10. Isso indica que, como esperado, há uma variação no desempenho do sistema em função da época do ano que estiver sendo considerada.

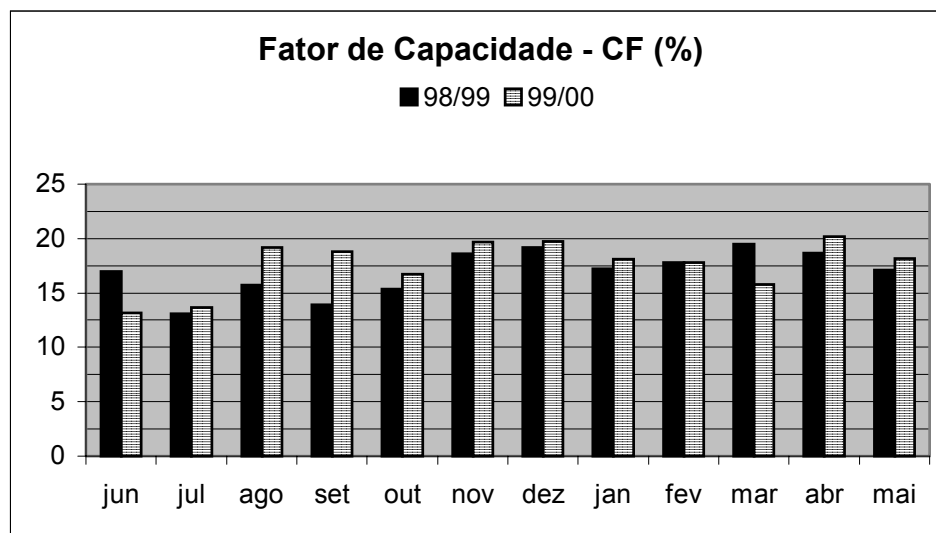


Figura 12. Fator de Capacidade mensal (em %) do sistema fotovoltaico conectado à rede do IEE/USP, determinados para dois anos de operação, de junho de 1998 a maio de 2000.

Analisando os fatores de capacidade mensais médios dos meses de verão, outono, inverno e primavera, todos do ano de 1999, serão encontrados os seguintes valores:

18,1 % - verão	18,3 % - outono
15,2 % - Inverno	18,3 % - Primavera

Aqui se verifica novamente que, embora a diferença seja menor do que no caso da geração mensal, o CF do sistema é maior nos meses de outono e primavera, maior inclusive do que nos meses de verão.

Na figura 13, é apresentada a produtividade mensal do sistema, Y_F , expressa em kWh/kW_p, e calculada para os mesmos 24 meses de operação analisados.

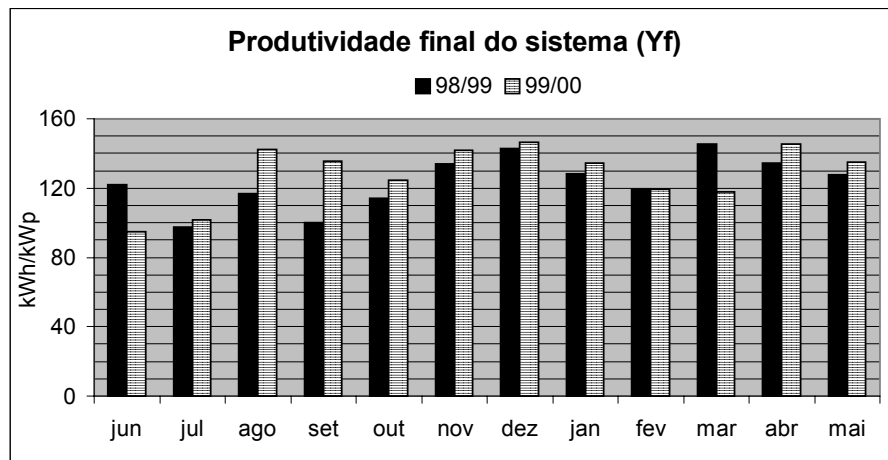


Figura 13. Produtividade do sistema (Y_F) instalado no IEE/USP, determinada para dois anos de operação, de junho de 1998 a maio de 2000.

Na figura 14, apresenta-se o desempenho global do sistema para seis meses de operação.

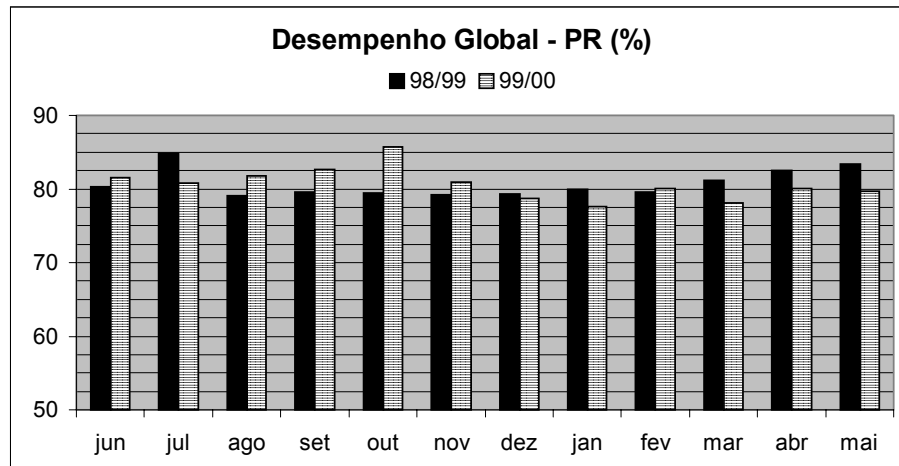


Figura 14. Desempenho Global do sistema, RF , calculado para dois anos de operação, junho de 1998 a maio de 2000.

Em relação ao seu desempenho global, pode-se dizer que o sistema vem operando com um RF médio de 81,4%. Observando a figura 10, pode-se notar que, ao longo dos meses de inverno, o sistema, embora tenha gerado menor quantidade de energia, apresentou um desempenho ligeiramente superior. Isso porque o desempenho é determinado normalizando os dados em função da irradiação disponível. O fato de ter um RF maior no inverno se deve, principalmente ao fato do gerador estar operando com menores T_c (temperatura de célula), ou seja, menores perdas térmicas. É importante ressaltar que RF permite comparar o desempenho de instalações fotovoltaicas operando em localidades distintas, já que normaliza a produção energética em relação a irradiância incidente, mas não faz compensação em relação às diferenças nas temperaturas locais.

Na figura 15, é apresentado um gráfico que mostra a eficiência média diária de operação do inversor em função da energia CA por ele entregue.

A partir do gráfico mostrado na figura 15, é possível notar que o inversor utilizado apresenta eficiência média diária superior a 80% para valores de

energia diária CA acima de 1 kWh. O valor mínimo obtido situa-se em torno de 50% para dias muito desfavoráveis, nos quais a energia CA entregue não supera 0,2 kWh por dia.

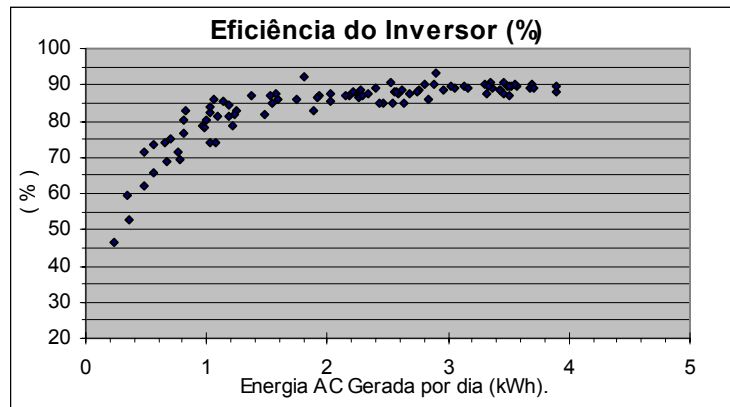


Figura 15. Eficiência média de operação do inversor instalado no sistema IEE/USP em função da energia CA gerada em um dia.

Como é possível notar nas figuras apresentadas, a geração fotovoltaica depende fortemente das condições climáticas regionais. Quanto maior a disponibilidade do recurso, maior seu desempenho. Claro que o perfil de geração depende também de parâmetros de projeto, como o ângulo de inclinação adotado para o gerador fotovoltaico, tipo e potência do inversor etc. Variando-se o ângulo de inclinação do gerador, é possível privilegiar o desempenho de determinado período do ano.

Conhecendo a geração diária média mensal do sistema, pode-se dizer que o mesmo gera valores superiores a 2,4 kWh por dia (média diária ao longo dos meses de inverno). Observando o gráfico da figura 15, verifica-se que o inversor utilizado no sistema opera com uma eficiência diária média mensal de aproximadamente 90%.

Não são apresentados aqui os valores da produtividade do gerador pois se

considera mais significativo apresentar a produtividade do sistema como um todo. A informação adicional fornecida pela produtividade do gerador é a eficiência dos componentes restantes do sistema, cabos e caixa de proteção.

Os fatores de capacidade encontrados estão entre 15% (inverno) e 18% (outras estações do ano), ligeiramente inferiores ao que se esperava para uma cidade como São Paulo. Isso ocorre, possivelmente, devido à elevada quantidade de poeira proveniente de obras vizinhas, poluição urbana e a relação de potência entre inversor e gerador fotovoltaico. É possível que melhores resultados sejam obtidos caso sejam utilizados inversores com potência nominal 20% menor do que a do gerador fotovoltaico [Keller, Affolter, 1995; Jantsch, Schmidt, Schmid, 1992; Caamaño, Lorenzo, 1995]. A configuração definida inicialmente previa a instalação de um inversor pouco menor que o gerador, cerca de 93% (um gerador de 750 W_p ligado a um inversor de 700 W). No entanto, após a verificação de que a potência real do gerador fotovoltaico é de 695 W_p , obteve-se uma relação entre as potências diferente da esperada, o que provavelmente causou uma diminuição do desempenho do sistema.

Os índices de mérito apresentados oferecem uma ferramenta de comparação e avaliação do comportamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Esses índices poderão servir para comparar os desempenhos dos sistemas já instalados, como parâmetro de julgamento da qualidade do projeto e da instalação, e para prever a energia que um sistema irá gerar. Neste último caso, como comentado anteriormente (item 1.1), torna-se possível remunerar a energia entregue à rede por uma EFCR. Isso porque é possível saber qual será o desempenho esperado para esses sistemas, instalados em diferentes regiões.

Desde sua instalação, há cerca de 40 meses, a única manutenção que o sistema necessitou foi um reaperto nos contatos que ligam um módulo a outro, que se soltaram devido a alguma trepidação e às eventuais lavagens dos módulos. Fora isso, o sistema só deixou de injetar eletricidade na rede nos momentos da instalação dos sistemas de aquisição de dados e de medidores, ou nos eventuais desligamentos da rede, períodos em que o sistema deveria necessariamente ser

desconectado da mesma.

2.3.1 Qualidade da energia - Medidas da contribuição harmônica

Com o intuito de analisar o perfil de funcionamento do inversor utilizado no sistema LSF-IEE/USP, foram realizadas algumas medidas da qualidade da energia produzida. É importante ressaltar que os resultados decorrentes desse experimento são apenas indicativos. Para obter resultados mais conclusivos, seria necessário realizar experimentos que obedecessem a uma série de protocolos experimentais [IEC 1000-3-2, 1995].

Com o intuito de conhecer a qualidade da energia da rede do laboratório de sistemas fotovoltaicos (LSF-IEE/USP), foram realizadas medidas da contribuição harmônica na tensão (V) e na corrente (A), apenas com cargas resistivas variáveis, sem a presença do sistema fotovoltaico. Após esse procedimento, foram realizadas as mesmas medidas considerando diferentes potências entregues pelo inversor em 127V (com transformador) e em 220V (sem o transformador). A figura 16 apresenta os resultados obtidos para a contribuição harmônica na corrente fornecida pelo sistema.

Com os resultados obtidos através das medidas realizadas, foi possível verificar que o inversor utilizado no sistema fotovoltaico do LSF-IEE/USP não apresenta contribuição harmônica significativa na tensão.

É interessante notar que os harmônicos diminuem quando o sistema fotovoltaico disponibiliza a energia fotogerada em 220V, ou seja, sem o transformador de isolamento galvânico.

De qualquer forma, os valores medidos para a contribuição harmônica na tensão encontram-se dentro das faixas admitidas pelas normas técnicas.

Observando a figura 16, percebe-se que as contribuições harmônicas na corrente podem ser significativas. A linha amarela apresenta um indicativo dos

harmônicos na corrente presentes na energia disponível na rede elétrica, já que foram medidos com a ajuda de uma carga resistiva e, portanto, não introduzem distorções na forma de onda da corrente e/ou tensão. É digno de nota que há uma diferença entre a contribuição harmônica na corrente quando a energia é fornecida em 127V ou 220V, ou seja, com a presença ou não do transformador. Assim, conclui-se que a presença do transformador de isolamento utilizado nesta instalação modificou substancialmente a forma de onda da corrente.

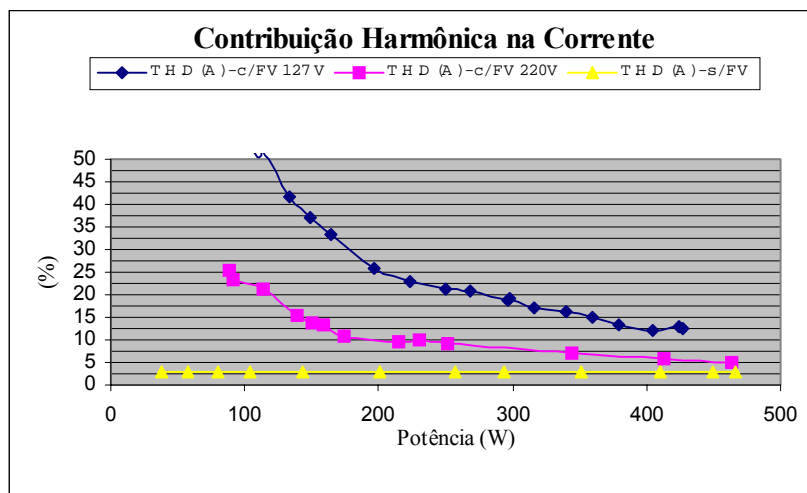


Figura 16. Contribuição harmônica total na corrente (T.H.D. (A) em %), medidas com uma carga resistiva variável, com o sistema fotovoltaico injetando energia na rede em 127V (utilizando um transformador) e com o mesmo sistema injetando a energia fotogerada em 220V (sem o transformador).

Os valores encontrados para a contribuição harmônica na corrente são altos, particularmente para baixas potências de operação do inversor. Conforme a potência de operação do inversor se aproxima de sua potência nominal, melhor a forma de onda da corrente. Para potências acima de $200 W_{CA}$, a contribuição harmônica é menor que 10% e acima de $400 W_{CA}$, chega-se a valores inferiores a 5%, o que está dentro dos valores aceitos pelas normas técnicas internacionais.

2.4 Comparação do desempenho obtido por outros sistemas

Na tabela 2, são apresentados os desempenhos obtidos por alguns sistemas instalados em diferentes regiões do planeta. Note que o bom desempenho do sistema instalado no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo, demonstra que no Brasil, e em particular na região do Estado de São Paulo, as condições de operação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede são extremamente favoráveis.

Tabela 2. Desempenho de diferentes sistemas FV conectados à rede.

Sistema	Yields (kWh/kW _p)
Serre Ph Plant – IT (1)	1183
Austin – TX, EUA (2)	1221
Field test proj. – JAP (3)	896 (valor médio)
LabSolar UFSC – BR (aSi) (4)	~1300
Vacaville – CA, EUA (2)	972
Pittsburgh – PA, EUA (2)	727
LSF/USP – BR (5)	1531

(1) [Iliceto, 2000]; (2) [<http://www.solarelectricpower.org>];
(3) [Kurokawa, 2000]; (4) [Rüther, 2000]; (5) [Oliveira, 2001]

Ao comparar o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado no Brasil, com os desempenhos de outros sistemas instalados em diferentes regiões do planeta, percebe-se que as condições climáticas brasileiras são favoráveis à operação desses sistemas. Portanto, sob o ponto de vista técnico, o Brasil possui boas condições de uso desses sistemas. Inclusive, as condições de operação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede são melhores do que a de muitos países que já estão investindo intensamente no desenvolvimento da geração fotovoltaica de energia.

Capítulo 3 - Barreiras à inserção das EFCR

A tecnologia solar fotovoltaica possui características próprias que, quando usadas em EFCR, determinam seu perfil de operação. Em função dessas características de funcionamento, apresentadas com maior detalhe ao longo dos capítulos 1 e 2 deste trabalho, a inserção das EFCR no cenário energético brasileiro pode proporcionar ganhos e vantagens operacionais para o setor elétrico e para a sociedade como um todo.

No entanto, essa tecnologia enfrenta barreiras à sua inserção, barreiras estas colocadas em função de características específicas que, muitas vezes, são as mesmas que lhe garantem vantagens operacionais. Essa aparente contradição ocorre principalmente porque a atual forma de planejamento do setor elétrico foi construída dentro de um contexto bastante distinto do atual e não previa, portanto, a inclusão de fontes energéticas renováveis de pequena escala,

gerando eletricidade de forma descentralizada.

Tradicionalmente, esse problema foi enfrentado segundo uma concepção que pressupõe o uso de grandes plantas capazes de gerar grandes quantidades de eletricidade, de forma centralizada e em locais onde a produção energética seja mais eficiente sob o ponto de vista econômico e financeiro. Dentro dessa concepção, para a população ou para os setores produtivos terem acesso à energia, é necessário construir linhas de transmissão e sistemas de distribuição. Com o crescimento da demanda (natural ou incentivado), faz-se necessário instalar novas plantas geradoras e aumentar a capacidade de transporte e de distribuição desta maior quantidade de energia comercializada.

Com a ausência de formas alternativas de se planejar a expansão do sistema elétrico, o custo da energia consumida é determinado considerando o custo de geração, transporte e distribuição, sendo incluídos, ainda, custos de capital e de refinanciamento do próprio setor. Não se contabiliza, por exemplo, o custo de utilização de combustíveis não renováveis (o custo de usar um recurso nesse momento em detrimento de seu uso posterior, pelas gerações futuras) e o ônus que a sociedade arca com a deterioração do meio ambiente. Existem outros custos, também considerados como externalidades, específicos a cada tecnologia utilizada, tais como o custo social e global de se produzir lixo atômico, de inundar grandes áreas etc.. Isso sem contar com o ônus, também social, de se excluir regiões e partes significativas da população do acesso à energia, pois dentro do paradigma de planejamento vigente, onde não há retorno financeiro, o fornecimento de energia é simplesmente negado.

Essa dificuldade parece possível de ser contornada caso seja possível conseguir encontrar uma forma de transpor as barreiras impostas pela atual forma de planejar o setor. Para tal, é necessário conhecer as barreiras existentes, identificar sua origem e pensar em formas de contorná-las.

Neste capítulo, são apresentadas as principais particularidades das EFCR e são identificadas as barreiras encontradas à sua difusão.

3.1 – Particularidades das EFCR e conseqüentes dificuldades encontradas a sua inserção

Como comentado acima, o uso da tecnologia fotovoltaica em sistemas conectados à rede, instalados no ambiente urbano, é uma prática relativamente nova, com perfis de operação bastante próprios, diferentes dos encontrados nas fontes de energia utilizadas convencionalmente. Considerando as potencialidades dessa aplicação da tecnologia e utilizando como pano de fundo as necessidades atuais do setor elétrico, pode-se verificar que esse tipo de sistema representa uma opção real, com possibilidades concretas de responder a algumas das demandas atuais do setor.

No entanto, algumas particularidades da geração fotovoltaica, como por exemplo o perfil de geração intrinsecamente diurno ou a aleatoriedade do recurso ao longo do dia, aparecem como uma barreira ao considerar a concepção tradicional de planejamento do sistema.

3.1.2 Características particulares das EFCR

As características aqui apresentadas representam, atualmente, uma dificuldade à inserção das EFCR, mas também justificam a realização de um esforço na sua utilização.

A tecnologia fotovoltaica de geração de eletricidade é uma fonte renovável de energia que, durante o processo de geração elétrica, não possui qualquer tipo de dano ao meio ambiente. Essa característica é particularmente importante quando se considera as EFCR são uma opção de geração próxima ao local do consumo, ou seja, dentro de grandes centros urbanos, região que geralmente possui sérios problemas ambientais.

Outros aspectos importantes de serem salientados são a possibilidade de gerar energia no local do consumo e seu caráter modular, o que permite o uso

da tecnologia em sistemas de pequeno porte. A tecnologia fotovoltaica não possui grandes ganhos de escala e, portanto, não é interessante instalar grandes sistemas centralizados na tentativa de reduzir o investimento, diminuindo o custo da energia produzida.

Existem aspectos limitadores, intrínsecos à tecnologia, que dificultam sua simples utilização. Para citar os exemplos mais importantes pode-se destacar (i) a curva diurna de geração e o baixo fator de capacidade dos sistemas fotovoltaicos e (ii) a aleatoriedade na disponibilidade do recurso o que dificulta na previsão do despacho de carga instantâneos.

No entanto, essas dificuldades podem ser superadas quando essas limitações são conhecidas e introduzidas no projeto da instalação ou no planejamento da expansão da oferta. O que só será possível através do conhecimento detalhado do comportamento técnico das EFCR e das condições climáticas locais.

Os ainda altos custos de geração da energia solar fotovoltaica também limitam a simples utilização desses sistemas em um livre mercado concorrencial. No entanto, essa dificuldade vem diminuindo gradativamente, principalmente em função dos seguintes aspectos:

- Em função dos avanços nos processos produtivos, dos desenvolvimentos tecnológicos e do aumento gradativo do seu mercado mundial, o custo da geração fotovoltaica de um kWh vem decrescendo constantemente ao longo das últimas três décadas.
- O custo de geração de um kWh convencional vem aumentando, seja pela escalada nos custos dos combustíveis fósseis, seja pela falta de disponibilidade de novos e grandes potenciais hídricos, seja pela dificuldade de conseguir financiamento de novas grandes obras ou, ainda, pela cada vez maior incorporação das externalidades nos custos da energia produzida.

- Maior consciência da população em geral em tudo o que diz respeito à preservação ambiental. Com isso, muitas pessoas consideram importante dar estímulo às fontes consideradas limpas, mesmo que se tenha que pagar mais por isso.

3.2 – Barreiras à inserção das EFCR como fonte complementar de geração distribuída de energia

No âmbito deste trabalho, é considerada como uma mudança de paradigma a utilização de pequenos sistemas que utilizem recursos renováveis capazes de gerar eletricidade de forma distribuída. E toda mudança de paradigma enfrenta resistências impostas, no caso, pela maneira convencional de se planejar. Resistências estas denominadas Barreiras. Ironicamente, essa nova forma de pensar a expansão da oferta aparece mais como uma tentativa de ajudar na resolução dos problemas atualmente enfrentados, do que como uma contraposição ao que está estabelecido. Mais do que isso, a geração distribuída obedece aos princípios básicos do livre mercado, e construir barreiras à sua entrada significa ir contra todo o movimento de reestruturação do setor.

As barreiras enfrentadas por essas novas tecnologias podem ser divididas em três grupos: (i) Barreiras técnicas; (ii) Barreiras comerciais; (iii) Barreiras de regulação. Essa divisão é mais didática do que concreta, já que, muitas vezes, o que é colocado como barreira comercial pode igualmente ser considerado como uma barreira regulatória e vice e versa. No entanto, é importante ressaltar que todas as barreiras encontradas até o momento têm uma origem comum: surgem da dificuldade que as concessionárias dos serviços de eletricidade têm de operar dentro de um horizonte de planejamento para o qual não foram ainda estruturadas e, portanto, apresentam-se reativas à sua incorporação.

As barreiras à entrada da geração distribuída de energia, identificadas até o momento, não distinguem o tamanho do projeto, o tipo de tecnologia ou do local da instalação. No entanto, os comentários e barreiras aqui reunidos são apresentados considerando as EFCR como uma das tecnologias passíveis de

serem utilizadas na forma de geração distribuída de energia e, portanto, aspectos como tamanho do projeto, modularidade, ganhos ambientais são incluídos sempre que for possível.

3.2.1 Barreiras técnicas

As barreiras técnicas são constituídas basicamente por exigências feitas pelas concessionárias para assegurar a compatibilidade técnica entre os novos geradores e a rede na qual serão interconectados. As barreiras técnicas mais significativas são as exigências desnecessariamente restritivas das concessionárias de distribuição quanto (i) às normas de segurança, e (ii) à qualidade da energia injetada na rede.

(i) Normas de segurança:

Com relação às normas de segurança, é necessário garantir que a EFCR não ofereça qualquer tipo de perigo à concessionária e aos freqüentadores da edificação onde estará instalado o sistema. Além disso, deve-se garantir que o sistema não opere em ilhamento.

O ilhamento ocorre quando uma usina geradora continua injetando energia na rede, mesmo quando esta for propositalmente ou acidentalmente desligada. Tradicionalmente, as concessionárias utilizam relés e/ou chaves protetoras para evitar que o ilhamento ocorra. Por esse motivo, as concessionárias costumam exigir esses mesmos equipamentos dos pequenos geradores, o que onera o projeto, podendo até inviabilizá-lo. No entanto, há mais de dez anos que existem circuitos eletrônicos capazes de “monitorar” a rede e desconectar o gerador dela, caso ocorra alguma falha de operação.

No que se refere à instalação propriamente dita, é importante que todas as normas e recomendações existentes para sistemas que operem em baixa tensão, sejam cumpridas.

(ii) Qualidade da energia e características de fornecimento:

Da mesma forma, como no caso do ilhamento, quase todos os inversores presentes no mercado possuem proteção contra os principais aspectos relacionados à qualidade da energia: sobre-tensões, quedas de tensão, variação de frequência, distorções harmônicas na tensão e corrente. Enfim, os inversores existentes no mercado já possuem algum tipo de proteção contra esses aspectos e fornecem energia dentro dos limites de qualidade estabelecidos pelas normas técnicas e, por conseguinte, dentro dos padrões estabelecidos pela maioria das concessionárias.

Uma das limitações técnicas desses sistemas é a natureza intrinsecamente aleatória de seu perfil de funcionamento. No entanto, através do desenvolvimento de modelos e da teoria relacionada a essa tecnologia, é possível estimar qual será o seu perfil, podendo, assim, compor com o perfil de operação de outras tecnologias. Pressupõe-se, portanto, que as EFCR não constituirão a única alternativa de abastecimento energético mas, sim, uma das tecnologias utilizadas no conjunto de recursos que compõem a matriz energética brasileira.

3.2.2 Barreiras comerciais

As barreiras comerciais são aquelas provenientes das exigências de determinados procedimentos contratuais. Somam-se a esses procedimentos, a dificuldade em encontrar um funcionário da concessionária de distribuição que conheça os procedimentos para a conexão de geradores independentes distribuídos em sua área de concessão e que esteja autorizado a interceder ou a

responder pela concessionária. Alguém que olhe e pense essa questão pelo lado da concessionária.

Entre as dificuldades comerciais existentes encontram-se as taxas estabelecidas pelas empresas para a entrada do pedido de conexão e para a conexão propriamente dita. Além dessas, existem, ainda, a necessidade do pagamento de seguros e de indenizações, exigências operacionais e os atrasos na aprovação dos projetos. Existem casos em que as concessionárias obrigam os investidores a arcar com os encargos decorrentes da realização de estudos sobre os impactos implicados na conexão de sistemas fotovoltaicos. Essas taxas e encargos cobrados dos pequenos geradores são estabelecidos dentro de uma estrutura acostumada com grandes projetos, que necessariamente envolvem vultosas quantias monetárias e geralmente não consideram o tamanho do projeto, penalizando, com isso, os pequenos projetos de geração distribuída.

Muitas dessas ações das concessionárias acabam por inviabilizar comercialmente os projetos de geração distribuída de energia e, com eles, as edificações fotovoltaicas conectadas à rede. Muitos dos requisitos operacionais exigidos acabam entrando em conflito com as necessidades e potencialidades dos sistemas de geração distribuída. As tarifas são ainda estabelecidas de forma arbitrária, sem considerar o tamanho do projeto e, sendo fruto de uma tradição de se planejar através de grandes centrais geradoras, assumem valores exorbitantes quando se trata das grandezas que envolvem pequenos geradores.

As práticas comerciais desenvolvidas pelas empresas concessionárias revelam, em geral, a existência de uma grande diferença de posicionamento entre as concessionárias interessadas ou não na implementação de unidades de geração distribuída de energia. Nos casos em que as concessionárias estão interessadas nesse tipo de projeto, as barreiras comerciais praticamente inexistem, ao passo que, no caso contrário, ocorre até a proibição sumária da conexão.

3.2.3 Barreiras regulatórias

As barreiras regulatórias são provenientes, principalmente, da estrutura de tarifas impostas aos geradores distribuídos, mas, também, da proibição de funcionamento em paralelo com a rede quando a mesma estiver ou não energizada.

As tarifas e taxas de desconto praticadas não costumam contabilizar as vantagens advindas do uso da EFCR. Nas tarifas estão incluídos o pagamento de encargos, os custos de saída do sistema, os custos de manutenção de uma capacidade de geração de segurança (*backup* elétrico) etc..

Geradores ou cargas de reserva que possam ser desligados, são freqüentemente citados como sendo barreiras. A menos que o gerador distribuído queira ficar completamente desconectado da rede e investir em equipamentos adicionais necessários para emergências ou para os picos de cargas, eles vão sempre depender das concessionárias.

Em geral, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição acabam sendo encarados como um fardo à concessionária. Isso porque ela acabaria tendo que responder com uma carga adicional inesperada nos eventuais períodos em que esses geradores falharem ou, no caso das EFCR, quando o recurso solar não estiver disponível durante um dia. Nesse caso, o preço cobrado por esse serviço é bastante variável, podendo inviabilizar as tentativas de implementação dos projetos.

Em alguns casos a concessionária oferece descontos em suas tarifas para que o investidor desista de implementar um pequeno gerador; já que estes descontos tornam desinteressante a implementação do projeto. O problema é que, em geral, depois de um determinado período, esses descontos são retirados, deixando à deriva todo o esforço e dinheiro despendido na elaboração do projeto de geração distribuída.

3.3. – Comentários sobre as barreiras identificadas

As barreiras identificadas foram, em um primeiro momento, responsáveis pela inviabilização de projetos. Nos casos do projeto já estar implementado, barreiras determinaram a necessidade da desconexão. Nesses casos, a opção às vezes utilizada foi operar de forma independente da rede, utilizando a potência instalada na implementação do projeto de geração distribuída para consumo próprio ou como geradores de segurança em eventuais faltas de energia ou períodos de racionamento.

Dentro das experiências já adquiridas com instalações de geradores fotovoltaicos, percebe-se que a estratégia mais eficaz na tentativa de transpor as barreiras encontradas deve abranger os três tipos identificados. Isso porque acabar com uma delas não resolve, ainda mais ao considerar que a divisão entre as barreiras selecionadas é apenas didática, onde um tipo de barreira está fortemente relacionado com os outros.

Cabe observar que as concessionárias acabam ficando reativas à implementação das EFCR por não possuírem experiência com a geração distribuída de energia e, em decorrência disso, barreiras acabam surgindo. Muitas das concessionárias não têm sequer um departamento específico para cuidar desses assuntos. Nesse sentido, é possível crer que as barreiras aparecem em função dessa falta de estrutura prévia e que seria apenas uma questão de tempo para que as concessionárias tomassem as devidas medidas corretivas.

Ultimamente, observa-se que há um incremento no interesse na interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição de eletricidade. Da mesma forma, diversos países ou determinadas regiões vêm adotando mecanismos de incentivo às tecnologias renováveis. Com isso, as concessionárias acabam obrigadas a se modernizar, estabelecendo procedimentos e rotinas para a aprovação e interconexão de projetos de geração distribuída. Isso em si já representa um progresso significativo, pois, com isso, diminuem-se os custos dos projetos e os

atrasos tornam-se menos freqüentes, facilitando assim a finalização dos projetos.

Esse processo vem ocorrendo paulatinamente e, com isso, as barreiras à entrada desses novos energéticos renováveis de pequeno porte vêm diminuindo pouco a pouco, mostrando que os mecanismos de incentivo representam um instrumento capaz de proporcionar essa transformação do mercado das energias renováveis não convencionais e na forma tradicional de se planejar o setor energético.

Capítulo 4 - Programas e mecanismos de incentivo à inserção de EFCR

No capítulo 3, foram identificadas as principais barreiras resultantes da forma convencional de planejamento energético à inclusão das EFCR como uma opção de fonte de abastecimento elétrico. Neste quarto capítulo, são apresentadas algumas das tentativas para transpô-las. Como regra geral, pode-se dizer que as tentativas encontradas procuram dar competitividade às tecnologias não convencionais para que possam entrar com iguais condições de concorrência no mercado elétrico.

Como já foi tratado anteriormente, a principal dificuldade constatada encontra-se em valorar economicamente as vantagens dessas tecnologias emergentes e adicionar ao custo das energias convencionais todos os seus efeitos danosos. A dificuldade de atribuir valores econômico-financeiros aos benefícios das tecnologias renováveis e aos danos das tecnologias convencionais fez com que

praticamente todos os países preocupados com essa questão optassem por incentivar as tecnologias emergentes através de subsídios. Esses subsídios, via de regra, podem ser subdivididos em dois grupos: (i) subsídio à potência instalada, (ii) subsídio à energia gerada. No primeiro caso, o auxílio é fornecido para a aquisição e instalação do sistema e, no segundo, o auxílio remunera a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos a valores superiores aos valores médios praticados pelo mercado. Em alguns casos, o subsídio é concedido tanto para a potência quanto para a energia gerada.

Neste capítulo, são apresentados, inicialmente, os incentivos adotados por diferentes países. A seguir, é feita uma apresentação mais detalhada dos formatos escolhidos pela Alemanha [Renewable Energy Sources Act, 2001; Erge, Hoffmann, Kiefer, 2001] e Espanha [Real Decreto 2818/1998, 1998; Texto integro Del R. D. 2818/1998, 1999; ASIF Informa, 2000] para seus respectivos mecanismos de incentivo. Finalmente, o capítulo é finalizado com a apresentação do início da experimentação espanhola de utilização de seu mecanismo de incentivo às renováveis. Ambos os mecanismos aqui destacados, referem-se a incentivos para a geração de eletricidade a partir de recursos renováveis não convencionais em geral. No entanto, por ser o objeto de estudo deste trabalho, será dada maior ênfase às questões, problemas e soluções específicas da tecnologia solar fotovoltaica.

4.1 Programas de incentivo às EFCR em alguns países

Alguns países procuraram incentivar as tecnologias renováveis e não convencionais de geração de eletricidade para aumentar o grau de competitividade dessas fontes e, com isso, propiciar maior participação das mesmas em sua matriz energética. Assim, investiram no aumento da competitividade da indústria de equipamentos e dispositivos de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis e proporcionaram ganhos de experiência e maturidade nos diversos setores envolvidos no planejamento, comercialização, gerenciamento e uso da energia gerada por essas tecnologias.

Esses incentivos transformam o mercado e iniciam uma progressiva viabilização comercial a essas emergentes tecnologias. Enfim, aposta-se que num futuro não tão distante a relevância dessas fontes para os setores energéticos mundiais e para o meio ambiente global será significativamente maior do que a atual.

Considerando os rumos escolhidos por diversos países que reestruturaram e privatizaram seus setores energéticos reorientando-os para uma situação de competitividade em um livre mercado concorrencial, na qual o Estado atua como agente regulador, é esperado que a primeira e principal barreira ao uso da tecnologia solar fotovoltaica como fonte de geração distribuída de eletricidade, seja a econômica. As outras, muitas delas já identificadas no capítulo anterior, vão sendo retiradas na medida em que se iniciam as experimentações; porém, sempre após a introdução de algum mecanismo para a transposição da barreira econômica.

Dentro desse cenário, diversos países já estabeleceram mecanismos de incentivo para difusão do uso da tecnologia fotovoltaica como fonte descentralizada de geração de energia. Com isso, adquirem experiência na utilização da geração distribuída de eletricidade através do uso de fontes renováveis que utilizem tecnologias não agressivas ao meio ambiente.

Como exemplo de países que estão investindo em pequenos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, pode-se mencionar Alemanha, Áustria, Austrália, Estados Unidos, Espanha, Grécia, Holanda, Itália, Japão e Suíça [Greenpeace, 1997; www.pvportal.com]. Dentro desse contexto, merecem destaque as experiências espanhola e alemã, países que possuem incentivos às renováveis, sob a forma de leis que obrigam as concessionárias a comprar a eletricidade gerada por fontes renováveis não convencionais e de pequeno porte. Nesses países, além do incentivo dado à compra da energia gerada por esses sistemas, são concedidos subsídios e baixas taxas de juros na aquisição dos sistemas [Caamaño, 1998; Kurokawa, 2001; Schoen, 2001].

A Austrália é um dos países que, assim como o Brasil, vem reestruturando seu setor energético. A utilização da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos vem sendo experimentada através de diversos projetos pilotos financiados pelas empresas distribuidoras locais e/ou governos. Esse é o caso da Vila Olímpica construída para receber os Jogos Olímpicos de Sidney 2000. Nesse projeto, cada casa foi dotada de uma pequena central fotovoltaica de 1 kW_p, o que corresponde a um gerador fotovoltaico de aproximadamente 10 m². São pequenos geradores de eletricidade integrados aos telhados, distribuídos em centenas de edificações [Spooner et alii, 2000; Green, 1997]. Cada casa onde foram alojados os atletas durante os jogos olímpicos é capaz de produzir eletricidade suficiente para satisfazer o consumo no período diurno, podendo entregar eventuais excedentes à rede de distribuição.

A Áustria, em 1992, deu início ao programa “200 kW_p de telhados fotovoltaicos”, dando um subsídio de 7,000 US\$/kW_p para a instalação de sistemas conectados à rede. Algumas das autoridades locais ofereceram ainda uma subvenção adicional para a instalação de sistemas fotovoltaicos em residências (Alta Áustria, por exemplo: 50% dos custos totais do sistema). Esse é um caso de subvenção à potência instalada e não à energia entregue pelos sistemas. O exemplo da Áustria mostra a necessidade de se atualizar sistematicamente os valores dos subsídios oferecidos, pois, nos dias atuais, os 7,000 US\$/kW_p oferecidos a título de subsídio pagariam toda a instalação do sistema e, na maioria das vezes, essa não é a estratégia utilizada pelos programas de incentivo [International Energy Agency, 1996; Greenpeace, 1997].

Ainda na Áustria, na província de Carinthia, em março de 1996, foi criada uma lei que obriga as companhias elétricas a adquirir a eletricidade entregue à rede, produzida por sistemas solares, remunerando-a com valores incentivados, cerca de 1 US\$/kWh. Este procedimento foi aplicado até que os pequenos produtores fotovoltaicos com até 3 kW_p instalados em sistemas independentes conectados à rede somaram a potência de 1 MW_p. Essas tarifas são garantidas durante 15

anos, contados a partir da data da instalação de cada sistema [Greenpeace,1997; www.pvportal.com].

Nesse caso, o incentivo dado aos proprietários particulares, que invistam na geração distribuída através de sistemas fotovoltaicos, é dado como um subsídio à energia entregue pelos sistemas fotovoltaicos, e não à potência instalada, como foi o caso do Programa 200 kW_p, de 1992.

Na Grécia, uma lei estatal, em vigor desde 1996, estabelece que 75% dos custos de investimentos em equipamentos e sistemas de geração de energia a partir de fontes renováveis podem ser dedutíveis dos impostos dos compradores. Dessa forma, aqueles usuários que instalem telhados fotovoltaicos (ou outras tecnologias renováveis para a geração de energia) estão autorizados a deduzir, em sua declaração de renda, até 75% do investimento realizado [International Energy Agency, 1996; Greenpeace, 1997].

Na Suíça, o programa “Energy 2000” tem como um de seus objetivos, multiplicar por 25 a sua capacidade instalada em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, com a intenção de conectar um total de 50 MW_p. Com isso, o Governo Federal passou a apoiar a inserção de sistemas fotovoltaicos com uma subvenção de 3,000 US\$/kW_p para todas as instalações fotovoltaicas conectadas à rede que sejam construídas em edifícios escolares [International Energy Agency, 1996; Greenpeace, 1997].

Existe ainda uma lei que obriga as companhias elétricas a comprar a eletricidade fotovoltaica fornecida à rede pelos produtores independentes a um preço equivalente aos custos marginais das novas instalações, custos que são revisados anualmente por um comitê especial. Um exemplo significativo é o de Burgdorf, cidade onde, durante 8 anos, a companhia elétrica municipal paga ao usuário 1 Franco Suíço por cada kWh gerado por sistemas fotovoltaicos que seja entregue à rede. Esse preço equivale a quatro vezes o preço de venda do kWh da companhia ao usuário, e será praticado até que se alcance a potência instalada de 1 MW_p. Merece ser destacado que a remuneração é oferecida apenas para a eletricidade fornecida para a rede, ou seja, a energia consumida

na residência não é valorada segundo o incentivo previsto. Dessa forma, remunerar “toda” a energia produzida por uma EFCR ou apenas a parcela entregue à rede é uma das diferenciações existentes entre os diversos mecanismos de incentivo encontrados [International Energy Agency, 1996; Greenpeace, 1997].

Na Holanda, os sistemas fotovoltaicos instalados em residências e integrados à rede elétrica, particularmente no que tange novas habitações, têm recebido atenção desde o início da década de 1990, período em que começaram a aparecer os programas governamentais que dão suporte a essa atividade; são eles: “*PV learning programme*”, “*PV-tenderPV-Go*” e o “*PV Covenant*” [Schoen, 2001]. Esforços foram feitos para reduzir custos, aumentar o desempenho, desenvolver novos produtos de integração e criar uma rede de cooperação entre os diversos agentes envolvidos nessa atividade; quais sejam, concessionárias, construtores, arquitetos e autoridades locais. Os esforços renderam resultados e hoje os custos dos sistemas instalados diminuiu significativamente. Além disso, já existe e está em desenvolvimento toda uma série de produtos para a integração dos sistemas fotovoltaicos às superfícies inclinadas dos telhados das casas, bem como, toda a estrutura organizacional que envolve a disseminação dessas instalações, o que proporcionou uma sensível redução nos custos de instalação desses sistemas. Inicialmente, os investimentos em sistemas fotovoltaicos recebiam cerca de 5 US\$/W_p, de incentivo, financiados com um incremento de 2% na tarifa elétrica. No total, até finais de 1999 a Holanda possuía uma potência instalada de cerca de 8 MW_p sendo que até 2007 pretende-se atingir uma potência acumulada de 250 MW_p [ter Horst et alii, 1997].

No Japão, o Ministério de Indústria e Comércio Internacional (MITI) lançou, em 1994, o programa “70.000 telhados”, responsável por subvencionar a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no setor doméstico, cobrindo 50% do custo total de sistemas com até 5 kW_p instalados. Antes disso, em julho de 1974, foi iniciado o projeto “*Sunshine*” e que posteriormente foi reformulado no “*new sunshine program*”, de forma a incluir em seu campo de atuação energias renováveis, conservação de energia e tecnologias

ambientais. Dentro desse grande programa de caráter nacional, inclui-se o projeto para o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica que foi centrado na conexão à rede dos sistemas montados sobre os telhados residenciais. Dentro desse contexto, o principal objetivo estabelecido foi o de pesquisar um novo conceito de geradores dispersos e integrados à rede, montados sobre os telhados das residências [Kurokawa, Ikki, 2001].

A primeira desregulamentação do setor foi em 1990, através de uma emenda à lei do setor elétrico japonês – “*Electric Utility Industry Law*”. Em 1992, as companhias elétricas anunciaram a adoção de um programa de remuneração da energia fotogerada pelos pequenos sistemas conectados, ao preço de venda da energia do setor residencial (*net metering*). Nesse caso a remuneração também é feita apenas para a energia excedente entregue à rede de distribuição. Em 1993, a energia entregue à rede, proveniente de pequenos sistemas fotovoltaicos, foi autorizada e regulamentada por uma modificação feita na recomendação “*Guideline to regulate Utility-connection technology*”. Em dezembro de 1994 o governo japonês adotou um programa, denominado “*Basic guideline for new energy introduction*”, cujos objetivos eram bastante audaciosos. Planejava-se atingir uma potência acumulada de 400 MW_p no ano 2000 e 4.600 MW_p em 2010. Posteriormente, esses objetivos foram revistos e a meta a ser atingida para o ano 2010 passou a ser uma potência acumulada de 5.000 MW_p [Kurokawa, Ikki, 2001; Greenpeace, 1997; www.pvportal.com]. Várias empresas e entidades da administração estão investindo em sistemas fotovoltaicos ou desenvolvendo mecanismos de incentivos. Por exemplo, a *Tókyo Power Company* está instalando 100 kW_p/ano.

Ao mesmo tempo, desde 1994, um programa de incentivos oferece recursos em blocos aos vendedores de sistemas fotovoltaicos por meio de licitações competitivas. O valor do incentivo é de 50% do custo do sistema, tendo passado de 13 US\$/W_p (1994) para 3.75 US\$/W_p (1997). Em consequência, foram instalados 36 MW_p entre 1994 e 1997 (i.e., 36% do que foi instalado no Mundo nesse período), dos quais 20 MW_p em 1997.

Nos Estados Unidos existem diretrizes nacionais que incentivam estados e empresas a financiarem a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. No caso dos Estados Unidos, ações de incentivo aos energéticos renováveis já representam uma tentativa de mitigar a principal barreira que a tecnologia fotovoltaica enfrenta: a financeira. No entanto, essas iniciativas ainda têm um caráter localizado e partem do princípio que ao aumentar o número de instalações, o mercado cresce e amadurece, o que daria competitividade a essas tecnologias [<http://www.eren.doe.gov/millionroofs/>; <http://www.fsec.ucf.edu/>; <http://www.solarelectricpower.org/>; Rannels, King, 1997].

A Califórnia é um dos estados americanos que mais incentivam o uso de tecnologias renováveis e limpas para a obtenção de energia, dentre essas, a energia solar e a eólica são as mais representativas. No caso da energia solar fotovoltaica, os incentivos são incluídos em um fundo de apoio à geração elétrica, utilizando tecnologias renováveis (Renewable Resources Trust Fund), de US\$ 540 milhões, estabelecido por lei no estado da Califórnia, coletado junto aos consumidores pelas três maiores empresas elétricas do Estado, no período 1998-2001. Uma conta específica para tecnologias emergentes (Emerging Renewable Resources Account) dispõe de US\$54 milhões (i.e., US\$13.5 milhões por ano), para incentivos a (1) sistemas fotovoltaicos, (2) sistemas solares térmicos, (3) pequenas turbinas eólicas (com potência inferior a 10 kW) e (4) células de combustível (*fuel cells*) utilizando combustíveis renováveis [<http://www.californiasolarcenter.org/>].

Além da Califórnia, existem diversos estados que desenvolvem diferentes esquemas de incentivos à conexão de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição de eletricidade. No entanto, mesmo nos Estados Unidos, que procuram orientar à competição de mercado em praticamente todos os seus processos produtivos, o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica (e da maioria das fontes renováveis de eletricidade) ainda necessita de incentivos do Estado e das empresas envolvidas nessa atividade [<http://www.pvportal.com/>;

<http://www.eren.doe.gov/millionroofs/>].

A Alemanha é um dos países que há anos incentivam o uso das fontes renováveis de energia. Um importante marco na história alemã de incentivo à energia solar fotovoltaica foi o início do programa alemão “1.000 telhados fotovoltaicos”, em 1990; programa que subsidiou a instalação de 2.250 sistemas de 1 a 5 kW_p conectados à rede de distribuição. Esse programa contou com recursos provenientes de fundos federais, oferecendo subvenções de 70% do investimento inicial na instalação do sistema. O programa se apoiou em uma Lei Federal, de janeiro de 1991, que obrigava as companhias elétricas a comprar a eletricidade de origem solar ou eólica a, no mínimo, 90% de seu preço médio de venda [Erge et alii, 2001; Gabler, Heidler, Hoffmann, 1997; Fraunhofer, 1995; Decker et alii, 1992].

Desde então, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede alemã de distribuição de eletricidade vêm recebendo atenção cada vez maior. Prova disso são os desdobramentos conseguidos nos programas de incentivos à tecnologia solar adotados nos anos subsequentes, tais como o “*100,000 Roofs Solar Programme*” e “*PV Programmes at Schools*”, financiados por concessionárias e governos; “*SONNEonline*”, financiado por PreussenElektra; “*Sonne in der Schule*”, financiado por BMWi e “*Sonne in der Schule*”, financiado por Bayernwerk [Erge et alii, 2001].

Em função desse histórico de incentivos à energia fotovoltaica, o custo da energia gerada por sistemas fotovoltaicos conectados à rede está diminuindo significativamente. No entanto, ainda são excessivamente altos quando comparados com o custo da energia convencional. Com isso, novos mecanismos de incentivo têm garantido a rentabilidade dos investimentos na tecnologia solar fotovoltaica, proporcionando a criação de um ambiente propício à sua disseminação. Um exemplo disso é a publicação, em abril de 2000, da lei alemã para as tecnologias renováveis – “*Act on Granting priority to Renewables*

Energy Sources”¹¹, que aumentou significativamente a remuneração oferecida à eletricidade fornecida pelos sistemas fotovoltaicos conectados à rede [Erge et alii, 2001; Decker et alii, 1992].

Com a publicação dessa lei, fica garantida a existência de um horizonte propício ao desenvolvimento de uma grande estrutura relacionada à utilização dessa aplicação da tecnologia fotovoltaica, tais como o desenvolvimento de uma indústria de dispositivos eletrônicos específicos (ex: inversores CC/CA); o amadurecimento de formas de planejamento dos fluxos energéticos, considerando a existência de consumidores/geradores distribuídos ao longo das linhas de distribuição; a especificação de normas técnicas e de segurança; a criação e consolidação de empresas instaladoras de sistemas; e por fim, capacitação de profissionais envolvidos nessa atividade (engenheiros, arquitetos, planejadores, instaladores etc.) [Gutermuth, 2000].

A partir da experiência alemã de inserção da tecnologia solar fotovoltaica no abastecimento elétrico do país, conclui-se que uma concreta e decisiva expansão na contribuição das energias renováveis no suprimento de eletricidade, ainda nos dias de hoje, só se dará através do suporte do uso de medidas de políticas públicas [Gutermuth, 2000]. Na Alemanha, o programa de incentivo tem sido promovido por municipalidades proprietárias de empresas de eletricidade. Esses municípios têm autonomia e aprovaram a cobrança de uma taxa de 1% sobre o valor da conta de energia elétrica do consumidor. Os recursos coletados em cada comunidade são depositados em uma conta utilizada para reembolsar os consumidores que tenham instalado sistemas fotovoltaicos. Nesse caso, o incentivo é pago gradualmente, como um “prêmio por kWh” ao longo de vários anos, permitindo que os consumidores recuperem os seus investimentos em um período de 10 a 12 anos. Como resultado, o volume anual do mercado passou de 100 kW_p (1995) para 2 MW_p (1996), chegando a 4 MW_p instalados em 1997 e mais 11 MW_p projetados para 1998.

¹¹ No item 4.2 é apresentado um detalhamento das principais características presentes na lei alemã de incentivo às fontes renováveis de energia.

4.2 O mecanismo de incentivo da Alemanha

O Governo alemão, numa tentativa de contornar a dificuldade imposta pela diferença de preços entre os energéticos renováveis e os convencionais, aprovou uma lei denominada “*Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources*” [Renewable Energy Source Act, 2000]. O objetivo dessa lei é o de facilitar o desenvolvimento sustentável do fornecimento de energia, de acordo com as necessidades de se gerenciar o aquecimento global e de se proteger o meio ambiente, aumentando significativamente a contribuição feita pelos energéticos renováveis ao abastecimento de eletricidade do país. Pretende-se então que, até 2010, seja pelo menos duplicada a contribuição das fontes renováveis de energia no consumo total de eletricidade da Alemanha.

A lei trata da compra e da compensação a ser paga pela eletricidade proveniente exclusivamente da energia de origem hídrica, eólica, solar, geotérmica e gás proveniente de depósitos sanitários, usinas de tratamento de detritos e esgotos, minas ou biogás. O órgão responsável em especificar regras para aprovação dos projetos é o Ministério Federal do Meio Ambiente, da Conservação da Natureza e da Segurança Nuclear em acordo com os Ministérios da Agricultura, Florestas e da Alimentação e do Ministério Federal da Economia e Tecnologia. Os decretos e regulamentos estabelecidos devem respeitar as normas ambientais estabelecidas.

A lei das fontes renováveis de energia não se aplica a usinas hidroelétricas de pequeno porte, instalações a gás com capacidade instalada superior a 5 MW, usinas que utilizem biomassa com capacidade superior a 20 MW ou para os casos onde o governo ou estado alemão detenha mais do que 25% da instalação.

Os sistemas que utilizem a energia solar fotovoltaica, para que possam utilizar os benefícios garantidos por essa lei, devem ter uma potência instalada inferior a 5 MW_p. Se os sistemas fotovoltaicos não forem anexados a edifícios previamente construídos para outros fins, a potência limite é bem inferior, passando para 100 kW_p.

Fica, então, estabelecido na Lei que todos os operadores da rede de distribuição serão obrigados a autorizar a conexão dos sistemas que se enquadrem nos parâmetros por ela estabelecidos (apresentados nos três parágrafos anteriores). Mais do que isso, se a rede já estiver na sua capacidade limite de distribuição, os seus operadores são obrigados a investir no aumento de sua capacidade para viabilizar a conexão de todos os geradores renováveis de pequeno porte interessados em injetar eletricidade na rede. É estabelecido, ainda, que o operador da rede é aquele que se encontrar mais próximo ao local onde será instalado o projeto. Além de autorizar a conexão, os distribuidores são também obrigados a comprar e a pagar a compensação estabelecida (diferente para cada tecnologia) por toda a energia gerada por esses sistemas.

Os dados da rede e do sistema a ser nesta conectado deverão estar disponíveis quando for de interesse do operador da rede ou do interessado em preparar o projeto para se conectar à mesma.

O operador da rede de transmissão é obrigado a comprar toda a energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis adquirida pela distribuição, remunerando-a segundo a mesma compensação financeira estabelecida pela lei das renováveis. Caso o local onde estejam instalados os sistemas tenha apenas uma rede de distribuição local, ou seja, não haja rede de transmissão diretamente conectada, o operador da rede de transmissão mais próxima fica encarregado de comprar toda a energia adquirida pela rede de distribuição desse local, pagando a compensação financeira estabelecida. Posteriormente, para que uma determinada rede de transmissão não perca competitividade por possuir um maior número de fontes renováveis em sua área, é realizado um esquema de equalização financeira capaz de dividir, igualmente entre todas as empresas de transmissão alemãs, o ônus de incentivar a geração de eletricidade a partir de recursos energéticos renováveis.

A compensação a ser paga pela geração fotovoltaica de eletricidade é a maior dentre as tecnologias remuneradas através da lei alemã para as fontes renováveis de energia, exatos de 99 *pfennigs* por kWh. Isso representa cerca de 0,4491 US\$/kWh ou 1,0423 R\$/kWh ou ainda 0,5051 €/kWh (considerando as

seguintes taxas de câmbio: 1DM = 1,0529 R\$; 1DM = 0.4537 DM e 1DM = 0,5102 € (Euros) – 31/12/2001¹²). Estabelece a lei que, a partir de 01 de janeiro de 2002, a compensação financeira prevista nessa lei será reduzida em 5% ao ano. No entanto, os novos valores encontrados serão aplicados somente às novas instalações.

A obrigação de remunerar a energia fotovoltaica, conforme previsto nessa lei, não será mais aplicada aos sistemas instalados a partir de 31 de dezembro do ano seguinte ao ano em que o total de instalações, eleitas para a compensação através dessa lei, atinja a capacidade instalada de 350 MW_p. No entanto, antes de interromper a obrigatoriedade do pagamento da compensação, o governo alemão deve adotar um esquema de compensação que viabilize a instalação e operação desses novos sistemas, levando em consideração o declínio dos custos marginais unitários alcançados até o momento.

A compensação mínima, estabelecida na lei das fontes renováveis de energia, deve ser paga a novos sistemas fotovoltaicos por um período de 20 anos depois do ano de comissionamento da instalação. Instalações antigas, comissionadas antes da entrada da Lei para as fontes renováveis, devem considerar o ano de 2000 como ano do comissionamento.

Se a eletricidade gerada por diversos sistemas for contabilizada por um único medidor, o cálculo das diferentes taxas de compensação deve ser baseado na máxima capacidade efetiva de forma individual a cada uma das instalações.

Os custos associados à conexão do sistema ao ponto mais interessante da rede (sob o ponto de vista técnico e econômico) ficam a cargo dos proprietários. No entanto, o operador da rede determina os requerimentos técnicos necessários a cada caso.

¹² Nesse caso específico foram consideradas as taxas de câmbio do dia 31/12/2001 por ter sido o último dia de existência do Marco alemão. A partir de 01 de janeiro de 2002 a quase totalidade dos países membros da união Européia passaram a adotar o Euro (€) como moeda nacional.

Os custos associados ao investimento no aumento da capacidade de transporte energético, realizado exclusivamente para capacitar a rede a receber os sistemas abarcados nessa Lei, ficam a cargo do operador da rede, que deve especificá-lo concretamente e apresentá-lo em detalhe. O operador da rede terá, então, o direito de repassar esses gastos na determinação das taxas para o uso de sua rede.

Os operadores da rede de transmissão são obrigados a contabilizar a quantidade de energia negociada com o pagamento das compensações acima estabelecidas, registrando as diferenças entre o montante negociado por cada operador da rede de distribuição. É obrigatória, então, a realização de uma equalização dos montantes negociados, a ser feita da seguinte forma: no dia 31 de março de cada ano, os operadores da rede de transmissão devem determinar a quantidade de energia negociada dentro do âmbito da lei das fontes renováveis de energia e a correspondente participação no total de energia entregue aos consumidores. Se um operador da rede de transmissão verificar que comprou uma porcentagem de energia maior do que a média comprada por todos naquele ano, terá direito a vender a outros operadores da transmissão, recebendo a compensação devida, até que o comprador atinja a média praticada no ano.

As concessionárias do serviço energético que entregam energia ao consumidor final são obrigadas a comprar (pagando a devida compensação) a parte da eletricidade que seus operadores da transmissão tiveram que arcar em função da Lei das fontes renováveis de energia. Estará livre dessa obrigatoriedade de compra, a concessionária cuja participação da eletricidade gerada por sistemas abarcados por essa lei seja de pelo menos 50% do total de energia por ela comercializada.

O total de eletricidade que uma concessionária será obrigada a comprar (pagando a compensação necessária) será relacionado com o total de energia que ela negocia, de forma a que cada uma receba uma fatia relativamente igual de energia proveniente das fontes acima especificadas. A porcentagem da energia que as empresas devem arcar de forma compensatória é determinada pela razão entre o total de energia proveniente das fontes acima especificadas, a

qual é injetada na rede, e o total de energia vendida aos consumidores finais. Para determinar a parcela que cabe a cada empresa, basta deduzir o que ela já comprou diretamente dos sistemas instalados na sua área de atuação.

Cada operador de rede é obrigado a tornar disponível os dados requisitados por outros operadores de rede para a efetuação dos cálculos relacionados à lei exposta. Cada operador de rede tem o direito de requerer uma auditoria nos dados de outro operador por uma terceira parte, escolhida em comum acordo entre os operadores.

A partir da entrada em vigor dessa Lei, a cada dois anos, o Ministério Federal da Economia e Tecnologia deve, no dia 30 de junho, elaborar um relatório, apresentando os progressos alcançados na introdução dessas novas tecnologias no mercado e as reduções obtidas nos seus custos de produção. E, a cada dois anos, no dia 01 de janeiro, o Ministério Federal da Economia e Tecnologia poderá, caso julgue necessário, propor ajustes no valor das compensações especificadas na Lei.

4.3 O mecanismo de incentivo da Espanha

A Espanha, em 23 de dezembro de 1998, tornou público o Real Decreto 2818/1998, versando sobre a produção de energia elétrica por instalações abastecidas por recursos ou fontes de energia renováveis, resíduos e co-geração. Os incentivos dados às fontes renováveis pelo Real Decreto têm a finalidade de aumentar a contribuição das fontes renováveis na matriz espanhola para cerca de 12% [Boletín oficial do Estado numero 312 de 30 de dezembro de 1998, ERA SOLAR 91, 1999]

A lei elétrica número 54/1997, de 27 de novembro de 1997, estabelece os princípios de um modelo de funcionamento do setor, modelo este baseado na livre competição. A lei procura tornar compatível esse modelo com a realização de outros objetivos, tais como aumento de eficiência energética, redução do

consumo e a proteção ao meio ambiente. Nessa iniciativa existe também uma preocupação em cumprir com compromissos adquiridos pela Espanha em reduzir as emissões de gases responsáveis pelo efeito estufa. Dessa forma, criou-se o regime especial de produção de energia elétrica como um regime produtivo diferenciado do ordinário. Nesse último, o esquema regulador é o mercado concorrencial.

A Lei 54/1997, modificada pela lei 66/1997, incentiva o desenvolvimento de instalações em regime especial mediante a criação de um ambiente favorável, procurando não ferir preceitos básicos determinados pela livre concorrência. Além disso, colocam em situação diferenciada os energéticos que contribuem eficientemente para que se atinjam metas como a redução na emissão de gases de efeito estufa.

O Real Decreto 2818/1998 tem o objetivo de regulamentar a Lei do setor elétrico número 54/1997, tanto no que diz respeito aos requisitos e procedimentos para a inserção de projetos no regime especial de operação, quanto às condições de entrega da energia e de ressarcimento financeiro. Além disso, determina o prêmio oferecido aos empreendimentos energéticos com potências inferiores a 50 MW e que utilizem fontes renováveis não consumíveis e não hidráulicas, biomassa, biocarburantes e resíduos agrícolas. Finalmente, esse Real Decreto estabelece um regime transitório para instalações antigas, acolhidas por Decretos anteriores.

Com o Real Decreto 2818/1998 a Espanha estimula, de distintas formas, a diversos energéticos renováveis não convencionais, procurando respeitar as características e particularidades de cada uma das tecnologias contempladas no incentivo. Cada uma dessas tecnologias está organizada em grupos e subgrupos segundo os códigos apresentados na tabela 3. Dentro do grupo entendido como instalações que utilizam como energia primária alguma das energias renováveis não consumíveis, estão os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, assim como as instalações de energia eólica, geotérmica, energia das ondas etc.

Este trabalho, trata especificamente dos procedimentos necessários à inclusão dos sistemas de geração fotovoltaica no esquema de incentivos criado pela Espanha (grupo b, subgrupo b1 – segundo a tabela 3), concentrando a atenção nos avanços e dificuldades encontradas a partir da publicação das novas regras previstas no Real Decreto 2818/1998.

Tabela 3. Grupos e subgrupos criados no Real Decreto Espanhol 2818/1998.

GRUPO	Subgrupo
<i>a – Co-geração</i>	a1 – Co-geração a2 – Geração com energias residuais
<i>b – Renováveis</i>	b1 – Solar Fotovoltaica b2 – Eólica b3 – Geotérmica b4 – Hidroelétrica (< 10 MW) b5 – Hidroelétrica (> 10 MW e < 50 MW) b6 – Biomassa de rápido crescimento b7 – Biomassa secundária b8 – Biomassa com combustíveis b9 – Centrais mistas
<i>c – Resíduos</i>	c1 – Resíduos sólidos urbanos (RSU) c2 – Outros resíduos c3 – RSU com combustíveis
<i>d – Tratamento de resíduos</i>	D1 – Resíduos agrícolas D2 – Lodos de depuradora D3 – Outros tratamentos

A autorização para a construção, modernização, modificação ou exploração, bem como o reconhecimento de que a instalação pode ser considerada inserida no Regime Especial de produção de eletricidade, ficam a cargo da Comunidade

Autônoma – poder público local. Já a inscrição do Registro Administrativo da instalação da unidade geradora é feita à Direção Geral de Energia do Ministério da Indústria e da Energia. Este, por sua vez, comunicará à Comissão Nacional do Sistema Elétrico, em particular ao Operador do Mercado, para que essa energia gerada seja contabilizada.

Para conseguir a inclusão de uma instalação no regime especial de operação, é necessário fazer uma requisição à administração competente, solicitando a inclusão do empreendimento em um dos subgrupos apresentados na tabela 3 (subgrupo *b1* para o caso dos sistemas fotovoltaicos). Devem ser incluídas na requisição as principais características técnicas e de funcionamento da instalação, juntamente com uma avaliação quantificada do montante de energia elétrica a ser transferido à rede. A tramitação da solicitação tem seis meses para ser avaliada e, se acaso esse período for ultrapassado, a solicitação será automaticamente negada, cabendo ao solicitante entrar com um recurso.

Para que se possa realizar um adequado monitoramento da operação desses sistemas, criou-se o Registro Administrativo de Instalações de Produção em Regime Especial, obrigatório a todos os empreendimentos que queiram ser incluídos no Real Decreto 2818/1998.

O titular da instalação de produção de energia em regime especial e a empresa distribuidora deverão assinar um contrato segundo um modelo estabelecido pela *Dirección General de la Energía*, com duração mínima de cinco anos. Nesse contrato deve constar, no mínimo, o ponto de conexão e de medida, características da conexão, dos equipamentos de controle, da segurança e da forma de medição. Com a posse do Registro Administrativo para a produção em regime especial, o proprietário do sistema fotovoltaico recebe o direito de conectar-se à rede elétrica. É explícito no Decreto que todo o consumo da instalação deve ser abastecido pelos seus geradores. Portanto, apenas o excedente poderá ser injetado na rede. No entanto, há uma exceção feita aos sistemas fotovoltaicos. Estes poderão injetar na rede toda a energia por eles gerada.

As normas específicas para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede deverão ser definidas por órgãos competentes, seguindo sempre certos critérios pré-estabelecidos no Real Decreto 2818/1998. O ponto de conexão das instalações será estabelecido, em comum acordo, entre o Titular e a empresa distribuidora local, cabendo ao Titular realizar uma solicitação contendo o ponto e as condições da conexão que, a seu juízo, sejam os mais apropriados. A empresa distribuidora local terá o prazo de um mês para julgar o pedido e notificar a aceitação ou sugerir outras alternativas.

Toda instalação que opere em regime especial deverá ter um medidor de energia que permita faturar e controlar o comportamento do sistema. Essa medida deverá ser feita imediatamente antes do ponto de conexão com a rede de distribuição. Se, por algum motivo, essa medida não for feita imediatamente antes da conexão, o proprietário do sistema e a empresa deverão quantificar as perdas que poderão ocorrer desde o ponto de medição até a conexão, perdas essas que ficarão a cargo do proprietário da instalação.

Quanto aos aspectos econômicos, o Real Decreto estabelece que os titulares de instalações inscritas definitivamente no Registro Administrativo de Produção em Regime Especial não serão obrigados a ofertar sua energia no mercado atacadista. Eles terão o direito de vender sua produção de energia elétrica aos distribuidores ao preço horário médio do mercado com um adicional a título de prêmio distinto para cada uma das tecnologias englobadas pelo Decreto. Esse preço médio é estabelecido a partir de regras predeterminadas, utilizando-se os valores apresentados pelo operador do mercado. No caso especial das instalações com potência inferior a 10 MW (caso dos sistemas fotovoltaicos), poderão ser utilizados os preços de ponta e fora de ponta, calculados mensalmente pelo operador de mercado.

O pagamento da energia injetada na rede será feito através da seguinte expressão:

$$P_f = P_m + P \pm E_r \quad (6)$$

Onde P_f é o preço final por kWh pago ao proprietário; P_m é o preço médio de mercado; P é o prêmio estabelecido no Real Decreto em questão e Er é um complemento pela energia reativa que pode ser um abono se o fator de potência da instalação for maior que 0,9 ou um desconto no caso contrário.

O prêmio, P , oferecido aos sistemas fotovoltaicos com geradores menores do que 5 kW_p , é de 60 pesetas por kWh gerado, até que se atinja a potência total instalada de 50 MW_p . Considerando que 1 US\$ vale 187,486 pesetas ou que 1 R\$ equivalha a 80 pesetas, ou ainda que 1 € valham 166,74 pesetas (valores de 31/12/2001¹³), tem-se que o prêmio pago à energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos que operam em regime especial são de 0,744 R\$, 0,312 US\$ ou 0,36 € (Euros) por kWh. Esses valores estabelecidos para o prêmio serão revistos a cada quatro anos.

4.4 A inserção das EFCR na Espanha

Os primórdios da experiência espanhola na conexão de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica data do princípio dos anos 80, quando também países como a Alemanha e a Suíça iniciavam suas primeiras experiências nessa aplicação da tecnologia. Em 1981, a concessionária elétrica espanhola IBERDROLA iniciou o programa de pesquisas em energia solar fotovoltaica [Pantoja-Lopez, Garcia, Martín, 1986]. Em 1982, junto com outras instituições de pesquisa, termina o projeto de uma central fotovoltaica de 100 kW_p conectada à rede em San Augustin de Guadalix, Madrid, que teve sua operação iniciada apenas no início de 1985 (figura 17). O principal objetivo desse projeto foi demonstrar a viabilidade da geração fotovoltaica de eletricidade na Espanha e adquirir a tecnologia necessária ao seu manejo. No bojo dessa experiência foram criados também incentivos à pesquisa básica, relacionada ao aproveitamento fotovoltaico da radiação solar.

¹³ Último dia de existência da moeda nacional espanhola. A partir de 01 de janeiro de 2002 a moeda oficial de quase a totalidade dos países membros da União Européia é o Euro (€).

O campo de geradores fotovoltaicos instalados nessa central foi dividido em 3 subsistemas distintos. O primeiro tem uma potência instalada de 50 kW_p de módulos com células quadradas de silício monocristalino. O segundo subsistema tem 40 kW_p instalados com módulos dotados de células bifaciais. Para tal, o solo sob esses módulos foi pintado de branco com o intuito de aumentar o efeito do albedo. O terceiro subsistema é composto por 2 kW_p de módulos que utilizam silício amorfo e 8 kW_p de módulos com células de 4 polegadas, redondas e de silício monocristalino.



Figura 17. Foto do campo gerador do sistema fotovoltaico de San Augustin de Guadalix.

Esse experimento procurava por soluções aplicáveis a grandes centrais, além de servir de plataforma experimental, permitindo a realização de testes e de desenvolvimentos no campo da tecnologia fotovoltaica. Durante as diversas negociações que precederam a viabilização desse experimento, ficou facilitada a realização de pesquisas e colaborações mútuas relativas às dificuldades e futuros possíveis da energia fotovoltaica na Espanha, entre administração, companhias elétricas e indústria [Brunström, Larsson, 1985]. Com isso,

inaugura-se uma importante aproximação entre os diversos agentes envolvidos no processo de inserção e disseminação da tecnologia fotovoltaica conectada à rede.

Mesmo com a progressiva utilização de pequenos sistemas conectados à rede e gerando energia de forma distribuída, praticamente 10 anos depois da experiência de San Augustin de Guadalix, em 1993, a experimentação da conexão de grandes centrais à rede continua após o início da construção do que na época era o maior sistema fotovoltaico europeu: a central espanhola de La Puebla de Montalbán - Toledo, com 1 MW_p de potência instalada (figura 18) [Lorenzo, Zilles, 1994; Mukadam et alii, 1995; Lorenzo, Maquedano, Valera, 1995; Valera et alii, 1997].



Figura 18. Vista panorâmica de parte da central de Toledo – 1MW_p.

As atividades regulares dessa central tiveram início em outubro de 1994. Assim como o caso da central anterior, esta também foi dividida em 3 subsistemas. Um deles dotado de um sistema de seguimento de um eixo Norte/Sul e os outros dois com inclinação fixa de 30°, mas dotados de módulos com diferentes tipos de células, células Saturn LGBC da BP solar espanhola, as MIS-I da Nukem e

as células policristalinas da Dasa. Os principais objetivos desse projeto foram:

- A. projeto, construção e operação de uma grande central FV com as mais avançadas tecnologias européias com custos otimizados;
- B. uso de novos tipos de célula;
- C. redução de custos de gerenciamento e otimização do projeto do sistema;
- D. utilização de inversores convencionais de tiristores e inversores com comutação por IGBT;
- E. desenvolvimento de um sistema de seguimento solar de um eixo Norte/Sul, com baixos custos de operação e manutenção.

A central FV de Toledo apresentou um número bastante reduzido de falhas ou problemas de operação, funcionando em modo automático praticamente desde sua inauguração. Algumas conclusões, obtidas na época da instalação do sistema, foram que a compra dos módulos em larga escala permite o barateamento do custo unitário de cada módulo; os custos de mão de obra e obra civil, propriamente dita, são mínimos para as grandes plantas; e a colaboração das concessionárias de energia acelerou o processo de criação de uma legislação européia para a conexão de sistemas nas redes de distribuição. Ainda, a instalação dessas grandes centrais permite a realização de uma série de pesquisas na área de conexão, operação, manutenção e custos relacionados à tecnologia solar fotovoltaica.

Mesmo com a perspectiva da diminuição do custo de geração, os ganhos de escala conseguidos na construção de grandes centrais fotovoltaicas não se mostraram suficientemente atrativos. Unindo esse fator ao aumento na complexidade dos grandes projetos (com um grande número de módulos interconectados) com o significativo ganho de mercado que poderá representar a inserção das EFCR nos setores residenciais, comerciais e públicos, entende-se porque os rumos atuais de desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica não seguem no sentido da construção de centrais com potências instaladas cada vez

maiores. No entanto, as pesquisas e aprendizados provenientes da construção de centrais fotovoltaicas conectadas à rede, possibilitaram ganhos de experiência e o desenvolvimento de componentes específicos para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica. Assim, ficou facilitada a disseminação de pequenos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, tipicamente com potências entre 1 e 5 kW_p, instalados sobre diferentes tipos de edificações. Além da maior simplicidade do projeto, os pequenos sistemas fotovoltaicos conectados à rede apresentam características que estimulam a difusão de experimentações nessa área.

Com menores potências instaladas, os custos de investimentos são mais baixos, o que facilita a captação de recursos. Ao contrário das grandes centrais, não é necessário dispor de grandes terrenos para a instalação do sistema e, além do mais, aproveitam-se superfícies já utilizadas como coberturas de casas, estacionamentos etc., problema particularmente complicado em países como o Japão. A geração ocorre próxima ao local do consumo, o que otimiza o uso da energia ao diminuir as perdas na distribuição e evitar perdas na transmissão. Além disso, pode aliviar a carga nas linhas de distribuição e transmissão. Finalmente, esse tipo de aplicação da tecnologia fotovoltaica enquadra-se perfeitamente na atual tendência dos setores elétricos, em geral, de seguirem no sentido da diversificação da matriz energética, no uso racional da energia, na geração distribuída e progressiva preocupação com relação aos danos ambientais.

Antes de prosseguir, é importante comentar que a experiência espanhola com a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede é bem mais antiga do que a publicação do Real Decreto 2818/1998 e não se restringe às duas centrais comentadas anteriormente. Existem outras experiências com a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica financiadas, principalmente, pelos governos das comunidades autônomas com incentivos financeiros a instalações fotovoltaicas, muito embora tenha pouca representatividade em termos de potência instalada e transformação do mercado e da tecnologia.

É feita, portanto, a análise da experiência espanhola de incentivos aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, sistemas do tipo b1, a partir da publicação do Real Decreto 2818/1998, por considerar que o mesmo representou, representa e representará um marco significativo na história espanhola e mundial da conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica.

4.4.1 As EFCR no contexto do Real Decreto espanhol

A utilização de dispositivos legais para criar um ambiente propício à disseminação das EFCR é uma escolha espanhola que está sendo posta em prática há poucos anos. É, portanto, uma iniciativa que está passando pela fase de experimentação e adaptações. Os primeiros sistemas acolhidos pelo Real Decreto foram instalados há pouco mais de um ano e, portanto, já é possível analisar seu desempenho, principais dificuldades encontradas na instalação, requisição dos incentivos etc..

Através da promulgação do Real Decreto 2818/1998, a Espanha regulamenta a lei 54/1997¹⁴, modificada pela lei 66/1997; leis, estas, que estabelecem um novo marco para o funcionamento do sistema elétrico espanhol. Com isso, procura-se criar um ambiente propício para que as fontes renováveis de eletricidade sejam incluídas de forma competitiva no mercado energético espanhol que, assim como ocorreu em diversos outros países, vem passando por um processo de reestruturação e agora está submetido às leis do mercado concorrencial (as leis acima citadas referem-se a essa nova estrutura do setor energético).

¹⁴ Essa lei, junto com a 66/1997, estabelece que os sistemas de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis possam ser considerados como plantas de produção em Regime Especial e, portanto, passíveis de beneficiarem-se do estabelecido por esse sistema de produção.

A remuneração paga, a título de incentivo, à geração de eletricidade através de fontes renováveis, força uma situação de competitividade entre as tecnologias renováveis emergentes e as convencionais. Como um dos objetivos dessa iniciativa é criar uma real situação de livre competitividade entre as tecnologias existentes, esses incentivos pretendem ser decrescentes ao longo do tempo. Assim, os prêmios pagos através do Real Decreto são revisados periodicamente e têm duração prevista até que se atinja a potência instalada de 50 MW_p em sistemas menores ou iguais a 5 kW_p.

Dessa forma, o Estado espanhol cumpre seu papel de regulador, defendendo os interesses nacionais nas situações em que o mercado sozinho não tem condições de fazê-lo.

O novo marco regulatório estabelece as condições e passos a seguir para a inclusão dos sistemas de geração de energia a partir de fontes renováveis no chamado Regime Especial. Essa nova legislação determina também as condições de entrega da energia e especifica o regime econômico previsto para as transações comerciais entre os agentes envolvidos. O Real Decreto 2818/1998 estabelece as condições necessárias para que usinas geradoras de eletricidade possam ser consideradas como produtoras em Regime Especial, os prêmios que devem ser pagos por essa energia (os quais dependem do tipo de tecnologia usada) e obriga todos os distribuidores de eletricidade a comprarem a energia produzida pelas plantas acolhidas no Real Decreto como produtoras de eletricidade em Regime Especial.

Dois anos depois da publicação do Real Decreto 2818/1998, é publicado o Real Decreto 1663/2000 que estabelece as normas para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede de baixa tensão.

Com a publicação do Real Decreto 1663/2000, fica estabelecido quem poderá realizar a montagem desses tipos de instalações, indicando que provisoriamente pode ser um instalador eletricitista convencional, regulado pelo Regulamento Eletrotécnico de Baixa Tensão, enquanto não se desenvolve o certificado de profissionalidade indicado pelo Real Decreto 2224/1998 ou o indicado pelas

diferentes comunidades autônomas. Esse Real Decreto também estabelece o procedimento que o titular da instalação, a companhia elétrica e a administração devem seguir no que se refere às condições técnicas e de proteção para a conexão desses sistemas fotovoltaicos. Da mesma forma, estabelece as obrigações de cada uma das partes, o procedimento de medição e emissão de fatura, definindo, inclusive, os prazos necessários de cada etapa do procedimento.

4.4.2 Etapas do Procedimento técnico-administrativo

As etapas do procedimento apresentadas a seguir aplicam-se para instalações fotovoltaicas conectadas à rede com potência nominal igual ou inferior a 100 kVA e tensão nominal até 1 kV.

4.4.2.1 Elaboração do Documento Básico

Quando uma pessoa física ou jurídica (titular da instalação) desejar investir na instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, deve, antes de qualquer coisa, redigir um Documento Básico (DB) onde devem constar as seguintes informações:

- a. Titular: nome, endereço e meio de contato
- b. Situação da instalação
- c. Características técnicas
 - ✓ Potência de pico
 - ✓ Potência nominal
 - ✓ Características do inversor
 - ✓ Dispositivos de proteção e segurança
 - ✓ Modo de funcionamento
 - ✓ Estimativa da energia injetada na rede
 - ✓ Esquema unifilar da instalação

d. Ponto proposto para fazer a conexão

Note-se que foi feita uma diferenciação entre potência de pico da instalação, numericamente igual à soma das potências nominais individuais de cada módulo fotovoltaico que compõem o gerador fotovoltaico do sistema, e a potência nominal da instalação. Nas leis publicadas só existe a definição formal da potência nominal de uma instalação como sendo a soma das potências nominais dos inversores instalados no sistema.

4.4.2.2 Solicitação à empresa distribuidora

Redigido o DB, envia-se cópia à companhia distribuidora local encarregada pela rede onde se pretende instalar o sistema. A empresa terá o prazo de um mês¹⁵ para enviar um informe sobre as condições técnicas necessárias para a conexão, em particular:

- ✓ ponto de conexão proposto,
- ✓ tensões máxima e mínima no ponto de conexão,
- ✓ potência de curto-circuito,
- ✓ potência nominal máxima disponível,
- ✓ e, se for o caso, justificativa de mudança no ponto de conexão proposta pelo Titular.

¹⁵ Caso seja necessária a apresentação de alguma documentação adicional, a Empresa Distribuidora terá um prazo máximo de dez dias, a partir do recebimento da solicitação, para fazer a solicitação, justificando a procedência do pedido.

Se a Empresa, após o prazo estabelecido, não notificar sua posição, o Titular interessado poderá solicitar a intervenção da administração competente. Ainda, no caso de haver discrepância entre o indicado pela empresa distribuidora e o proposto pelo Titular, o mesmo poderá recorrer à administração competente que terá um prazo máximo de 3 meses para decidir sobre o recurso.

Os gastos referentes à infra-estrutura necessária para a conexão do sistema à rede elétrica ficam a cargo do Titular interessado.

No caso em que a potência nominal máxima disponível para a conexão seja inferior à potência da instalação fotovoltaica, a Empresa Distribuidora deverá determinar os elementos concretos da rede que precisam de modificação para igualar a capacidade da linha com a potência da instalação. Os gastos referentes à execução dessas modificações ficam a cargo do Titular da instalação, a menos que essas modificações não sejam exclusivamente para acomodar sua instalação. Nesses casos, é possível a realização de acordos mútuos para que os gastos no aumento da capacidade de transporte da linha sejam repartidos entre a Empresa e o Titular da instalação.

A resposta da Empresa Distribuidora ao pedido de conexão pelo Titular tem o prazo de validade de 1 ano a partir da data de notificação do Titular. Em caso do Titular não concordar com a posição da Empresa, poderá entrar em contato com a administração competente para que esta possa solucionar a discrepância. A resolução terá um prazo de três meses a partir da data da solicitação.

4.4.2.3 Documento técnico definitivo e inclusão em regime especial

Depois de realizado o acordo entre Titular da instalação e Empresa Distribuidora de eletricidade, é necessário refazer o documento técnico básico, agora na forma de projeto técnico ou documento técnico definitivo que inclua a informação apresentada pela empresa distribuidora. Esse documento,

denominado Documento Técnico de Instalações Fotovoltaicas Conectadas à Rede, deve incluir as condições técnicas vigentes, a saber:

➤ Características gerais da configuração

As instalações fotovoltaicas não podem ter sistemas de acumulação e/ou equipamentos de consumo de energia entre o sistema e a rede de distribuição da Empresa Distribuidora.

Se a soma da potência nominal dos inversores for superior a 5 kW_p, a conexão deverá ser trifásica.

A variação de tensão provocada pela conexão e desconexão do sistema fotovoltaico à rede não poderá ser superior a 5%.

A instalação deverá dispor de um contador de energia bidirecional ou, se o contador for unidirecional, dispor de um de saída e outro de entrada.

Os contadores de energia instalados no sistema fotovoltaico deverão estar dimensionados de forma que a potência nominal da instalação (soma das potências dos inversores) esteja entre 50% e 100% de sua capacidade nominal de operação.

➤ Medidas de proteção

As instalações fotovoltaicas deverão apresentar os seguintes dispositivos de proteção:

- ✓ interruptor magnetotérmico no ponto de conexão, acessível à Empresa Distribuidora;
- ✓ interruptor diferencial;
- ✓ interruptor automático da conexão com relé de desarme acionado pela

variação de tensão (0,85-1,10 U_m) ou frequência (49-51 Hz);

- ✓ a reconexão da instalação deve ser automática;
- ✓ o inversor deve apresentar níveis de emissões e imunidade em relação a harmônicos e compatibilidade eletromagnética;
- ✓ o aterramento da instalação fotovoltaica deverá ser independente do neutro da rede da Empresa Distribuidora e das massas metálicas da edificação onde estiver instalada;
- ✓ é necessária a instalação de separação galvânica entre a rede de distribuição e a instalação fotovoltaica;

Tanto a necessidade de instalar a separação galvânica quanto a maioria das medidas de precaução acima elencadas estão sendo contestadas e/ou reavaliadas. Isso porque a eletrônica é capaz de incorporar nas rotinas internas dos inversores a monitoração de todos esses procedimentos de proteção. Assim, bastaria estabelecer as condições mínimas de funcionamento dos inversores e, através de uma regulamentação adequada, permitir apenas a instalação de inversores homologados por laboratórios especializados, capazes de garantir que o funcionamento dos inversores corresponda a todos os requisitos de segurança estabelecidos.

➤ Condições de aterramento

Segundo comentado acima, o Real Decreto 1663/2000 obriga a instalação de um interruptor diferencial e, para que este funcione, é necessário que a instalação fotovoltaica esteja aterrada. É importante lembrar que os interruptores diferenciais não funcionam em corrente contínua e, por isso, torna-se obrigatória a instalação de dois pontos de aterramento, um para as massas metálicas da parte de corrente alternada da instalação (principalmente o inversor) e outro para o neutro da saída do inversor.

Além disso, é conveniente que os suportes metálicos dos módulos, assim como suas próprias estruturas, estejam aterradas como medida de segurança contra descargas atmosféricas. Nesse caso, é possível aproveitar o aterramento das massas metálicas da parte de corrente alternada da instalação.

Caso a parte de corrente contínua da instalação opere com tensão superior a 48V (ou 24V ao considerar a interpretação mais restritiva), o Regulamento Eletrotécnico de Baixa tensão – R.E.B.T. – obriga a instalação de proteções contra contatos indiretos. O próprio R.E.B.T descreve formas de realizar essa proteção; no entanto o procedimento mais simples e econômico é adotar medidas de segurança classe II na escolha dos cabos e caixas de conexão da instalação. Apenas nos casos dos grandes sistemas, cuja tensão de operação da parte contínua é muito superior a 48V, deve-se utilizar medidas como a instalação de dispositivos de controle de defeitos de isolamento. De qualquer forma, sempre é aconselhável que a tensão na parte de corrente contínua da instalação seja flutuante, ou seja, isolada da terra.

➤ Condições gerais

Os comentários antes apresentados estão explicitamente obrigados pelo Real Decreto 1663/00 ou são decorrências diretas do mesmo.

O Titular solicitará, então, à administração competente sua inclusão no Regime Especial e, de forma automática, a inscrição prévia no Registro Administrativo de Instalações de Produção em Regime Especial.

A inscrição prévia no Registro Administrativo de instalações de produção em Regime Especial é obtida automaticamente após a inclusão da instalação no Regime Especial. A inscrição definitiva deve ser solicitada à administração competente depois de que o Titular da instalação e a Empresa Distribuidora tenham assinado o contrato. Contrato onde devem estar dispostas as relações de compra e venda da energia produzida pela instalação acolhida pelo Real

Decreto (Real Decreto 2818/98; capítulo II); [Bravo, 2001].

4.4.2.4 Inclusão no registro administrativo e implementação da instalação

Uma vez redigido o documento ou projeto técnico definitivo, é possível ir realizando simultaneamente algumas tarefas, como a montagem da instalação por um instalador (eletricista) autorizado. De acordo com o RD1663/00, os instaladores autorizados para instalações fotovoltaicas conectadas à rede são os que têm a licença de instalador eletricista convencional e que também satisfaçam os requerimentos que as distintas comunidades autônomas solicitem como complementares.

Uma vez finalizada a instalação do sistema, o instalador emite um boletim contendo as características da instalação e uma certificação de que está de acordo com as normas técnicas e que suportou os testes necessários. A partir daí, em caráter experimental, a instalação estará autorizada a entregar à rede toda a energia que gerou, desde que comunique previamente à empresa distribuidora¹⁶.

O titular solicitará, então, à Empresa Distribuidora a assinatura do Contrato entre Empresa e Titular – este contrato deve estar assinado em 30 dias.

Até o momento não existe um modelo oficial de contrato; no entanto, existem modelos aprovados pelas companhias que já regem normalmente a relação entre Titular da instalação e Empresa distribuidora.

Depois de assinado o contrato entre Titular e Empresa, o Titular deve solicitar a sua inclusão definitiva no Registro Administrativo de instalações de produção em Regime Especial.

¹⁶ Não estão definidos ainda (07/2001) quais os procedimentos necessários para a certificação de instaladores autorizados de sistemas fotovoltaicos. Da mesma forma, ainda não estão definidos os testes iniciais necessários para a elaboração do certificado de qualidade da instalação.

Depois de executada a instalação, o Titular poderá solicitar à Empresa Distribuidora a verificação técnica da instalação. Os encargos dessa verificação ficam a cargo do Titular, não podendo exceder a US\$ 80.00 (aproximadamente). A empresa terá para essa providência o prazo máximo de um mês. No caso de haver alguma anomalia na instalação, a empresa deverá comunicar ao Titular, dando-lhe um prazo razoável para que o mesmo possa realizar os reparos necessários. No caso de haver desacordos entre Titular e Empresa no que se refere às anomalias, o Titular tem o direito de recorrer à administração competente, que terá um prazo de um mês para deliberar sobre o recurso.

Uma vez autorizada a conexão, conecta-se a instalação fotovoltaica na rede da Empresa Distribuidora local.

4.4.3 Regime econômico

Segundo o Real Decreto 2818/1998, os Titulares das instalações inscritas definitivamente no Regime Especial terão o direito de vender seus excedentes de energia ou, dependendo do caso, toda sua produção elétrica à Empresa Distribuidora de eletricidade à qual estão conectados (como é o caso dos sistemas fotovoltaicos). O preço de venda (Ptas/kWh) é extraído do preço de mercado, adicionando-se um prêmio devido à geração a partir de fontes renováveis de eletricidade e depende da tecnologia utilizada nessa geração, conforme equação 6 (p. 90).

Portanto, depois de assinado o contrato entre o Titular da instalação e a Empresa Distribuidora e depois de conectar à rede o sistema acolhido como instalação produtora em Regime Especial, é permitido iniciar a cobrança pela energia injetada na rede, segundo disposto no capítulo IV do Real Decreto 2818/1998, o qual estabelece o regime econômico que regula esse tipo de instalação.

No que diz respeito aos valores pagos pela energia injetada na rede, esse Real Decreto estabelece que, para a energia solar fotovoltaica, os preços cobrados

podem ser determinados de duas formas:

➤ *Por prêmio*

Ficam estabelecidos os seguintes prêmios:

60 Ptas/kWh → para potências instaladas de até 5 kW_p

30 Ptas/kWh → para potências instaladas maiores que 5 kW_p

➤ *Por preço fixo*

Para aqueles que não quiserem entrar no sistema de prêmios, o preço da energia é determinado por:

66 Ptas/kWh → para potências instaladas de até 5 kW_p

36 Ptas/kWh → para potências instaladas superiores a 5 kW_p

A principal diferença entre os dois regimes tarifários diz respeito aos períodos de revisão dos prêmios. Ao optar pela primeira forma, regime de prêmios, a energia será remunerada segundo a equação 6 até que o valor das mesmas seja revisto, a cada 4 anos. Já na segunda forma, regime com preço fixo, a remuneração varia de acordo com a variação do preço de mercado da energia. Isso significa que a remuneração pela energia produzida é determinada a partir de um acréscimo no valor do preço de mercado e, portanto, varia segundo a variação do mesmo.

A energia injetada na rede durante o período de testes poderá ser faturada, a preço de mercado, durante no máximo três meses, desde que o Titular tenha sido previamente autorizado pela Empresa Distribuidora.

4.4.4 Condições de entrega da energia

O titular da instalação acolhida como produtora de energia em Regime Especial e a Empresa distribuidora devem subscrever um contrato, com duração mínima de 5 anos, onde estejam especificadas todas as condições técnicas e econômicas. O contrato deve contemplar no mínimo os seguintes aspectos: ponto de conexão e ponto de medida; características da energia cedida, causas de rescisão do contrato; condicionantes econômicas; condicionante de exploração da interconexão e cobrança da energia entregue pelo Titular à Distribuidora.

A fatura, que é mensal (embora existam algumas concessionárias que optam pela fatura bimensal), deve seguir o modelo aprovado pela Direção Geral da Energia.

A máxima potência instalada e conectada na rede não deve superar a 50 % da capacidade de transporte da linha no ponto de conexão, definida como a capacidade térmica de projeto da linha nesse mesmo ponto.

4.4.5 Aspectos técnicos

Segundo o capítulo III, artigo 8º, do Real Decreto 1663/2000 de 29 de setembro – Condições Técnicas de Caráter Geral - o funcionamento das instalações fotovoltaicas não deverá causar à rede nenhuma avaria, diminuição das condições de segurança e nem alterações superiores às permitidas pela normativa vigente – Real Decreto 2818/1998 e regulamentos relacionados – Regulamento Eletrotécnico de Baixa Tensão.

Caso uma instalação fotovoltaica seja afetada por perturbações provenientes da rede de distribuição, deve ser aplicada a norma vigente sobre qualidade de serviço.

4.4.6 O Real Decreto em números

Apesar do Real Decreto 2818/1998 ter sido publicado em dezembro de 1998, as instalações fotovoltaicas acolhidas pelo Regime Especial, previsto nesse Real Decreto, só foram oficialmente regulamentadas com a publicação do Real Decreto 1663/2000, 21 meses depois, em setembro de 2000.

Até maio de 2001, havia cerca de 142 sistemas fotovoltaicos aprovados como instalação produtora de energia em Regime Especial, somando uma potência aprovada para receber os incentivos de aproximadamente 5 MW_p. [ASIF, 2001]

É importante lembrar que nem todas as instalações acolhidas pelo Real Decreto 2818/1998 já estão instaladas ou recebendo os incentivos nele previstos, pois, depois da inclusão da instalação como produtora em Regime Especial, o Titular tem ainda 12 meses para efetivar a instalação.

Em 2000, havia 27 instalações fotovoltaicas acolhidas pelo Real Decreto, conectadas à rede e vendendo sua produção às respectivas Empresas Distribuidoras a um preço médio de 37,7 Ptas/kWh – 66 Ptas/kWh no caso de instalações com potência igual ou inferior a 5 kW_p e 36 Ptas/kWh para as demais. Juntos, esses 27 sistemas somam 1,341 MW_p instalados, gerando, nesse ano, cerca de 1,28 GWh, o que resulta em um $Yields - Y_f = 950 \text{ kWh/kW}_p$ [Comisión Nacional de Energia, 2000].

Além de diferenciar os valores dos incentivos, o Real Decreto 2818/1998 diferencia os sistemas pequenos ($P \leq 5 \text{ kW}_p$) dos grandes ($P > 5 \text{ kW}_p$) para estabelecer o término dos incentivos para quando a potência instalada em sistemas pequenos some 50 MW_p.

Até maio de 2001, dos 142 sistemas aprovados no Real Decreto, 94, ou 66,2% do total, possuem potência menor ou igual a 5 kW_p, somando uma potência prevista de 383,8 kW_p, ou 7,7%. Das 27 instalações que estavam operando em Regime Especial até 31/12/2000, 17 são pequenas e somam uma potência instalada de 0,070 MW_p; as outras 10 são as consideradas grandes e somam

1,27 MW_p. No total, em 2000, todos os sistemas pequenos geraram 0,066 GWh; já os grandes, foram responsáveis por uma geração de 1,27 GWh [Comisión Nacional de Energía, 2001].

Fazendo um balanço geral dos resultados atingidos até o momento, vê-se que, no ano de 2000, a eletricidade gerada pelos sistemas fotovoltaicos representou 0,005% de toda a energia elétrica gerada por todos os sistemas de diferentes tecnologias acolhidas pelo Real Decreto 2818/1998. Em relação ao consumo total da Espanha, a geração fotovoltaica conectada à rede contribuiu com 0,001% [ASIF, 2001].

4.4.7 Comentários sobre a experimentação espanhola

A partir das informações apresentadas no item anterior, nota-se que os números são ainda pouco expressivos ao se considerar a potência total instalada em sistemas fotovoltaicos, ou o montante de energia elétrica produzida por esses sistemas em relação à potência instalada ou energia elétrica produzida no país. No entanto, essa constatação não tem grande relevância considerando toda a experimentação adquirida pela Espanha com essa iniciativa, tanto no campo da regulamentação dessa atividade quanto no técnico propriamente dito. Com isso, a Espanha começa a ganhar experiência na utilização de diferentes tecnologias, dando os primeiros passos na diversificação de sua matriz energética e no uso de fontes renováveis e distribuídas de energia.

Dos 1,34 MW_p instalados em sistemas fotovoltaicos acolhidos pelo Real Decreto [ASIF, 2001], 1 MW_p são de apenas um grande sistema, a central de Toledo, instalada há cerca de 8 anos [Mukadam, 1995]. Desde a publicação do Real Decreto 2818/1998, apenas 27 sistemas estão operando regularmente como produtores em Regime Especial, o que é considerado um número relativamente pequeno. Isso mostra que, mesmo com os incentivos estabelecidos, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica ainda não representam uma opção clara e concreta de investimento. Existem ainda barreiras a serem superadas.

Por outro lado, nota-se que a partir de 2000, passou a ocorrer uma maior incidência de pequenos sistemas residenciais acolhidos pelo Real Decreto 2818/1998 [Rosales, 2001]. Basta ver as cifras dos sistemas já aprovados, mas não necessariamente instalados. Com a popularização desses sistemas, alvo do programa de incentivo espanhol, projeta-se que a inserção da tecnologia será mais expressiva. No entanto, se a tendência atual seguir dessa maneira - 228 kW_p instalados em 2000, dos quais 70 kW_p em pequenos sistemas e 158 kW_p em sistemas grandes - a meta esperada de atingir 144 MW_p instalados até 2010 dificilmente será atingida [Rosales, 2001].

4.5 Dificuldades identificadas na Espanha

O Real Decreto 2818/98 publicado pelo governo espanhol representou, juntamente com as publicações de leis e normas correlatas, um importante marco no setor energético espanhol e, particularmente, no desenvolvimento de uma série de energéticos renováveis não convencionais. No entanto, mesmo tendo sido diminuída significativamente a barreira econômica (que muitas vezes se entendia como a principal dificuldade a ser superada), as instalações fotovoltaicas conectadas à rede ainda não ganharam o espaço inicialmente pretendido. Passados dois anos, apenas algumas dezenas de sistemas fotovoltaicos estão aprovados como produtores em Regime Especial e menor ainda é o número de instalações residenciais que já estão vendendo sua produção às Empresas Distribuidoras [Comisión Nacional de Energía, 2001].

As dificuldades surgiram logo no início da implementação dos incentivos governamentais à aquisição dos sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede elétrica de distribuição. Os incentivos não estão ainda sendo capazes de despertar o interesse de proprietários de residências em geral. Até o momento, nota-se que apenas aqueles que têm algum tipo de vínculo com o setor fotovoltaico ou com questões ambientais, se interessaram efetivamente pelo incentivo. São pessoas envolvidas com ONG's ambientais, com a indústria fotovoltaica ou são empresários com forte tendência a valorar e investir em

causas ambientais. São estes que se motivam suficientemente e acabam por conseguir superar os trâmites necessários à sua aprovação como produtor de energia em regime especial.

Isso sugere a seguinte reflexão: a regulamentação proposta, da forma como foi estruturada, exige um tipo de envolvimento e organização que muitas vezes o usuário não está disposto a ter, o que acaba limitando o número de possíveis interessados em investir na conexão de sistemas fotovoltaicos à rede.

Da forma como a regulamentação estabelecida foi constituída, o usuário residencial é praticamente obrigado a transformar-se num comerciante de energia e estabelecer uma relação comercial com a empresa distribuidora. Antes, a relação entre Empresa Distribuidora e o novo Titular era simples, tratava-se de um consumidor que paga pelos serviços de uma empresa cujo negócio é distribuir eletricidade. Atualmente, um consumidor residencial de eletricidade (um cliente convencional) para instalar e vender a energia gerada por um sistema fotovoltaico conectado à rede, acaba enfrentando as seguintes dificuldades:

- (a) A declaração anual de rendimentos torna-se mais complexa na medida em que o Titular deixa de ser um simples consumidor para ser um fornecedor de eletricidade. Ainda, com o aumento da renda decorrente da venda de eletricidade, o proprietário pode ter sua cota de contribuição aumentada, o que compromete a remuneração do investimento proposto e acaba fazendo com que ele pague uma alíquota maior também pelos seus rendimentos convencionais.
- (b) O contrato fornecido pela Empresa Distribuidora ao proprietário ainda não é de simples entendimento para uma pessoa física, não acostumada a lidar com esse tipo de relação comercial. Geralmente, as cláusulas contratuais protegem a empresa e penalizam o Titular contra eventuais contratemplos provenientes do funcionamento dos sistemas fotovoltaicos. É importante considerar que uma pessoa física, um cidadão comum, não tem

condições de assumir os custos decorrentes de danos em linhas de distribuição e torna-se também inviável o pagamento de seguros que com frequência assumem valores próximos ou superiores ao investimento inicial da instalação do sistema.

- (c) Da forma como o procedimento está arquitetado, a Empresa Distribuidora tem o poder de dificultar ou simplesmente retardar o processo de aprovação do incentivo, o que acaba por desanimar muitos dos possíveis interessados.

Assim, embora a barreira econômica tenha sido retirada, nota-se que o setor residencial, público alvo da nova regulamentação espanhola, ainda encontra importantes barreiras que dificultam a utilização do incentivo proposto. É por isso que entidades envolvidas com a questão energética e ambiental, como a ONG *Fundación Terra*, contestam a lei das energias renováveis, defendendo a simplificação e a desburocratização dos processos de aprovação no Regime Especial e no monitoramento dos sistemas.

Um outro aspecto dificultador, identificado na forma como foi arquitetado o mecanismo de incentivo espanhol, foi a vulnerabilidade do mesmo em relação às concessionárias. Quando a Empresa Distribuidora não tem interesse na disseminação desses sistemas, é capaz de colocar uma série de dificuldades no processo, o que limita a disseminação desses sistemas. De forma que o não envolvimento das empresas distribuidoras no processo de elaboração do programa de incentivo espanhol, pode ter propiciado o surgimento dessa dificuldade. Parece, portanto, não ser recomendável a elaboração de um programa de incentivo sem o envolvimento de todos os agentes significativos presentes na atividade em questão.

É importante ressaltar mais uma vez que, apesar das barreiras identificadas, a criação desse marco regulatório espanhol tem sido fundamental para o desenvolvimento dessa atividade na Espanha.

Finalmente, pode-se dizer que, a partir dessa seleção de exemplos, o processo de maturação de uma tecnologia e de seu mercado é demorado e dispendioso. Esse ganho de maturidade é processado em diversos níveis, desde o fortalecimento da indústria fotovoltaica até a capacitação de empresas instaladoras, passando pela formulação de normas e regulamentações específicas, bem como o envolvimento do Estado como agente regulador, definindo rumos estratégicos para o setor energético do país.

É importante perceber que essa maturidade está intrinsecamente relacionada com fatores internos a cada país. Portanto, faz-se necessário que cada um dos países passem também por esse processo de desenvolvimento de mercados. Assim, permite-se o amadurecimento tecnológico que os tornam capazes de identificar de que formas essa tecnologia pode melhor contribuir para a solução dos problemas que são específicos às suas respectivas realidades. A partir dessa reflexão, infere-se que, dentro de um cenário onde as economias serão globalizadas, quanto antes os países iniciarem essa busca, maiores serão as chances de se conseguir independência e competitividade. Nesse sentido, mesmo que a tecnologia solar fotovoltaica não seja capaz de competir dentro dos mercados concorrenciais (criados a partir da desregulamentação dos setores energéticos de diversos países), é importante dar início às experiências de utilização dessa tecnologia em escalas crescentes. É por isso que, como visto nos exemplos selecionados, diversos países já incentivam a inserção das energias renováveis em suas matrizes energéticas e, com isso, estarão melhores preparados e com uma infra-estrutura inicial organizada para quando aumentar a importância das fontes energéticas renováveis e limpas, como é o caso da energia solar fotovoltaica.

Percebe-se, então, que atualmente existe uma clara aposta no aumento da importância estratégica da tecnologia solar fotovoltaica no setor energético mundial, mesmo que essa tecnologia não seja ainda economicamente competitiva em relação às outras opções de geração de eletricidade.

Capítulo 5 - Proposta de inserção de EFCR no setor elétrico de São Paulo

5.1 Apresentação

Este capítulo desenvolve uma discussão sobre a necessidade de criação de um ambiente propício à inserção das EFCR como fonte complementar de geração de eletricidade. A partir dessa discussão, apresenta uma proposta de um mecanismo de incentivo à disseminação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de eletricidade.

O desenvolvimento atual da tecnologia solar fotovoltaica permite que geradores utilizem o inesgotável recurso solar, transformando-o em eletricidade de forma limpa, segura e confiável. Em função disso, questões relacionadas com a disseminação da geração fotovoltaica de eletricidade deixam de ser exclusivamente tecnológicas e passam a contar também com aspectos de ordem social, política e econômica.

A confiabilidade de uma tecnologia depende de uma série de fatores gerais ou específicos a cada tecnologia. A confiabilidade na tecnologia fotovoltaica de geração de eletricidade pode ser considerada alta, pois, havendo incidência de radiação solar sobre as células fotovoltaicas haverá geração de eletricidade. É uma característica intrínseca dos materiais que constituem as células fotovoltaicas. É importante notar, no entanto, que a disponibilidade instantânea do recurso energético apresenta certa aleatoriedade e, portanto, o mesmo ocorre com a produção energética desses sistemas. Considerando a aleatoriedade do recurso solar e conhecendo o perfil de geração dessa tecnologia, um sistema fotovoltaico só não produzirá a energia esperada devido a problemas de projeto e/ou instalação, fatores exógenos à tecnologia propriamente dita.

No que se refere à segurança, é fundamental garantir a integridade física de todos aqueles que de alguma forma estejam envolvidos nessa atividade. Esse problema é particularmente delicado pois esses sistemas são instalados em residências, escolas, postos de gasolina, edifícios públicos etc.. Nesses casos, o número de pessoas que, de alguma forma, estarão envolvidas ou próximas ao sistema é bem maior que no caso de uma planta geradora convencional, onde o acesso é restrito e todos os que estão à volta são qualificados ou estão devidamente treinados. Portanto, ao propor a instalação e operação de uma EFCR, torna-se extremamente relevante observar todos os cuidados referentes à segurança e, por conseguinte, torna-se importante observar cuidadosamente as normas técnicas específicas a essa atividade.

Em relação às questões ambientais, pode-se afirmar que a tecnologia solar fotovoltaica não gera qualquer tipo de efluentes sólidos, líquidos ou gasosos durante a produção da eletricidade. Também não emite ruídos nem utiliza

recursos naturais esgotáveis. No entanto, há dois tópicos que ainda permanecem em discussão: a emissão de poluentes e gastos energéticos durante o processo de fabricação dos módulos e as suas reais possibilidades de reciclagem depois de terminada sua vida útil¹⁷.

Atualmente, considerando a conexão à rede de sistemas instalados em edificações e sua aplicação em localidades com níveis médios de irradiação, 1700 kWh/m².ano, a tecnologia solar fotovoltaica, utilizando c-Si¹⁸, levará entre 2,5 e 3 anos para restituir toda a energia gasta na produção dos módulos [Alsema, 2000b]. A emissão de poluentes no processo de fabricação não é alta e já é fortemente controlada. Isso ocorre originalmente por dois motivos. Em primeiro lugar, a indústria fotovoltaica tem grande interesse em preservar sua imagem de indústria limpa e amiga do meio ambiente e, portanto, possui estratégias de controle de emissões bastante cuidadosas. Em segundo lugar, o próprio processo de fabricação das células e montagem dos módulos exige o uso de ambientes controlados e limpos, o que obriga a indústria a utilizar processos de controle de emissão muito mais restritivos do que os necessários para a manutenção da saúde humana [Fthenakis, 2000a].

Pode-se dizer que, para o oeste europeu, a emissão de CO₂ de uma EFCR está entre 50 e 60 g/kWh, que é consideravelmente menor do que as emissões das usinas térmicas que utilizam combustíveis fósseis entre 400 e 1000 g/kWh. Por outro lado, esse parâmetro é ainda alto se comparado com outros recursos renováveis disponíveis, tais como eólica e biomassa, que apresentam taxas de emissão abaixo das 20 g/kWh [Alsema, 2000a].

A indústria fotovoltaica utiliza líquidos corrosivos, gases tóxicos e metais pesados em sua linha de produção; por exemplo: Cd, Pb, Se, Cu, Ni e Ag. A presença e a quantidade desses materiais depende fortemente do tipo de célula

¹⁷ Uma discussão sobre o potencial de redução de emissões proporcionado pelos sistemas fotovoltaicos conectados à rede pode ser encontrada em [SPIEGEL et alii, 2000].

¹⁸ c-Si: Silício Cristalino – Cerca de 80% do mercado fotovoltaico utiliza módulos de Silício cristalino (mono-cristalino ou poli-cristalino) (2001).

que está sendo produzida. Como dito acima, as necessidades intrínsecas ao processo produtivo das indústrias fotovoltaicas obrigam a adoção de métodos de controle bastante rigorosos, o que minimiza a emissão desses elementos ao longo do processo produtivo dos módulos. A reciclagem do material utilizado nos módulos fotovoltaicos já é um procedimento viável, tanto sob o ponto de vista técnico quanto econômico, para alguns dos materiais utilizados, principalmente para aplicações concentradas e em larga escala. Existem modelos que prevêem a reciclagem de parte significativa do vidro, EVA e metais (Te, Se e Pb), entre 80 e 96 %. Outros metais como Cd, Te, Sn, Ni, Al e Cu deverão ser descartados ou poderão ser reciclados através de outros processos [Fthenakis, 2000b].

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição e instalados em edificações públicas, residenciais ou comerciais podem representar, em seu conjunto, um pequeno acréscimo na potência instalada numa cidade. Acréscimo, este, constituído por uma série de pequenos geradores fotovoltaicos capazes de gerar energia a partir de recursos não fósseis, de forma modular, limpa e distribuída. Essas características já foram abordadas ao longo deste trabalho, mas devem ser retomadas na discussão sobre a importância da adoção dos mecanismos de incentivo aqui tratados e o respectivo preço que a sociedade deve pagar por essa opção.

É praticamente consenso entre os especialistas do setor fotovoltaico, considerar a barreira financeira como a principal dificuldade a ser superada para a inserção da tecnologia solar fotovoltaica como uma das formas de obtenção de eletricidade. No entanto, para propor a disseminação das EFCR como forma complementar de geração elétrica, sabe-se que, além da questão econômica, existem outros aspectos também importantes a serem considerados. Dentre eles, destaca-se a necessidade de elaboração de um conjunto de normas técnicas e de uma regulamentação clara e específica para essa atividade. A elaboração das normas e a organização de uma regulamentação consistente são tarefas importantes, pois garantem a segurança nas instalações, a qualidade da energia gerada, o desempenho dos sistemas e a confiabilidade necessária de forma a garantir um ambiente favorável aos investimentos nessa atividade. Assim,

contribuiu-se para a inclusão dessa tecnologia no planejamento da oferta do setor elétrico ou no gerenciamento de sua curva de carga.

Neste capítulo, é apresentada uma sugestão para transpor a barreira econômica imposta pelos altos custos da energia fotogerada. Adicionalmente, é feita uma sugestão de um conjunto de normas e regras necessárias à ampla utilização desses sistemas.

5.2 Introdução

É freqüente encontrar experiências onde uma determinada atividade produtiva seja iniciada antes que toda a regulamentação envolvida seja estabelecida ou que as normas técnicas específicas sejam definidas. No caso da conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica pode-se citar a experiência da Espanha. Nessa experiência, a publicação dos incentivos à inserção das EFCR (Real Decreto 2818/98) precede a elaboração de normas e regulamentações específicas, criando assim um conflito entre a demanda criada para essa atividade e a falta de definição dos limites e deveres dos agentes envolvidos. Assim, todo o esforço na elaboração e implementação de um mecanismo de incentivo de âmbito nacional fica estrangulado na falta de regras claras de como realizar a instalação física do sistema, como é o formato do contrato ou como fica a declaração de imposto de renda da pessoa física, investidor potencial nesse tipo de atividade.

Unindo as lições aprendidas com a implementação do Real Decreto espanhol com as iniciativas realizadas por empresas concessionárias de distribuição americanas e espanholas, e considerando também as particularidades do setor elétrico brasileiro, apresenta-se uma sugestão de um conjunto de normas técnicas que garantam a segurança nas instalações, a qualidade da energia gerada e o desempenho dos sistemas. Somente a partir do estabelecimento dessas normas básicas e de seu obrigatório cumprimento é que se torna viável iniciar a implementação de qualquer tipo de incentivo à disseminação da

geração distribuída de eletricidade através de sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição.

A discussão e proposição de uma forma de incentivar a geração de eletricidade com sistemas fotovoltaicos conectados à rede considerará a utilização de mecanismos regulamentares que criem um ambiente propício para a aquisição, instalação e conexão desses sistemas. Essa regulamentação de incentivo é composta por um conjunto de regras estabelecidas pelo poder público e estruturadas segundo uma série de critérios capazes de criar um cenário propício à disseminação dos sistemas fotovoltaicos. Considera-se, também, que essa regulamentação deve ser clara, coerente e transparente. Assim, aqueles interessados nessa atividade terão as informações necessárias para o julgamento da atratividade do investimento.

No caso da tecnologia fotovoltaica, para ser eficaz, o mecanismo de incentivo deve ser elaborado segundo os seguintes critérios:

- ✓ *Ser específico à tecnologia.* A tecnologia solar fotovoltaica possui características particulares desde a forma de instalação de seus sistemas até o seu perfil de operação, passando pelo tipo de fluxo de caixa, onde os principais dispêndios ocorrem no início, momento da compra e instalação dos equipamentos.
- ✓ *Ser limitado no tempo.* É importante que os incentivos diminuam progressivamente e sejam limitados no tempo para que não se caracterizem como um subsídio e estimulem o desenvolvimento do mercado fotovoltaico. Com isso, pretende-se que terminados os incentivos, a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede possa continuar seu desenvolvimento no mercado energético brasileiro sem a necessidade do estabelecimento de outros incentivos.
- ✓ *Não introduzir barreiras desnecessárias.* Esse tipo de barreira pode surgir por duas vias. Uma delas, relacionada com o

primeiro critério acima descrito (ser específico à tecnologia), é fruto de experiências anteriores de incentivos a um conjunto de tecnologias de geração. Em alguns casos, esses incentivos terminam por introduzir exigências apropriadas a algumas tecnologias mas que inviabilizavam o investimento em sistemas fotovoltaicos especificamente. Outra forma de criação involuntária de barreiras diz respeito a certas heranças e/ou vícios do setor elétrico brasileiro. Acostumado a lidar com a instalação, operação e financiamento de grandes plantas geradoras, possui certas exigências necessárias a empreendimentos desse porte, porém, podem não fazer sentido no caso da compra, instalação e operação de sistemas com características distintas, como é o caso de uma EFCR.

- ✓ *Estar amparado por normas técnicas específicas.* Um critério também importante para o sucesso na implementação de um mecanismo de incentivo é o estabelecimento prévio ou, no máximo, concomitante de normas técnicas que garantam a segurança e o desempenho das instalações. Dessa forma, todos os agentes envolvidos nessa atividade serão beneficiados, sejam eles, vendedores, instaladores, empresas distribuidoras, governo e proprietários, pois terão o apoio técnico necessário à compra e instalação de um sistema desse tipo. Assim, ao se implementar um mecanismo de incentivo e, como decorrência, aumentar a procura por esses sistemas, não haverá as barreiras técnicas iniciais, comuns nesse tipo de situação. Portanto, o amadurecimento do mercado fotovoltaico passará então, mais especificamente, pela criação, adaptação ou consolidação dos principais atores dessa atividade – projetistas e instaladores de sistemas, concessionárias de energia, comercializadores de equipamentos fotovoltaicos, reguladores e fiscalizadores (Estado).

5.3 Normas técnicas

O conjunto de normas apresentado é fruto de uma compilação de normas e recomendações já estabelecidas por países e/ou concessionárias que já têm experiência com a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede.

As recomendações e normas atualmente existentes não diferem significativamente umas das outras. A principal diferença merecedora de destaque refere-se à especificação do tipo de aterramento requerido. Nos Estados Unidos, além das partes metálicas do sistema, uma das fases do sistema (pólo positivo ou negativo) também deve ser aterrada. Nos países europeus, os sistemas devem possuir tensão flutuante, ou seja, nenhum dos pólos deve ser aterrado. Nesse último caso, somente as partes metálicas da instalação devem ser colocadas em contato com o aterramento da instalação.

O conjunto das normas sugeridas está dividido em dois subgrupos: qualidade da energia e proteção e segurança.

5.3.1 Qualidade da Energia

Todos os parâmetros de medida da qualidade da energia entregue pelo sistema fotovoltaico à rede (tensão, frequência, cintilação (*flicker*) e distorção harmônica) devem ser medidos na interface entre concessionária e o cliente. Geralmente, esse ponto é localizado logo antes do medidor da energia entregue pelo sistema ou antes do medidor de energia da edificação onde está instalado o sistema, dependendo do tipo de instalação escolhido. Na prática, por conveniência, esses parâmetros podem ser medidos no quadro de distribuição de energia da edificação.

5.3.1.1 Tensão de operação

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede não regulam a tensão. Eles apenas injetam corrente na rede de distribuição. Portanto, o controle das variações na tensão de operação foi selecionado aqui como uma função de proteção desses equipamentos contra o mau funcionamento da rede e está apresentado no item 5.3.2.1.1.

É certo que no caso desses sistemas estarem colocando à disposição uma grande quantidade de corrente, maior que a carga na linha onde estão alocados, ações corretivas tornam-se necessárias como o uso de equipamentos reguladores de tensão. Tanto as concessionárias quanto os proprietários dos sistemas têm interesse no correto funcionamento do sistema. Em função disso, sugere-se a adoção de um intervalo aceitável de tensão entre 88% e 110% da tensão nominal da linha no local onde foi efetuada a conexão. Para redes cuja tensão nominal seja de 127V, o intervalo aceitável fica então entre 112V e 140V, que representa a sugestão feita pela norma americana¹⁹. No caso do Brasil, a faixa de tensão atualmente permitida encontra-se entre 116 e 132 V.

5.3.1.2 Cintilação – “flicker”.

Qualquer oscilação decorrente da conexão do inversor de um sistema fotovoltaico não deve exceder os limites identificados na norma IEEE std. 519 - 1992²⁰, definidos na *Maximum Borderline of Irritation Curve*.

¹⁹ IEEE 929-2000, “Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems”, 2000.

²⁰ IEEE Standard **519-1992**, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.

Não há efeitos substanciais causados pela cintilação aos equipamentos consumidores de eletricidade. O requerimento estabelecido visa a prevenção contra a ocorrência de problemas causados aos usuários dos equipamentos.

5.3.1.3 Frequência de operação

Os sistemas fotovoltaicos devem operar em sincronia com a oscilação de tensão e corrente determinada pela rede de distribuição de eletricidade. Dessa forma é importante especificar que o inversor a ser utilizado deve utilizar a frequência de oscilação da rede como referência; inversores auto-comutados. Para redes que operam numa frequência de 60 Hz, é comum estabelecer uma faixa de tolerância entre 59,3 Hz e 60,5 Hz.

5.3.1.4 Distorções na forma de onda

Os sistemas fotovoltaicos não devem apresentar grandes distorções na forma da onda gerada para não correr o risco de provocar mau funcionamento em equipamentos conectados na mesma rede. Essa distorção pode ser encontrada tanto na forma de onda da corrente como da tensão, sendo que, para os sistemas fotovoltaicos, as maiores dificuldades encontram-se no controle da forma de onda da corrente. Portanto, as normas técnicas existentes são mais detalhadas quando tratam dos harmônicos na forma de onda da corrente, particularmente nas contribuições de ordens ímpares.

Cada norma técnica apresenta valores diferentes para os limites máximos permitidos para as distorções harmônicas na tensão e corrente. As diferenças não são significativas e demonstram que certas localidades garantem a qualidade da energia através de normas mais restritivas do que em outras.

Uma das normas que especifica os limites máximos permitidos para a distorção harmônica é a IEEE std. 519 – 1992. Essa norma estabelece que a contribuição harmônica total na corrente não pode ser superior a 5% da frequência fundamental (no caso 60 Hz) e cada contribuição harmônica individual tem limites estabelecidos, apresentados na tabela 4 para os harmônicos ímpares. Essa norma não estabelece limites específicos para as contribuições harmônicas de ordem par, apenas determina que não devem ser superiores a 25% dos limites estabelecidos para cada intervalo de ordens harmônicas ímpares. Assim, as contribuições harmônicas individuais de ordens pares que estiverem entre o 2^o e o 8^o harmônico serão limitadas a 1% da frequência nominal (25% do limite estabelecido para os harmônicos ímpares dessa faixa).

Os valores apresentados na tabela 4 referem-se ao comportamento do sistema quando estiver operando em sua capacidade nominal.

Tabela 4. Limites para as contribuições harmônicas individuais e ímpares recomendadas pela IEEE std. 519 – 1992.

Harmônicos Ímpares	Limite
Entre 3 ^o e 9 ^o	< 4,0%
Entre 11 ^o e 15 ^o	< 2%
Entre 17 ^o e 21 ^o	< 1,5%
Entre 23 ^o e 33 ^o	< 0,6%
Acima do 33 ^o	< 0,3%

5.3.1.5 Fator de potência

Os sistemas fotovoltaicos devem operar com um fator de potência superior a 0,85 sempre que estiverem operando acima de 10% de sua capacidade nominal.

5.3.2 Proteção e segurança

Nessa parte, as recomendações devem garantir a operação apropriada e segura dos sistemas e, portanto, devem incluir funções para a proteção dos equipamentos, assim como a segurança de todos aqueles envolvidos nessa atividade.

No caso específico dos inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, a UL 1741²¹, preparada por *Underwriters Laboratories*, inclui especificações de testes para a verificação da existência de mecanismos de segurança e esquemas contra o funcionamento em ilha - *anti-islanding*.

5.3.2.1 Condições anormais de operação da rede

A rede de distribuição de eletricidade pode, por uma série de motivos, apresentar condições anormais de funcionamento e, em função disso, faz-se necessário especificar de que forma o sistema deve responder ao se deparar com essas condições de operação. A reação do sistema frente às mudanças nas condições de operação da rede deve ser pensada de forma a garantir a segurança da equipe de manutenção da rede, do público em geral e evitar danos nos equipamentos ligados à mesma rede.

Os possíveis distúrbios que podem ocorrer e que concernem a essa aplicação da tecnologia solar fotovoltaica são variações na tensão e frequência e desligamento completo da rede. Os sistemas fotovoltaicos devem, portanto, estar sensíveis às variações das condições de operação da rede e desligar o sistema fotovoltaico sempre que perceberem momentos onde as variações na tensão ou frequência estiverem fora dos limites previamente estabelecidos. O

²¹ UL Subject 1741, May, 1999, Standard for Static Inverters and Charge Controllers for use in Photovoltaic Power Systems.

mesmo deve ocorrer quando houver possibilidade de funcionamento de forma isolada, em ilha, ou ainda quando houver excesso de corrente CC sendo injetada na rede.

5.3.2.1.1 Variação na tensão

Como comentado acima, o sistema fotovoltaico deve monitorar as variações na tensão da rede à qual está conectado. A tabela 5 apresenta a faixa de tensão onde o sistema pode operar e os limites estabelecidos para caracterizar um mau funcionamento da rede. Para os dados apresentados na tabela 5, foi considerada uma tensão nominal de operação de 127 V. Os dados estão apresentados também em percentuais para possibilitar a fácil transposição para outros valores de tensão nominal. A coluna 2, “período”, refere-se ao tempo de observação da rede em operação (medido em ciclos) dentro dos níveis de tensão estabelecidos na coluna 1. Superado esse período, o inversor deverá então parar de injetar corrente na rede até que as condições de operação se estabilizem novamente. É importante destacar que o inversor não deve se desconectar da rede, mas, sim, parar de injetar a corrente fotogerada e manter uma vigilância nas suas condições de operação para que possa verificar o momento em que as condições normais de operação se restabeleçam. O estabelecimento de um período de espera até o desligamento da operação do sistema fotovoltaico ocorre para evitar que pequenos distúrbios na operação do sistema causem excessivos desligamentos do sistema.

Tabela 5. Níveis de tensão para desligamento do inversor.

Tensão no ponto de conexão (V)	Período (ciclos)
$V_{rede} < 64$ - ($V_{rede} < 50\%$)	6
$64 < V_{rede} < 112$ - ($50\% < V_{rede} < 88\%$)	120
$112 < V_{rede} < 140$ - ($88\% < V_{rede} < 110\%$)	Faixa de operação aceitável
$140 < V_{rede} < 173$ - ($110\% < V_{rede} < 137\%$)	120
$V_{rede} > 173$ - ($137\% < V_{rede}$)	2

Nota: Valores determinados a partir da norma técnica IEEE 929-2000, “Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems”, 2000.

Os parâmetros de ajuste apresentados na tabela 5 são atribuídos a pequenos sistemas fotovoltaicos, $P_{nom.} < 10 \text{ kW}_p$. Para sistemas maiores é possível estabelecer outros valores, desde que de comum acordo com a empresa concessionária local.

5.3.2.1.2 Variação na frequência

Os sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, $P_{nom.} < 10 \text{ kW}_p$, operando em redes de 60 Hz, devem ajustar sua operação para faixas de frequências compreendidas entre 59,3Hz e 60,5Hz. Ou seja, se a rede operar com frequência igual ou inferior a 59,2Hz ou igual ou superior a 60,6Hz durante 6 ciclos, o inversor desligará o sistema fotovoltaico, deixando de injetar corrente fotogerada na rede. O tempo de espera de 6 ciclos se deve ao mesmo motivo apresentado no item 5.3.2.1.1.

5.3.2.1.3 *Proteção contra ilhamento*

O ilhamento ocorre quando o sistema fotovoltaico permanece injetando corrente na linha de distribuição à qual está conectado mesmo quando ela estiver inoperante. Nesse caso, quando a concessionária desligar uma de suas linhas para a realização de manutenções preventivas, poderá estar colocando em risco seus funcionários, pois haverá a possibilidade dessa linha estar ativa em função da operação em ilha de algum sistema fotovoltaico conectado a tal linha. Por outro lado, no caso de um desligamento acidental, o funcionamento em ilha permitiria o abastecimento da carga local até que a operação da linha se normalizasse.

Considerando o cenário onde existam centenas de sistemas fotovoltaicos conectados às linhas da concessionária, seria impraticável o desligamento preventivo de alguma linha para a realização da manutenção, pois um funcionário teria de ser deslocado para ir fisicamente desligar cada um dos sistemas fotovoltaicos. Portanto, priorizando a questão da segurança, é vetado o funcionamento em ilha de qualquer sistema fotovoltaico conectado à rede. Dessa forma, os inversores utilizados devem monitorar algum parâmetro elétrico da rede de forma a permitir a utilização de um mecanismo de segurança que suspenda sua operação sempre que a mesma estiver desligada, propositalmente ou acidentalmente. Assim, quando houver desligamento de linha para a realização de manutenções preventivas, todos os sistemas fotovoltaicos cessarão automaticamente e imediatamente a sua operação.

A questão do funcionamento em ilha representa um grande entrave na discussão desse tema com as concessionárias²².

²² Existe uma série de estudos e publicações a esse respeito, por exemplo: [Kern, Bonn, Ginn, Gonzáles, 1998; Stevens, et al, 1999; Begovic, Ropp, Rohatgi, Pregelj, 1998].

A imensa maioria das possibilidades de ocorrer o ilhamento de um sistema fotovoltaico pode ser evitada com a utilização de detectores de variações na tensão e frequência, como os já apresentados nos itens 5.3.2.1.1 e 5.3.2.1.2. No entanto, é possível que, em condições extremamente específicas, possa ocorrer um balanço entre a carga e geração fotovoltaica em uma seção da linha de distribuição da rede, o que manteria a frequência e tensão dentro dos níveis aceitáveis, permitindo a continuidade da operação do sistema fotovoltaico. Um evento desse tipo, embora pouco provável, poderia ter conseqüências suficientemente grandes, o que motivou diversos estudos [Tsukamoto, Okaiasu, Yamagishi, 2001; Stevens, et alii, 1999; Begovic, Ropp, Rohatgi, Pregelj, 1998; Kern, et alii, 1998]. Todos esses trabalhos resultaram no desenvolvimento de técnicas confiáveis de controle ativo para a detecção de ilhamentos e de métodos para a determinação da confiabilidade dos sistemas de prevenção de ilhamentos utilizados nos inversores existentes.

Para a proteção contra o ilhamento é necessário, no mínimo, requerer a utilização de inversores comutados pela rede, dotados desses mecanismos de proteção.

5.3.2.1.4 Procedimentos de re-conexão

Depois de desligado o sistema fotovoltaico em função de algum mau funcionamento da rede, o inversor deve seguir monitorando os parâmetros elétricos de operação da linha até que sejam restabelecidas as condições normais de operação, ou seja, até que a tensão e a frequência da rede se estabilizem dentro dos valores considerados como condição normal de operação da rede.

Considerando que a volta às condições normais de operação da rede pode ser apenas transitória, algumas normas exigem a espera de um certo tempo até que o inversor possa voltar a injetar corrente fotogerada na rede. No entanto, não há unanimidade quanto ao valor desse tempo de espera. Existem normas que

permitem a volta da operação do sistema fotovoltaico assim que a rede volte à sua condição normal de operação. Outras exigem a espera de 30 segundos a 1 minuto. O maior tempo de espera requerido foi identificado na norma americana IEEE 929²³, que estabelece um tempo de espera de 5 minutos.

O sistema instalado na Universidade de São Paulo utiliza um inversor alemão que volta a injetar corrente à rede assim que as suas condições de operação se normalizem, sem, portanto, esperar algum período para garantir que essa volta à normalidade não seja transitória. Esse procedimento não acarretou qualquer tipo de problema ao sistema ou à rede. Portanto, a espera de 5 minutos para a re-conexão do sistema, como determina a norma americana IEEE 929, parece ser excessiva. Sugere-se, portanto, considerar um período de espera entre 30 segundos e 1 minuto para a re-conexão do sistema fotovoltaico à rede.

5.3.2.2 Injeção de corrente CC

Os sistemas fotovoltaicos não devem injetar corrente contínua acima de 0,5% da corrente nominal de saída do inversor, qualquer que seja a condição de operação a que eles estejam submetidos.

5.3.2.3 Aterramento

O aterramento do sistema deve ser feito segundo determina a norma do local da instalação.

A presença de um sistema de geração fotovoltaica de eletricidade não interfere significativamente na estrutura física e elétrica da edificação à qual será

²³ IEEE 929-2000, “Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems”, 2000.

incorporado. No entanto, alguns cuidados para a proteção das pessoas e do equipamento devem ser considerados na elaboração do projeto. Todas as estruturas condutoras externas devem ser aterradas.

Ainda hoje existe certa discussão se a tensão do sistema deve ou não ser flutuante, ou seja, discute-se se é exigida ou não o aterramento de uma das fases do sistema.

Priorizando a segurança nas instalações, considera-se prudente optar pela utilização de sistemas com tensão flutuante, pois minimiza a possibilidade de ocorrer descarga elétrica por contato (direto ou indireto) [IES, 1999; Vidal, 2000; Vidal, 2001].

5.3.2.4 Chave de desconexão instalada na interface com a rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede devem possuir uma chave capaz de conectar e desconectar o sistema à rede. Essa chave deve ser instalada entre o inversor e a rede, em local de fácil acesso. A chave utilizada deve apresentar de forma clara e de fácil identificação a indicação da posição em que se encontra - ligada ou desligada. Essa chave deve ainda ser instalada em caixa com tampa transparente, de forma a permitir a rápida visualização de sua posição. Do ponto de vista técnico, a presença dessa chave permitirá que as equipes de manutenção de linha possam desligar os sistemas instalados em certa região para que os reparos e/ou manutenções preventivas possam ser realizadas em segurança.

A obrigatoriedade de se instalar a chave na interface entre o inversor e a rede poderá ser negociada com a empresa que detém a concessão da linha onde será instalado o sistema, apenas em duas situações: no caso da empresa dispor de procedimentos operacionais que isentam o sistema de possuir a chave; ou de haver a determinação de que apenas sejam utilizados inversores dotados de esquemas de segurança contra o ilhamento.

Além do aspecto técnico, existem aspectos não técnicos que podem justificar a utilização dessa chave de desconexão. A concessionária poderá, por exemplo, ter que desconectar o sistema da sua linha em função de questões contratuais ou financeiras, por exemplo: o descumprimento de alguma cláusula contratual.

5.4 Possíveis mecanismos de incentivo

Existe um amplo espectro de possibilidades e diferentes tentativas de se incentivar a disseminação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, instalados em edificações residenciais, comerciais e/ou públicas. No conjunto dos mecanismos já implementados em países como Alemanha, Espanha, Holanda, Suíça ou Japão, não há diferença significativa entre as normas técnicas estabelecidas. As principais diferenças encontram-se na especificação de onde sairá o dinheiro para o incentivo, quanto será e de que forma se fará o pagamento.

Quando se discutem e apresentam as formas possíveis de se arquitetar um mecanismo de incentivo, é importante destacar que o sucesso e a reprodutibilidade do mecanismo de incentivo são determinados pela coerência, clareza e transparência na forma como foram arquitetados. Isso ocorre, principalmente, porque esses parâmetros fornecem credibilidade à iniciativa.

Utilizando como critério de classificação a forma de repasse do volume financeiro reunido para o incentivo é possível separar os incentivos existentes em três tipos: o incentivo à potência instalada, o incentivo à energia gerada e o incentivo misto. No primeiro caso, utiliza-se o recurso para pagar toda a energia gerada pelas EFCR de forma antecipada e à vista; no segundo, escolhe-se remunerar o investimento ao longo do tempo, de forma parcelada, conforme a energia fotogerada é colocada à disposição das distribuidoras; o terceiro tipo de incentivo é uma mistura dos dois primeiros.

Os três tipos de incentivo podem promover a disseminação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, assim como consolidar um mercado para essa aplicação da tecnologia. Resta então considerar essas possibilidades existentes, as características do setor onde será aplicado e desenvolver uma forma que maximize a chance de sucesso da iniciativa.

A seguir, apresenta-se a definição dos três tipos de incentivo acima categorizados e uma discussão das implicações técnicas e econômicas provenientes da utilização de cada um deles.

5.4.1 Incentivo à potência instalada

O incentivo à potência instalada cobre parte ou todo o custo inicial da instalação – aquisição e instalação dos equipamentos. Ao pagar apenas parte do custo do sistema, dentro do ponto de vista do cliente-proprietário, o custo da energia gerada pelo seu sistema fotovoltaico pode ser igual ou menor do que a energia convencional, dependendo do esquema arquitetado para o incentivo. Dessa forma, tudo se passa como se o usuário-proprietário comprasse a priori toda a energia que seu sistema será capaz de produzir a um custo que, uma vez mais, depende da forma como o incentivo foi desenhado.

Portanto, esse tipo de mecanismo de incentivo determina inicialmente o custo da energia a ser gerada pelo sistema fotovoltaico. Ao considerar um contexto onde os custos da energia convencional tendem a crescer, tornando-se cada vez maiores que o custo da energia fotogerada, estabelecido pelo incentivo, crescem também as vantagens para o usuário, pois este ou estará consumindo a energia que produziu ou estará “trocando-a” com a energia fornecida pela rede (que, segundo essa hipótese, é mais cara que a produzida por ele). Nesse caso, o proprietário do sistema não é remunerado financeiramente pela energia que seu sistema coloca à disposição na rede. Ele recebe o auxílio para tornar-se produtor de energia elétrica. E a energia que produz poderá ser consumida por ele mesmo ou “trocada” com a rede no caso de não haver coincidência entre a

sua produção e o seu consumo.

Dentro desse contexto, o ponto de conexão do sistema fica praticamente determinado, pois já que a energia produzida pelo sistema não será tarifada, o proprietário da edificação não terá ganho algum caso seu sistema seja conectado em um ponto fora de sua edificação, depois de seu medidor de energia. Em casos como esse, o sistema deverá ser conectado em algum ponto no interior da edificação, antes do medidor de energia da edificação. Assim, toda a energia que seu sistema produz será utilizada pelo cliente-proprietário, seja através de consumo direto, onde a energia fotogerada abastece diretamente a carga da edificação, seja através do desconto na energia comprada da rede, já que quando houver geração e não houver consumo, a energia que o sistema injeta na rede faz girar para trás o medidor de consumo da edificação²⁴.

5.4.2 Incentivo à energia gerada

O incentivo à energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos caracteriza-se pelo pagamento da energia fotogerada com valores incentivados, ou seja, valores que no mínimo remunerem o investimento inicial na compra e instalação do sistema. É claro que, dependendo da intensidade do incentivo, poderá haver uma sobre-remuneração da energia produzida por esses sistemas a título de aumentar a atratividade da iniciativa e ajudar a transpor eventuais barreiras relacionadas à falta de conhecimento dessa aplicação da tecnologia pelo público consumidor de energia em geral.

Dessa forma, o proprietário da edificação e do sistema fotovoltaico pode ser considerado como um tipo especial de produtor independente de energia, já que estará realizando um determinado investimento numa atividade produtiva com o objetivo de receber uma remuneração por sua produção. Portanto, nesse caso, o

²⁴ Esse tipo de conexão é denominado de *net-metering*; ver diagrama “b” da figura 2 do capítulo 1.

cliente-proprietário estará se apropriando de uma renda financeira ao vender sua produção energética. Será um produtor independente de energia em regime especial, pois não estará sujeito às mesmas regras de competição e concorrência que outros produtores que devem competir com seu produto, embora esteja negociando-os dentro do mesmo mercado concorrencial.

Nesse tipo de incentivo, em oposição ao anterior, é melhor que o ponto da conexão do sistema à rede elétrica seja depois do medidor de consumo elétrico da edificação, entre o medidor e a rede (ver diagrama **a** da figura 2, capítulo 1). Assim, toda a energia produzida pelo sistema é vendida para a rede e não apenas a parte excedente que não foi consumida dentro da edificação. Não são os aspectos técnicos que determinam em qual ponto a conexão se realizará. Essa decisão depende mais de questões relacionadas com a forma desejada para o mecanismo de incentivo.

Uma primeira grande dificuldade enfrentada por esse tipo de incentivo é o alto risco financeiro associado à falta de confiabilidade na estabilidade econômica do país por períodos de dezenas de anos. Isso porque o alto investimento inicial será remunerado apenas a longo prazo, tipicamente entre 10 e 15 anos. No entanto, há formas de contornar esse problema, sobre-remunerando a energia gerada por um tempo determinado ou deixando que a concessionária assuma o risco do longo prazo, “comprando” à vista toda a produção energética do sistema de um determinado período futuro.

Além dessa dificuldade, essa forma de mecanismo de incentivo pressupõe a organização prévia do setor elétrico para gerenciar e organizar essa nova estrutura produtiva, que deverá coexistir com as formas tradicionais de gerenciamento do setor elétrico nacional. Essa nova organização refere-se, principalmente, à criação de setores responsáveis por tarefas como cadastrar as novas pequenas unidades geradoras; fiscalizar o cumprimento das normas técnicas de segurança e produtividades mínimas; monitorar a operação dos sistemas; contabilizar a eletricidade gerada por cada sistema; remunerar os diversos clientes-proprietário pela energia que seus sistemas produziram e incluir a energia proveniente das EFCR no planejamento elétrico do setor,

contribuindo com o gerenciamento da oferta de energia proveniente das diferentes fontes disponíveis.

É importante considerar, no entanto, que todo o trabalho despendido na criação de uma estrutura organizacional, capaz de incluir as EFCR no planejamento do setor como pequenos geradores elétricos distribuídos, é recompensado pela vantagem de já se iniciar essa atividade de forma organizada, considerando a existência de um mercado de energia onde as diferentes fontes estarão sendo comercializadas e, portanto, será necessário conhecer a produção total das EFCR, contabilizar a energia gerada, remunerar os proprietários dos sistemas etc.. Ou seja, o incentivo à energia gerada é mais orientado ao mercado do que o incentivo à potência.

5.4.3 Incentivo à potência e à energia

São incentivos mistos, criados para remunerar de forma incentivada a energia gerada pelos sistemas e todo ou parte do investimento inicial necessário para a compra e instalação do sistema. Nesse sentido, procura-se organizar as vantagens encontradas em cada tipo de incentivo de forma a minimizar as dificuldades encontradas por cada um deles. Assim, os altos investimentos iniciais ficam amortizados pelo incentivo à potência instalada e o longo período de retorno do investimento diminui em função da remuneração incentivada à energia produzida pelos sistemas.

Essa forma de incentivo demanda uma estrutura organizada e um volume de recursos financeiros mais robusto, ou uma inserção mais branda das EFCR, uma vez que une pagamentos à vista (incentivo à potência) com pagamentos em longo prazo (incentivo à energia).

5.5 Considerações gerais

É importante que um programa de incentivos à geração de eletricidade com sistemas fotovoltaicos procure formas de reunir todos que estejam diretamente envolvidos, procurando dividir responsabilidades e contabilizar vantagens. Os agentes necessariamente envolvidos com a inserção das EFCR são: governo, sociedade como um todo, proprietário da edificação, concessionária, fabricante e comercializador/instalador. Cada um dos agentes listados tem ou pode vir a ter algum benefício ou interesse na inserção das EFCR como fonte alternativa de geração de eletricidade e, portanto, cada um poderá contribuir para que a iniciativa de incentivar essa atividade aconteça de forma clara e justa. Portanto, um passo importante será o de identificar as vantagens e estimar qual a contribuição possível para cada um dos agentes envolvidos.

A inserção das EFCR é interessante ao fabricante de módulos fotovoltaicos por razões óbvias. Para os outros agentes envolvidos (governo, sociedade, proprietários e concessionária) a utilização de EFCR representa um aumento (mesmo que pequeno) na capacidade de geração elétrica brasileira através de um recurso renovável e cuja tecnologia de aproveitamento não agride ao meio ambiente. Dessa forma, contribui-se com a manutenção de uma matriz energética não poluente e renovável e permite-se sua progressiva flexibilização, já que representa um processo de diversificação dos recursos disponíveis e adquire-se experiência com a geração distribuída.

As grandes dificuldades identificadas são o alto preço a ser pago pela opção e a necessidade de formulação e construção de uma estrutura capaz de gerenciar essa atividade. Portanto, cabe à sociedade optar pela inserção das EFCR e, com isso, ganhar maturidade com o uso de um recurso energético renovável, maturidade essa que poderá, inclusive, ser futuramente estendida a outros energéticos renováveis. Ao Estado cabe responder a esse anseio, transformando a tecnologia fotovoltaica em uma opção de investimento através da implementação de mecanismos de incentivo ao uso de EFCR e regulamentando essa atividade. Cabe também ao governo montar a estrutura organizacional dessa atividade, além de fiscalizá-la. Cabe ao fabricante garantir a oferta de

equipamentos homologados segundo normas específicas e a divisão com a sociedade da renda adquirida através do aumento e consolidação do mercado fotovoltaico – o que significa repassar ao consumidor a renda obtida com a diminuição de seus custos de produção decorrente do crescimento de seu mercado.

A disseminação das EFCR será responsável por vantagens tais como o aumento da potência instalada no país, a diversificação dos recursos utilizados, o uso de recursos renováveis não agressivos ao meio ambiente, a diminuição da dependência de combustíveis fósseis e o aproveitamento do recurso solar, amplamente disponível em solo brasileiro. Nesse sentido, é desejável dar início à experimentação na geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Isso porque essa atividade demanda uma maturação em diversos níveis, desde a estrutura necessária para sua operação - regulamentação, instalação, fiscalização, medição da energia fotogerada e remuneração - e o fomento à atividade industrial e comercial no país, que esteja relacionada com a geração distribuída de eletricidade com EFCR. A necessidade de implementar um mecanismo de incentivo para a disseminação dessa atividade produtiva decorre do fato dela ainda ser relativamente cara quando comparada com outras tecnologias convencionais de geração elétrica. Esse fator é particularmente importante no atual momento, onde a orientação ao mercado de praticamente todas as atividades comerciais do setor elétrico torna o custo de produção da eletricidade o principal critério de seleção entre as opções existentes. A partir dessa constatação, o mecanismo de incentivo tem como objetivo dar espaço para que essa atividade possa consolidar progressivamente seu próprio mercado de forma a, depois de certo tempo, ser capaz de assegurar um espaço próprio dentro do mercado brasileiro de geração elétrica, que seja condizente com suas características de operação.

5.6 Considerações específicas

Existem diversas formas de instalar ou de promover a disseminação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Mas, para ser possível estabelecer uma proposta concreta para a difusão das EFCR, é importante selecionar os aspectos relacionados com essa aplicação da tecnologia fotovoltaica, no intuito de facilitar a reprodutibilidade dessa atividade a longo prazo, sem mais haver a necessidade de implementar novos mecanismos de incentivo.

O público alvo do mecanismo de incentivo à inserção das EFCR aqui proposto é constituído de proprietários de edificações residenciais ou comerciais e o Estado enquanto responsável pelas edificações públicas.

A escolha da propriedade do sistema é uma das questões a serem abordadas inicialmente. Os sistemas podem ficar como propriedade dos organismos financiadores, dos proprietários da edificação ou da concessionária. Por exemplo, uma forma possível de implementar esses sistemas seria incentivar que as concessionárias alugassem telhados de clientes e instalassem sistemas próprios. Outra possível forma é considerar que empreendedores realizem o investimento na conexão de sistemas à rede e procurem por parceiros para participar da empreitada através da compra de cotas ou ações do investimento²⁵ (Essa forma só poderá existir em um ambiente incentivado, onde o valor da energia gerada por esses sistemas o torne um negócio lucrativo) [Días, 2001].

Com o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, as atividades de geração, distribuição e comercialização estão sendo direcionadas para um mercado desregulamentado de energia. A partir da constatação desse processo, busca-se que a inserção das EFCR no setor energético seja direcionada ao mercado. O programa de incentivos e a regulamentação propostos nesse trabalho devem refletir esse direcionamento ao mercado, o que significa que a

²⁵ Na Espanha, há uma experiência onde uma concessionária investe na instalação de centrais fotovoltaicas conectadas à rede e vende, a seus clientes, cotas de participação no referido investimento [Días, 2001].

escolha da forma desse programa de incentivos fica limitada e é conformada por esse direcionamento.

De forma a orientar ao mercado a geração distribuída de eletricidade com EFCR, sugere-se que a propriedade dos sistemas fotovoltaicos adquiridos no âmbito do programa de incentivos proposto neste trabalho seja da pessoa física que solicitou o incentivo, geralmente o proprietário da edificação onde o sistema será instalado. E, como a pretensão é contribuir para o aumento da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis e limpas, no caso através de sistemas fotovoltaicos, é importante remunerar toda a energia fotogerada e não apenas o excedente que é entregue à rede. Portanto, mesmo que a energia fotogerada seja consumida dentro da própria edificação deverá, ser remunerada segundo valores estabelecidos pelo incentivo. Assim, com o término do incentivo, toda a energia gerada pelo sistema fotovoltaico ainda poderá ser valorada a preços que, a seu momento, serão determinados pelo mercado – orientação ao mercado. Dessa forma, é necessário dispor de um medidor capaz de contabilizar toda a energia gerada pelo sistema, a ser instalado em local de fácil acesso, de preferência próximo ao medidor da energia comprada da rede pela edificação. Além disso, considerando que os medidores de eletricidade instalados no Brasil não possuem trava que o impeçam de descontar sua medida quando a corrente fluir em sentido inverso e considerando ainda um cenário futuro onde a energia fotogerada será livremente negociada com o(s) distribuidor(es) de energia, a melhor configuração elétrica para a instalação dos medidores de energia é a apresentada na figura 2-a – capítulo 1, onde a energia fotogerada ficará disponível à rede depois do medidor de entrada da edificação, ou seja, entre o mesmo e a rede. Considera-se ainda que a EFCR estará instalada de acordo com os requisitos necessários para transformá-la em um produtor independente de energia, situação mais condizente com a atual orientação ao mercado do setor elétrico nacional.

Segundo tal configuração elétrica, a fronteira entre a edificação e a rede deixa de ser o medidor de energia da entrada, passando a ser o ponto onde o sistema fotovoltaico passa a injetar corrente na rede.

Serão considerados, pelo menos inicialmente, apenas os sistemas fotovoltaicos conectados à rede em baixa tensão. Nesse sentido, os sistemas serão subdivididos em três categorias, segundo sua potência instalada; sistemas pequenos – com até 10 kW_p instalados; sistemas médios – entre 10 e 50 kW_p instalados; e sistemas grandes – com potências acima de 50 kW_p.

A decisão pelo uso de inversores monofásicos ou trifásicos, ou a decisão por um único inversor por sistema ou uma seqüência de inversores, será estabelecida em comum acordo entre o projetista do sistema e os engenheiros da concessionária responsável. Isso porque é uma decisão que poderá ser influenciada por aspectos locais, específicos da linha ou fase onde será conectado o sistema. De qualquer forma, como recomendação geral, utilizam-se inversores monofásicos para sistemas pequenos. Mesmo assim, no caso de um sistema com 10 kW_p instalados, é aconselhável utilizar, por exemplo, 4 inversores de 2,5 kW_p do que um único de 10 kW_p. Para sistemas médios e grandes recomenda-se o uso de inversores trifásicos.

5.7 Considerações financeiras

Como já comentado ao longo deste trabalho, o custo da energia produzida por esses sistemas é atualmente alto em relação à energia convencional gerada a partir de fontes hídricas, térmicas, nucleares etc., o que representa uma forte barreira à realização de investimentos nesses sistemas fotovoltaicos, principalmente ao se considerar a atual tendência de reformulação dos setores elétricos adotada por diversos países.

Uma forte contra-argumentação aos altos custos da eletricidade fotogerada é, por um lado, a constatação da evolução da curva de aprendizagem da tecnologia fotovoltaica, que vem mostrando um decréscimo significativo desde o início de sua utilização para aplicações terrestres em 1970 (ver figura 19) [Parente, Goldemberg, Zilles, 2002]. Por outro lado, o custo da energia elétrica convencional, comercializada no Brasil vem crescendo significativamente,

particularmente após o início da reestruturação do seu setor elétrico. Dessa forma, vislumbra-se um momento onde esses custos serão equiparados. Essa perspectiva é um dos fatores que motiva a busca por mecanismos de incentivos capazes de quebrar essa grande dificuldade da tecnologia fotovoltaica – ser cara por não ter mercado e não ter mercado por ser cara – buscando, principalmente, a estruturação de um mercado “virtual”, inicialmente sustentado, capaz de manter o declive da curva de aprendizagem da tecnologia. Com isso, espera-se a queda do custo da energia fotogerada, o que traria condições de existência de um mercado “real” para coexistir e competir com as demais tecnologias existentes, sem mais necessitar ser sustentado por mecanismos de incentivo.

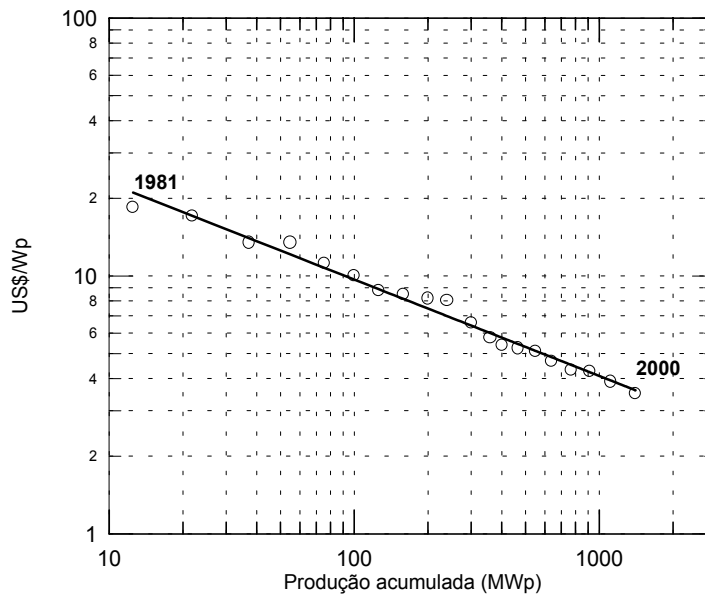


Figura 19. Curva de aprendizagem da tecnologia solar fotovoltaica [Parente, Goldemberg, Zilles, 2002].

A opção por uma matriz energética que considere os diferentes recursos renováveis disponíveis depende de uma opção da sociedade como um todo. Esta, através de seus representantes governamentais, deve procurar incluir essas

tecnologias que, embora não representem atualmente uma opção economicamente viável, são renováveis, não agredem o meio ambiente e possuem um amplo e pouco aproveitado potencial de utilização. Um dos fatores que contribuem com a inviabilidade financeira destas alternativas decorre do fato dessas vantagens ainda não serem contempladas nos cálculos de viabilidade econômica dessas opções tecnológicas.

Dessa forma, conclui-se que o custo da eletricidade fotogerada deve ser dividido por todos os usuários do setor elétrico, sendo que o cálculo do custo da eletricidade para seus usuários finais deve ser determinado através de uma média ponderada entre os custos das diversas tecnologias presentes na matriz energética nacional. Como a potência instalada em sistemas fotovoltaicos não será representativa em relação à potência instalada no país, também não será representativo o sobre-custo na tarifa elétrica devido à inserção dos sistemas fotovoltaicos em sua matriz energética.

Argumentando de uma forma mais ampla, o sobre-custo decorrente do uso de energéticos mais caros que os presentes no mercado deve ser pago porque esses recursos energéticos, além de serem renováveis, apresentam ganhos ambientais importantes de serem considerados. Principalmente em tempos onde a importância da discussão sobre os impactos ambientais causados pela atividade humana ganha significativa relevância. Nesse sentido, deve-se considerar a inclusão no pagamento do sobre-custo acima citado, os envolvidos em todas as atividades energéticas que causem algum tipo de dano ao meio ambiente ou que utilizem recursos não renováveis. Essa seria então uma forma possível de dar justiça à competição de mercado entre os diferentes recursos energéticos disponíveis, onerando, por um lado, certas atividades energéticas por serem poluidoras ou usuárias de recursos não renováveis e, por outro lado, remunerando outras atividades energéticas pelo fato de utilizarem recursos renováveis e não agressivos ao meio ambiente.

O Valor Normativo (VN²⁶), parâmetro já existente no setor elétrico brasileiro, poderá servir de referência tanto para a remuneração ao cliente-proprietário pela energia gerada por seu sistema quanto para a concessionária repassar para suas tarifas os gastos realizados na compra da eletricidade fotogerada. Para tal, há três aspectos importantes a serem considerados.

Em primeiro lugar, o Valor Normativo para a energia fotogerada, estabelecido pela ANEEL, deve representar efetivamente o custo de geração da tecnologia solar fotovoltaica no momento de sua produção. Deve, portanto, ser revisado periodicamente²⁷.

Em segundo lugar, deve ser considerado que a distribuidora passará a ter custos operacionais para gerenciar todos os pequenos geradores fotovoltaicos distribuídos em sua área de concessão. Nesse sentido, deve-se garantir uma quantia capaz de remunerar e incentivar a criação de uma estrutura na empresa capaz de fiscalizar os sistemas, verificar a quantidade de energia fotogerada e remunerar o cliente-proprietário. Assim, uma porcentagem do volume de negócio realizado em função da compra e venda da energia fotogerada deve ser separada para a distribuidora. Sugere-se que essa porcentagem seja de aproximadamente 5%. Pretende-se, dessa forma, que a comercialização da eletricidade fotogerada não represente um ônus para as distribuidoras. Busca-se, portanto, a prevenção contra outra grande barreira potencial à inserção das EFCR: as empresas concessionárias dos serviços de distribuição de eletricidade.

Em terceiro lugar, há uma necessidade iminente de descentralizar e tornar mais específica a determinação dos valores de VN. Para tanto, a determinação desses valores passaria do âmbito federal – ANEEL – para o âmbito estadual – CSPE no caso de São Paulo. Devido à especificidade de cada recurso energético, é

²⁶ Resolução ANEEL nº 233 de 29 de julho de 1999 estabelece os Valores Normativos que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários.

²⁷ A ANEEL através da resolução nº 22 de fevereiro de 2001 atualiza procedimentos, fórmulas e limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica para as tarifas de fornecimento.

impossível utilizar uma única expressão para determinar o valor normativo de todas as tecnologias de geração contempladas na Resolução ANEEL n. 233. Portanto, é importante especificar uma forma de cálculo do valor normativo para cada tecnologia e região.

Nesse momento, surge o primeiro ponto de negociação: o estabelecimento de VN pela ANEEL, ou, como proposto neste trabalho, o estabelecimento de VNFV-SP pela CSPE. Pois, caso a experiência seja difundida para outras regiões do país, cada Estado terá que estabelecer um VN específico para sua região e cada tecnologia.

Em fevereiro de 2002, buscando “...revitalizar o modelo do setor elétrico nacional, alcançando a retomada do investimento, o funcionamento pleno do mercado e a atenuação dos impactos tarifários...”, a Câmara de Gestão da Crise Energética, órgão diretamente ligado à Presidência da República, através de seu Comitê de Revitalização do Setor, divulga um relatório contendo uma série de medidas que procuram “...*corrigir disfuncionalidades no modelo do setor e propor aperfeiçoamentos...*” (Octávio Castello Branco).

No que se refere às fontes renováveis, se buscará “... *a criação de um mecanismo específico, por meio do qual, todas as fontes alternativas de energia, com custos mais altos, sejam comercializadas com um único VN..* (que refletiria o custo marginal de expansão, calculado de forma transparente e de simples aplicação e uniforme por região ou horário) *...e que seja explicitado o subsídio específico dessas fontes, de forma que não haja uma penalização dos consumidores de determinada região onde exista uma concentração maior de energias caras como, por exemplo, a eólica ou a biomassa. A proposta é uniformizar esses VNs e criar um subsídio específico que seria distribuído a partir de um determinado critério transparente de alocação entre essas fontes.*” (Octávio Castello Branco). Essa modificação na logística e concepção do VN ainda não foi implementada, motivo pelo qual, neste trabalho, será considerada a sua forma original.

Como se pode verificar, as modificações propostas, quando implementadas, não causarão grandes modificações na idéia geral de se incentivar os energéticos renováveis e não convencionais, desde que os Estados tenham a liberdade de estipular incentivos regionais e por energético, tomando VN como referência, o que, fundamentalmente, é praticamente o que se propõe. Portanto, quando forem implementadas essas modificações, bastará que sejam feitas algumas adaptações ao programa de incentivos apresentado nesse estudo.

O novo modelo do setor elétrico brasileiro busca estimular a competição na atividade de comercialização de energia. Sendo assim, as empresas inseridas nessa atividade buscarão a minimização de seus custos, o que significa evitar a aquisição de energia proveniente de novas tecnologias de aproveitamento de recursos renováveis não convencionais, tipicamente mais caras do que as tecnologias já comercialmente utilizadas, as quais freqüentemente utilizam recursos não renováveis e agressivos ao meio ambiente. Essa característica leva a caminhos que certamente não consideram em seu bojo políticas ambientais de longo prazo e o uso eficiente e eficaz dos recursos energéticos que, entre outras atitudes, incluiriam a utilização de fontes renováveis de energia.

Ainda que o estabelecimento dos limites de repasse para as tarifas de fornecimento, manifestado pela criação do VN, procurassem estimular a inserção das tecnologias renováveis e não convencionais no contexto energético brasileiro, os valores máximos estabelecidos para VN pela ANEEL na nota de esclarecimento sobre a resolução nº 22 de 2001, de 277,33 R\$/MWh, estão longe de remunerar efetivamente a energia gerada pelas EFCR, que atinge valores da ordem de 1.000 R\$/MWh [Zilles e Oliveira, 1999]. Cabe ressaltar que apenas o estabelecimento de um Valor Normativo justo, que remunere a energia fotogerada, é incompatível com o novo modelo do setor elétrico, pelo menos no que tange a promoção das fontes renováveis e não convencionais de energia. Nesse sentido, permitir que os investimentos e rumos do setor elétrico nacional sejam tomados segundo opções determinadas pelo mínimo custo ou pela maximização do retorno financeiro, é uma escolha pouco eficaz a longo

prazo. E, portanto, torna-se explícita a importância do papel de agente regulador e planejador do Estado e da necessidade de certas decisões serem tomadas de forma descentralizada (como é o caso do estabelecimento de VNFV-SP).

Zilles e Oliveira, em artigo publicado no VIII congresso Brasileiro de Energia [Zilles e Oliveira, 1999], apresentam uma forma bastante simples para a determinação do custo de geração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. No caso das EFCR, não é necessário inserir em seus custos a tarifa de transmissão, já que a energia é gerada no local do consumo. Mesmo que utilize e necessite da rede de distribuição, diferentemente da energia convencional, a energia fotogerada não é adquirida na passagem da alta tensão para média tensão para ser posteriormente distribuída na baixa tensão. Ela circula localmente, utilizando partes específicas das linhas de distribuição e, excetuando-se casos específicos, não demandarão investimentos para o aumento da capacidade de distribuição em função única e exclusivamente da sua operação. Acrescenta-se, então, ao custo de geração do kWh fotogerado apenas os custos operacionais de gerenciamento dessa atividade por parte da empresa distribuidora e, no máximo, alguma tarifa pelo uso da linha de distribuição, a ser estabelecido em comum acordo entre o órgão regulador e a concessionária local. Assim, a remuneração mínima pela eletricidade fotogerada deve ser feita segundo o VNFV-SP, que será determinado anualmente pela CSPE. O valor máximo permitido para o repasse à tarifa dos gastos efetuados na compra da energia fotogerada será do VNFV-SP, acrescido de uma taxa (determinada segundo um percentual do VNFV-SP) referente aos custos operacionais e administrativos da empresa distribuidora.

O custo da energia fotogerada por um sistema fotovoltaico conectado à rede pode ser determinado pela expressão 7.

$$C = \left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} + OM \right] \times \frac{Inv}{87,6CF} \quad (7)$$

Onde C representa o custo de geração em centavos de US\$/kWh; CF o fator de capacidade em que o sistema opera; OM é a porcentagem do capital inicial necessário por ano para operação e manutenção; Inv , Investimento inicial em US\$/kW_p, r a taxa anual de desconto e n representa o número de períodos (nesse caso anos) de funcionamento do sistema considerado no cálculo.

Segundo essa expressão, pode-se perceber que, para o cálculo do custo da energia fotogerada, é necessário conhecer cinco parâmetros.

Os cinco parâmetros necessários à determinação do custo do kWh fotogerado interferem de diferentes formas. O Fator de Capacidade de um sistema fotovoltaico não varia substancialmente, encontra-se entre 12% e 18%, dependendo do local onde está instalado e da qualidade do projeto executivo.

Os gastos em operação e manutenção, O&M, não são muito significativos e, assim como o fator de capacidade, não varia significativamente entre um caso e outro. Tipicamente, para gastos com a operação e manutenção do sistema, separa-se, anualmente, entre 1% e 2% do investimento inicial.

Os três parâmetros restantes determinam variações mais significativas no custo final da energia gerada pelas EFCR. A taxa de desconto r pode variar significativamente, o que determinará, em alguns casos, a viabilidade ou não do investimento. A escolha de uma taxa de desconto apropriada depende de como se valoriza o dinheiro ao longo do tempo e de como se prioriza o tipo de investimento. Depende, portanto, de quem estará financiando o investimento. A título de exemplo, pode-se citar o caso da Alemanha que incentivou a inserção das EFCR remunerando apropriadamente a energia gerada por esses sistemas e abrindo linhas de financiamento com taxa de desconto igual a zero para o investidor privado interessado em instalar uma EFCR em sua residência. Essa ação causou um rápido aumento na demanda pelas EFCR, de tal forma que o financiamento do investimento inicial passou a considerar taxas de desconto

razoáveis, diferentes de zero.

A sensibilidade do custo da energia é linearmente dependente das variações no investimento inicial (US\$ por kW_p adquirido). Ou seja, caso o investimento inicial caia pela metade, cai pela metade o custo da energia gerada pelo sistema. O investimento inicial nesses sistemas depende fortemente dos custos do W_p praticados pela indústria de módulos fotovoltaicos. Mas também entram nesse custo os gastos com o inversor, com as estruturas de suporte, materiais elétricos e mão de obra para a instalação. Com isso, o possível ganho de mercado, proporcionado pelo estabelecimento de incentivos, deverá acarretar em diminuições nos custos do inversor e do W_p negociado pelos fabricantes de módulos. Já os custos de instalação, dos componentes elétricos e das estruturas de suporte, não deverão diminuir significativamente, uma vez que são produtos e serviços com mercado próprio e que se desenvolvem com pouca dependência do desenvolvimento do mercado das EFCR.

O último parâmetro importante na determinação do custo da energia gerada pelas EFCR é n , ou o número de anos considerado para a remuneração do investimento. Ou seja, o valor atribuído a n determinará, através da equação (7), a que custo deverá ser valorada a energia gerada pela EFCR, de forma que a remuneração do investimento ocorra em n anos. Assim, quanto maior for n , mais barata será a energia gerada pelo sistema e maior será o tempo necessário para amortizar o investimento inicial. Portanto, há uma relação de compromisso no estabelecimento de n . Ao tentar conferir competitividade às EFCR, procura-se diminuir o quanto for possível o valor da energia que produz. Mas, dessa forma, o tempo de retorno do investimento é ampliado, diminuindo a atratividade do investimento. No Brasil, esse parâmetro tem especial importância, pois, em função das lições aprendidas em um passado repleto de instabilidades econômicas, não foi germinada a confiança no mercado financeiro e nem criado o costume de se realizar investimentos com longo prazo de retorno. Nesse sentido, é importante dizer que o custo da energia gerada pelas EFCR deve ser calculado segundo seu período de vida útil, cerca de 20 anos. No entanto, pelo menos no início dessa atividade e até que ela ganhe mais maturidade, o tempo de retorno do investimento para o cliente-investidor

deve ser menor, no máximo dez anos. E isso será possível apenas através da utilização de programas de incentivo, seja à potência, seja à energia. Em função dessa mesma falta de credibilidade brasileira nos mercados financeiros e programas de investimento a longo prazo, é aconselhável destinar fundos ao incentivo à potência instalada. Dessa forma, a remuneração do investimento ao cliente-proprietário é fornecida a priori, o que conferirá maior credibilidade ao programa de incentivos.

É importante notar que dividir o alto custo da energia fotogerada entre os consumidores de energia não representa um programa de incentivos propriamente dito. Seria uma decisão por utilizar uma tecnologia cara de geração elétrica em função de outros tipos de benefícios e vantagens provenientes de sua inserção. Para constituir um incentivo, seria necessário sobre-remunerar essa energia – o que seria um incentivo à energia.

5.8 Elaboração de um programa de incentivo a inserção das EFCR em São Paulo

Um programa de incentivos visa reduzir a diferença entre o custo de geração de energia elétrica a partir de fontes energéticas ainda não-competitivas e o custo de geração convencional. Vale lembrar que, por um lado, as fontes energéticas convencionais, utilizadas de modo centralizado e valorizadas por economias de escala, possuem custo de geração competitivo mas, em geral, não são oneradas pelos danos ambientais e sociais decorrentes de sua utilização em larga escala. De forma diametralmente oposta, as tecnologias de aproveitamento das fontes renováveis e não convencionais que não contabilizam benefício financeiro algum por utilizarem recursos inesgotáveis e por não poluírem o meio ambiente.

O ideal é que o programa de incentivo exista por um prazo determinado e contribua para a redução gradual dessa diferença, apresentando-se assim como um mecanismo que consistente para o desenvolvimento do mercado das fontes renováveis de pequena escala, a médio e longo prazos.

Um programa de incentivos para a implantação de fontes energéticas renováveis de pequena escala apresenta justificativas substanciais em matéria (1) tecnológica, (2) econômica e (3) institucional.

No plano da justificativa tecnológica, um programa de incentivos - no volume de energia e prazo de tempo propostos - contribuirá para a redução do custo dos equipamentos (e.g., módulos fotovoltaicos) através da captura de economias de escala e estímulo ao aumento da produção desses equipamentos no país. Mais tarde, espera-se que custos menores possam sustentar a demanda adicional por tecnologias renováveis de pequena escala.

No plano econômico, o programa de incentivos viabilizará o desenvolvimento de uma infra-estrutura de comercialização e de instalação, facilitando a adoção, no futuro, das tecnologias renováveis de pequena escala por um mercado amplo. Além disso, a redução anual do volume de incentivos, deverá promover uma diminuição gradual do preço dos sistemas (EFCR), beneficiando o desenvolvimento do mercado.

Quanto à justificativa institucional, no que se refere aos sistemas fotovoltaicos, as vendas iniciais desses sistemas ajudarão a superar barreiras institucionais, colocadas por diversos agentes envolvidos (e.g., empresas elétricas, funcionários de código de obras, empresas de seguros, financiadores), permitindo que sejam viabilizados os trâmites requeridos para a instalação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em edificações. Além disso, a integração desses sistemas à rede elétrica necessita que sejam confirmadas questões referentes à segurança, qualidade de energia e confiabilidade, questões estas que poderiam afetar outros consumidores na rede.

Até o momento, não houve o desenvolvimento de nenhum programa para incentivar a implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, destinados a atingir certa escala, visando a gradual transformação do mercado da tecnologia fotovoltaica no país e a viabilização dessa alternativa a médio e longo prazos. Com esse objetivo, entende-se que um programa dessa natureza, orientado inicialmente apenas aos setores residencial e comercial do Estado de

São Paulo, deverá ter um impacto considerável na implantação de alternativas similares em outros Estados do Brasil, proporcionando, com isso, o início de uma significativa transformação do mercado nacional para as tecnologias que utilizem recursos renováveis em geral e a solar fotovoltaica em particular.

A escolha dos setores residencial e comercial deve-se pelos respectivos poderes de compra e decisão, o que facilitará a aquisição dos sistemas. Além disso, permitirá iniciar a implementação de EFCR de baixas potências, mais distribuídas nas áreas de concessão das distribuidoras do que permitiria outros setores. Finalmente, iniciar pelos setores residencial e comercial orienta melhor o incentivo ao mercado e possibilitará maior visibilidade do que iniciar pelos setores público, iluminação pública ou ainda o setor industrial.

Apresentados os tipos de incentivos à inserção das EFCR e consideradas as suas respectivas características de caráter geral e específico, conclui-se que a falta de recurso financeiro privado aliada à falta de confiança no desempenho de longo prazo da economia determinam a falta de interesse nesse tipo de uso da tecnologia fotovoltaica, ainda que se garanta a remuneração da energia fotogerada a valores compatíveis com seus custos de produção. Portanto, para a implementação dessa atividade, faz-se necessário, então, recorrer a programas que incentivem a aquisição, instalação e operação de EFCR através da diminuição do período necessário à remuneração do investimento realizado pelo cliente-proprietário. Para isso, ressalta-se que deve ser considerada a necessidade do estabelecimento de um conjunto de normas técnicas que garantam a segurança das instalações, a qualidade da energia e o desempenho desses sistemas. Da mesma forma, deve-se criar um conjunto de procedimentos e uma estrutura que viabilizem e facilitem o início dessa atividade, permitindo assim que a própria experiência adquirida com as primeiras instalações possa representar um vetor de divulgação e contribuir com a reprodutibilidade da iniciativa.

Procurando garantir que a inserção das EFCR no mercado elétrico brasileiro possa se reproduzir ao longo do tempo, a proposta de um programa de incentivo deve ser arquitetada de maneira que a implementação e disseminação dessa

atividade se alinhe com as tendências atuais do setor elétrico do país. Assim, as especificações técnicas da instalação, bem como a forma de contabilizar e remunerar o proprietário pela energia gerada por seu sistema e cedida à rede, devem ser especificadas a priori, prevendo que a operação desses sistemas deverá estar de acordo com as regras do mercado elétrico convencional após o término do período de aplicação do programa de incentivos.

O simples fato de remunerar a energia fotogerada segundo seu custo de geração não incentivará os clientes-proprietário a investir nesses sistemas. Mais do que isso, criará uma situação de impasse com a empresa distribuidora local. Isso porque, sob o ponto de vista do usuário, o tempo de retorno de seu investimento será no mínimo de 20 anos, muito elevado para os padrões brasileiros. E sob o ponto de vista da empresa de distribuição, além dela adquirir uma energia bem mais cara que as disponíveis no mercado, terá que repassar esse sobre-custo para suas tarifas, o que é justamente a estratégia empresarial inversa à esperada quando se trata de competir em mercados desregulamentados.

O incentivo a ser estabelecido deve procurar uma forma de contornar essas duas dificuldades. Deve, portanto, buscar a diminuição no tempo de retorno do investimento realizado pelo proprietário, assim como, evitar a perda de competitividade da empresa distribuidora que possua EFCR conectadas em suas áreas de concessão. Dessa maneira, incentiva-se os clientes empreendedores a investir nessa nova atividade e evita-se a criação de barreiras por parte das concessionárias²⁸. Para tal, é necessário que o Estado e respectivo órgão regulador dos serviços energéticos cumpram seu papel estratégico de formulador de uma política energética pública de longo prazo e busquem

²⁸ A experiência internacional com a geração distribuída a partir de pequenos geradores fotovoltaicos conectados à rede de baixa tensão tem demonstrado que as concessionárias distribuidoras podem impor grandes barreiras à disseminação das EFCR caso não tenham interesse na conexão desses sistemas. Sobre esse assunto, ver discussão apresentada no capítulo 3.

promover o uso racional e eficiente da energia, ao mesmo tempo em que busquem o estabelecimento de uma matriz energética limpa e sustentável²⁹.

As considerações feitas até o momento determinam que o programa escolhido deve observar o estabelecimento de incentivos à potência, aliado a uma remuneração justa pela eletricidade fotografada. Dessa forma, tem-se o incentivo à utilização das EFCR (reduzindo seu custo inicial e conseqüentemente o retorno do investimento) através de uma atividade voltada ao mercado já em sua criação. Para tal, as seguintes seis etapas devem ser estabelecidas:

- A. Utilizar VNFV-SP como referência dos custos de geração da EFCR de forma a remunerar a parte do investimento inicial realizado pelo cliente-proprietário. Portanto, deverão ser realizadas revisões periódicas (anuais) do valor estipulado para VNFV-SP.
- B. Por intermédio de mecanismos legais, determinar que todas as empresas concessionárias dos serviços de distribuição de eletricidade devem comercializar, obrigatoriamente, uma determinada porcentagem de energia proveniente de recursos energéticos renováveis e não convencionais. Cada recurso energético renovável e não convencional disponível deverá ter sua própria cota de participação na matriz energética.
- C. Criar mecanismos de financiamento facilitados para aqueles que quiserem financiar a parte que lhes cabe do investimento inicial necessário à aquisição do equipamento.

²⁹ Uma matriz energética limpa e sustentável é entendida, no âmbito deste trabalho, como aquela que procura alocar, de forma eficiente e racional, todos os recursos energéticos disponíveis. Dessa forma, os danos ao meio ambiente causados pelo setor são minimizados ao máximo, diminuindo a dependência por combustíveis fósseis e buscando a ampliação do mercado dos recursos energéticos renováveis.

- D. Levantar recursos para financiar, a fundo perdido, parte do investimento inicial necessário à aquisição e instalação da EFCR.
- E. Estabelecer um conjunto de normas técnicas que garantam a segurança e desempenho das EFCR e desenvolvimento de procedimentos de homologação de equipamentos, bem como de certificação das PIE-FV.
- F. Obrigar as concessionárias, com concessão no Estado de São Paulo, a permitir a conexão das EFCR que forem aprovadas como PIE-FV.

A etapa “A” já foi discutida e justificada neste texto. No entanto, deve-se destacar a importância de garantir que a renda oriunda do ganho de mercado e do conseqüente desenvolvimento da indústria fotovoltaica seja dividida com os consumidores. Isso deverá ser traduzido pela diminuição progressiva do investimento inicial e de VNFV-SP.

A etapa “B” tem como objetivo mitigar potenciais barreiras impostas pelas empresas concessionárias do serviço de distribuição de eletricidade. Através de imposição legal que obrigue todas as distribuidoras a comercializarem uma determinada quantidade de energia proveniente de fontes renováveis não convencionais, nenhuma das distribuidoras em particular sairá penalizada com a inserção das EFCR nas suas áreas de concessão. Todas estarão comercializando quantidades percentualmente equivalentes de energia solar fotovoltaica, ou seja, todas darão suporte ao projeto equitativamente.

A implementação da etapa “C” pretende facilitar a aquisição do sistema através da abertura de créditos para financiar, a juros razoáveis, parte do investimento inicial que caberá ao cliente interessado em possuir uma EFCR.

A etapa “D” prevê a criação de um fundo com recursos do setor energético para financiar, a fundo perdido, parte do investimento inicial referente à compra e instalação do sistema. Essa etapa do programa representa um incentivo à potência instalada e tem como objetivo diminuir o montante do investimento inicial realizado pelo cliente-proprietário. Para o cliente-proprietário, essa etapa surge como uma forma de simular uma queda no custo do W_p negociado pela indústria fotovoltaica, o que permitiria o retorno do seu investimento em um período mais curto. Assim, criar-se-ia um mercado inicialmente sustentado pelo programa de incentivo proposto, que deverá diminuir paulatinamente conforme a indústria fotovoltaica consiga operar com preços mais competitivos. Cria-se assim um mercado fotovoltaico real, sem a necessidade de ser sustentado por programas de incentivo.

A etapa “E”, embora não corresponda a um incentivo financeiro, não pode ser deixada de lado quando se propõe um programa de incentivo a uma tecnologia de geração de eletricidade. Isso porque seria uma grande imprudência incentivar a instalação de geradores de eletricidade sem a prévia criação de normas técnicas e procedimentos de homologação de equipamentos para garantir a segurança e o bom desempenho das instalações. Essa questão ganha especial relevância ao se considerar o fato de qualquer cidadão ter acesso aos sistemas geradores instalados em edificações. Ao contrário das grandes plantas geradoras, cujo acesso é controlado por pessoas com conhecimento técnico adequado. Portanto, mesmo contando com eventuais futuras modificações decorrentes do desenvolvimento do mercado e da tecnologia, um conjunto mínimo de regras básicas e de obrigatório cumprimento deve ser estabelecido no bojo do programa de incentivo considerado.

A etapa “F” garante o acesso à rede de distribuição de toda EFCR que tenha sido aprovada para ser uma Produtora Independente de Energia Solar Fotovoltaica– PIE-FV. Com isso, procura-se evitar possíveis barreiras que as empresas concessionárias possam colocar à inserção das EFCR. Mesmo assim, é permitido o repasse para as tarifas de fornecimento dos gastos efetuados na aquisição da energia fotovoltaica produzida pelas EFCR. Tanto os gastos na compra da eletricidade fotogerada quanto o repasse para a tarifa são

limitados segundo o valor estabelecido para VNFV-SP, embora possa ser considerado o repasse à tarifa de fornecimento de um acréscimo (cerca de 5% - $VNFV-SP \times 1,05$) para remunerar a estrutura estabelecida pela distribuidora e CSPE para operacionalizar o programa de incentivos proposto³⁰.

5.9 Proposta de um programa de incentivos à inserção das EFCR em São Paulo – São Paulo 8MW em Sistemas Fotovoltaicos

5.9.1 Público alvo, metas e agentes envolvidos

Esse primeiro programa de incentivos à inserção de EFCR foi desenvolvido para o setor residencial e comercial do Estado de São Paulo. Essa escolha foi feita em função dos seguintes aspectos: (i) pelo seu poder de compra e (ii) pelo seu nível de informação. Parte-se do pressuposto que uma parcela dos consumidores desses setores teria condição e motivação para participar financeiramente na implantação de EFCR em suas residências e/ou comércio. Embora essa situação possa ocorrer também em outros Estados do País, a densidade de consumidores reunindo as duas condições fundamentais (poder de compra e nível de informação) no Estado de São Paulo é mais elevada. Esse fato permitiria a expansão rápida do programa em escala satisfatória e servindo de exemplo aos demais consumidores do país.

Esse programa de incentivos para o Estado de São Paulo tem, inicialmente, o objetivo de incentivar a implementação de 1 MW_p durante sua primeira etapa. Ao longo das etapas subseqüentes a expectativa é de instalar potências sucessivamente maiores, sempre em edificações dos setores residencial e comercial do Estado de São Paulo. Como visa incentivar a implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede instalados em edificações, o programa foi denominado de *São Paulo - 8MW em Sistemas Fotovoltaicos*. A título de

³⁰ O limite de 5% estabelecido para o acréscimo é uma sugestão, podendo, portanto, ser negociado com os agentes envolvidos, mas ocorrerá apenas a título de ressarcimento da estrutura criada para a operacionalização dessa atividade.

exemplo, a potência de 1 MW seria equivalente a 250 sistemas de 4 kW_p cada, os quais poderão fornecer cerca de 518 kWh/mês, ou o equivalente a 100% do consumo mensal de eletricidade de uma residência cujo consumo esteja na faixa de 500 kWh por mês.

Inicialmente não serão feitas distinções entre os possíveis interessados. No entanto, pela disponibilidade financeira, é aconselhável considerar primeiramente os consumidores residenciais com consumo acima de 500 kWh/mês. Também poderá ser mais razoável instalar o sistema fotovoltaico em residências ou comércios próprios e não alugados, embora o caráter modular da tecnologia permita o remanejamento do sistema no caso do proprietário mudar de endereço. Interessante também seria fomentar a inclusão desses sistemas em edificações novas. Assim torna-se possível projetar um sistema com maior detalhe, proporcionando, inclusive, um melhor desempenho do mesmo, já que parâmetros como orientação e inclinação dos módulos poderão ser otimizados. Outra estratégia interessante de ser considerada é incentivar em particular a instalação de EFCR em escolas, em função do óbvio caráter educativo e de disseminação que esses locais apresentam.

O programa *São Paulo 8MW em Sistemas Fotovoltaicos* pretende ter como participantes (1) fabricantes de módulos fotovoltaicos, (2) investidores institucionais (i.e., financiadores internacionais com programas/linhas de crédito que incluam esta finalidade, e.g., bancos multilaterais de desenvolvimento, agências de desenvolvimento, bancos de fomento à exportação), (3) Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Comissão de Serviços Públicos - CSPE do Estado de São Paulo, (4) bancos de investimento, (5) consumidores e (6) governo do Estado.

5.9.2 Autorização obrigatória a todas EFCR que forem aprovadas como PIE-FV – procedimentos

O cliente-proprietário interessado em adquirir um sistema fotovoltaico entrará em contato com um vendedor/instalador, que apresentará a proposta detalhada

de um projeto. Esse projeto deverá ser avaliado pela CSPE para a obtenção de uma licença de instalação. Após concluída a instalação, um técnico da CSPE realizará uma vistoria para garantir que a instalação tenha sido feita conforme o projeto e que todas as normas técnicas de segurança e de desempenho tenham sido adotadas apropriadamente. Durante a vistoria, poderá ser feita uma conexão temporária, na presença do técnico, para a verificação da correta operação do sistema. No caso da instalação ter sido aprovada na vistoria, esta receberá um certificado de Produtora Independente de Energia solar Fotovoltaica – PIE-(FV), e poderá permanecer com a conexão temporária até que seja autorizada a conexão definitiva da EFCR.

Além dos detalhes de projeto, há fatores técnicos, externos ao projeto, que poderão impedir a CSPE de fornecer a licença de instalação; são eles: (i) a empresa distribuidora já comercializar o volume mínimo exigido por lei de energia fotogerada e não tiver interesse em aumentar sua participação nesse tipo de atividade; (ii) a potência instalada em EFCR em determinada linha de distribuição superar limites técnicos definidos pela capacidade de transporte da linha no ponto da conexão, ou por limitações na corrente de curto-circuito local. Para tanto, a CSPE terá que trocar informações com as distribuidoras quanto aos dados técnicos e interesse em receber excedentes em PIE-FV.

Ao ser aprovado como um Produtor Independente de Energia Solar Fotovoltaica, o cliente-proprietário encaminhará à empresa concessionária da área onde está localizado o sistema, um pedido de autorização da conexão definitiva da EFCR à rede de distribuição sob sua concessão. A empresa distribuidora estará, então, obrigada por lei estadual a formalizar a autorização de todas as EFCR que detiverem o certificado de PIE-FV. A distribuidora deverá ainda remunerar toda a energia fotogerada vertida à rede, inclusive a entregue durante o período de conexão temporária. No entanto, terá direito aos Créditos de Comercialização de Energia Renovável a partir de pequenos geradores distribuídos, CCER (ver item 5.9.6), apenas após a formalização da autorização definitiva da conexão.

5.9.3 Medição da energia fotogerada

O medidor da energia gerada pelas EFCR deverá ser instalado em local visível e próximo ao medidor da energia comprada pela edificação, em geral, ambos localizados à entrada da edificação. Ficará a cargo da empresa distribuidora decidir de que forma a informação da produção energética da EFCR chegará ao seu conhecimento. Uma forma possível seria utilizar o mesmo funcionário que realiza a leitura da energia comprada da rede pela edificação para fazer também a leitura da energia fotovoltaica gerada.

Atualmente, existem tecnologias de acesso à distância e *on-line* de todos ou parte dos parâmetros de operação da EFCR. Dessa forma, fica facilitada a tarefa de contabilizar a energia fotogerada e monitorar a operação dos sistemas.

5.9.4 Incentivo à potência instalada

O incentivo à potência instalada refere-se ao abatimento do investimento inicial a ser realizado na compra e instalação do sistema fotovoltaico numa edificação, com a finalidade de facilitar a aquisição e diminuir o tempo de retorno do dispêndio efetuado. Apenas com a remuneração à energia produzida segundo o VN (sem considerar o incentivo à energia), o tempo de retorno do investimento inicial seria de 20 anos, tempo demasiadamente extenso quando se considera, por exemplo, questões como a pouca informação em relação à operação e segurança desses sistemas e o processo de reestruturação do setor que ainda está se efetivando.

Com vistas a estimular a disseminação inicial das EFCR, o programa de incentivos será estabelecido inicialmente por um abatimento regressivo, iniciando em 75% do custo do investimento. Ao longo dessa primeira etapa, planeja-se que a remuneração do investimento para o cliente-proprietário ocorrerá em 5 anos (nessa etapa, cabe ao cliente-proprietário uma parcela correspondente a 25% do custo inicial do sistema). Após esse período, a energia gerada por esses sistemas representará uma renda adquirida em função do

pioneirismo dos primeiros investidores na geração distribuída com sistemas fotovoltaicos. O incentivo de 75% do custo inicial estará garantido até que sejam instalados 1 MW_p em EFCR. A partir dessa potência, os sistemas subsequentes passarão a contar com incentivos cada vez menores para estimular o progressivo ganho de competitividade da tecnologia. Assim, ao longo da segunda etapa do programa, os incentivos serão menores, passando a 60% do custo inicial do sistema no momento da sua aquisição.

A pretensão é que o custo total do programa de incentivo, em cada uma de suas etapas, seja constante. Dessa forma, o fato do incentivo ser decrescente permite o aumento sucessivo da potência incentivada. A tabela 6 apresenta os incentivos à potência instalada em cada uma de suas etapas. A segunda coluna refere-se à porcentagem do custo de compra e instalação de uma EFCR coberta pelo incentivo. A terceira coluna apresenta a potência que cada etapa do programa irá incentivar. A quarta coluna apresenta a potência total acumulada em EFCR, terminada cada etapa do programa. Finalmente, na quinta coluna está apresentado o tempo determinado para a remuneração ao cliente-proprietário da parte que lhe cabe do custo de compra e instalação do sistema.

Tabela 6. Incentivos à potência instalada em cada uma de suas etapas.

Etapa	Incentivo (%)	Potência (MW_p)	Potência total (MW_p)	Período* (anos)
1	75	1,00	0 – 1,00	5
2	60	1,25	1,00 – 2,25	6
3	50	1,50	2,25 – 3,75	8
4	40	1,85	3,75 – 5,60	10
5	25	3,00	5,60 – 8,60	12

* Período – tempo de remuneração (em anos) do gasto inicial realizado pelo cliente-proprietário na compra e instalação de uma EFCR.

5.9.5 Remuneração da energia fotogerada

Tendo sido aprovada a conexão definitiva, o cliente-proprietário passará a vender toda a energia gerada por seu sistema à empresa distribuidora local. Depois que uma EFCR for aprovada como PIE-FV, em uma das etapas do programa de incentivos, o cliente proprietário será remunerado, segundo o VNFV-SP, por toda energia gerada pelo seu sistema. O VNFV-SP é determinado para cada etapa do programa de forma a garantir o retorno do investimento realizado pelo cliente-proprietário no período especificado para a referida etapa; última coluna da tabela 6. Para tanto, o cliente-proprietário terá a garantia, estabelecida pela lei, de que receberá o VNFV-SP, referente à etapa em que se inseriu no programa, ao longo do período de remuneração estabelecido também para a referida etapa. Passado esse período, já tendo sido remunerado o investimento inicial realizado pelo cliente-proprietário, a energia gerada por seu sistema passará a ser remunerada segundo o valor de mercado da energia negociada pela concessionária local.

As EFCR instaladas no âmbito do programa de incentivos *São Paulo 8MW em Sistemas Fotovoltaicos* serão PIE-FV e, dessa forma, poderão realizar contratos bilaterais de compra e venda de sua produção energética. Esse mercado será dinamizado pela permanência do mecanismo legal que determine a obrigatoriedade da comercialização de um volume mínimo de eletricidade proveniente desse tipo de instalações, mesmo após o término do programa de incentivos. Espera-se que, nesse momento, o custo da geração fotovoltaica de energia já apresente valores mais competitivos. A tabela 7 apresenta os valores do VNFV-SP determinados para cada etapa do programa. Para a realização desse cálculo serão assumidas as seguintes condições: valor da taxa de remuneração de capital, $r=12\%$; investimento inicial fixo de $7,000 \text{ US\$/kW}_p$ ³¹,

³¹ O investimento inicial de $7,000 \text{ US\$/kW}_p$ deve ser utilizado somente como indicativo. Depende de quando o programa for implementado. Além disso, depois de concluída a primeira etapa do programa, espera-se uma maturação do mercado fotovoltaico do Estado com conseqüente diminuição do valor do investimento inicial, o que diminuirá o VNFV-SP das etapas posteriores.

fator de capacidade de 18% e gastos com operação e manutenção de 1% do investimento inicial. O cálculo do VNFV-SP foi feito através da expressão 7.

Tabela 7. Valores indicativos do VNFV-SP para cada etapa do programa de incentivos.

Etapa	Incentivo (%)	Período* (anos)	VNFV-SP** (US\$/MWh)
1	75	5	319.0
2	60	6	449.7
3	50	8	469.0
4	40	10	498.0
5	25	12	570.8

Nota: *tempo de retorno do investimento realizado pelo cliente-proprietário; **os valores encontrados para VNFV-SP foram determinados assumindo valores constantes para o investimento inicial. Espera-se, no entanto, que, ao longo do programa de incentivos, com o progressivo ganho de maturidade dessa atividade, os valores do investimento passem a diminuir, diminuindo assim os valores de VNFV-SP.

É importante destacar que os valores encontrados para VNFV-SP na tabela 7, com exceção ao da etapa 1, são apenas indicativos, já que depois de instalados 1 MW_p em sistemas fotovoltaicos, espera-se conseguir reduzir o valor do investimento inicial. Isso porque o valor do investimento inicial “*turn key*”³² é hoje de aproximadamente 7,000 US\$/kW_p, valor utilizado nos cálculos.

Em uma primeira abordagem, considerando inicialmente apenas a primeira etapa e um custo do investimento inicial de 7,000.00 US\$/kW_p, pode-se fazer a seguinte estimativa: considerando que sejam instalados 1 MW_p em EFCR,

³² Investimento inicial “*turn key*” refere-se a todos os custos incorridos na aquisição e importação de equipamentos, custos de instalação e de regularização da instalação. Enfim, representam os gastos necessários para deixar a instalação pronta para operar.

calcula-se uma produção estimada total de aproximadamente 130 MWh por mês. Esse programa propõe remunerar essa energia fotogerada a 319 US\$/MWh ou 754,15 R\$/MWh³³, o que corresponderá a um dispêndio mensal por parte das distribuidoras de R\$ 98.039 por mês, os quais deverão ser integralmente repassados à tarifa de fornecimento. A soma do número de clientes de todas as distribuidoras do Estado chega a aproximadamente 12.292.000. Ao dividir o gasto mensal das distribuidoras com a compra da energia fotogerada pelo número de seus consumidores, chega-se a um custo de R\$ 0,008 por consumidor por mês, ou 0,007% de sobre-custo na conta de um consumidor residencial com consumo mensal de 500 kWh. Esses valores devem subir conforme os PIE-FV das etapas subseqüentes passem a vender sua energia fotogerada; mas, ainda assim, mesmo que os PIE-FV de todas as etapas estejam remunerados segundo VNFV-SP, as cifras não são significativas, não excedendo a 0,1 R\$/consumidor.mês.

Ao atingir esse ponto, o Estado de São Paulo terá uma potência instalada de 8,6 MW_p, entregando cerca de 1,1 GWh/mês de eletricidade fotogerada, valores significativos e suficientes para se adquirir experiência em todas as fases que envolvem essa atividade de produção. Experiência essa que se inicia com o incentivo à produção local de sistemas (módulos fotovoltaicos e demais componentes eletro-eletrônicos do sistema), passa pela especialização, criação de empregos e dinamização de setores relacionados à comercialização, instalação, operação, monitoramento, remuneração e fiscalização de EFCR, e termina com a diversificação da matriz energética. Além disso, esses valores são importantes no desenvolvimento de um mercado fotovoltaico nacional que estimule progressivamente a criação de uma indústria fotovoltaica brasileira.

Considerando que outros Estados brasileiros também iniciem a implementação de um programa de incentivos com esses moldes, a geração fotovoltaica no Brasil poderá atingir valores ainda mais expressivos, o que certamente garantirá ao país uma posição de destaque nesse ramo de atividade.

³³ 1US\$ = R\$2,3641 (25/03/2002)

A título de exemplo, a tabela 8 apresenta um exercício prospectivo, onde é feita uma simulação considerando uma progressiva diminuição do custo do investimento inicial. Portanto, a única diferença com relação à tabela 7 é a redução dos custos do W_p instalado.

Tabela 8. Cenário prospectivo; Variação de VNFV-SP utilizando valores decrescentes para o investimento inicial em EFCR.

Etapa	Incentivo (%)	Invest. Ini.* (US\$/kW_p)	Período** (anos)	VNFV-SP (US\$/MWh)
1	75	7,000	5	319.0
2	60	6,000	6	385.4
3	50	5,000	8	335.0
4	40	4,000	10	284.6
5	25	3,500	12	285.4

Nota: *variação hipotética do investimento inicial na compra dos sistemas devido ao ganho de experiência na implementação de EFCR; **período de retorno do investimento realizado pelo cliente-proprietário na compra do sistema.

O incentivo à potência será decrescente no tempo, conforme as etapas forem sendo concluídas. No entanto, isso não ocorre, necessariamente, com o valor de VNFV-SP, como se pode observar nas tabelas 7 e 8. Tal fato ocorre porque o valor de VNFV-SP não depende apenas do tamanho do incentivo à potência, depende também da determinação do período de remuneração do investimento inicialmente estipulado. Portanto, o valor final a ser repassado para as tarifas praticadas no programa, VNFV-SP, também não está pré-definido, com exceção da etapa 1 que, caso seja iniciada imediatamente, já terá definido o valor da remuneração a ser paga pela Distribuidora. Esses valores dependem ainda de parâmetros que deverão ser negociados ao se pensar na implementação do programa de incentivos. Um desses parâmetros é, por exemplo, a taxa de retorno a ser utilizada nos cálculos de VNFV-SP.

5.9.6 Certificação de Créditos de Comercialização de Energia proveniente de fontes Renováveis - CCER

A determinação do volume mínimo de eletricidade a ser gerada por fontes energéticas renováveis de pequena escala, no caso particular deste trabalho a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, pode ser associado a um mecanismo de mercado. O estabelecimento do volume mínimo tem uma orientação institucional de benefício público e funciona como uma referência para o mercado, servindo como estímulo para a utilização de sistemas fotovoltaicos.

A vantagem de um mecanismo de mercado para a realização do objetivo de volume mínimo está em maximizar a *regulação de incentivo* em oposição à *regulação de controle*, ampliando as áreas de auto-regulação pelo mercado e permitindo que a competição entre fornecedores defina o mínimo custo para a aquisição da eletricidade gerada por fontes energéticas renováveis de pequena escala.

A política de volume mínimo de eletricidade a ser gerada por PIE-FV deverá ser garantida por um período mínimo de 20 anos, mesmo que o programa de incentivos termine antes. Assim, permanece a exigência para que as concessionárias continuem considerando as EFCR como uma opção de abastecimento elétrico. Mesmo depois de terem amortizado os investimentos iniciais, os primeiros PIE-FV poderão continuar a repassar CCER para que as distribuidoras sigam comprovando a comercialização de um volume mínimo de eletricidade fotogerada.

Um Crédito de Comercialização de Energia Renovável – CCER - é um papel certificado que pode ser comercializado no mercado. Cada Crédito é denominado em kWh e vale como prova de que 1 kWh foi gerado por fonte energética renovável de pequena escala e efetivamente comprado de um PIE-FV e vendido a um consumidor. Ao final de cada ano, empresas comercializadoras de eletricidade deverão estar de posse de um número de CCER que comprove

terem comprado, em relação à energia que comercializaram, o volume mínimo de eletricidade requerido, no Estado de São Paulo, que tenha sido gerado por fontes energéticas renováveis de pequena escala. Por exemplo, caso o volume mínimo seja equivalente a 1% da eletricidade comercializada por cada empresa, cada uma delas deverá, ao final do ano, estar de posse de um número de CCER equivalente a 1% da eletricidade comercializada. Conforme ocorra a extensão desse programa de incentivo para a inserção de outras fontes renováveis de energia, os CCER deverão ser específicos para cada fonte; assim tem-se: CCER-FV para a energia fotogerada, CCER-BIO para a energia proveniente da biomassa; CCER-EO no caso da energia eólica, e assim por diante.

Os Créditos de Fornecimento de Energia Renovável serão certificados pela Comissão de Serviços Públicos (CSPE). Nesse processo, as comercializadoras compram a eletricidade gerada pelas fontes incluídas no programa de incentivos e, com isso, adquirem os CCER que necessitam para atender ao volume mínimo comercializado, determinado pelo Governo do Estado.

Sendo obrigatória para todos os comercializadores de energia, a apresentação de um certo número de CCER não afeta o processo de competição entre eles. Com isso, garante-se a equidade nas condições de competição entre as empresas distribuidoras, além de transformá-las em potenciais interessadas na instalação desses sistemas, já que serão obrigadas a comercializar um determinado volume mínimo de energia fotogerada.

A demanda por Créditos de Fornecimento de Energia Renovável, por parte das empresas comercializadoras de eletricidade no Estado de São Paulo, deverá estimular a competição entre geradores e, como consequência, uma redução nos preços. Comercializadores poderão negociar a compra de energia renovável de pequena escala certificada de geradores em contratos bilaterais e no mercado de curto prazo. Os comercializadores poderão ou (1) comprar CCER quando comprarem energia de fontes renováveis de pequena escala ou (2) comprar CCER separadamente da energia (tanto de um gerador, quanto do mercado de Créditos de Fornecimento de Energia Renovável).

Além disso, a compra de energia renovável de pequena escala resultante da geração distribuída certificada não apenas dará os requeridos Créditos, como também pode constituir-se em uma alternativa estratégica a um comercializador que, diferenciando-se em sua competição com outros comercializadores, passe a comprar dos consumidores a parcela excedente da eletricidade gerada, seja para a captura do cliente, seja para capitalizar a imagem de comercializador de energia limpa.

Mecanismos dessa natureza estão sendo considerados em vários Estados americanos em complementação aos fundos coletados junto aos consumidores para o financiamento de programas de benefício público. Da mesma forma, diversos países europeus, assim como o Japão, vêm implementando, sucessivamente, diferentes formas de incentivar a disseminação das EFCR.

5.9.7 O papel de cada agente envolvido

5.9.7.1 CSPE

A Comissão de Serviços Públicos de Energia será responsável por:

- ✓ Receber e centralizar o recolhimento dos fundos destinados ao incentivo à potência. No caso específico da primeira etapa do programa.

- ✓ Realizar o cadastramento de toda pessoa física ou jurídica habilitada a vender e/ou instalar EFCR. Nesse sentido, será elaborado, juntamente com organismos competentes (universidades, centros de pesquisa, centros de referência etc.), um protocolo mínimo de habilidades que o interessado nessa atividade deverá apresentar.

- ✓ Repassar ao vendedor/instalador os fundos referentes ao incentivo à potência sempre que houver a venda e a instalação de uma EFCR. Assim, quando se efetivar a aquisição de um sistema fotovoltaico, a CSPE receberá uma solicitação dos recursos destinados ao incentivo e repassará ao vendedor/instalador uma quantia calculada em R\$ por kW_p “*turn key*”³⁴, que será previamente estabelecido a partir dos valores médios praticados no mercado. Estes valores serão revisados periodicamente.
- ✓ Analisar os projetos de EFCR e emitir a licença de instalação da EFCR. Verificar se a linha à qual a EFCR pretenda se conectar não esteja com algum impedimento técnico à conexão da EFCR.
- ✓ Realizar vistoria nas EFCR instaladas, efetuar a conexão temporária do sistema.
- ✓ Caso a EFCR cumpra com os requisitos técnicos estabelecidos, caberá à CSPE certificar a EFCR como Produtora Independente de Energia Fotovoltaica (PIE-FV).
- ✓ Fiscalizar as EFCR para garantir a correta condição de operação e verificar o montante gerado para efeitos de segurança e para verificar a autenticidade dos CCER apresentados pelas distribuidoras.
- ✓ Receber os relatórios das distribuidoras e verificar o cumprimento da comercialização do Volume Mínimo de eletricidade proveniente de fontes renováveis, no caso, solar fotovoltaica.

³⁴ O valor “*turn key*” refere-se ao custo do sistema instalado e em condições de operação.

- ✓ Estabelecer o valor de VNFV-SP (valor normativo de São Paulo para a eletricidade gerada a partir de pequenos e médios sistemas fotovoltaicos conectados à rede) para cada etapa do programa de incentivos, de forma a remunerar o investimento realizado pelo cliente-proprietário ao longo do período estabelecido em cada etapa pelo programa de incentivos.

5.9.7.2 ANEEL

- ✓ Obrigar as empresas concessionárias da distribuição a autorizar a conexão, em sua área de concessão, de todas as EFCR que sejam PIE-FV e que apresentem uma solicitação de conexão, desde que sejam respeitados os limites técnicos de transporte da linha de distribuição a qual a EFCR será conectada.
- ✓ Aplicar punições aos distribuidores que não cumprirem com a diretriz estabelecida de comercializar um Volume Mínimo de eletricidade fotogerada.

5.9.7.3 Empresa concessionária da distribuição

- ✓ Autorizar a conexão das EFCR que sejam PIE-FV nas linhas de distribuição que estejam sob sua concessão.
- ✓ Informar a CSPE sobre todas as linhas de sua área de concessão que já possuam uma capacidade de geração fotovoltaica instalada igual a sua capacidade de transporte e, portanto, não possam mais acolher a conexão de mais uma EFCR.
- ✓ Contabilizar a quantidade de eletricidade fotogerada pelas EFCR que sejam PIE-FV.

- ✓ Remunerar a energia gerada pelas EFCR que sejam PIE-FV, segundo VNFV-SP.
- ✓ Repassar os gastos com a compra da eletricidade fotogerada para suas tarifas de fornecimento segundo $VN \times (1 + CO)$. Onde CO representa os custos operacionais da empresa incorridos em função dessa nova atividade. Considera-se que CO deverá ser limitado a 5% do gasto total realizado na compra da energia fotogerada. No entanto, esse valor poderá ser negociado, desde que não onere demasiadamente a eletricidade fotogerada ou represente uma captação extra de renda por parte da Distribuidora.
- ✓ Receber os Créditos de Fornecimento de Energias Renováveis – CCER cada vez que comprar energia das EFCR. Cada CCER valerá 1 kWh fotogerado.
- ✓ Apresentar a CSPE o balanço anual da empresa, onde deverá constar os CCER referentes à comercialização do Volume Mínimo de energia fotogerada comercializada.

5.9.7.4 Negociante – vendedor ou instalador

- ✓ Deverá possuir os requisitos técnicos necessários para instalar uma EFCR, de acordo com as normas e especificações próprias a essa atividade.
- ✓ Sempre que realizar a venda de um sistema, cobrar do cliente-proprietário a parte que lhe cabe e solicitar a complementação, referente ao incentivo, à CSPE. No caso da etapa 1 do programa de

incentivos, o cliente-proprietário deverá arcar com 25% do custo do sistema; os restantes 75% deverão ser solicitados à CSPE³⁵.

- ✓ Solicitar, aos investidores institucionais, linhas de crédito para financiar a parte do custo do sistema que cabe ao cliente-proprietário.

5.9.7.5 Cliente-proprietário

- ✓ Deverá arcar com a parte que lhe cabe do custo do sistema fotovoltaico. No caso da etapa 1, cabe ao cliente-proprietário arcar com 25% do custo do sistema. Esta percentagem será estipulada para cada uma das etapas posteriores à primeira³⁶.
- ✓ Zelar para que a instalação do sistema fotovoltaico seja feita segundo determinam as normas técnicas de segurança e qualidade da energia gerada, específicas a essa atividade.
- ✓ Permitir a realização de vistorias e fiscalizações em sua EFCR.
- ✓ Permitir a verificação do montante gerado por sua EFCR, tanto pela empresa concessionária da distribuição à qual está conectado quanto pela CSPE.
- ✓ Receber os CCER certificados pela CSPE.

³⁵ A CSPE realizará o pagamento desde que seja comprovada a venda. Essa comprovação de venda será feita através da liberação da licença de instalação do sistema em questão. É importante, portanto, que o negociante faça um projeto de acordo com as normas técnicas, de forma a garantir o recebimento da licença de instalação, sem a qual não receberá os 75% do valor de sua venda. Este mecanismo servirá também como garantia de que receberão o incentivo, apenas os sistemas a serem instalados como EFCR com a intenção de se transformar em PIE-FV.

³⁶ As tabelas 7, 8 e 9 apresentam a sugestão feita neste trabalho para o decréscimo sucessivo dos incentivos em cada uma das etapas seguintes à primeira.

- ✓ Repassar para a distribuidora os CCER referentes à produção de sua instalação, assim que receber a remuneração mensal pela energia fotogerada que vendeu à distribuidora. Responsabilizar-se pela quantidade de CCER repassados para a distribuidora, sob pena de perder a licença de PIE-FV.

5.9.7.6 Estado – governo estadual

- ✓ Criar uma lei estadual obrigando todas as distribuidoras do estado de São Paulo a comercializar um Volume Mínimo de eletricidade fotogerada. Esse Volume Mínimo deverá ser determinado como uma porcentagem da energia total negociada por cada uma das concessionárias.
- ✓ Estabelecer penalidades às empresas que não cumprirem com os requisitos estabelecidos no parágrafo anterior.

5.9.8 Objetivos, justificativas e custos

Dentro da concepção de uso dada às EFCR ao longo deste trabalho, acredita-se que a melhor maneira de incentivar sua implementação é procurar estabelecer regras regionais para sua utilização, adaptadas à realidade econômica específica da região e das características de seu setor elétrico, tais como curvas de carga, características da oferta e condições geográficas e ambientais. Portanto, considera-se ser mais interessante pensar em um programa de incentivo específico, pelo menos, a cada Estado brasileiro. Nesse sentido, a proposta foi delineada considerando um programa dotado de mecanismos de incentivos específicos à implementação de EFCR no Estado de São Paulo, em particular para seus consumidores residenciais e comerciais.

Espera-se que a diferença entre o custo de geração de energia elétrica a partir de EFCR e o custo de geração convencional se reduza ao longo do tempo, na medida em que essa atividade ganhe mercado. Por esse motivo, o Programa de Incentivos será decrescente ao longo do tempo, como um estímulo à viabilização de maior competitividade para os sistemas fotovoltaicos por parte de seus fabricantes e comercializadores.

Estima-se que a instalação do primeiro MW_p movimentará uma soma estimada de US\$ 7,000,000.00. A redução gradual desse custo ocorrerá tanto em razão da diminuição prevista no custo dos módulos fotovoltaicos como, também, pelo aprendizado em relação aos serviços e procedimentos de viabilização do programa. No entanto, haverá um aumento na potência incentivada em cada etapa subsequente (e uma diminuição da porcentagem a ser financiada), o que deverá manter constante o custo final do programa de incentivos. Dentro do total de US\$ 7,000,000.000 necessário para a primeira etapa, US\$ 5,250,000.00 (ou 75% do investimento inicial) ficarão a cargo do fundo criado pelo programa de incentivos. Os restantes US\$ 1,750,000.00 (25% do investimento inicial) caberão aos clientes-proprietário. Nas etapas subsequentes, embora o valor percentual do incentivo diminua, aumenta a potência a ser incentivada (ver tabela 9³⁷) de forma a manter o custo total por etapa em aproximadamente US\$ 5,250,000.00.

A forma de obtenção do volume de recursos destinado ao programa de incentivo transcende aos objetivos deste trabalho. No entanto, é possível inferir que esse montante financeiro deva sair do próprio setor energético, sem onerar ainda mais as tarifas pagas pelo consumidor. Uma das possibilidades existentes é considerar o financiamento do programa *São Paulo 8MW em Sistemas Fotovoltaicos* como uma contrapartida dos usuários de serviços energéticos

³⁷ Vale lembrar que para a determinação dos valores apresentados na tabela 9 foi considerado um valor fixo de 7,000 US\$/kW_p para o custo inicial do sistema. Como este valor deverá diminuir conforme aumenta o número de instalações, provavelmente poderá aumentar a potência a ser incentivada em cada etapa.

poluidores e não renováveis, como todos aqueles que utilizem a queima de recursos fósseis, seja nos transportes, seja nos setores produtivos.

A implementação progressiva do incentivo segundo disposto nas tabelas 6 e 7, iniciando com a instalação de 1 MW_p em sistemas fotovoltaicos e culminando com uma potência total instalada de 8,6 MW_p, será suficiente para que se atinjam os resultados pretendidos. Dessa forma, considerando que o total de energia elétrica comercializada por todas as distribuidoras que operam no estado de São Paulo no ano de 2001 foi de 87.813 GWh, determina-se que o volume mínimo a ser especificado deve variar progressivamente entre 0,0018% e 0,015%, aproximadamente.

Para permitir um período de adaptação às empresas, o limite inferior do volume mínimo deve passar a vigorar apenas a partir do segundo ano de implementação do sistema.

Dessa forma, ao longo do primeiro ano, as empresas seriam obrigadas a autorizar a conexão das EFCR que sejam PIE-FV nas linhas de distribuição dentro de suas áreas de concessão, mas não seriam obrigadas a apresentar os CCER relativos ao volume mínimo. A partir do segundo ano de implantação do programa de incentivos, o volume mínimo de eletricidade fotogerada passaria a ser de 0,0018% de toda a eletricidade comercializada pela empresa. Esse volume mínimo subiria então progressivamente até atingir o limite superior de 0,015%, momento em que o término, continuidade ou modificação no programa de incentivos deverá ser reconsiderado.

5.9.9 Aspectos Específicos

5.9.9.1 Duração

O Programa de Incentivos estará disponível até que as cinco etapas previstas sejam concluídas (tabelas 6, 7, 8 ou 9). É importante ressaltar que se deve garantir uma remuneração, segundo VNFV-SP, por toda a energia gerada pelos PIE-FV acolhidos pelo programa de incentivos, ao longo do período de

remuneração incentivada, estabelecido em cada uma de suas etapas (tabela 8).

5.9.9.2 Montante do incentivo

O montante do incentivo necessário por sistema em cada etapa do programa é decrescente, conforme já comentado e explicado em outros momentos deste texto. No entanto, esse decréscimo é compensado por um progressivo aumento na potência toda incentivada por etapa. A tabela 9 apresenta o valor total do incentivo, considerando o decréscimo do incentivo dado a cada sistema e o acréscimo da potência incentivada, assumindo fixo o custo do investimento inicial necessário para a compra do sistema. Esses valores são válidos, portanto, apenas para a primeira etapa, já que se espera uma diminuição dos custos desses sistemas nas etapas subseqüentes. Nesse sentido, pode-se escolher entre manter a previsão da potência incentivada em cada etapa e diminuir o custo do programa, ou manter fixo esse valor e aumentar a potência incentivada.

Tabela 9. Montante financeiro necessário para cada etapa do programa São Paulo 8MW_p em sistemas fotovoltaicos. Considerando fixos os custos de instalação de uma EFCR

Etapa	Incentivo (%)	Potência (MW_p)	Custo total* (US\$)
1	75	1,00	5,250,000
2	60	1,25	5,250,000
3	50	1,50	5,250,000
4	40	1,85	5,180,000
5	25	3,00	5,250,000

* o cálculo do custo total de cada etapa do programa considerou fixo o investimento inicial necessário à compra e instalação do sistema. Caso ocorra uma redução do preço dos sistemas, o custo total das etapas subseqüentes será reduzido ou possibilitará o aumento na potência incentivada em cada etapa.

5.9.9.3 Destinatário do incentivo

O incentivo será repassado pela CSPE ao vendedor cadastrado (representante, fabricante, instalador) que realizar a venda e/ou instalação da EFCR.

5.9.9.4 Condições técnicas

(1) Garantia mínima de 20 anos para os módulos fotovoltaicos e de 5 anos para os demais componentes (incluindo inversores) e a instalação do sistema.

(2) Certificação de componentes, módulos fotovoltaicos e inversores. Garantindo, assim, o cumprimento dos padrões de segurança e qualidade da energia, estabelecidos pelas normas vigentes.

5.9.9.5 Autorização e contrato

A autorização para instalação e operação é obrigatória a todas EFCR que tenham sido aprovadas como PIE-FV.

É importante lembrar que, para obter a aprovação, os projetos deverão seguir critérios objetivos e de obrigatório cumprimento. Portanto, para ser certificada como um PIE-FV, uma EFCR deverá cumprir com o disposto nas normas técnicas relacionadas a instalações elétricas de baixa tensão, com as normas específicas aos sistemas fotovoltaicos e às que se relacionem com a qualidade da energia gerada por pequenos sistemas de geração distribuída.

A partir da conexão da EFCR à rede e respectiva autorização, o cliente-proprietário e empresa concessionária da área onde está localizada a instalação celebrarão um contrato onde ambos, cliente-proprietário e empresa concessionária, concordem em cumprir com o disposto nos tópicos 5.9.7.5 e 5.9.7.3.

5.10 Desenvolvimento do programa

Entende-se que a redução no custo dos módulos fotovoltaicos será financiada inicialmente por alguns consumidores de elevado poder de compra e beneficiará, embora a longo prazo, os consumidores de menor poder aquisitivo ao possibilitar, no futuro, adquirir os sistemas fotovoltaicos a um preço mais compatível com a sua condição econômica. Assim, trata-se, em um primeiro momento, de viabilizar a implantação de EFCR junto aos consumidores que possam pagar ao menos 25% de seu valor, fazendo com que, graças à sua participação e à implantação do programa *São Paulo 8MW em Sistemas Fotovoltaicos*, estejam, de fato, financiando a ampliação da escala de produção e contribuindo para a redução de custo dos módulos fotovoltaicos. Possibilita-se com isso, um ganho de competitividade dessa tecnologia, assim como uma progressiva penetração da mesma no setor elétrico estadual e, conseqüentemente, nacional. Outra decorrência dessa ação é a abertura de um precedente para que outras tecnologias com características semelhantes à fotovoltaica – limpas, renováveis e modulares – possam também constituir programas semelhantes a este, de forma que se criem, por exemplo, os Produtores Independentes de Energia a partir da Biomassa - PIE-BIO e os Créditos de Comercialização de Energia Renováveis geradas com Biomassa – CCER-BIO.

Diferentemente de programas de introdução de módulos fotovoltaicos em comunidades isoladas, esse modelo está orientado ao mercado e prevê a redução gradual da parcela referente ao Programa de Incentivos.

O consumidor residencial ou comercial de energia (o cliente-proprietário) é o elemento central do modelo, devendo tornar-se o principal agente para o desenvolvimento do mercado das EFCR. As empresas distribuidoras de eletricidade participam na fase inicial, em troca de vantagens na gestão de seus sistemas. Como são também comercializadoras de eletricidade, essas empresas podem promover a diversificação de sua oferta de energia e reduzir o risco de

fornecimento. No entanto, no futuro, a competição pela comercialização de energia, as vantagens econômicas resultantes da geração distribuída de energia, o interesse dos comercializadores e o benefício dos consumidores, tornarão a implantação das EFCR uma escolha competitiva.

5.11 Comentários finais

A participação do Governo do Estado de São Paulo será decisiva para a implantação do programa e sua futura aplicação em outros Estados. De fato, essa participação será componente fundamental de uma orientação que valorize a geração distribuída de eletricidade a partir de fontes renováveis de pequena escala. Essa orientação seria tomada em respeito à descentralização da geração e melhor gestão dos sistemas de distribuição, à preservação ambiental, à geração de emprego e pesquisa, e à demonstração de alternativas de interesse para a sustentabilidade do sistema energético do Estado de São Paulo.

Considerando a eletricidade consumida anualmente no Estado de São Paulo, o Governo do Estado determinará a obrigatoriedade de comercialização de um volume mínimo de eletricidade proveniente de fontes energéticas renováveis de pequena escala, no caso, em particular, a energia solar fotovoltaica. A determinação desse volume mínimo será estabelecida por critérios de ordem (1) econômica (mercado), (2) política (geração de emprego no Estado), (3) ambiental (utilização de fontes energéticas com reduzido nível de emissão de gases de efeito-estufa), (4) operacional e de segurança de fornecimento de eletricidade aos consumidores do Estado, viabilizando uma melhor administração da carga, graças à descentralização da geração e à diversificação das fontes. Desse modo, haverá criado, então, um quadro institucional de fundamental importância para o desenvolvimento do programa, tendo como subsídio a implementação dos CCER, um dispositivo regulamentar capaz de promover a disseminação das energias renováveis não convencionais e de pequena escala mantendo a equidade competitiva entre as empresas concessionárias da distribuição. Busca-se, assim, a produção de benefícios

sociais e a dinamização de uma atividade comercial de geração de eletricidade.

A título de exemplo, considerando que o custo de um kW_p em sistemas fotovoltaicos conectados à rede e instalados em uma edificação seja da ordem de US\$ 7,000.00, a instalação de 1 MW_p custaria cerca de US\$ 7,000,000.00 (sete milhões de dólares). Portanto, o montante necessário para a primeira etapa desse incentivo (instalação do primeiro MW_p em sistemas fotovoltaicos) será de US\$ 5,250,000.00, ou seja, um sistema de 2 kW_p teria um custo de US\$ 14,000.00, dos quais US\$ 10,500.00 serão pagos, a fundo perdido, pelo incentivo. O restante de US\$ 3,500.00 ficarão a cargo do cliente-proprietário, que poderá ainda dispor de linhas de crédito para financiar a compra do sistema³⁸. Depois de sua instalação e, de posse da autorização definitiva de operação a PIE-FV (nesse exemplo com 2 kW_p de potência instalada) passará a vender toda a energia fotogerada, cerca de 260 kWh/mês, e será remunerada segundo VNFV-SP, que, para essa etapa, foi fixado em 319 US\$/MWh. O PIE-FV receberá mensalmente a quantia aproximada de US\$ 83, durante 5 anos, período para a remuneração de seu investimento inicial (de US\$ 3,500.00). Quando receber a remuneração mensal de US\$ 83, o PIE-FV repassará à distribuidora, os 260 CCER referentes à energia fotogerada por sua EFCR. As distribuidoras recolherão os CCER referentes à energia fotogerada adquirida e, conseqüentemente, comercializada. Ao final do ano fiscal, apresentarão para a CSPE os CCER correspondentes à comercialização do Volume Mínimo de eletricidade proveniente de pequenos sistemas de geração distribuída que utilizem recursos renováveis. Ação essa que será obrigatória por lei para todas as concessionárias do serviço de distribuição de eletricidade do Estado de São Paulo.

³⁸ Essas possíveis linhas de crédito, abertas para financiar a compra de EFCR por parte dos clientes-proprietário, não fazem parte do programa de incentivos aqui proposto. Constituiria em um incentivo adicional que poderá dinamizar a implementação do programa ou incentivar de forma diferenciada os clientes-proprietário considerados especiais. A título de exemplo, pode-se citar: escolas, museus, edifícios públicos ou, ainda, comércios com grande visibilidade e circulação (potencial de disseminação) ou que apresentem, notadamente, grandes possibilidades de redução de consumo e uso racional de energia.

A formação dos recursos financeiros de apoio à geração distribuída com sistemas fotovoltaicos poderá resultar da contribuição de diferentes entidades e/ou instituições. Sabe-se que para a primeira etapa do programa (instalação do primeiro MW_p) será necessário dispor de US\$ 5,250,000.00 para o incentivo à potência instalada, isso sem contar com a remuneração à energia, que será repassada para a tarifa de fornecimento de energia elétrica dos consumidores de São Paulo.

Capítulo 6 - Conclusões

Atualmente, o custo da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos é alto em relação aos praticados pelas tecnologias convencionais de produção de eletricidade. Em função disso e com a atual orientação ao mercado do setor elétrico brasileiro, dificilmente essa tecnologia seria considerada como uma alternativa de geração de eletricidade capaz de contribuir complementarmente às outras tecnologias existentes. Utilizar principalmente os aspectos financeiros no planejamento da expansão da oferta não inclui todas as dimensões que envolvem a discussão referente ao planejamento estratégico da expansão do setor energético, aos usos da energia e as mais variadas formas de obtê-la. De fato, o planejamento através da análise exclusivamente financeira pode mascarar as conseqüências futuras das escolhas feitas e, portanto, comprometer a confiabilidade e robustez do setor elétrico dos próximos anos.

O principal motivo da restrição à forma tradicional de valoração das opções de tecnologias disponíveis (sobre-valorizando aspectos financeiros) é justamente a impossibilidade de valorar financeiramente todas as qualidades das opções disponíveis. Por um lado, a tecnologia solar fotovoltaica possui benefícios que não contabilizam descontos em seus custos; por outro lado, os danos causados por muitas das formas convencionais de produção energética não oneram sua produção de eletricidade. Nesse sentido, a escolha por uma tecnologia de geração, ao invés de considerar apenas os aspectos econômicos, deveria ser uma opção política a ser feita por todos os cidadãos que, de alguma forma, estejam envolvidos com a produção e o consumo energético.

As iniciativas brasileiras de apoio à inserção das EFCR ainda são modestas e não criam um ambiente propício à sua difusão. De fato, no atual ambiente do setor elétrico brasileiro, as empresas distribuidoras não podem repassar livremente nem integralmente seus gastos na compra da eletricidade fotogerada. Elas estão limitadas pelos valores máximos de repasse às tarifas de fornecimento, VN. O valor máximo de VN para a energia solar fotovoltaica vale, atualmente, R\$ 277,33 ou US\$ 117.3³⁹ por MWh negociado. Esse valor, embora seja superior ao praticado no mercado, está longe de remunerar a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, que atualmente encontra-se em aproximadamente 1.000 R\$/MWh.

Mesmo que a empresa distribuidora estivesse interessada em investir na geração fotovoltaica de eletricidade, não seria um bom negócio, pois ela não poderia repassar esses altos investimentos a suas tarifas. E mesmo que lhe permitissem o repasse integral de seus gastos na compra da energia fotogerada, não seria um negócio viável dentro da atual estrutura do setor elétrico brasileiro, pois possuiriam uma energia mais cara e, conseqüentemente, perderiam competitividade.

³⁹ US\$ 1 = R\$ 2,3641 (25/03/2002)

A reestruturação do setor elétrico brasileiro busca o ganho de eficiência técnica e econômica através da livre competição dentro de um mercado desregulamentado. Assim, as empresas buscarão a combinação de fontes de geração energética que minimizem seus custos de forma a ganharem competitividade, o que certamente deixará de fora praticamente todos os recursos energéticos renováveis não convencionais e de pequena escala. Ou seja, buscar incentivar a comercialização de eletricidade proveniente dessas fontes, apenas através do estabelecimento dos Valores Normativos, é incompatível com a atual estrutura do setor elétrico brasileiro.

Supondo que a opção política seja a inclusão das fontes renováveis e não poluentes na matriz energética brasileira, verifica-se ser necessário, então, desenvolver uma forma de viabilizar essas tecnologias. Para tal, com o auxílio da experiência internacional, foi desenvolvido um mecanismo de incentivo financeiro, orientado ao mercado, que possibilita a inclusão dessas tecnologias como opções concretas de geração elétrica.

Vê-se, portanto, confirmada a hipótese de que é necessário utilizar uma ferramenta, neste caso um mecanismo de incentivo, para viabilizar uma alternativa de geração de eletricidade que apresenta benefícios não mensuráveis sob o ponto de vista econômico e financeiro. E como contribuição, este trabalho apresentou uma proposta de um programa de incentivo à geração distribuída através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e instalados em edificações residenciais ou comerciais. Mesmo cientes de que a penetração relativamente modesta⁴⁰ de EFCR no setor residencial e comercial do Estado de São Paulo não resolverá o problema energético, é importante dar início a essa atividade para aprender mais sobre as formas possíveis de incluir esses sistemas como uma opção real e viável de geração elétrica, compondo complementarmente com outras tecnologias de geração renováveis e não agressivas ao meio ambiente.

⁴⁰ Considera-se que a penetração das EFCR é baixa quando se refere à potência instalada no Estado e à quantidade de energia que comercializam. No entanto, as cifras consideradas pelo programa *São Paulo 8MW em Sistemas Fotovoltaicos* são extremamente expressivas para a indústria fotovoltaica brasileira.

Adicionalmente à proposta de um programa de incentivo à geração distribuída com sistemas fotovoltaicos, constatou-se a necessidade do estabelecimento de um conjunto de normas e de uma regulamentação específica a essa aplicação da tecnologia fotovoltaica quando utilizada em solo brasileiro. Para tal, este trabalho reúne um conjunto de normas técnicas, de segurança e qualidade da energia que devem ser consideradas antes da aplicação do programa de incentivo também proposto neste trabalho.

A implementação do programa de incentivo proposto se justifica apenas caso se busque desenvolver uma cadeia produtiva capaz de dinamizar a economia e a produção da indústria fotovoltaica e eletrônica brasileira, assim como, propiciar a criação de empregos nos setores de instalação, operação e manutenção dentro dessa atividade. Portanto, só terá sentido a implementação do programa *São Paulo 8MW em Sistemas Fotovoltaicos*, no caso de se pensar a estruturação de uma cadeia nacional de produção, comercialização e gerenciamento dessa atividade. Dessa forma, incentiva-se a dinamização regional de uma atividade comercial e produtiva.

Uma iniciativa semelhante à proposta neste trabalho é o programa de incentivos à geração de energia eólica, denominado pró-eólica, que incentiva a implementação de sistemas de geração de energia eólica através da sobre-remuneração da energia por eles produzida. A grande diferença identificada entre o programa “pró-eólica” e o que aqui se propõe é que o primeiro não é voltado ao mercado, na medida em que toda a energia produzida pelos aerogeradores é comprada pela Eletrobrás, sem o envolvimento das distribuidoras e dos consumidores. No entanto, essa diferença não depõe contra o programa “pró-eólica”, já que sua implementação permitirá o ganho de experiência na operação desses sistemas e a criação de uma estrutura dentro do setor elétrico capaz de considerar essa opção de geração elétrica.

O estabelecimento de um volume mínimo de comercialização de eletricidade proveniente de fontes renováveis, não convencionais e de pequeno porte, representa um aspecto importante do programa proposto, pois cria um ambiente onde todas as empresas perderão competitividade de forma equivalente. O

Volume Mínimo especificado não pode ser excessivo, pois dificilmente alcançará seus objetivos, seja pela disponibilidade de módulos fotovoltaicos no mercado, seja pelo custo excessivo para as empresas. Entretanto, não poderá ser muito modesto ou não atingirá os resultados pretendidos no tocante à transformação do mercado fotovoltaico e conseqüente diminuição de seus custos. Portanto, sugere-se que no primeiro ano as distribuidoras não sejam obrigadas a apresentar os CCER para terem um período para dar início a esta atividade e implementarem as primeiras instalações. A partir do segundo ano, de toda a energia comercializada por cada distribuidora, 0,0018% deverá ser energia proveniente de PIE-FV instaladas em São Paulo. Esse porcentual deverá aumentar progressivamente para estimular a implementação das etapas sucessivas do programa, culminando com a necessidade de comercialização de um número de CCER correspondente a 0,015% do total comercializado pelas distribuidoras.

No que se refere ao custo do programa de incentivos para as tarifas de consumo elétrico dos consumidores, é importante destacar que, devido à penetração relativamente baixa dos sistemas fotovoltaicos no setor elétrico de São Paulo, mesmo que seja implantado com sucesso o programa *São Paulo 8MW em Sistemas Fotovoltaicos*, o sobre-custo referente à comercialização da energia produzida pelas EFCR repassado às tarifas, não será significativo. Ficando abaixo, por exemplo, da CPMF cobrada na operação financeira de pagamento da conta de consumo elétrico⁴¹.

Quanto ao custo do incentivo à potência instalada, presente na proposta de incentivo apresentada, pode-se dizer que a criação do fundo de aproximadamente US\$ 5.2 milhões por etapa, necessário para incentivar, a fundo perdido, os sistemas acolhidos pelo programa *São Paulo 8MW em Sistemas Fotovoltaicos*, poderia ser recolhido com aqueles que utilizam

⁴¹ A título de exemplo, considerando uma conta de consumo elétrico de R\$ 110,00 (residencial de consumo médio de 500 kWh/mês). Em função da CPMF essa conta pagará cerca de R\$0,42 (0,38%) ao passo que o custo do programa de incentivos aos consumidores de São Paulo seria de R\$0,008 (0,007%).

recursos energéticos poluentes e não renováveis, como por exemplo, os usuários dos setores de transportes ou aqueles que optam por gerar eletricidade com as ditas tecnologias “sujas”. Dessa forma, como já apresentado em maior detalhe anteriormente, o programa proposto funcionaria como uma forma de internalizar, nos custos de geração elétrica, os danos das tecnologias sujas (onerando seu custo) e os benefícios das tecnologias limpas (diminuindo seu custo).

Com a apresentação do programa de incentivos desenvolvido, encerra-se uma primeira etapa dessa investigação. No entanto, restam questões em aberto, importantes de serem consideradas como sugestões para trabalhos futuros:

- ✓ Considerar variações ao programa de incentivos proposto de forma a estimular a instalação desses sistemas em locais de grande circulação e visibilidade ou com forte característica de difusão dessa aplicação. Dessa forma, escolas, bancos, postos de gasolina, repartições públicas etc. seriam bons disseminadores dessa iniciativa, além de serem edificações com consumo diurno, o que se encaixa no perfil de operação dessa tecnologia.
- ✓ Uma segunda linha de investigação possível seria verificar o potencial de captação dos créditos de seqüestro de carbono da geração distribuída com recursos renováveis dentro do ambiente urbano.
- ✓ Considerando a progressiva inserção das EFCR no ambiente urbano brasileiro, em particular no paulista, outra linha de ação importante de ser considerada é a integração desses sistemas fotovoltaicos às edificações, ou seja, a relação que podem guardar com a estrutura arquitetônica das edificações, tanto sob aspectos técnicos e energéticos quanto estéticos.
- ✓ Ainda com respeito à inserção em maior escala das EFCR nas áreas urbanas do país, um aspecto interessante a se investigar refere-se ao desempenho desses sistemas com diferentes configurações e

orientações, seja no que se refere ao acoplamento da potência CC/CA, seja nas perdas associadas ao grau de integração arquitetônica.

- ✓ Uma questão ainda em aberto refere-se às taxas fiscais que deverão incidir sobre essa atividade. Dependendo de como for construída, a tributação dessa atividade poderá acabar por inviabilizá-la, seja pela inserção excessiva de complexidades burocráticas, seja por inviabilizar financeiramente a atividade.
- ✓ Analisar os efeitos da geração distribuída, de pequeno porte e intermitente no gerenciamento da oferta de energia.
- ✓ O programa de incentivos *São Paulo 8 MW em sistemas fotovoltaicos* é orientado ao mercado e remunera a potência instalada. Com isso ficou determinado o tipo de conexão e transformou o titular da EFCR em um tipo especial de produtor independente de energia, um PIE-FV. Uma proposta para um trabalho futuro seria, então, desenvolver uma variação ao programa onde o titular da EFCR transforme-se em uma variação de um Auto-Produtor de energia, um AP-FV.

Bibliografia

Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources; Renewable Energy Sources Act, Germany, 2000.

“Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act, Germany, 2000)”; **Solar Energy**, v. **70** (6) pp. 489-504, 2001.

ASIF informa; outubro 2000 – Nuevo Real Decreto del Ministério de Economía. Em <www.asif.org> na parte exclusiva para associados.

ALSEMA, E. A., Nieuwlaar, E., “Energy Viability of Photovoltaic Systems”. **Energy Policy**, **28**:999-1010, 2000.

_____, “Energy Pay-back Time and CO₂ Emissions of PV Systems”. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, **8**:17-25, 2000.

ASIF, Asociación de la Industria Fotovoltaica, <http://www.asif.org>, consultada en junio de 2001.

BEGOVIC, M., Ropp, M., Rohatgi, A., Pregelj, A., “Determining the sufficiency of Standard Protective Relaying for Islanding Prevention in Grid-Connected PV Systems”, **Proceedings of the 2nd. World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion**, Vienna, Austria, July, 1998.

Bezerra, P. “Considerações sobre a Inserção da Tecnologia Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica de Distribuição no Brasil”, Workshop sobre Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Distribuição; Discussão de Aspectos Técnicos e Legais, IEE/USP, agosto de 1998 (mimeo).

BRAVO, I. L., “Procedimiento de conexión para inyectar energía a la red eléctrica convencional desde una instalación fotovoltaica”. Universidad de Sevilla, mayo, 2001 (mimeo).

BRUNSTRÖM, C., Larsson M., “Analysis of the Performance of a Grid-Connected Photovoltaic Plant” **6^o E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference**, pp 509-513, London, U. K. Abril, 1985.

CAAMAÑO, E., “Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: caracterización y análisis”. Tesis Doctoral, UPM, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Madrid, marzo 1998.

_____, Lorenzo, E., Zilles, R., “**Quality control of wide collections of PV modules: lessons learned from the IES experience**”. Progress in photovoltaics, 7, pp 137 – 149, 1999.

_____, Lorenzo E., “Inverters in PV Grid Connected Systems: An Assessment on the Proper Selection”. **Proceedings of the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, pp. 1900-1903, Nice, 1995.

_____, Lorenzo E., “Inverters in PV grid connected systems: an assessment on the proper selection”. **Proceedings of the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, pp. 1900-1903, Nice, 1995.

California Solar Center; Web Source for Solar energy in California: <<http://www.californiasolarcenter.org>>, consultada em 15.03.2002.

CEC – Joint Research Centre – Ispra Establishment., “**Guidelines for assessment of photovoltaic plants, Document B, Analysis and Presentation of monitoring data**”, 1993.

Comisión Nacional de Energía, “Informe sobre las compras de Energía al Regimem Especial”; <http://www.cne.es>, mayo, 2001.

DECKER, B., Jahn U., Rindelhardt, U., Vaaber, W., “The German 1000 Roof Photovoltaic Programme: System Design and Energy Balance”. **11th.E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference**, pp 1497 – 1500, Switzerland, October, 1992.

DÍAS, L. D., “Inversión en Centrales Fotovoltaicas Conectadas a Red a Través de “Cuentas” en Participación”. **Era Solar**, n.102:12-14, Madrid, Espanha, fevereiro – março, 2001.

Energy Efficiency and Renewable Energy Network (EREN) U.S. Department of Energy – Million Solar Roofs: <<http://www.eren.doe.gov/millionroofs>>, consultada em 12.03.2002.

ERGE, T., Hoffmann, V. U., Kiefer, K., “The German Experience With Grid-Connected PV-Systems”. **Solar Energy**, v. **70**(6): 479-487, 2001.

_____, Becker, H., Blässer, G., Decker, B., Genenning, B., Heilscher, G., Rieb H., Rindelhardt U. et alii, “The German 1000 Roofs Programme – a Resume of the 5 Years Pioneer Project For Small Grid-Connected PV Systems” **Proceedings of 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion**, pp 2648 – 2651, Vienna, Austria, July, 1998.

Florida Solar Energy Center; A Research Institute of the University of Florida: < <http://www.fsec.ucf.edu>>, consultada em 16.03.2002.

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, “**1000 Roofs Measurement and Analysis Programme**”. Annual Journals 1995 and 1996.

FTHENAKIS, V. M., Moskowitz, P. D., “Photovoltaics: Environmental, Health and Safety Issues and Perspectives”. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 8:27-38, 2000.

_____, “End-of-life Management and Recycling of PV Modules”. **Energy Policy**, 28:1051-1058, 2000.

GABLER, H., Heidler, K., Hoffmann, V. U., “Market Introduction of Grid-Connected Photovoltaic Installations in Germany”, **14th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p. 27-32, Barcelona, Spain, June/July 1997.

GREEN, M. A., “Photovoltaics in the Sydney 2000 Olympics: the World’s Largest Solar Village”. **Actas del XIV Congreso Europeo de Energía Solar fotovoltaica**, pp: 1953-1955, Barcelona, España, Junio-Julio 1997.

Greenpeace, “Telhados Fotovoltaicos: Uma Proposta de Programa de Gestão da Demanda Mediante Energia Solar Fotovoltaica Conectada à Rede”, março, 1997.

GUTERMUTH, P. G., “Regulatory and Institutional Measures by the State to Enhance the Deployment of Renewable Energies: German Experience”. **Solar Energy**, 3(69):205-213, 2000.

HOFF T. E., Wenger H. J., Farmer B. K., “Distributed Generation – An alternative to Electric Utility Investments in System Capacity”, **Energy Policy**, v. 24. (2), 1996.

ter HORST, E.W., Kimman, J.T.N., Verhoef, L.A., Lysen, E.H., “The PV-Programme in the Netherlands: Summary of the Framework Programme NOZ-PV 1997-2000”, **14th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p. 490-493, Barcelona, Spain, June-July 1997.

IEC 1000-3-2, Electromagnetic compatibility (EMC) Part 3: Section 2: Limits for harmonic current emissions (equipment input current < 16 A per phase, 1995.

IES – Instituto de Energía Solar. “Seguridad y Condiciones Técnicas en Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red”. **Era Solar**, parte I – año XVII, 90:15-22, marzo/abril, 1999; parte II – año XVII, 91:19-27, mayo/junio, 1999.

ILICETO, A., Vigotti, R., “The Largest PV Installation in Europe: Perspective of Multimegawatt PV”, **Renewable Energy**, n.15, p. 48-53, 1998.

International Energy Agency – IEA. “**Grid Connected photovoltaic power systems: status of existing guidelines and regulations in selected IEA member countries**”. Task V, Report IEA-PVPS V-1-01, July 1996.

JANTSCH M, Schmidt H., Schmid J., “Results of the Concerted Action on Power Conditioning and Control”. **Proceedings of the 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, pp. 1589-1593, Montreux, 1992.

KELLER, L., Affolter, P. “Optimizing the panel area of photovoltaic system in relation to the static inverter – practical results”, **Solar Energy**, **55**, 1, 1995.

KERN, G., Bonn, R., I, J., Gonzales, S.; “Results of SNL Grid-Tied Inverter Testing”, **Proceedings of the 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion**, Vienna, Austria, July, 1998.

KUROKAWA, K., “Realistic Performance Values Obtained by a Number of Grid-Connected Systems in Japan”, **World Renewable Energy Congress VI; The Energy for the 21st. Century**, part I. p. 113-118, UK, 2000.

_____, Ikki, O., “The Japanese Experiences with National PV System Programmes”. **Solar Energy**, **6(70)**: 457-466, 2001.

LORENZO, E., Zilles, R. “PV Modules and Arrays Test at 1MW Toledo PV Plant”, **Proc. 12th. European Photovoltaic Solar Energy Conference**, pp 807 – 809, 1994.

_____, Maquedano C., Valera P.: “Operational Results of the 100 kW_p Tracking PV Plant at Toledo-PV Project”. **Proceedings of the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, pp. 2433-2436, Nice, 1995.

MAYCOCK, P., “The PV boom where Germany and Japan lead, will California follow?” **Renewable Energy World**, v. 4, n°4, pp 144-163, July–August 2001.

_____, P. “The World PV Market 2000 Shifting From Subsidy to ‘Fully Economic’?” **Renewable Energy World**, pp 59-74, July – August, 2000.

MUKADAM K., Matas A., Alonso M., Pottbrock R.: “The 1 MW Photovoltaic Plant in Toledo - Spain. First Operational Results and Experiences”. **Proceedings of the 13th. European Photovoltaic Solar Energy Conference**, pp. 1770-1773, Nice, 1995.

OLIVEIRA, S. H. F., Zilles, R., “Why do we need rules and standards to implement grid-connected PV Systems in Brazil?” In: **IEEE/PES T&D 2002 Latin America Conference**, São Paulo, 2002.

_____, Zilles, R., “Grid-Connected Photovoltaic Systems: The Brazilian Experience and performance of an Installation”, **Progress In Photovoltaic: Research and Applications**. V. 9, n. 5, pp. 341-347, Inglaterra, 2001.

_____, Zilles, R., “Índices de Mérito e o Comportamento do Sistema Fotovoltaico Instalado no LSF – IEE/USP”. In: VIII Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1999. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia, Vol. 3 pp: 1381-1389, Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

PANTOJA-LOPEZ, A., Martín, J. G., “Experimental Photovoltaic Solar Plant – 100 kW_p”, **7^o E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference**, pp 137-141; Sevilla, Spain, 1986.

PARENTE, V., Goldemberg, J., Zilles, R., “Comments on Experience Curves for PV Modules”, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 2002 (no prelo).

PV Power Resource Site; Photovoltaics; Sustainable Power for the World: <<http://www.pvpower.com>>, consultada em 15.03.2002.

PV Portal: Web link to the world of solar energy: <<http://www.pvportal.com>>, consultada em 15.03.2002.

RANNELS, J. E., King, R. J., “The U.S. Department of Energy Photovoltaics Program”, **14th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p. 441-443, Barcelona, Spain, June-July 1997.

Real Decreto 2818/1998, de 23 de dezembro. **Boletín Oficial Del Estado – BOE 312**: 44077-44089, 30/12/1998.

RIBEIRO C. M., Bezerra P., Zilles R., Moszkowicz O., “Brazilian Strategy on PV Dissemination: 1998 Update”, **2nd World Conference and exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion**, Austria – Viena, 1998.

ROSALES, I., Presidente da ASIF, comunicação pessoal; junho, 2001.

RÜTHER, R. – Comunicação oral relacionada à segunda conexão de um sistema fotovoltaico na Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002.

_____, Dacoregio M. M., “Performance Assessment of a 2 kWp Grid-Connected, Building-integrated, Amorphous Silicon Photovoltaic Installation in Brazil”, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. **8**, n. 2, pp. 257-266, 2000.

_____, “Experiences and Operational Results of the First Grid-Connected, Building Integrated, Thin-Film Photovoltaic Intallation in Brasil”, **2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion**, Áustria, Viena, 6-10 july, 1998.

SCHMELA, M., “Beyond expectations; Market survey on cell production in 2001”. **Photon International**, pp:38-43, march,2002.

SCHOEN, T. J. N., “Building-integrated PV installations in the Netherlands: examples and operational experiences”. **Solar Energy**, v.**6**(70): 467-477, 2001.

Solar Electric Power Association Homepage - PV Installation and Data: <<http://www.solarelectricpower.org>>, consultada em 20/03/2002.

SPOONER, E. D., Morphett, D., Watt, M. E., Grunwald, G., Zacharias, P. “Solar Olympic Village: Case of Study”. **Energy Policy**, **28**:1059-1068, 2000.

SPIEGEL, R. J., Greenberg, D. L., Kern, E. C., House, D. E., “Emissions Reduction Data for Grid-Connected Photovoltaic power Systems”, **Solar Energy**, v. **68**(5):475-485, 2000.

_____, R. J., Kern, E. C., Greenberg, D. L., “Demonstration of the Environmental and Demand-Side Management Benefits of Grid-Connected Photovoltaic Power Systems”, **Solar Energy**, v. **62** (5):345-358, 1998.

STEVENS J., Bonn, R., Ginn, J., Gonzales, S., Kern, G., “Development and Testing of an approach to Anti-Islanding in Utility-Interconnected photovoltaic Systems”. **SAND98-1684**, Sandia National Laboratories, 1999.

Texto Integro del R.D. 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración. **Era Solar** n. 91; mayo-junio, 1999.

TSUKAMOTO, O., Okayasu, T., Yamagishi, K., “Study on Islanding of Dispersed Photovoltaic Power Systems Connected to Utility Power Grid”, **Solar Energy**, v. **70**(6):505-511, 2001.

VALERA P., Mukadam K., Chenlo F., Rebollo L., Matas A., Zarauza L., García P., “Three Years of Operation and Experience of the 1 MW Photovoltaic Plant Toledo PV Spain”. **Proceedings of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, pp. 705-708, Barcelona, 1997.

VIDAL, P. G., Almonacid, G., Pérez, P. J. And Aguilera, J. “Measures Used to Protect people Exposed to a PV Generator: Univer Project”. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 9:57-67, 2001.

_____, “Contribución al desarrollo tecnológico de la seguridad y protección a personas en aplicaciones fotovoltaicas conectadas a la red.”; tesis doctoral, Universidad de Jaén, Escuela Politécnica Superior, Jaén, 2000.

ZILLES, R., Oliveira, S. H. F., “Distributed Power Generation with Photovoltaics” In: IEEE/PES T&D 2002 Latin America Conference, São Paulo, 2002.

_____, Oliveira, S. H. F., “6,3 kW_p Photovoltaic Building Integration at São Paulo University” In: 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Alemanha, 2001.

_____, Oliveira, S. H. F., “O Preço do W_p e o Custo do kWh Fornecido por Sistemas Interligados à Rede Elétrica”. **VIII Congresso Brasileiro de Energia**, pp 743-748, Rio de Janeiro, dezembro, 1999.

_____, Ribeiro, C. and Moszkowicz O. “**Power rating and the need of photovoltaic modules measurements in brasilian dissemination program**”, Proc. 15th. European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp - , 1998.

Anexo

Publicações geradas no âmbito desse trabalho.

OLIVEIRA, S. H. F., Zilles, R., “Grid-Connected Photovoltaic Systems: The Brazilian Experience and performance of an Installation”. Progress In Photovoltaic: Research and Applications. V. 9, n. 5, pp. 341-347, Inglaterra, 2001.

ZILLES, R., Oliveira, S. H. F., “Distributed Power Generation with Photovoltaics” In: IEEE/PES T&D 2002 Latin America Conference, São Paulo, 2002.

OLIVEIRA, S. H. F., Zilles, R., “Why do we need rules and standards to implement grid-connected PV Systems in Brazil?” In: IEEE/PES T&D 2002 Latin America Conference, São Paulo, 2002.

ZILLES, R., Oliveira, S. H. F., “6,3 kW_p Photovoltaic Building Integration at São Paulo University” In: 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Alemanha, 2001.

ZILLES, R., Oliveira, S. H. F., “O Preço do W_p e o Custo do kWh Fornecido por Sistemas Interligados à Rede Elétrica”. In: VIII Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1999. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia, Vol. 3 pp: 743-748, Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

OLIVEIRA, S. H. F., Zilles, R., “Índices de Mérito e o Comportamento do Sistema Fotovoltaico Instalado no LSF – IEE/USP”. In: VIII Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1999. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia, Vol. 3 pp: 1381-1389, Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

OLIVEIRA, S. H. F., Zilles, R., “Pequenos Geradores Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição de Eletricidade”. In: III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, São Paulo, 1998. Anais do III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, São Paulo, 1998.