



ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA SOBRE A VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Juan Lourenço Fandino Landeira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro
Setembro de 2013

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA SOBRE A VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE
SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Juan Lourenço Fandino Landeira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim, Dr.-Ing.

Prof. Edimar José de Oliveira, D. Sc..

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2013

Ladeira, Juan Lourenço Fandino

Análise técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil / Juan Lourenço Fandino Ladeira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

XVII, 135 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 116-123.

1. Energia Fotovoltaica. 2. Regulamentação para fontes renováveis. 3. Geração Distribuída. I. Falcão, Djalma Mosqueira et. al. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

“Pratique o que sabe e isto lhe ajudará a ver o que ainda não sabe.”

(Rembrandt Harmenszoon van Rijn)

À Juliana Ostrovski, minha esposa, que há mais de dez anos contribui para a realização dos meus sonhos.

Agradecimentos

Aos meus pais, André e Roberta, pelo exemplo de ética e pelos inúmeros sacrifícios realizados pela formação dos filhos. Aos meus irmãos, Felipe e Victor, e avó, Palmyra, pela amizade e companheirismo. Aos meus sogros, pelo carinho durante anos e pelos almoços de final de semana para que eu pudesse escrever esta dissertação.

À minha esposa Juliana, por contribuir decisivamente para todas as conquistas da minha vida e por ter dividido com ânimo os momentos mais difíceis nesses anos de estudo.

À Comunidade de Profissionais da Promon, pelo financiamento do mestrado e pela compreensão com os períodos de ausência durante as aulas. Agradeço especialmente aos amigos João, José Roberto, Marcela, Maurício, Ricardo e Rodrigo por terem me apresentado ao tema, me confiado o desafio de desenvolver internamente o assunto e pelas contribuições para a execução deste trabalho.

Aos engenheiros Luiz Granato e Mariana Albuquerque por terem sido muito importantes na minha formação profissional e por continuarem a servir de exemplo de profissionalismo e conhecimento técnico.

Aos meus amigos e afilhada dos quais tive de abdicar da companhia enquanto estive envolvido nas atividades do mestrado.

Aos servidores da UFRJ de maneira geral pela minha formação de Engenheiro Eletricista, especialmente ao professor e orientador Djalma que sempre demonstrou espírito aberto para as minhas sugestões, compreendendo de forma plena as dificuldades em se obter o título de mestre pela COPPE/UFRJ em tempo parcial.

Por fim, agradeço a Deus e a N. Sra. de Guadalupe.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA SOBRE A VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Juan Lourenço Fandino Landeira

Setembro/2013

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

Depois da promulgação da Resolução Normativa 482 da ANEEL e com as quedas apuradas nos preços dos equipamentos no mercado internacional, a geração fotovoltaica distribuída ganhou força e se credenciou como uma das opções a se considerar para vencer a demanda do crescente mercado de energia brasileiro nos próximos anos. No entanto, existem ainda algumas barreiras regulatórias, técnicas e econômicas que impedem o pleno desenvolvimento da tecnologia no âmbito nacional.

Desta forma, além de discutir os aspectos anteriores, um modelo econômico simples é proposto para que seja possível avaliar através de estudos de caso de abrangência local e nacional, a viabilidade da implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no país.

Através dos resultados obtidos com base no modelo econômico proposto e suas premissas, é possível concluir que apenas o modelo de compensação de energia não é suficiente para tornar a tecnologia utilizada em larga escala

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

TECHNICAL AND ECONOMICAL FEASIBILITY ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC
DISTRIBUTED GENERATION PLANTS IN BRAZIL

Juan Lourenço Fandino Landeira

September/2013

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

After the release of the Normative Resolution 482 by ANEEL and the recent equipments' price drops verified on the international market, photovoltaic generation became relevant and puts itself as one of the options to be considered in order to surpass the upcoming challenges on the Brazilian growing energy market on the years to come. However, there are still some regulatory, technical and economical restraints holding back the full development of this technology on the country.

In this way, besides the discussion of the aforementioned topics, a simple economical model is proposed to make possible to infer, through case studies of local and national range, the feasibility of PV systems applied as distributed generation in Brazil.

In accordance to the proposed economical model's results and premises it is possible to conclude that the net-metering program alone is not enough to turn the technology widespread.

ÍNDICE

1.	Introdução.....	1
1.1	Geração Distribuída e a Fonte Solar Fotovoltaica.....	2
1.2	Contexto Global da Energia Solar Fotovoltaica.....	3
1.3	Cenário Nacional de GD e Energia Solar Fotovoltaica.....	6
1.4	Motivação.....	8
1.5	Objetivos.....	8
1.6	Estrutura da Dissertação.....	9
2.	Aspectos regulatórios e técnicos sobre GD fotovoltaica no brasil.....	12
2.1	Desafios do Brasil relacionados à Energia Elétrica.....	12
2.2	Marcos Regulatórios Brasileiros Notáveis.....	14
2.2.1	Proinfa.....	15
2.2.2	Decreto nº5163/04.....	21
2.2.3	Consulta Pública nº15/2010.....	22
2.2.4	Chamada Pública para o P&D ANEEL nº 13/2011.....	24
2.2.5	Audiência Pública nº 042/2011.....	25
2.2.6	Resoluções ANEEL.....	26
2.2.7	Leilão Específico para Energia Solar.....	31
2.3	Mecanismos Regulatórios em Outros Países.....	32
2.3.1	O Feed-in Alemão.....	32
2.3.2	Subsídio Industrial e o <i>Golden Sun</i> Chinês.....	34
2.3.3	Exemplos de Mecanismos Regulatórios Aplicados nos Estados Unidos.....	37
2.3.4	Outros Mecanismos Existentes.....	38
2.4	Barreiras Regulatórias à Expansão da GD Fotovoltaica.....	39
2.4.1	Leilão Específico para a Fonte Fotovoltaica.....	39

2.4.2	MP 579	40
2.4.3	Ausência de Benefícios Complementares.....	41
2.5	Estrutura tarifária	42
2.5.1	Tarifas do “Grupo A”	42
2.5.2	Tarifas do “Grupo B”	43
2.6	Requisitos Técnicos do Módulo 3.7 do PRODIST	44
2.6.1	Etapas de Viabilização do Processo	44
2.6.2	Requisitos de Projeto.....	46
2.7	Certificação e Normas para Equipamentos no Brasil	49
2.8	Barreiras Técnicas à Expansão da GD Fotovoltaica no Brasil	50
2.8.1	Tropicalização de Inversores	50
2.8.2	Limitação da Potência Instalada do SFCR.....	51
2.8.3	Acesso ao sistema reticulado em grandes centros urbanos.....	52
2.8.4	Necessidade de múltiplos pontos de consumo	52
3.	Estudos de Caso e Resultados de Geração de Energia.....	54
3.1	Características da Unidade Consumidora.....	54
3.1.1	Características Físicas.....	54
3.1.2	Características Elétricas	55
3.2	Método de Obtenção dos Resultados e Dimensionamento das Usinas para os Casos 1 e 2.....	56
3.2.1	O software de simulação PVSyst.....	57
3.2.2	Análise do Potencial Solar	58
3.2.3	Estudos Pré-Operacionais	58
3.2.4	Otimização do Conjunto Painel Inversor	61
3.2.5	Análise das Perdas Elétricas	61
3.3	Soluções Técnicas para os Casos 1 e 2	62
3.3.1	Caso 1 – minigeração no Teto e Estacionamento.....	62

3.3.2	Caso 2 – Microgeração no Teto.....	63
3.4	Resultados de Geração para os Casos 1 e 2.....	64
3.4.1	Caso 1 – Minigeração no Teto e Estacionamento.....	65
3.4.2	Caso 2 – Microgeração no Teto.....	69
3.5	Estudo Brasil para Microgeração Fotovoltaica	71
3.5.1	Lista das Cidades Escolhidas para o Estudo Brasil	72
4.	Resultados Financeiros e Barreiras Econômicas	75
4.1	CAPEX de um SFCR.....	75
4.1.1	Custos dos Componentes Importados.....	75
4.1.2	Outros Custos.....	77
4.1.3	Custo final do CAPEX.....	77
4.2	O Modelo Econômico e a Ferramenta de Cálculo	78
4.2.1	Considerações Utilizadas na Obtenção dos Resultados.....	80
4.2.2	Tarifas de Energia Elétrica.....	82
4.3	Linhas de Crédito Consideradas	84
4.3.1	Fundo Clima – Energias Renováveis	84
4.3.2	FINAME BK	85
4.3.3	Banco Comercial	85
4.3.4	Linha de Fomento à Tecnologia.....	86
4.4	Resultados – Estudos de Caso.....	86
4.4.1	Caso 1 – Minigeração no Teto e Estacionamento.....	87
4.4.2	Caso 2 – Microgeração no Teto – Cliente A4 Convencional	90
4.4.3	Caso 2 – Microgeração no Teto – Cliente B3.....	90
4.5	Resultados – Estudos Brasil	93
4.5.1	Microgeração do Caso 2 – Clientes B3.....	93
4.5.2	Microgeração Residencial.....	98
4.6	Barreiras Econômicas.....	101

4.6.1	Linhas de Financiamento	101
4.6.2	ICMS sobre a Energia Gerada	102
4.6.3	MP 579	104
4.6.4	Impostos	104
4.6.5	Ausência de Outros Mecanismos de Fomento	106
5.	Conclusões	108
5.1	Trabalhos Futuros	115
	Referências Bibliográficas	116
	Apêndice A	124
	Caso 1 – Minigeração no Teto e Estacionamento	124
	Caso 2 – Microgeração no Teto	128
	Apêndice B	132
	Caso 1 – Minigeração no Teto e Estacionamento Linha 1	132

Índice de Figuras:

Figura 1.1: Ganhos recentes de eficiência de um painel c-Si policristalino.....	4
Figura 1.2: Maiores geradores mundiais de energia solar fotovoltaica	5
Figura 1.3: Capacidade instalada fotovoltaica no mundo	6
Figura 2.1: Níveis dos reservatórios no subsistema SE/CO	13
Figura 2.2: Linha do tempo dos marcos regulatórios notáveis relacionados à GD e à fonte solar	15
Figura 2.3: Produção anual eólica em GWh.....	21
Figura 2.4: Definição de microgeração e minigeração conforme RES ANEEL 482	27
Figura 2.5: Funcionamento do sistema de medição líquida de acordo com a REN ANEEL 482	28
Figura 2.6: Esquema de instalação de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte para o mecanismo de <i>net-metering</i>	30
Figura 2.7: Produção anual em GWh de energia solar fotovoltaica desde a publicação da EEG	34
Figura 2.8: Evolução da capacidade fotovoltaica instalada na China em MWp	36
Figura 2.9: Prazo para acesso à rede de distribuição para a micro e minigeração.....	46
Figura 3.1: Arranjo físico da instalação existente interessada em SFCR.....	55
Figura 3.2: Curva de consumo médio da instalação existente.....	56
Figura 3.3: Processo de dimensionamento para a solução técnica dos dois estudos de caso ..	57
Figura 3.4: Análise de Sombras para o Caso 2	60
Figura 3.5: Arranjo físico dos painéis para a minigeração do Caso 1	62
Figura 3.6: Arranjo físico dos painéis para a microgeração do Caso 2.....	63
Figura 3.7: Geração mensal para central geradora fotovoltaica - Caso 1	66
Figura 3.8: Comparação consumo e geração mensal para a central geradora fotovoltaica - Caso 1	67
Figura 3.9: Comparação entre o dia de geração máxima e o consumo médio da instalação - Caso 1	67
Figura 3.10: Comparação entre a geração média e o consumo médio da instalação - Caso 1	68
Figura 3.11: Dia geração máxima contra o dia de consumo mínimo da instalação - Caso 2	69
Figura 3.12: Geração mensal para central geradora fotovoltaica - Caso 1	70
Figura 3.13: Comparação entre consumo da unidade e geração do SFCR – Caso 2	71

Figura 4.1: Fluxo de Caixa para o Caso 2 com tarifa após MP 579 – Linha 4	92
Figura 4.2: Fluxo de Caixa do Caso 2 em Belo Horizonte com tarifa reduzida pela MP 579 - Estudo Brasil.....	97

Lista de Tabelas:

Tabela 2.1: Distribuição de empreendimentos no PROINFA.....	16
Tabela 2.2: Características Gerais dos projetos do PROINFA e VETEF por fonte	19
Tabela 2.3: Percentuais de receita líquida estipulados para empresa do setor elétrico e campo de apropriação dos recursos.....	24
Tabela 2.4: Incentivos chinês para plantas solares fotovoltaicas conectadas à rede	35
Tabela 2.5: Níveis de tensão considerados para a conexão de micro e minicentrals geradoras	46
Tabela 2.6: Requisitos mínimos em função da potência instalada	47
Tabela 3.1: Dados meteorológicos do local do estudo	58
Tabela 3.2: Resumo dos resultados da central geradora fotovoltaica - Caso 1	65
Tabela 3.3: Substituição da energia consumida da rede de distribuição pela energia da central geradora fotovoltaica - Caso 1	68
Tabela 3.4: Resumo dos resultados da central geradora fotovoltaica - Caso 2	69
Tabela 3.5: Substituição da energia consumida da rede de distribuição pela energia da central geradora fotovoltaica - Caso 1	70
Tabela 3.6: Resultados de produção de energia do Estudo Brasil para microgeração	73
Tabela 4.1: Preços nacionalizados para os inversores e módulos fotovoltaicos importados	76
Tabela 4.2: Estrutura do Capex para uma central geradora fotovoltaica conectada à rede	78
Tabela 4.3: Tarifas de energia elétrica (B3) em Outubro/2012 calculadas com ICMS médio por Estado	83
Tabela 4.4: Resumo das condições de crédito da linha de financiamento Fundo Clima - BNDES	84
Tabela 4.5: Resumo das considerações sobre a linha fictícia "FINAME BK"	85
Tabela 4.6: Resumo das considerações sobre a linha fictícia "Banco Comercial"	85
Tabela 4.7: Resumo das considerações sobre a linha fictícia "Fomento"	86
Tabela 4.8: Resultados financeiros para o Caso 1 com preço antes da promulgação da MP 579	87
Tabela 4.9: "Contas de Luz" da Unidade Consumidora.....	88
Tabela 4.10: Projeção das "Contas de Luz" com a instalação da usina solar.....	89
Tabela 4.11: Resultados para o Caso 2 considerando tarifação A4 Convencional com tarifa antes da MP 579.....	90
Tabela 4.12: Resultados do Caso 2 considerando a tarifa B3 com a redução de 16,2% proposta pela MP 579.....	91

Tabela 4.13: Resultados do Estudo Brasil - Caso 2 - Linha de Financiamento 3.....	94
Tabela 4.14: Comparação Caso 2 entre Linhas 3 e 4 de financiamento com tarifas reduzidas pela MP 579.....	96
Tabela 4.15: CAPEX para a aplicação residencial de 2,45 kWp	98
Tabela 4.16: Resultados para a aplicação residencial de SFCR	99
Tabela 4.17: Comparação entre a aplicação residencial e comercial de SFCR para a Linha 4 de crédito.....	100
Tabela 4.18: Impacto da cobrança do ICMS sobre toda energia consumida reduzindo a economia com geração própria em 20%.....	103
Tabela 4.19: Simulação do modelo econômico para o Caso 2 avaliando os benefícios da isenção de impostos em módulos fotovoltaicos.....	105
Tabela 4.20: Comparação da Linha 3 de financiamento com a introdução do incentivo de 30% no IR - EUA.....	107

Nomenclatura

ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AM- Número de Massa de Ar

CAPEX – Capital Expenditure

CCVE - Celebração de contratos de compra e venda de energia

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

DSV - Dispositivo de Seccionamento Visível

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FC – Fator de Capacidade

FIFA - *Fédération Internationale de Football Association*

FIT - *Feed-in Tariff*

GD - Geração Distribuída

INMETRO- Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

MME - Ministério de Minas e Energia

MP 579 – Medida Provisória 579

MWp – Potência Instalada em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, tendo como base as condições STC do painel fotovoltaico.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLD - Preço de Liquidação de Diferenças

PPA - *Power Purchase Agreement*

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

REN – Resolução Normativa

SFCR – Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

SG – Smart Grids

STC - Standard Test Condition

TIR - Taxa Interna de Retorno

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

VETEF - Valor Econômico da Tecnologia Específica

VPL - Valor Presente Líquido

1. INTRODUÇÃO

Em outubro de 2009, ainda no seu primeiro mandato como presidente dos Estados Unidos, Barack Obama anunciou um investimento total de US\$ 8.1 bilhões com o objetivo de fomentar empresas e outros órgãos a desenvolverem tecnologias em *Smart Grids* (SG). Alguns dos principais focos dessa ação foram maximizar a eficiência na utilização das fontes de energia considerada usuais e a possibilidade de integrar de forma ampla fontes renováveis no sistema elétrico [1].

Com as redes inteligentes se estabelecendo cada vez mais no âmbito internacional, paradigmas da cadeia de produção e consumo de energia elétrica começam a ser quebrados. Surge, por este meio, a figura do consumidor-gerador, que faz com que a geração distribuída através de fontes intermitentes seja cada vez mais relevante, alterando o fluxo de energia na rede, até então considerado unidirecional [2].

É fato que o planejamento energético possui grande relevância socioeconômica, sobretudo quando 81% da energia elétrica consumida no mundo é originária de combustíveis fósseis [3]. Principalmente por dois motivos, o aquecimento global e a segurança energética, os mais diversos países buscam novas alternativas. A política energética é um tema estratégico em todo o mundo e serve de base para o crescimento e desenvolvimento da sociedade.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), grande parte do sistema elétrico nacional está baseada em usinas hidrelétricas, com 72% da capacidade instalada [4], algumas com grandes reservatórios, que por consequência promoveram áreas de alagamento para sua construção e operação. Essas usinas trazem como benefício ao sistema, energia barata e limpa além de, em determinadas conjunturas, estocar água nos reservatórios trazendo mais garantia operacional ao mesmo. Adicionalmente os reservatórios são fontes de suprimento de água para consumo urbano e para irrigação na agricultura.

O Brasil ocupa nos últimos tempos uma posição de destaque na participação de fontes renováveis na matriz energética, atingindo em 2011 um percentual de 44,1% do consumo, enquanto a média mundial estava em 13,3% [4].

Apesar da posição de referência do Brasil em sustentabilidade energética no mundo, tendo quase 89% da energia elétrica sendo gerada por fontes renováveis, ainda segundo [4], há nos dias atuais uma enorme pressão social contra a instalação de novas usinas hidrelétricas, por causa dos impactos ambientais acima citados.

Nesse contexto, outras fontes renováveis vêm ganhando cada vez mais espaço no cenário nacional. Não se pode deixar de notar a já relevante participação da biomassa na matriz elétrica brasileira, sem falar na maior contribuição da fonte eólica, que em 2005 gerou 74 GWh e seis anos depois já participava com 2705 GWh.

O governo brasileiro, ciente dos desafios que o modelo nacional de geração impõe, vem efetuando ações e estudando, através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), medidas para que a figura do gerador-consumidor seja uma realidade também em âmbito nacional.

Esse processo inclui, entre outras ações, a realização da Consulta Pública nº 15/2010 e a Audiência Pública nº 42/2011, com a intenção de diminuir as barreiras de acesso aos sistemas de distribuição por parte dos pequenos produtores. Desta forma, a Geração Distribuída (GD) se credencia definitivamente como uma das alternativas a serem analisadas para o desafio de atender, nos próximos anos, as crescentes taxas de demanda por energia elétrica no Brasil [5].

1.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E A FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA

Segundo o Decreto nº 5.163 [6], de 2004, geração distribuída é uma unidade geradora de energia elétrica localizada próxima aos centros de carga, conectada ao sistema de distribuição ou atendendo diretamente o consumidor, de natureza não despachável (devido ao caráter intermitente da fonte) que utilize geração proveniente de fontes renováveis ou empreendimento hidroelétrico com potência instalada inferior a 30 MW ou cogeração com eficiência energética maior ou igual a 75%.

O emprego ordenado e controlado de GD próxima aos consumidores, amparado pela implantação de redes inteligentes, confere uma série de benefícios técnicos e econômicos, dentre os quais são possíveis destacar a redução das perdas nas linhas, a melhora do perfil da tensão, redução da emissão de poluentes e aumento da eficiência global do sistema [7].

Ainda contextualizando os desafios brasileiros no setor elétrico nos próximos anos, a fonte solar fotovoltaica, quando aplicada em GD, se mostra bastante interessante e merece maior análise. Estima-se que o Brasil possua 20 MWp¹ de capacidade de geração solar fotovoltaica instalada, quase na sua totalidade restrita a aplicações em sistemas isolados e remotos, principalmente em locais onde se constata a inviabilidade econômica da extensão da rede de distribuição [8].

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, por sua vez, podem atuar em sinergia com a carga no sistema de distribuição, mitigando os picos de carga, que podem em determinados lugares acontecer nas horas de pico de utilização de ar-condicionado em horário comercial.

Outro aspecto relevante desses sistemas em GD, é que podem se adaptar a instalações já existentes e áreas já construídas, como coberturas de estacionamentos e edifícios. Baixos impactos ambientais e emissão zero de carbono (pós-fabricação dos componentes das plantas) são outros benefícios não desprezíveis da tecnologia.

Apesar de no Brasil a aplicação de módulos fotovoltaicos ser ainda incipiente, em alguns países da Europa, Ásia e nos Estados Unidos a tecnologia é amplamente divulgada através de um mercado já consolidado, o que traz confiabilidade para a fonte ser aplicada também em território nacional.

1.2 CONTEXTO GLOBAL DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A tecnologia de células solares é bastante madura, com cerca de 50 anos de desenvolvimentos contínuos. Os fabricantes oferecem nos pedidos de compra garantias de durabilidade e performance para 25 anos, tornando a tecnologia bastante confiável [9].

Nos últimos dez anos verificou-se um aumento de 25% na eficiência média das principais tecnologias como sugere [10]. Para conhecimento, o painel típico comercializado tem 1,6m x 1,0 m e eficiência da ordem de 15,6%.

¹ Grandezas como potência e eficiência em painéis fotovoltaicos referem-se sempre a condições específicas STC (*Standard Test Condition*): Irradiância 1000W/m², temperatura do módulo de 25 °C e número de massa de ar (AM) de 1,5. Desta forma, a potência instalada em sistemas fotovoltaicos tem sempre a unidade Wp (lê-se *watt peak*), remetendo às condições STC dos painéis, citadas acima.

A Figura 1.1, elaborada com dados sumarizados das especificações técnicas de alguns dos principais fabricantes de painéis fotovoltaicos do mundo, mostra os ganhos recentes de eficiência de um painel comercial C-Si policristalino. Os processos produtivos prometem uma evolução contínua, seguindo o padrão dos últimos anos. É claro que tecnologias alternativas ao estado da arte seriam capazes de mudar drasticamente o cenário de eficiência, contudo, a expectativa é de que os painéis convencionais sigam dominando as principais aplicações desses equipamentos, como ocorre há mais de trinta anos.

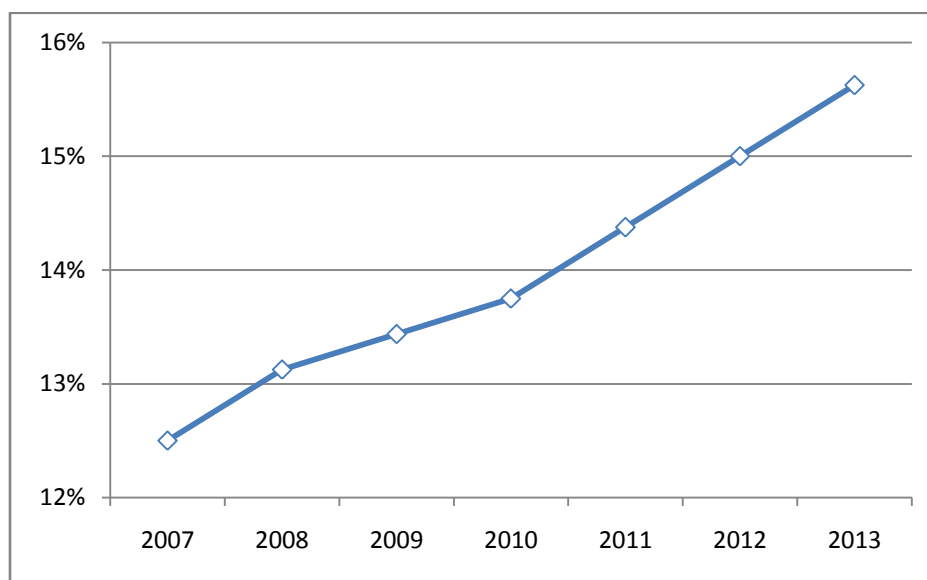
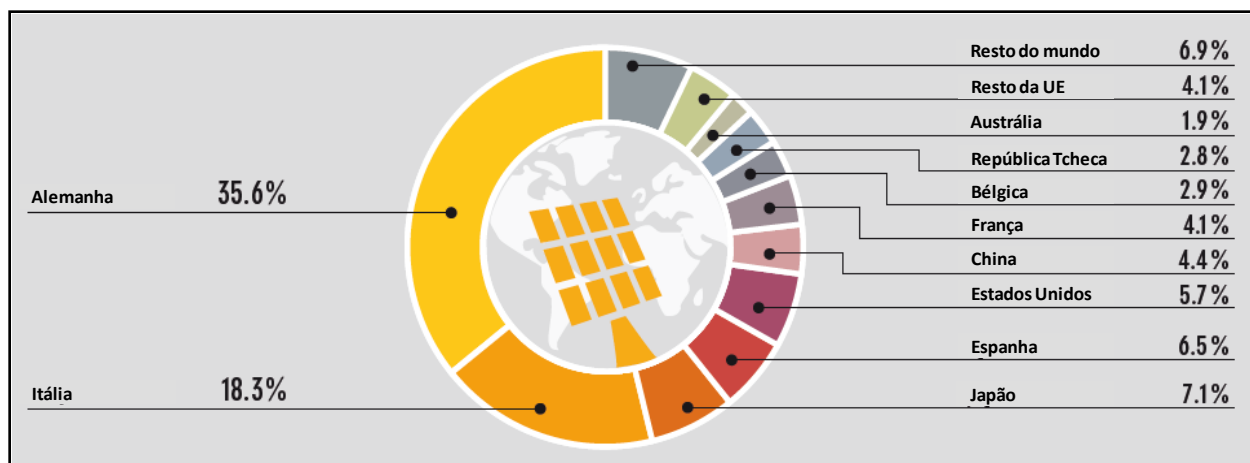


Figura 1.1: Ganhos recentes de eficiência de um painel c-Si policristalino

No que concerne à capacidade instalada global, na última década o mercado fotovoltaico experimentou um crescimento sem precedentes. Em particular em 2010, a capacidade instalada era de aproximadamente 40 GWp, com acréscimo anual na faixa de 16,6 GWp, tendo dobrado o montante instalado no ano anterior [11].

A Figura 1.2 mostra uma análise geopolítica da energia solar fotovoltaica. Nota-se a importância da Alemanha nesse cenário com 35,6% da geração mundial. O continente Europeu como um todo é o líder nesse contexto, com destaques relevantes para Japão e China na Ásia, além dos Estados Unidos [12].



Fonte: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – Global Status Report

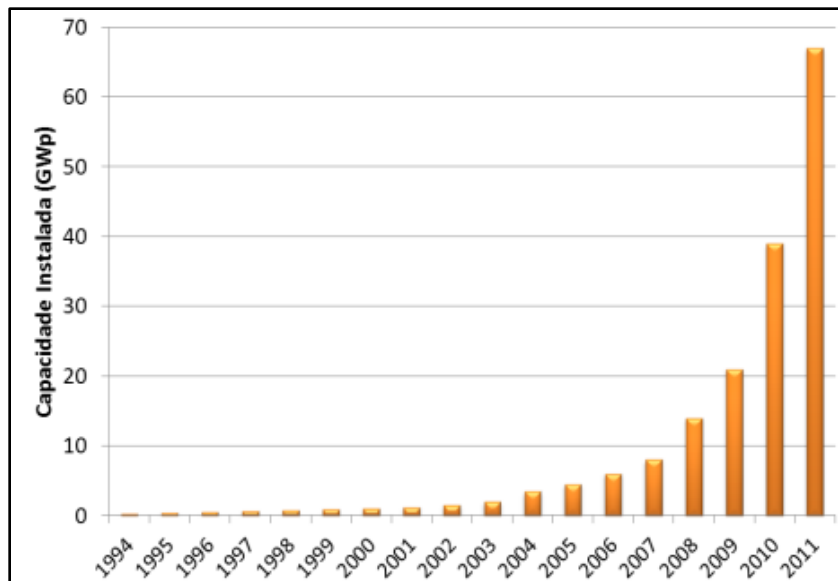
Figura 1.2: Maiores geradores mundiais de energia solar fotovoltaica

No que se refere à demanda por componentes integrantes de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), a distribuição geográfica é um pouco alterada uma vez que as taxas de crescimento nos Estados Unidos e Ásia são, nos dias atuais, maiores do que na Europa.

No que concerne os principais fabricantes de equipamentos, a China possui a maior escala de produção com preços bastante competitivos em relação aos equipamentos europeus e americanos. Existe inclusive ações anti-*dumping* nesses locais contra os produtos chineses, sob a justificativa de subsídio governamental à produção dos mesmos.

Ainda segundo [11] a evolução da capacidade instalada nos anos anteriores pode ser observada na Figura 1.3. Chama a atenção o rápido crescimento desde 2006 da capacidade instalada, sobretudo motivada pelos benefícios e incentivos de governos interessados em fazer com que o *mix* de sua matriz energética fosse mais sustentável. Entre os anos de 2009 e 2010 o crescimento verificado foi da ordem de 83%, e no ano seguinte de 76%.

Imersos nesse contexto de pleno desenvolvimento de negócios, os fabricantes, de forma a atender as crescentes demandas do mercado, ampliaram sua capacidade produtiva, alguns de forma bastante agressiva. As novas fábricas construídas neste período, os grandes investimentos em mão-de-obra e equipamentos para novas linhas de produção ficaram sob grande risco quando da eclosão da crise econômica mundial em 2012.



Fonte: Global Market Outlook for PV until 2012

Figura 1.3: Capacidade instalada fotovoltaica no mundo

Com os impactos da crise financeira sendo mais relevantes na Europa, maior mercado consumidor dos componentes fotovoltaicos, criou-se uma condição de excesso de oferta, principalmente no segmento relacionado a painéis fotovoltaicos como mostrado em [13].

Como consequência, o preço global do investimento da planta, *Capital Expenditure* (CAPEX), acompanhou a queda, tornando a tecnologia cada vez mais viável economicamente, favorecendo a paridade tarifária.

1.3 CENÁRIO NACIONAL DE GD E ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Sendo o Brasil um país muito extenso em território, o sistema de transmissão é por demais oneroso no preço da energia, já que as grandes bacias hidrológicas aproveitáveis, não se encontram necessariamente perto dos centros consumidores de carga. Outro aspecto relevante é a alta carga tributária incidente nos diversos tipos de consumidor, tendo chegado a 45% em 2008, como nota Goeking em [14].

Apesar de, como mencionado anteriormente, a energia elétrica no Brasil ser proveniente em grande parte da geração hídrica (por definição bem mais barata do que fontes fósseis), para o

consumidor, ela é repassada como uma das tarifas mais caras do mundo. Segundo [15] a energia no Brasil antes da Medida Provisória 579 (MP 579), no âmbito industrial, era mais do que três vezes o valor da energia na Argentina e R\$ 0,18/kWh² menos competitiva do que nos Estados Unidos. Com o alto preço da energia elétrica, os projetos de GD ficam cada vez mais viáveis.

Embora a conjuntura externa favorecesse a implantação da tecnologia fotovoltaica em solo brasileiro, antes de abril de 2012 não havia respaldo legal para instalação de SFCR. Nesta época foram publicadas duas Resoluções Normativas (REN) que criaram e promoveram mecanismos de fomento para GD, e especificamente para a fonte solar fotovoltaica:

- ✓ REN ANEEL 481/2012 [16] – Estipula o desconto de 80% na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para usinas de fonte solar com potência injetada menor do que 30 MW.
- ✓ REN ANEEL 482/2012 [17] – Estabelece condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Seu objetivo é diminuir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geradores de pequeno porte através de fontes de energia incentivadas, bem como introduzir o sistema de compensação líquida (*net-metering*), além de promover as alterações necessárias nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

De forma a ajudar no desenvolvimento da aplicação das mais variadas tecnologias existentes no mercado de energia fotovoltaica, a ANEEL lançou a Chamada de Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Estratégico 013/2011 – “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira” [18]. Como resultado houve a seleção de 18 projetos para instalar plantas conectadas à rede, com tamanhos variando de 0,5 MWp a 3,0 MWp [19].

O Brasil tem um potencial solar muito relevante no contexto global. A irradiação média anual varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano, valores que são significativamente superiores aos da maioria dos países europeus, líderes neste tipo de geração, cujos dados indicam intervalos

²Taxa de câmbio considerada de R\$ 2,00 por US\$ 1,00.

entre 900 e 1.250 kWh/m²/ano na Alemanha, entre 900 e 1.650 kWh/m²/ano na França e entre 1.200 e 1.850 kWh/m²/ano na Espanha [8]. Assim, o ponto médio no Brasil é razoavelmente superior ao melhor ponto na Alemanha, líder mundial na tecnologia

1.4 MOTIVAÇÃO

Os seguintes pontos motivaram a escolha do tema desta dissertação:

- ✓ A possibilidade do emprego de uma fonte de produção de energia limpa e renovável;
- ✓ A conjuntura externa favorável com quedas de *CAPEX* relevantes apuradas nos últimos anos, especialmente depois da crise de 2012;
- ✓ As recentes modificações regulatórias no Brasil, abrindo espaço para a geração distribuída de microgeração e minigeração como alternativa ao modelo vigente baseado em grandes usinas de geração concentradas longe dos centros de carga;
- ✓ Os incentivos especiais dados a fonte solar fotovoltaica, com perspectiva de gerar demanda por equipamentos e estabelecer um mercado local;
- ✓ A pouca participação da fonte na matriz energética nacional, a despeito do grande potencial de irradiação e da competitividade inerente ao alto preço na energia consumida;
- ✓ As perspectivas do enorme montante de negócios que pode ser trazido ao Brasil com o estabelecimento da tecnologia.

1.5 OBJETIVOS

Os objetivos desta dissertação são avaliar, à luz dos cenários externo e interno, a viabilidade técnica e econômica de plantas de microgeração e minigeração, conectadas à rede, a partir de fonte solar fotovoltaica e identificar as barreiras que ainda existem e impedem o pleno aproveitamento da fonte na matriz elétrica brasileira.

Para atingir os objetivos citados, os seguintes tópicos serão abordados ao longo do texto:

- ✓ Identificação e discussão das barreiras regulatórias, técnicas e econômicas ainda existentes no Brasil sobre SFCR;
- ✓ Proposição de um modelo econômico, sob a ótica do proprietário da usina, focado na economia do consumo de energia da rede. Entende-se por modelo econômico não o financiamento dos empreendimentos somente, mas também a inclusão de outras considerações financeiras, além dos requisitos técnicos que impactam no resultado final da viabilidade dos SFCR, tais como operação e manutenção da planta, degradação anual dos painéis e troca periódica dos inversores, por exemplo;
- ✓ Desenvolvimento de uma ferramenta de cálculo em Excel capaz de avaliar a atratividade de investimentos em SFCR implementando o modelo econômico acima citado;
- ✓ Avaliação dos resultados de geração de energia e financeiros obtidos para alguns estudos de casos;
- ✓ Avaliação dos resultados de geração de energia e financeiros obtidos para as simulações de casos de abrangência nacional.

Não faz parte do escopo deste trabalho a análise das diferentes tecnologias empregadas em plantas solares fotovoltaicas conectadas à rede, nem o impacto causado na rede por estas. Ambos os aspectos já abordados por Carvalho em [20].

1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

No capítulo 1 foi feita a contextualização dos cenários nacional e internacional da fonte, incluindo as recentes mudanças regulatórias e outras ações empreendidas pelo governo de forma a fomentar o mercado nacional de GD e especificamente da fonte solar fotovoltaica. São ainda abordados a motivação para a escolha do tema da dissertação, além de seus objetivos e estrutura.

O capítulo 2 é dedicado aos aspectos regulatórios e técnicos da geração distribuída no Brasil. Para os aspectos regulatórios uma linha do tempo é estabelecida, contendo alguns marcos concernentes às fontes renováveis e geração distribuída em geral. São discutidas e melhor detalhadas as regras e benefícios concedidos pelo governo e comparados com os casos de sucesso no exterior.

A segunda parte deste capítulo trata dos requisitos técnicos definidos pelo PRODIST e pelas concessionárias de distribuição para autorizar o acesso de SFCR ao sistema distribuição em baixa tensão. Por último, as barreiras regulatórias e técnicas relacionadas aos sistemas de geração em questão são contempladas.

É importante notar que as barreiras econômicas serão identificadas e analisadas depois dos resultados financeiros, que por sua vez, são necessários para subsidiar as análises.

O capítulo 3 é dedicado aos estudos de casos. No início dois casos reais são analisados, para os quais são enumeradas as características físicas e elétricas da unidade consumidora. Tendo percorrido o processo de dimensionamento das soluções técnicas e de obtenção dos resultados de energia produzida pelo software utilizado, o funcionamento das plantas de micro e minigeração são demonstrados em comparação com a carga.

Como SFCR são muito sensíveis ao local de instalação, o Estudo Brasil é também realizado contando com 38 cidades distribuídas pelo território nacional, sob a concessão de 24 distribuidoras de forma a obter uma visão mais abrangente sobre a aplicação desses sistemas no país, levando em consideração a irradiação solar e tarifa de energia em cada uma das localidades.

No capítulo 4 algumas considerações são utilizadas para desenvolver o modelo econômico e a ferramenta de cálculo utilizada, obtendo-se assim os resultados financeiros necessários para julgar a viabilidade dos SFCR definidos do capítulo anterior. Como mencionado anteriormente, neste ponto são identificadas e analisadas as barreiras econômicas que freiam o pleno desenvolvimento da tecnologia no país.

Por fim o Capítulo 5 retoma a discussão sobre a viabilidade da GD fotovoltaica, baseando-se nos resultados obtidos nos estudos de caso, nas barreiras identificadas e nas discussões mantidas ao longo de todos os capítulos da dissertação.

2. ASPECTOS REGULATÓRIOS E TÉCNICOS SOBRE GD FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Este capítulo tem o objetivo de melhor caracterizar os cenários regulatórios e técnicos brasileiros relacionados à GD fotovoltaica, mencionado na introdução. Como inferência do modelo energético vigente no Brasil e da inexpressiva participação do país na capacidade fotovoltaica instalada no mundo, a GD, e nomeadamente a de fonte solar, é algo ainda incipiente e novo. Com base nisso, uma breve análise sobre os diferentes mecanismos de fomento existentes no mundo é feita, tomando como exemplos os casos de sucesso em países com matrizes energéticas com menos participação de fontes renováveis.

Com a publicação da REN ANEEL 481 e 482, além das mudanças no cenário regulatório brasileiro, ficaram definidos requisitos técnicos e as etapas para a viabilização do acesso das novas plantas de minigeração e microgeração ao sistema de distribuição. Por outro lado, a revisão do PRODIST, incluindo o módulo 3.7 serviu de base para que cada uma das 63 concessionárias emitisse seus próprios procedimentos de acesso considerando as suas peculiaridades regionais e de operação.

2.1 DESAFIOS DO BRASIL RELACIONADOS À ENERGIA ELÉTRICA

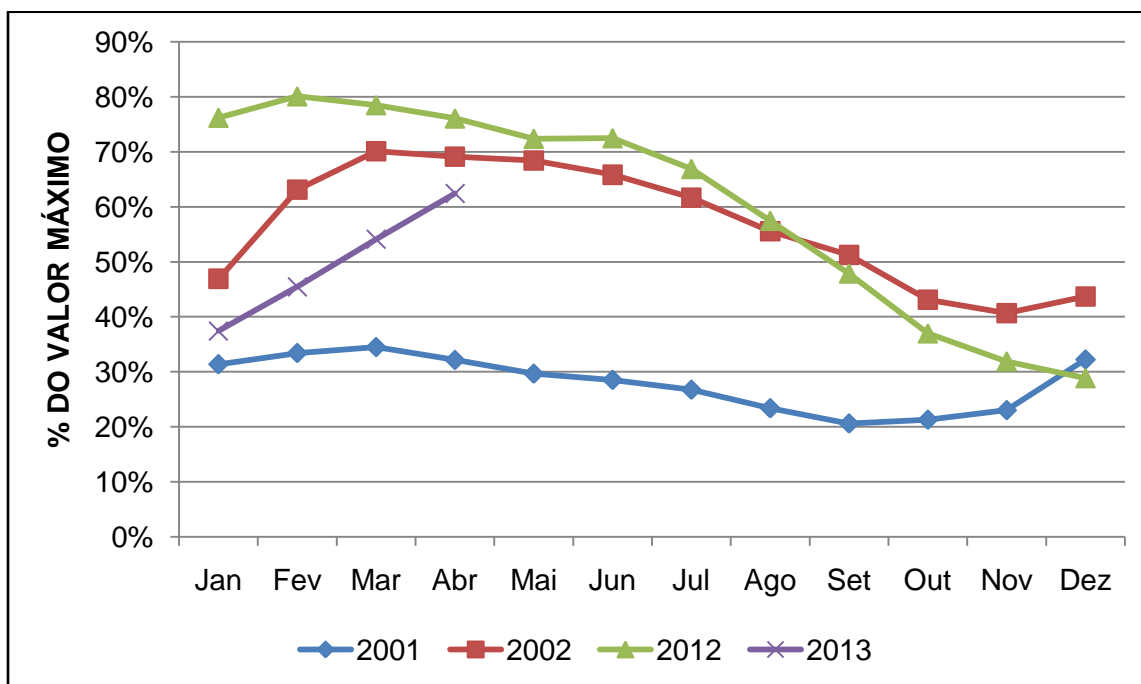
A história da fonte de energia elétrica hidráulica no Brasil começou em 1883 na cidade de Diamantina – Minas Gerais. A usina, do tipo fio d'água, foi instalada em uma queda bruta de 5 m e com 0,5 MW de potência, que geravam energia suficiente para movimentar bombas d'água [21].

Para entender a importância de um projeto deste tipo no Brasil, vale lembrar que o francês Aristides Berges aproveitara pela primeira vez a força hidráulica para gerar energia elétrica apenas 16 anos antes. Além de representar a primeira iniciativa brasileira na área de geração de energia, quando esta ainda engatinhava em todo o mundo – Dom Pedro II permitiu a Thomas Edison introduzir a energia no Brasil quatro anos antes -, a pequena Ribeirão do Inferno detinha outro grande feito para a época: possuía a maior linha de transmissão do mundo, com 2 km de extensão [22].

Não obstante a larga experiência regulatória e técnica brasileira com a fonte hidráulica acumulada ao longo da história, o contexto para as fontes renováveis intermitentes é bem mais jovem e ainda causa no governo algumas reações conservativas no que diz respeito aos seus incentivos e benefícios.

Desde a “Crise do Apagão”, que ocorreu entre 1 de julho de 2001 e 27 de setembro de 2002 [23], ocasionado pelo baixo regime de chuvas nos períodos anteriores (deixando os reservatórios quase vazios) e pela pouca diversificação da matriz elétrica brasileira, os governos eleitos enxergaram a necessidade de promover o acesso, no *mix* brasileiro, de fontes de energia de caráter renovável e intermitente. Nessa época, as tecnologias empregadas na geração eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) já estavam consolidadas na Europa e nos Estados Unidos e a indústria nacional ainda muito pouco desenvolvida.

Essa tese vem novamente à tona quando nos dias atuais, o modelo brasileiro expõe sua fragilidade e susceptibilidade ao regime de chuvas. Para entender a recente “crise” recorre-se a Figura 2.1 que, consolida as informações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) sobre o nível dos reservatórios no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) para os períodos indicados [24].



Fonte: Dados do ONS disponíveis em [24]

Figura 2.1: Níveis dos reservatórios no subsistema SE/CO

Com base na Figura 2.1, percebe-se que a curva do ano de 2012, pelo baixo regime de chuvas no período, se aproxima perigosamente da curva que representa o período da crise energética no Brasil (período entre meados de 2001 e 2002). Em Dezembro de 2012, o nível era mesmo menor do que no mesmo período de 2001. Com isso o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio mensal publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para o submercado SE/CO (no período de 14 de novembro a 12 de dezembro de 2012) foi de R\$/ MWh 375,54 em novembro alta de 36,04% em comparação ao patamar de fechamento do mês anterior [25].

Em face à urgência de se tornar mais imune ao regime de chuvas desfavoráveis, e aumentar a segurança de suprimento de energia elétrica às vésperas de grandes eventos esportivos internacionais dos quais o Brasil será sede, existem ainda os obstáculos ambientais a serem superados.

Há atualmente no Brasil a aversão de alguns grupos da sociedade quanto à instalação de usinas hidroelétricas (principalmente às que engendram alagamentos e possuem reservatórios). Diversos movimentos populares como, por exemplo [26], com participação de pessoas públicas e formadores de opinião incentivam o desenvolvimento sustentável da política energética no país, focada em energias alternativas.

Nesse contexto a GD se insere como uma excelente opção a ser analisada, já que pode se valer dessas fontes alternativas, trazendo mais diversificação para a matriz (mesmo não podendo ser considerada energia de base e segura) e causando pouco impacto ambiental, uma vez que, a exemplo da fotovoltaica, pode ser integrada em centros urbanos por meio de instalações já existentes, como estacionamentos e cobertura de prédios.

2.2 MARCOS REGULATÓRIOS BRASILEIROS NOTÁVEIS

Imbróglios que envolvem segurança energética e questões ambientais não são exclusividade do Brasil. Os acidentes nucleares de Chernobyl e Fukushima, por exemplo, desencadearam em diversas economias no globo revisões regulatórias e de re-planejamento tendo essas questões como cerne [27].

Observando as experiências de outras nações sobre o tema, fica claro que a mola propulsora para a inserção de fontes alternativas na matriz nacional é estabelecer um modelo regulatório sólido e confiável para atrair investimentos e desenvolver estrategicamente a indústria nacional, dispondo de mão-de-obra qualificada, gerando empregos por suplemento [27].

Com o intuito de esclarecer um pouco mais o cenário regulatório brasileiro referente à GD fotovoltaica, subsidiar os estudos de casos, bem como a discussão sobre as barreiras regulatórias e conhecer os benefícios concedidos à fonte, alguns marcos notáveis são apresentados a seguir e ilustrados na Figura 2.2.

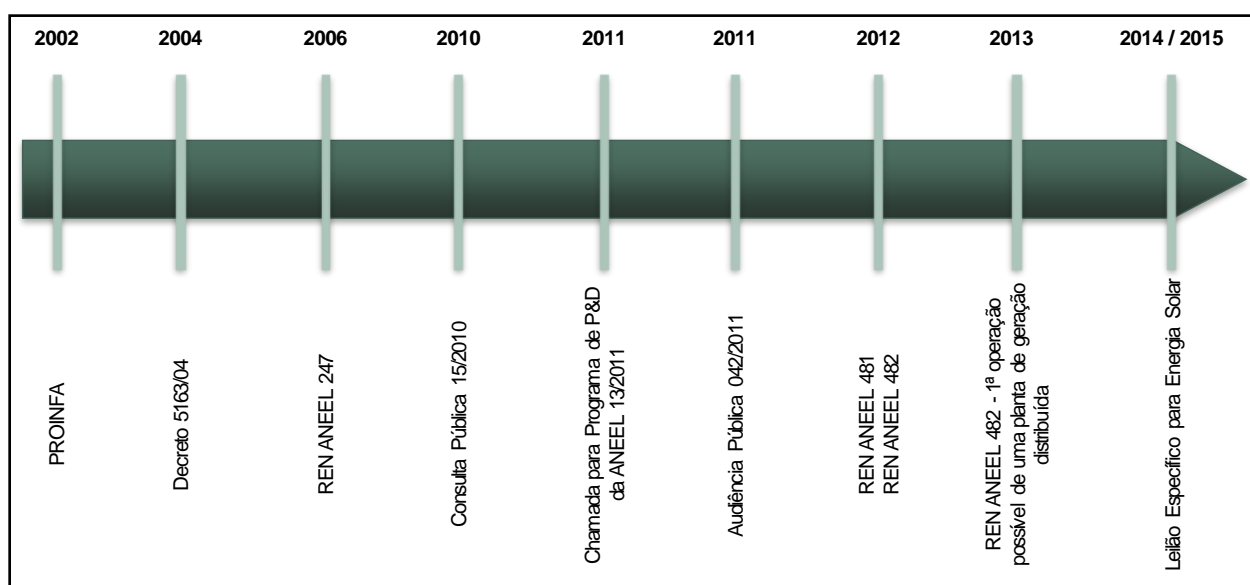


Figura 2.2: Linha do tempo dos marcos regulatórios notáveis relacionados à GD e à fonte solar

2.2.1 PROINFA

O sistema elétrico brasileiro demonstrando estar muito fragilizado e dependente do índice pluviométrico, sem falar nas perspectivas de demanda crescente previstas, o governo entendeu como vital estabelecer o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA).

O intuito foi promover a diversificação da matriz energética brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais. Coube ao Ministério de Minas e Energia (MME), definir as diretrizes, elaborar o planejamento do Programa e definir o

valor econômico de cada fonte e às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), o papel de agente executora, com a celebração de contratos de compra e venda de energia (CCVE).

Para tanto, foi estabelecido que o valor pago pela energia elétrica adquirida, além dos custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação desses empreendimentos, fossem rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, com exceção dos consumidores classificados na Subclasse Residencial Baixa Renda (consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês).

O programa se apoiou em três pilares para que obtivesse êxito:

- ✓ Marcos regulatórios claros e estáveis;
- ✓ Programas de apoio financeiro e linhas de crédito específicas em bancos públicos;
- ✓ Celebração de contratos através da Eletrobrás.

O Programa previu a implantação de 144 usinas, até o final de 2006, totalizando 3.300 MW de capacidade instalada, conforme a distribuição da Tabela 2.1:

Tabela 2.1: Distribuição de empreendimentos no PROINFA

Fonte	Potência Prevista		Empreendimentos Contratados						
			N	NE	CO	SE	S	Total	%
PCH	1.100	Qde	5	3	25	16	14	63	43,8%
		Pot. MW	86	42	499	301	264	1192	36,1%
Eólica	1.100	Qde	0	36	0	2	16	54	37,5%
		Pot. MW	0	806	0	163	454	1423	43,1%
Biomassa	1.100	Qde	0	6	6	11	4	27	18,8%
		Pot. MW	0	119	129	332	105	685	20,8%
Total	3.300	Qde	5	45	31	29	34	144	100,0%
		Pot. MW	86	967	628	796	823	3300	100,0%

Fonte: Dados disponíveis em [28]

Sendo o PROINFA um programa pioneiro do governo, com tarifas prêmio como mecanismo regulatório, ele é muito relevante para a fonte solar fotovoltaica.

Apesar de a fonte não ter sido incluída no programa de incentivo (à época os preços ainda eram muito altos em relação à eólica, por exemplo), a experiência, os resultados e as dificuldades encontradas impactaram inequivocamente no modelo sugerido pelas REN ANEEL 481 e 482, como é mostrado ao longo das discussões.

2.2.1.1 Objetivos

Dentre os objetivos específicos e gerais do Programa são possíveis destacar:

- ✓ Diversificação da matriz aumentando a segurança no abastecimento, implantando 3.300MW de capacidade instalada distribuída pelas fontes eólica, PCH e biomassa;
- ✓ Valorização das características e potencialidades regionais e locais;
- ✓ Criação de empregos;
- ✓ Capacitação e formação de mão-de-obra;
- ✓ Redução de emissão de gases de efeito estufa;
- ✓ Desenvolver uma rede de fornecedores local de tecnologias associadas às fontes em questão.

Para que as metas acima fossem atingidas em plenitude os projetos tinham o desafio de seguir a exigência do edital do programa, que previa a obrigatoriedade de haver 60% de conteúdo nacional nos mesmos.

2.2.1.2 Forma de Remuneração do Investimento

O sistema de remuneração dos investimentos nos projetos do PROINFA, de forma simplificada, se dava da seguinte forma:

- ✓ Celebrou-se um contrato de 20 anos com a Eletrobrás no regime de um *Power Purchase Agreement (PPA)*;
- ✓ Este, por sua vez, garantia no mínimo 70% da receita contratual durante a vigência do mesmo;
- ✓ Ficava ainda previsto que a Eletrobrás, representando o investidor junto à CCEE, iria comercializar, no mercado de curto prazo, as diferenças entre a energia contratada e a efetivamente produzida, refletida ao centro de gravidade do sistema.

Como o mecanismo regulatório escolhido pelo governo para este programa foi o de “sistema de preços” através de tarifa prêmio, ou ainda *feed-in tariff (FIT)*, o preço do MWh gerado é pré-definido e ajustado conforme regras estabelecidas previamente. Para aplicações em GD, a tarifa prêmio tem um valor maior do que o da tarifa cobrada pela energia disponível na rede pública, por isso é mais vantajoso injetar na rede toda a energia gerada. Esse mecanismo de fomento é utilizado para que o investidor, arcando com o investimento inicial da planta tenha uma taxa interna de retorno (TIR) atrativa e um período de retorno do investimento menor.

No PROINFA, o nome dado à tarifa prêmio foi o Valor Econômico da Tecnologia Específica (VETEF). A Tabela 2.2 abaixo define os valores pagos para as diferentes fontes do programa:

Tabela 2.2: Características Gerais dos projetos do PROINFA e VETEF por fonte

Fonte: Dados disponíveis em [28]

Descrição	Eólica		PCH	Biomassa	
				Bagaço	Madeira
Fator de disponibilidade média anual (%)	97		95	97	85
Fator de capacidade bruto (%)	44	34	63	37	79
Período de análise de fluxo de caixa operacional (anos)	20		20	20	20
Período de construção (meses)	10		24	18	12
Diferimento de despesas pré-operacionais (anos)	5		5	5	5
Impostos: Hipótese tributária (lucro real - LR / lucro presumido - LP)	LP		LP	LP	LP
VEEF (R\$/MWh)					
VEEF ref.: mar/04 (R\$/MWh) -Portaria nº 45-MME-30/03/04	204,4	180,2	117,0	93,8	101,4
VEEF dez/05 (R\$/MWh)	228,9	201,8	131,1	105,0	113,5
VEEF dez/06 (R\$/MWh)	236,9	208,9	135,7	108,7	117,5
VEEF dez/07 (R\$/MWh)	249,9	220,4	143,1	114,7	123,9
VEEF dez/08 (R\$/MWh)	280,4	247,3	160,6	128,7	139,1

2.2.1.3 Principais Resultados e Dificuldades

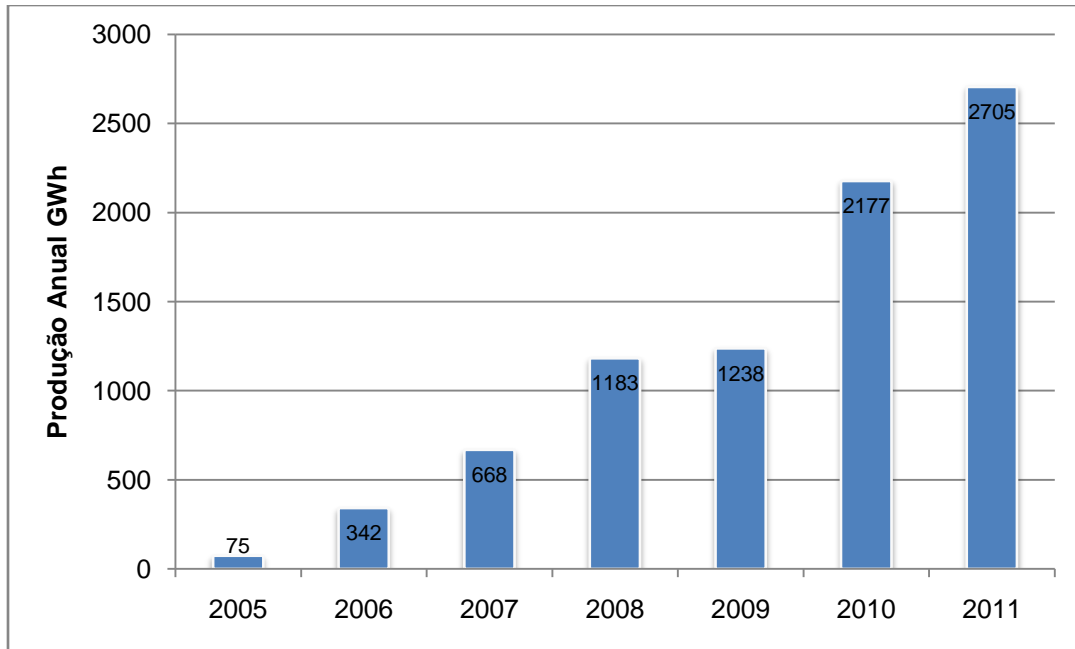
Apesar de linhas de crédito especiais junto a instituições bancárias públicas, o aporte de capital próprio pelo pequeno empreendedor foi uma dificuldade encontrada ao longo do ciclo de vida do programa. Com os atrasos nos cronogramas já estabelecidos, foi permitida a venda dos projetos aprovados para terceiros ou ainda a associação com outros interessados, financeiramente mais preparados, inclusive concessionárias de energia. Essa prática fez com que, de certa forma, houvesse uma concentração de projetos em determinados empreendedores, aumentando o risco para a execução e cumprimento dos prazos. A transferência dos projetos incorreu ainda em novos atrasos uma vez que os novos proprietários programavam longos períodos de revisão dos projetos antes de restabelecer o curso normal da contratação e execução da obra.

Por diversas vezes os prazos foram prorrogados para a entrada em operação dos empreendimentos, criando um clima de desconfiança sobre a efetividade dos pilares sobre os quais o programa se estruturava. Como os custos do programa eram rateados entre os

consumidores, Pereira afirmou em [29] que na terceira prorrogação, no ano de 2011, o valor imputado ao consumidor de energia seria de R\$ 182 milhões. Ainda segundo o mesmo, o montante de potência na fonte eólica que ainda não tinha entrado em operação era de 534 MW, quase metade da quantia contratada de 1.100 MW. Vale lembrar que o prazo inicial era 2006.

Por outro lado os prazos podem ser interpretados como demasiado exigentes se considerados o estado da indústria no país e a exigência de conteúdo nacional nos projetos, sobretudo para os de fonte eólica e seu mercado internacional aquecido. Entretanto, apesar de as prorrogações garantirem um ambiente interno de estabilidade regulatória, o momento da energia pode mudar drasticamente e tornar o preço da tarifa prêmio deslocada da conjuntura atual. A tarifa prêmio para projetos de eólica em 2008, como mostra a Tabela 2.2 estava em torno de R\$ 280,40 MWh ou 247,31 MWh, sendo que no leilão de Reserva 2009 foram viabilizados 1805,07 MW (quantidade maior do que a do PROINFA) pelo preço médio de R\$ 148,39 MWh, em outras palavras, foram prorrogados prazos para contratos de incentivos, com preços de incentivo, quando estes não eram mais necessários.

Apesar de algumas dificuldades e resultados não tão satisfatórios, os incentivos do PROINFA foram essenciais para o desenvolvimento da produção local de equipamentos relacionados à fonte eólica. A fonte ocupa, nos dias atuais no Brasil, uma posição bastante relevante tendo crescido na produção anual de energia em GWh, como mostra a Figura 2.3:



Fonte: Balanço Energético Nacional [4]

Figura 2.3: Produção anual eólica em GWh

Por fim, no balanço geral do programa, seria injusto classificá-lo como um desastre uma vez que, segundo as previsões do ONS 2003-2007 [30] a participação da energia do PROINFA (MWh) no atendimento à totalidade do mercado consumidor brasileiro (SIN) representou 0,78%, em 2006, 1,33 % em 2007 e 3,59 % em 2009.

Entretanto, o programa poderia ter sido bem mais abrangente e os recursos melhor utilizados, o que faz com que a mais importante iniciativa do governo com tarifa prêmio tenha obtido resultados apenas razoáveis e demonstrado alguma dificuldade do Brasil em administrar programas desse tipo. Como já mencionado anteriormente, os resultados dessa empreitada sobre fontes alternativas norteou as decisões da ANEEL sobre os incentivos à GD nas REN ANEEL 481 e 482.

2.2.2 DECRETO Nº5163/04

Outro importante marco regulatório para a GD no Brasil é o Decreto nº 5163/04 [6] que regulamenta sobre a aquisição de energia de empreendimentos desta natureza. Ela altera o modelo de contratação de energia pelas concessionárias distribuidoras, determinando que a aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída seja

precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição. Este decreto limita esse tipo de contratação a 10% da carga do agente de distribuição e autoriza repasse às tarifas dos consumidores até o limite do valor-referência (VR), que em 2011 estava em R\$ 151,20 por MWh [8].

Autorizando a contratação de energia gerada por GD, mesmo que limitando o valor a 10% da carga total sendo um dos motivos a segurança no suprimento devido ao caráter intermitente das fontes alternativas, o decreto contribui para o desenvolvimento nacional da GD, porém ainda de forma tímida.

A despeito do que foi feito no PROINFA, o mecanismo estabelecido pelo decreto é muito menos eficaz, de forma que visa a garantir a modicidade tarifária para o consumidor final limitando o valor de repasse no VR. No caso anterior, os custos foram divididos entre os vários tipos de consumidores. Se porventura o incentivo às fontes fosse em forma de FIT, atuando junto às concessionárias, o maior prejudicado seriam os consumidores residenciais, que ficariam responsáveis por indenizar as empresas a propósito do preço mais elevado despendido para a compra de energia advinda de tais fontes, muitas delas mais caras do que o VR.

Foi justamente esse o impacto na fonte solar. A limitação do volume não impunha, notadamente, maiores restrições à contratação da energia solar fotovoltaica, geralmente de pequeno porte. Mas, como os custos de geração solar fotovoltaica são significativamente maiores do que o patamar limite do VR, a conclusão é que este limite de repasse impedia o pequeno gerador fotovoltaico distribuído de viabilizar economicamente seu projeto com intuito de participar da chamada pública para GD, constituindo uma barreira para a criação do gerador-consumidor [7].

2.2.3 CONSULTA PÚBLICA Nº15/2010

Ciente dessa e de outras dificuldades para pequenos geradores distribuídos acessarem a rede de distribuição para venda de energia, e observando outras economias avançando muito rapidamente em outros campos em SG [2] bem como as concessionárias desenvolvendo seus projetos pilotos sobre redes inteligentes, a ANEEL convocou a consulta pública nº 15/2010.

O grande resultado esperado era recolher informações para facilitar o acesso de pequenas centrais geradoras, com até 1 MW de potência instalada e cuja fonte energética fosse incentivada, normalmente conectadas em baixa ou média tensão.

As maiores preocupações das concessionárias, que se mostraram reacionárias à quebra da cadeia produtiva regular de energia elétrica e sua contratação eram, entre outros [31]:

- ✓ Aumento na complexidade na operação da rede que passaria a contar com fluxo bidirecional de energia;
- ✓ Necessidade de alteração de procedimentos;
- ✓ Controle do nível de tensão da rede em períodos de carga leve;
- ✓ Alteração nos níveis de curto-circuito das redes;
- ✓ Aumento no nível de distorção harmônica;
- ✓ Responsabilidade dos custos de instalação da unidade geradora;
- ✓ Perda de receita e equilíbrio financeiro das empresas.

Foram recebidas 577 contribuições de 39 entidades, como distribuidoras, geradoras, consumidores, associações, pesquisadores, profissionais de engenharia e demais interessados no tema. Neste fórum esteve em pauta os benefícios e desvantagens da geração fotovoltaica conectada a rede:

- ✓ Não há mudança significativa na operação da rede, uma vez que o inversor (como definido por normas europeias) contém sistema anti-ilhamento fazendo com que a queda da rede externa, voluntaria ou não, interrompa a produção em algumas centenas de milisegundos.

- ✓ Não há impacto no nível de curto-circuito no sistema com a instalação desse tipo de usina. O inversor impede que a corrente contínua atinja os circuitos de corrente alternada e vice-versa.
- ✓ Apesar de bastante regulado, os inversores trariam maiores níveis de distorção harmônica à rede, que por sua vez já deve prever medidas acerca desse fenômeno, como causa da maior utilização de dispositivos eletrônicos de características não-lineares nas residências brasileiras.

2.2.4 CHAMADA PÚBLICA PARA O P&D ANEEL Nº 13/2011

A ANEEL no intuito de ajudar no progresso do desenvolvimento tecnológico na área de energia elétrica define que uma fração da receita financeira de operação das empresas do setor (geradoras, distribuidoras e transmissoras) seja destinada para programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D). Os percentuais da receita líquida bem como os campos específicos que as empresas devem respeitar estão demonstrados na Tabela 2.3 [32]:

Tabela 2.3: Percentuais de receita líquida estipulados para empresa do setor elétrico e campo de apropriação dos recursos

Empresas do setor	% da Receita Líquida - P&D	% da Receita Líquida – Eficiência Energética
Geração	1,0	-
Transmissão	1,0	-
Distribuição	0,75	0,25

Deste montante anual, 40% devem ser destinados para projetos estratégicos, selecionados pela ANEEL, concentrando esforços em área definidas essenciais pelos líderes do governo.

Em 2011, a ANEEL publicou a Chamada de Projeto de P&D Estratégico 013/2011 - “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, que selecionou 18 projetos para serem instalados conectados à rede nas diversas regiões do país até 2015, com o objetivo de avaliar as tecnologias disponíveis no mercado e observar através da prática, os efeitos na rede elétrica com a inclusão dos inversores conectados em paralelo.

A maioria das plantas é do tipo *ground mounted*, e tem tamanhos variando entre 0,5 MWp e 3,0 MWp com a maioria dos projetos ainda em fase de construção. Outros já estão em fase de operação comercial como a planta da CPFL de 1,01 MWp no Estado de São Paulo [33]. Isso mostra que com esse incentivo direto à fonte fotovoltaica conectada à rede os interessados no mercado estão desenvolvendo projetos e adquirindo conhecimento sobre a tecnologia [34].

Além desse projeto, as concessionárias de distribuição têm instalado módulos fotovoltaicos na cobertura dos estádios que estão sendo construídos/reformados para a Copa das Confederações 2013 e para a Copa do Mundo 2014, ambos eventos da FIFA, tais como o Mineirão em Belo Horizonte, Maracanã no Rio de Janeiro e na Arena Fonte Nova, em Salvador.

2.2.5 AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 042/2011

Como sequência às discussões por diminuir as barreiras para o acesso de pequenos produtores à rede de distribuição a ANEEL realizou audiência pública com o objetivo de elaborar regras específicas para microgeração (até 100 kW) e minigeração (100 kW a 1 MW) incentivadas. Surgem iniciativas de simplificar os procedimentos junto às concessionárias, necessários para a implantação, operação e conexão desses projetos (não seriam mais firmados contratos de uso e conexão para essas usinas, por exemplo).

Além disso, é proposta alguma padronização nos requisitos técnicos da conexão, que no ano de 2011 apenas a COPEL dispunha acessível [7]. Ademais, sugere-se que seja evitada a questão da comercialização da energia, utilizando-se em contrapartida um sistema de compensação de energia (*net-metering*), um outro mecanismo regulatório, ainda não explorado no Brasil para a baixa tensão e largamente difundido em outros lugares do mundo.

Esta audiência pública abre caminho e define as ações para as REN ANEEL 481 e 482 que garantem à microgeração e minigeração o devido respaldo legal no Brasil e cria um mecanismo regulatório de remuneração definido para esses empreendimentos, incentivando especialmente a fonte solar.

2.2.6 RESOLUÇÕES ANEEL

Em abril de 2012, o governo, representado pela ANEEL, publicou duas resoluções normativas com intuito de desenvolver no país a geração distribuída de pequeno porte com fontes incentivadas.

2.2.6.1 REN ANEEL 481

A REN ANEEL 481 [16] refere-se diretamente à geração de energia elétrica por plantas solares, com potência instalada de até 30 MW, atribuindo um desconto de 80% nas tarifas de uso do sistema de distribuição e transmissão da energia gerada por tal fonte. Tal desconto é válido para sistemas construídos até 31 de Dezembro de 2017 e durará por 10 anos após o início da construção. Após esse período o desconto será de 50%. Plantas solares construídas após 2017 receberão desconto de 50% no uso do sistema.

Apesar de ser mais um incentivo, o disposto na REN ANEEL 481 não tem por si a capacidade de viabilizar a fonte solar fotovoltaica. As fontes incentivadas já contavam antes desta data com 50% de desconto na TUSD e TUST. De fato, foi concedido um desconto um pouco maior de forma a favorecer a fonte ainda inexplorada no Brasil, mesmo o país possuindo um dos melhores níveis de radiação do mundo. Se comparados aos melhores locais em radiação solar na Alemanha, líder mundial na tecnologia e produção fotovoltaica, os locais mais atrativos no Brasil apresentam mais que o dobro de radiação. Isto quer dizer que por duas plantas de igual capacidade produtiva, no Brasil esta teria capacidade de gerar duas vezes mais energia.

2.2.6.2 REN ANEEL 482

A REN ANEEL 482[17] tem como foco o pequeno produtor. Sua publicação é o final do processo de amadurecimento das idéias e quesitos técnicos-econômicos levantados ao longo dos anos desde a Chamada Pública nº 15/2010 e a Audiência Pública nº 42/2011. Nela fica definida a figura do consumidor gerador conforme a Figura 2.4.

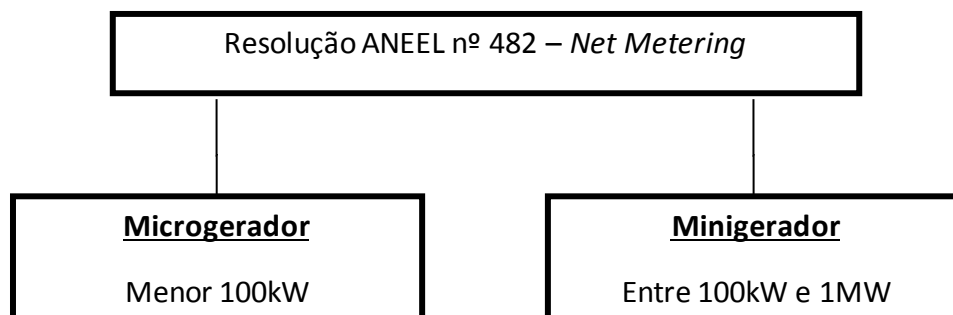


Figura 2.4: Definição de microgeração e minigeração conforme RES ANEEL 482

Até antes da publicação desta resolução, as concessionárias de distribuição não dispunham de requisitos técnicos e legais para permitir que autoprodutores injetassem potência na rede de baixa tensão (BT). Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) não estavam adaptados para a figura do consumidor-gerador, exigindo processos por demais burocráticos enquadrando os projetos como se fossem acessar a rede de média tensão, exigindo inclusive estudos operacionais para usinas com potência instalada de algumas dezenas de kW. Com a publicação da resolução, foi criado o módulo 3.7 do PRODIST [35] que descreve os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída incentivada ao sistema de distribuição.

Fica ainda definida que as concessionárias teriam até a data de 17 de dezembro do mesmo ano para disponibilizar os requisitos técnicos de acordo com o Módulo 3.7 no seu sítio na *Internet*. A partir desta data e considerando os prazos exigidos para cumprir o processo legal para conexão da instalação autoprodutora, define-se a data na qual a primeira planta pode ser conectada na rede, 05 de março de 2013.

O último passo na direção do estabelecimento do fluxo de energia bidirecional na rede BT foi dado quando se determinou o mecanismo regulatório a ser utilizado para promover a geração distribuída de pequeno porte. Diferente do que foi feito no PROINFA, o sistema de FIT foi preterido em relação ao de medição líquida ou *net-metering*.

A Figura 2.5 apresenta com alguns detalhes como o sistema de compensação de energia proposto pela REN ANEEL 482 funciona.

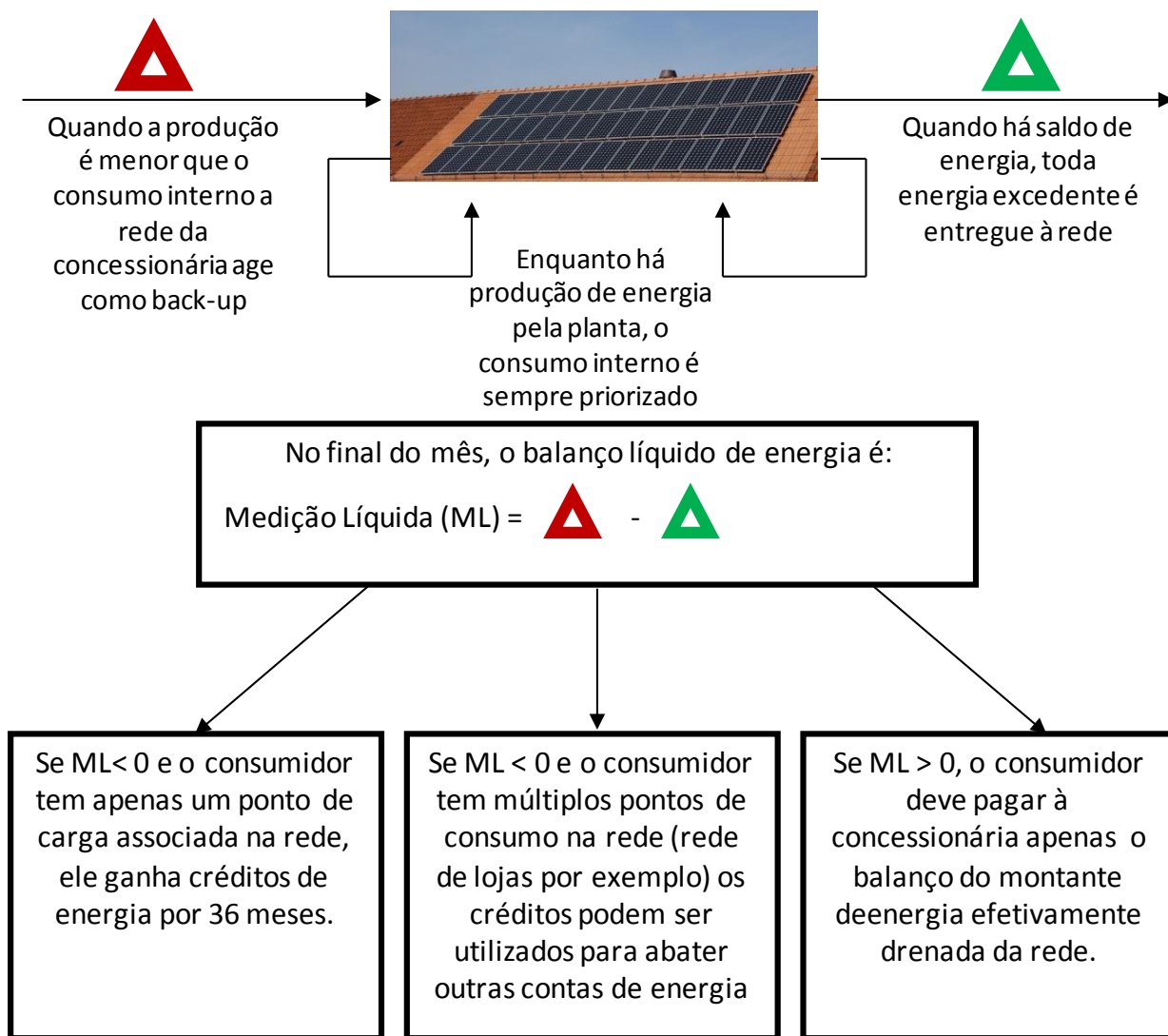


Figura 2.5: Funcionamento do sistema de medição líquida de acordo com a REN ANEEL 482

Considerando especificamente a fonte solar fotovoltaica, o sistema de *net-metering* considera a conexão em paralelo da rede com a unidade geradora, como sugere a Figura 2.6. Este esquema de ligação da usina só é vantajoso quando o preço da energia pago pelo consumidor é o mesmo que o preço que ele recebe pela energia injetada na rede. Nesta opção, apenas um medidor quatro quadrantes é necessário, registrando o saldo do fluxo de energia. Se o modelo adotado fosse o de tarifa prêmio, seria muito melhor vender toda a produção, remunerada por tarifas de incentivo mais altas do que o preço pago pela energia utilizada da rede.

O mecanismo de medição líquida requer no mínimo um medidor quatro quadrantes. Quanto a este particular, cabe destacar que os custos referentes à adequação do sistema de medição

quatro quadrantes são de responsabilidade do consumidor, sendo este custo igual a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

Desde a publicação dessas normativas, o mercado tem se movimentado bastante, enxergando uma série de oportunidades acerca da tecnologia, embora fosse ainda cedo demais para afirmar a eficiência do modelo proposto. Uma das dificuldades nesse início de desenvolvimento de negócios relacionados é a pouca expressão da indústria nacional e a insuficiente mão-de-obra especializada e empresas locais disponíveis para a fabricação e instalação dos equipamentos.

A Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE) sugere em [9] que um leilão específico para fonte solar (tal qual realizado para a energia eólica em 2009), através de projetos de grandes centrais geradoras, geraria movimento interno de demanda de equipamentos e atrairia a atenção de investidores para negócios desse tipo, que usualmente tem um período de retorno mais elevado em relação a outras aplicações encontradas no mercado em geral.

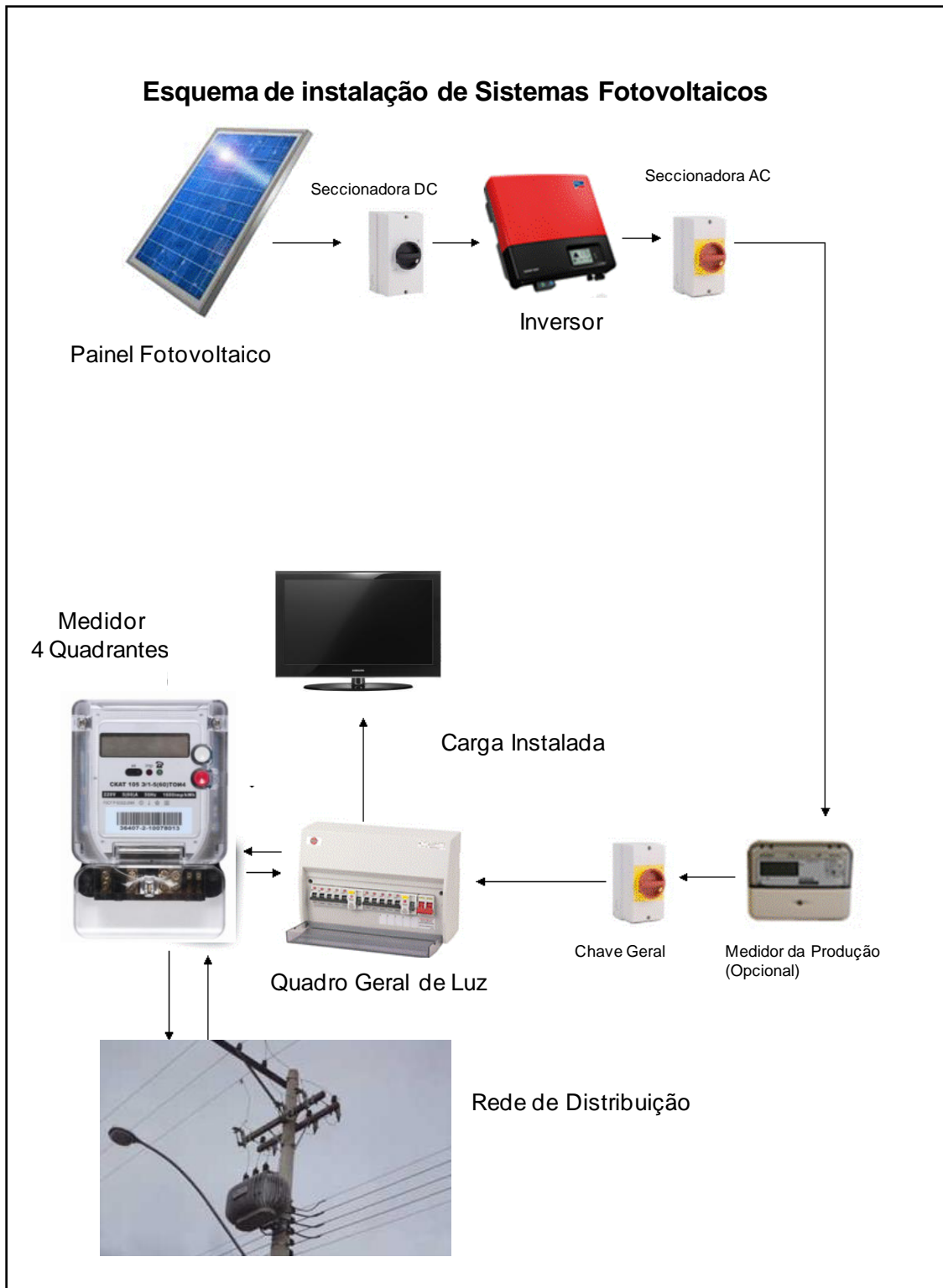


Figura 2.6: Esquema de instalação de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte para o mecanismo de *net-metering*

2.2.7 LEILÃO ESPECÍFICO PARA ENERGIA SOLAR

A ABINEE indica em [9] que no intuito de criar demanda, em primeiro lugar, seria fundamental uma atuação direta de agentes públicos, entre eles o Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação; MME; Ministério da Fazenda; ANEEL e a EPE, entre outros, no sentido de organizar o processo e dar início a uma série de ações e decisões, nas esferas pública e privada, necessárias para que a cadeia de investidores e fornecedores de bens e serviços locais esteja apta a atender à demanda de forma competitiva, com conteúdo local relevante e crescente, sem deixar de observar o contexto econômico do mercado internacional, onde os fabricantes internacionais têm escala e preços bastante competitivos.

Ainda segundo a citada referência, o instrumento mais eficiente para permitir o desenvolvimento do mercado de forma “orgânica” seria um leilão específico para a fonte solar fotovoltaica, com um volume de contratação relevante para efetivar e antecipar o elevado potencial de mercado para esta fonte no Brasil.

Em recente contribuição enviada pelo Grupo Setorial Fotovoltaico ao Plano Decenal de Energia 2020, já era indicado que o objetivo de 2 GWp instalados até 2020 poderia criar condições de alavancar o desenvolvimento de uma cadeia produtiva local para produção de equipamentos, atraindo a atenção de atores globais para o Brasil.

O documento indica, baseado em uma série de premissas razoáveis, que o valor da energia nesse certame, para a fonte solar fotovoltaica, estaria entre 242 R\$/MWh e 407 R\$/MWh. No leilão A-5/2012 promovido pela EPE, o preço médio da energia foi negociado a R\$ 91,25/MWh [36]. Comparando os números acima, fica evidente a pouca disponibilidade imediata do governo em promover um leilão específico para a fonte, apesar de todos os benefícios que viriam à jusante.

De forma a avaliar se a simples implementação do sistema de medição líquida transpassa a barreira regulatória para o pequeno produtor distribuído é interessante observar como outros países, hoje destaques em GD e na tecnologia fotovoltaica, implementaram seus mecanismos regulatórios para estimular os investimentos em projetos deste tipo.

2.3 MECANISMOS REGULATÓRIOS EM OUTROS PAÍSES

Programas de incentivos têm sido utilizados em diversos países do mundo para, de forma geral, encorajar a indústria fotovoltaica a melhorar sua viabilidade e se aproximar da paridade tarifária, tornando-a apta a competir com outras fontes de geração disponíveis. Motivados, sobretudo, por promover a independência energética, o domínio tecnológico e a redução das emissões de gases do efeito estufa.

As duas maiores classes de mecanismo de incentivos à geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, como a fotovoltaica, são os sistemas de cotas e os sistemas de preço. No caso de sistemas de cotas, o volume de eletricidade gerada é politicamente determinado e os preços são definidos, geralmente, pelo mercado. Em sistemas de preço, usualmente, os programas de incentivos são mantidos até que os custos de geração fotovoltaica se igualem aos custos médios de geração da matriz elétrica no país ou região. Outros mecanismos típicos são os procedimentos de conexão à rede com *net-metering* (já tratado neste trabalho) e os subsídios ao investimento ou produção.

Um ponto a se observar é que na maioria dos países do continente europeu [8] [37], a energia elétrica gerada a partir de sistemas fotovoltaicos não atingiu paridade com as tarifas praticadas pelas concessionárias, mesmo com as quedas de preço recentes e com a indústria possuindo escala de produção e contínua evolução de processos. Como se observa em [8], Alemanha e Itália figuram entre os países em que a tarifa de fornecimento é mais alta no continente. Não por coincidência, nestes países a geração fotovoltaica distribuída se desenvolveu de forma mais viável.

A seguir, serão analisados alguns mecanismos de incentivos e casos de sucesso em países relevantes no cenário fotovoltaico mundial, resumindo e analisando basicamente o relatado em [8] [9] [38].

2.3.1 O FEED-IN ALEMÃO

O mecanismo de *feed-in tariff* ou tarifa prêmio foi um dos principais instrumentos utilizados no mundo para promoção das fontes renováveis na geração de energia elétrica. As tarifas prêmio objetivam acelerar os investimentos em energias renováveis através de contratos de produção

de eletricidade tipicamente baseados no custo de geração de cada tecnologia comprometendo a modicidade tarifária se necessário, isto é, distribuindo os custos extras de incentivo entre todos os consumidores, de forma pré-estabelecida.

No caso da fotovoltaica, por exemplo, aos produtores é oferecido um preço mais elevado por MWh produzido, refletindo os maiores custos de produção desta fonte e os investimentos a serem realizados pelos autoprodutores. Normalmente, os contratos com tarifa prêmio incluem cláusulas de redução de preços ao longo do tempo, ratificando o caráter de incentivo do mecanismo.

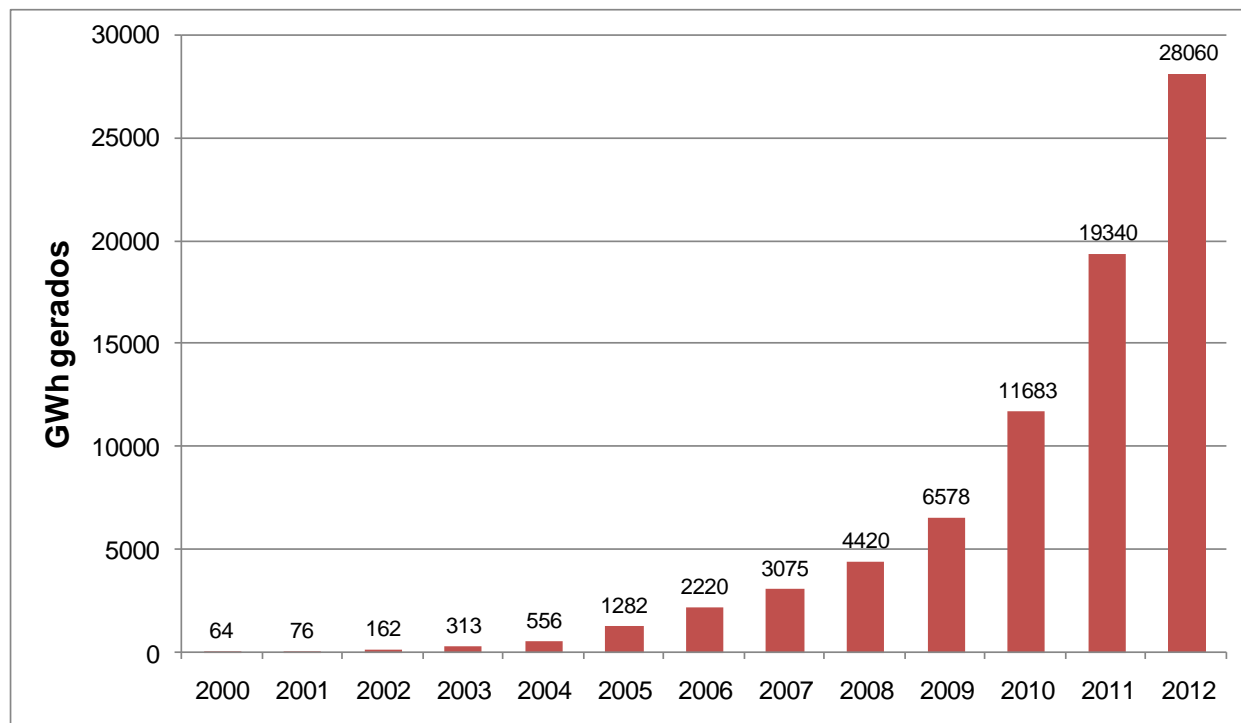
O mecanismo de tarifa prêmio se tornou popular após o sucesso da Lei Alemã de Energias Renováveis de 2000 (EEG), que determinou procedimentos de acesso de empreendimentos de geração renovável à rede, bem como assegurou tarifas prêmio favoráveis ao investimento pelos consumidores nessas instalações [39]. O modelo alemão consiste na estimação de preço baseado no custo de produção de cada uma das fontes renováveis e incorpora uma redução deste valor ao longo do tempo baseada nas estimativas de diminuição de custo [8]. Os contratos são de longa duração, 20 anos, e existem diferenças nas tarifas com base no tamanho e na aplicação do projeto.

O custo de geração fotovoltaica no país já atingiu a paridade com outras fontes [37], o que gera um intenso debate sobre o tamanho da redução nos preços dos contratos. O financiamento desses investimentos, por sua vez, contam com o apoio do banco estatal KfW Bankengruppe.

De acordo com os dados da *German Solar Industry Association* em [40], a geração de eletricidade a partir da fonte solar fotovoltaica participou com 4,7% no consumo total de energia do país com 28.060 GWh no ano de 2012, com uma capacidade instalada de 32.400 MWp. O volume de emissões de CO₂ evitado no ano foi estimado em mais de 18 milhões de toneladas, mais que o triplo verificado em 2009.

A Figura 2.7 mostra o impacto da ação de *feed-in* na geração fotovoltaica no país germânico. Quando os valores são comparados com os da Figura 2.3, observa-se que em 2012 a Alemanha gerou com fotovoltaica mais do que dez vezes o total gerado em 2011 por eólica no Brasil. Compreende-se, a partir deste exemplo, como o programa de tarifa prêmio no Brasil

teve resultados medíocres e não abrangeu todas as possibilidades de desenvolvimento possíveis.



Fonte: Statistic data on the German Solar power (photovoltaic) industry [40]

Figura 2.7: Produção anual em GWh de energia solar fotovoltaica desde a publicação da EEG

As tarifas prêmio têm sido utilizadas em mais de 50 países com o intuito de incentivar os investimentos em energias renováveis. Muitas dessas nações vêm adotando este mecanismo ao longo dos últimos três ou quatro anos. Na Europa, esta modalidade de incentivo também tem sido utilizada em países como Itália, República Tcheca, Reino Unido, França e Espanha.

Na África do Sul, as tarifas prêmio não despertaram muito interesse de imediato (nenhum contrato foi firmado em dois anos com o maior agente distribuidor do país), e o sistema de *feed-in* foi abandonado em favor de leilões de energia específica como informa [41]. Alguns países ainda, estão adotando esquemas mistos, que envolvem tarifas prêmio associadas a medidas de cotas de energia desejadas ou incentivos/subsídios ao mercado.

2.3.2 SUBSÍDIO INDUSTRIAL E O GOLDEN SUN CHINÊS

Em 2009 o governo chinês instituiu o primeiro programa de incentivos no país direcionados a plantas solares fotovoltaicas. O programa intitulado *BIPV Program* focava o benefício em plantas conectadas no teto e fachada de prédios, utilizando a tecnologia *Building Integrated*

Photovoltaics (BIPV) [42]. Os incentivos se davam na forma de uma quantia em dinheiro por Wp instalado, uma vez que atendidos os requisitos de, por exemplo, eficiência dos componentes e potência total instalada.

Em um segundo momento, o programa *Golden Sun* foi implementado, e englobava além do escopo anterior, usinas *ground mounted*, usualmente com uma potência instalada maior do que as localizadas nos topos dos edifícios. O subsídio, assim como no programa anterior, era dado de forma direta, isto é, em dinheiro e antes da execução dos projetos, representando uma parte importante do CAPEX da instalação. O excesso de energia produzida era remunerado, após o consumo interno priorizado, com preços calculados com base na energia a carvão, principal fonte na matriz chinesa. A Tabela 2.4 apresenta um resumo de ambos os programas:

Tabela 2.4: Incentivos chinês para plantas solares fotovoltaicas conectadas à rede

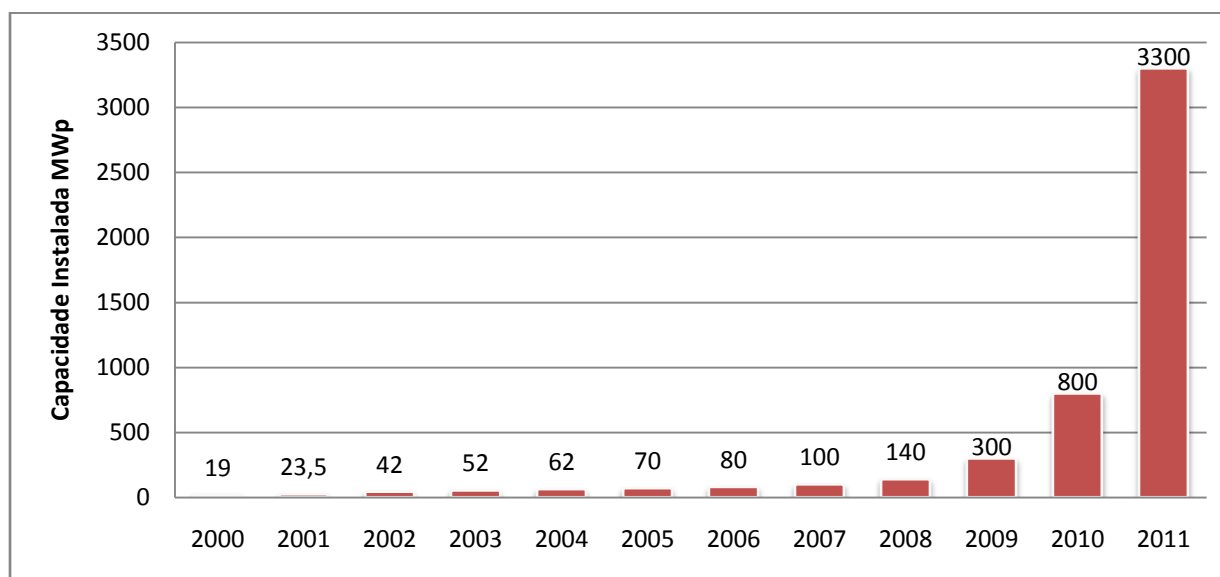
	Programa BIPV	Programa <i>Golden Sun</i>
Escopo	Plantas conectadas à rede no topo de prédios e/ou na fachada dos mesmos	Mesmo escopo do anterior além de plantas montadas no solo.
Tamanho do sistema	≥ 50 kWp	≥ 300 kWp
Subsídio	RMB ³ 15/W para plantas no teto RMB 20/W para planta BIPV	50% do total do investimento para plantas conectadas à rede
Outros termos	Rendimento total da planta de : <ul style="list-style-type: none"> • 16% com painéis monocristalinos • 14% com painéis policristalinos • 6% com painéis de filme fino 	O excesso de energia produzida é revendida à rede por preços compatíveis com os aplicados à energia gerada a partir do carvão.

O objetivo do *Golden Sun* era instalar 20 MWp por província, incluindo também os projetos de tecnologia BIPV. Considerando que todas as 34 províncias do Estado chinês iriam participar

³ Renminbi, moeda da República Popular da China

deste programa, em 2011 a capacidade instalada seria de 680 MWp [43]. Ao final do programa foram implementados 275 projetos totalizando 632 MWp [44].

Pela Figura 2.8 é possível observar o impacto do programa na evolução da capacidade fotovoltaica conectada à rede. Os dados consideram também as instalações rurais isoladas e a capacidade de 16 MWp instalada antes de 2000. Com essa evolução, certamente impulsionada pelos mecanismos de fomento, a China se tornou o maior produtor de painéis fotovoltaicos do mundo, tendo fabricado cerca de 40% dos módulos utilizados na Califórnia [9].



Fonte: National Survey Report of PV Power Applications in China 2011[44]

Figura 2.8: Evolução da capacidade fotovoltaica instalada na China em MWp

Como constatado em [43] perto do final de ambos os programas, os subsídios nacionais já não eram suficientes para garantir a atratividade para os investidores nos projetos dessa natureza. Com a viabilidade de alguns projetos no limite, os produtores deveriam recorrer ainda a incentivos regionais para garantir a execução dos mesmos. Vale lembrar que assim como no Brasil, a China tem uma extensão territorial muito grande e uma carga tributária bem elevada em relação a outras nações no mesmo mercado.

Em 2011, seguindo as diretrizes apresentadas pelo SEMI PV Group e a China PV Industry Alliance (CPIA) em [45], o governo implementou um programa de *feed-in* que atendesse as necessidades dos investidores e fabricantes de forma que a fonte atinja 1,3% no *mix* de energia em 2020 e 4,6% em 2030.

É importante destacar que o modelo chinês de incentivo além de ter foco no aumento da instalação interna de plantas fotovoltaicas, busca também desenvolver a indústria no país, reconhecendo a característica nacional de desenvolver menores custos com a capacidade de produção em escala.

A maior parte da produção de equipamentos da indústria fotovoltaica chinesa, ao longo deste período, foi absorvida pela demanda externa. Por exemplo, estima-se que mais de 80% dos módulos chineses foram enviados para Europa. Em 2010, a China produziu 10 GWp em módulos, sendo que menos de 1 GWp foram instalados no próprio país [9].

No contexto de um mercado internacional em crise e extremamente competitivo, a China é acusada por alguns países de subsidiar suas empresas de forma a obter melhores preços na exportação dos bens, criando reações nos Estados Unidos e Índia, para citar alguns exemplos. Existem hoje no mercado americano leis *anti-dumping* contra os painéis fotovoltaicos chineses [46]. Alguns países, de forma a limitar a participação chinesa em seus mercados, instituíram leis de conteúdo nacional para que a indústria interna não seja subjugada frente à capacidade produtiva e preços mais competitivos de companhias subsidiadas pelo governo chinês.

2.3.3 EXEMPLOS DE MECANISMOS REGULATÓRIOS APLICADOS NOS ESTADOS UNIDOS

Os Estados Unidos são um dos maiores mercados de energia solar fotovoltaica no mundo e contam com uma diversidade de programas de incentivos. Em 2008, o Departamento de Energia do governo norte-americano (DOE) anunciou o investimento de um montante de US\$17,6 milhões em seis companhias que seriam incubadas dentro do projeto chamado *Solar America Initiative* (SAI). De forma um pouco diferente dos demais países líderes em capacidade instalada no mundo, esse benefício americano tem o intuito de desenvolver tecnologias e colocá-las no mercado em um curto espaço de tempo. Desta forma promove-se o mercado nacional sem incentivos diretos garantindo uma posição no mercado de liderança tecnológica e não de preço (estratégia chinesa).

Por outro lado o DOE instituiu em 2010 o programa *Sun Shot Initiative* [47], tendo o nome baseado na corrida espacial implementada pelo presidente Kennedy para levar o homem à Lua. O objetivo deste, ao contrário do anterior, é reduzir o custo das instalações solares (não

somente fotovoltaicas) em 75% através de esforços conjuntos no âmbito nacional. Algumas das ações previstas são o aumento na eficiência dos módulos fotovoltaicos, diminuir as barreiras de mão-de-obra e regulatórias de forma que a tecnologia penetre na matriz da forma mais rápida possível.

A parte econômica também não ficou esquecida no que concerne os incentivos concedidos aos produtores fotovoltaicos. Um deles é o *Property Assessed Clean Energy* (PACE) que funciona como um empréstimo tomado diretamente de governos locais para a compra de equipamentos que promovam a eficiência energética de forma geral, sendo aplicável, por exemplo, na melhora da isolamento térmica nos sótãos das casas. O interessante é o fato de o empréstimo não estar atrelado ao indivíduo e sim à habitação [48]. O pagamento do empréstimo é feito através do aumento das taxas anuais relacionadas à propriedade. A maioria dos estados americanos conta com esse e outros benefícios, fazendo com que a preocupação com a GD e a eficiência energética esteja permeada na população e não apenas atrativos estabelecimentos comerciais, ávidos por redução de custos, e desenvolvedores de negócios buscando oportunidades no mercado.

Muitos outros mecanismos existem em solo americano, inclusive a medição líquida quase nos mesmos moldes implantados no Brasil. O exemplo americano mostra que para se criar de fato um ambiente interno propício ao desenvolvimento de projetos de GD fotovoltaicos são necessários vários incentivos utilizados de forma combinada. A seguir algumas outras formas de incentivo são exemplificadas.

2.3.4 OUTROS MECANISMOS EXISTENTES

A literatura de forma geral reconhece a tarifa prêmio e a medição líquida como os principais mecanismos de incentivo para o desenvolvimento de negócios com geração solar fotovoltaica. Contudo, as possibilidades não se resumem a esses dois mecanismos, conforme se pode constatar através de alguns dos programas americanos expostos acima. Na verdade, o panorama de incentivos é bem amplo e criativo. A seguir são apresentados alguns dos mecanismos observados na fase de pesquisa deste trabalho:

- ✓ Cotas de energia: determinação de aquisição obrigatória de montantes pré-determinados de energia, eventualmente por fonte específica, por parte das concessionárias.
- ✓ Dedução de imposto de renda (IR): dedução no IR de parte ou todo investimento realizado na aquisição e instalação de equipamentos relacionados à eficiência energética.
- ✓ Fundos de investimentos em tecnologia fotovoltaica: oferta de ações/cotas de fundos de investimentos para a construção de centrais geradoras fotovoltaicas.
- ✓ Ações voluntárias de bancos privados: buscando competitividade no mercado, são oferecidas linhas de financiamento com taxas atrativas para a execução de projetos relacionados à energia sustentável para a pessoa física.
- ✓ Determinação de um certificado de edificação sustentável: com a certificação, as edificações deveriam introduzir desde a fase de projeto, soluções em energia sustentável, especificamente em energia fotovoltaica, que possui além de outras vantagens uma adaptação muito fácil a edificações já construídas.

Muito embora na avaliação de alguns especialistas e agentes do mercado, o arranjo do *net-metering* e as alterações propostas no PRODIST são suficientes, sob o ponto de vista regulatório, para a difusão da GD na baixa tensão, algumas barreiras regulatórias ainda são percebidas depois da publicação das resoluções normativas por parte da ANEEL.

2.4 BARRERAS REGULATÓRIAS À EXPANSÃO DA GD FOTOVOLTAICA

2.4.1 LEILÃO ESPECÍFICO PARA A FONTE FOTOVOLTAICA

O investimento em grandes projetos de geração de energia por meio da fonte solar ainda depende intimamente de uma política de desenvolvimento estimulada pelo governo. Segundo Godoi em [49], em um leilão específico da fonte o preço teto poderia ficar em 200 R\$/MWh e com prazo de 25 anos. Além disso, no mercado livre o valor poderia ser estabelecido em 180 R\$/MWh. Ainda segundo a referência, especialistas classificam o momento atual da energia

solar fotovoltaica no Brasil como semelhante ao momento em que a eólica estava em 2008 com o início de estudos da fonte e as suas potencialidades.

Nesse mesmo sentido, Polito afirma que a EPE estuda a possibilidade de participação de usinas movidas a energia solar nos leilões de energia a partir de 2013 [50]. Segundo Tolmasquim, presidente da entidade, as duas alternativas que estão na mesa hoje são criar um leilão específico para a energia solar, para incentivar o mercado, ou aguardar a continuidade da queda de preços da energia solar para incluí-la nos leilões, tendo como justificativa o fato de que a fonte não teria sido competitiva nos últimos certames.

Nesse contexto, a ausência de um leilão específico para a fonte fotovoltaica se mostra uma barreira à expansão da indústria nacional e à demanda interna por equipamentos e projetos de GD.

2.4.2 MP 579

Em tempos de crise econômica internacional, ter um setor industrial competitivo é primordial para superar os períodos de pouco crescimento, mitigando os impactos advindos do cenário adverso. Um dos fatores que mais influenciam na competitividade das indústrias é o preço da energia elétrica. Ciente dos elevados custos no Brasil e aproveitando a oportunidade de haver uma quantidade expressiva de concessões de usinas de geração vincendas, o governo lançou a MP 579, que através de uma série de ações implementou uma redução no preço da eletricidade para vários tipos de consumidores, chegando a cerca de 20% de decréscimo nas contas de luz nos lares brasileiros [51].

Essa queda no preço, atingida também através da redução de impostos, embora não tenha trazido à geração fotovoltaica centralizada grandes prejuízos, criou para a GD um cenário de incertezas e instabilidade. Como relatam [8] e [9] as margens em alguns projetos no país são muito apertadas e em apenas poucas áreas de concessões a paridade tarifária é atingida. Como as concessionárias se viram obrigadas a reduzir sua tarifa de energia, todos os projetos se viram movimentados para regiões de atratividade menor, em um cenário já não muito favorável. Esse fenômeno pode ser comprovado com a análise dos resultados do capítulo 5, apresentados mais adiante.

Desta forma, a publicação da MP 579, embora extremamente benéfica para os consumidores e para a indústria como um todo, se caracteriza como uma barreira regulatória uma vez que dificulta financeiramente a viabilidade de plantas fotovoltaicas de GD, dificultando ser atingida a paridade tarifária em BT/MT através da redução da tarifa especificamente nesses dois tipos de mercados consumidores.

2.4.3 AUSÊNCIA DE BENEFÍCIOS COMPLEMENTARES

Quando consultadas as contribuições na Chamada Pública nº15/2010 e na Audiência Pública nº 42/2011 [52] é evidente a preocupação dos agentes com a adoção de um programa de *feed-in* no Brasil, sobretudo pelos impactos financeiros a serem gerados nas concessionárias com o compromisso de se manter a modicidade tarifária e aumentar a participação de fontes renováveis em GD acessando a rede de distribuição. Outro ponto de atenção dos participantes com relação à tarifas prêmio era o relativo insucesso e falta de abrangência alcançado pelo PROINFA, principal ação de *feed-in* realizada no Brasil com o objetivo de incentivar fontes de energia alternativas.

Em uma análise do governo, na figura da EPE, ANEEL e MME, concluiu-se pela não urgência em incentivar de forma mais incisiva a GD de pequeno porte. O Brasil, como uma das matrizes mais limpas do mundo, não se encontra tão pressionado na redução da emissão de gases de efeito estufa. Por outro lado, a segurança energética nesse momento precisa de usinas à base de fontes seguras para se tornar menos dependentes das chuvas. O exemplo da China e dos países europeus sugerem que um programa de incentivos agressivo tem a capacidade de desenvolver rapidamente a potência instalada no país, os quais de forma contrária ao Brasil, têm suas matrizes energéticas basicamente focadas na energia nuclear ou em fontes fósseis bastante poluentes.

No entanto, de forma a observar a evolução do mercado, apostando em um cenário contínuo de quedas de preços, especificamente para a fonte fotovoltaica, e dar respaldo legal aos empreendedores interessados neste tipo de geração, o sistema de medição líquida foi adotado sem nenhum outro incentivo de peso. Observando o exemplo dos Estados Unidos onde o *net-metering* também existe, apenas esse mecanismo de remuneração não seria capaz de difundir o conceito de minigeração e microgeração por apresentar investimentos muito altos para o pequeno produtor com um tempo de retorno do investimento muito longo.

Tendo esses fatores em vista, a instauração do sistema proposto na REN ANEEL 482 sem nenhum outro mecanismo associado corrobora com a visão do governo de se manter em uma posição de espera com relação à GD, não eliminando por completo as barreiras regulatórias à expansão de usinas fotovoltaicas conectadas à rede de distribuição no Brasil.

Desde a criação do modelo de compensação de energia, já houve mudanças na economia internacional e nacional. Desta forma, a exemplo do que foi realizado pelo governo chinês, um processo contínuo de revisão regulatória deve estar sempre no radar de forma a manter a viabilidade dos empreendimentos.

Havendo apresentado até este momento os aspectos regulatórios relacionados às fontes alternativas e especificamente à GD fotovoltaica. As próximas seções tratam dos aspectos técnicos de conexão de tais usinas à rede de distribuição das concessionárias, revisados com a publicação recente das Resoluções Normativas além de apresentar e discutir algumas barreiras ainda existentes de ordem técnica.

2.5 ESTRUTURA TARIFÁRIA

Antes de passar aos aspectos técnicos, propriamente ditos, é importante conhecer a estrutura tarifária da ANEEL para melhor compreender as dificuldades e vantagens que cada tipo de cliente pode obter com a instalação de SFCR.

No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: “Grupo A” e “grupo B”.

2.5.1 TARIFAS DO “GRUPO A”

As tarifas do “grupo A” são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 quilovolts (kV), e recebem denominações com letras e algarismos indicativos da tensão de fornecimento, como segue:

- ✓ A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;

- ✓ A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- ✓ A3 para o nível de tensão de 69 kV;
- ✓ A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- ✓ A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- ✓ AS para sistema subterrâneo.

As tarifas do “grupo A” são construídas em três modalidades de fornecimento: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde, sendo que a convenção por cores é apenas para facilitar a referência. Neste trabalho, para este grupo, têm destaque a tarifa A4 Convencional caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

2.5.2 TARIFAS DO “GRUPO B”

As tarifas do “grupo B” se destinam às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e são estabelecidas para as seguintes classes (e subclasses) de consumo:

- ✓ B1 Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;
- ✓ B2 Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;
- ✓ B3 Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;
- ✓ B4 Classe iluminação pública.

As tarifas do “grupo B” são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia, em reais por megawatt-hora, considerando que o custo da demanda de potência está

incorporado ao custo do fornecimento de energia em megawatt-hora. Para este trabalho, a tarifa B3 tem bastante relevância.

2.6 REQUISITOS TÉCNICOS DO MÓDULO 3.7 DO PRODIST

Conforme já mencionado anteriormente, antes da REN ANEEL 482 não existia respaldo legal para o acesso de usinas de GD à rede de distribuição de baixa tensão. Além do método de remuneração não definido, os requisitos técnicos que eram exigidos se aplicavam apenas a empreendimentos que injetavam potência na rede de distribuição de média tensão.

Os critérios técnicos e operacionais definiam as exigências para que ao final de todo o longo processo se pudesse concluir sobre as ampliações e reforços necessários no sistema de distribuição por ocasião da entrada em operação da central geradora. Dentro dessa análise estava também o paralelismo do funcionamento da central geradora com a rede. Nesse sentido, estudos básicos de acesso deveriam ser realizados com o objetivo de definir o novo nível de curto-circuito do sistema, a superação da capacidade dos disjuntores e barramentos das subestações envolvidas além da revisão dos ajustes dos dispositivos de proteção considerando o fluxo bidirecional na rede.

Essas e outras exigências, justificáveis para plantas de potência instalada considerável e com níveis de tensão de até 69 kV, eram barreiras enormes para o acesso do pequeno produtor à rede de distribuição.

Portanto, com a publicação das Resoluções Normativas foi criado o módulo 3.7 do PRODIST [35] definindo o acesso de microgeração e minigeração distribuída ao sistema de distribuição. O objetivo desta seção é descrever os procedimentos para acesso do pequeno produtor. Antes desse marco para o setor elétrico brasileiro, apenas a COPEL tinha disponível um procedimento de acesso para a rede de 220/127 V [52].

2.6.1 ETAPAS DE VIABILIZAÇÃO DO PROCESSO

Normalmente, para o acesso de centrais geradoras que não se enquadram nos requisitos da seção 3.7 do PRODIST são necessárias quatro etapas obrigatórias, a saber: Consulta de Acesso, Informação de Acesso, Solicitação de Acesso e Parecer de Acesso.

Como afirmado anteriormente, esse processo é melhor aplicável às usinas conectadas em média tensão e com potência instalada bem superior à utilizada em plantas de fontes de energia incentivadas, escopo do módulo 3.7. Assim, as duas primeiras etapas da viabilização do acesso (Consulta e Informação de Acesso) perdem o caráter obrigatório e passam a ser opcionais de forma a diminuir o tempo para que usinas de micro e minigeração entrem em operação. A seguir são apresentados em um pouco mais de detalhes as duas últimas etapas do processo:

- ✓ **Solicitação de Acesso:** Fica dispensada para plantas de micro e minigeração a apresentação de Certificado de Registro nesta etapa, sendo o requerimento de responsabilidade do acessante. É de responsabilidade da distribuidora a coleta das informações das unidades geradoras junto aos pequenos produtores incentivados e envio dos dados à ANEEL para fins de registro. Vale lembrar que anteriormente, a provisão de informações e registro era de responsabilidade do acessante.

Em contrapartida o acessante deve prover à concessionária o projeto das instalações de conexão, incluindo memorial descritivo da mesma, bem como diagramas e arranjos físicos dos equipamentos além de documentos e informações demandados previamente pela empresa distribuidora.

- ✓ **Parecer de Acesso:** O parecer de acesso é o documento formal obrigatório apresentado pela acessada, sem ônus para o acessante, onde são informadas as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante, com os respectivos prazos, devendo indicar inclusive a relação de obras e ampliações necessárias para o acesso de responsabilidade do acessante e da acessada e os respectivos prazos para execução.

Um ponto importante específico para a micro e minigeração é que compete à distribuidora a realização de todos os estudos para a integração das instalações, devendo informar à central geradora a relação de dados necessários à elaboração dos referidos estudos que devem ser apresentados quando da solicitação de acesso, realizados sem ônus ao acessante.

Com as alterações implementadas, o tempo médio até poder utilizar o sistema de medição líquida após iniciado o processo burocrático é de 90 dias. A figura 3.1 apresenta um resumo das etapas a cumprir e o cronograma considerando os respectivos prazos.



Figura 2.9: Prazo para acesso à rede de distribuição para a micro e minigeração

2.6.2 REQUISITOS DE PROJETO

Além de definir as etapas do processo de viabilização do acesso, o módulo 3.7 do PRODIST prevê alguns critérios técnicos e operacionais a serem atendidos que influenciam diretamente no custeio do investimento a ser realizado pelo empreendedor.

O ponto de conexão da central geradora, deve ser o mesmo da unidade consumidora. De fato, esse arranjo é necessário para a implementação do *net-metering*, onde o consumo interno é priorizado e apenas o saldo de energia é transferido à rede. Assim a rede de distribuição serve como armazenador de energia para o sistema em momentos em que a demanda é menor do que a produção, e de retaguarda do mesmo em momentos nos quais a produção é menor do que o consumo.

Para fins de definição da tensão de conexão da central geradora devem ser consideradas as faixas de potência expostas na Tabela 2.5:

Tabela 2.5: Níveis de tensão considerados para a conexão de micro e minicentrals geradoras

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa tensão (monofásico)
10 a 100 kW	Baixa tensão (trifásico)
100 a 500 kW	Baixa tensão (trifásico) / Média tensão
500 kW a 1 MW	Média tensão

A Tabela 2.6 apresenta, de forma resumida, os requisitos de projetos mínimos para plantas de micro e minigeração com fontes alternativas de energia incentivadas.

Tabela 2.6: Requisitos mínimos em função da potência instalada

Equipamento	Potência Instalada		
	< 100 kW	100 kW a 500 kW	500 kW a 1 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudo de curto-circuito	Não	Sim	Sim
Medição	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

De forma específica para SFCR, alguns itens dos requisitos mínimos são esclarecidos a seguir, confirmando o fato de que esse tipo de tecnologia é muito vantajoso em relação a outras fontes pelas facilidades de instalação e adaptação em instalações elétricas já existentes:

- ✓ Elemento de desconexão: Chave seccionadora sob carga, que deve ser instalada em local visível e acessível pela concessionária, a qual pode operá-la para garantir a desconexão da central geradora em operações de manutenção na rede.
- ✓ Elemento de interrupção: A central deve ser conectada através de um dispositivo de interrupção que deve atuar em caso de falta. Um disjuntor ou fusível são adequados, por exemplo.

Os inversores utilizados em usinas fotovoltaicas conectadas à rede possuem uma série de funcionalidades que simplificam bastante a instalação das plantas e o atendimento aos requisitos mínimos. São essas:

- ✓ Proteção de sub e sobre frequência: Essas proteções já se encontram implementadas no inversor. De fato, havendo qualquer anormalidade na rede elétrica desse tipo, o inversor isola a conexão com a rede e inibe o religamento, até que a frequência e outros parâmetros elétricos se encontrem em níveis normais novamente.
- ✓ Proteção de sub e sobretensão: assim como no caso anterior, as proteções já estão implementadas no inversor; havendo qualquer anormalidade na rede elétrica desse tipo, o inversor isola a conexão com a rede e inibe o religamento, até que a tensão e outros parâmetros elétricos se encontrem em níveis normais novamente.
- ✓ Anti-ilhamento e relé de sincronismo: Em simples palavras, o inversor conectado à rede emula a tensão da mesma definindo a frequência de comutação interna de forma a maximizar a produção dos arranjos de painéis fotovoltaicos [53]. Desta forma, o inversor sempre está em sincronismo e uma vez que a referência de tensão sai dos parâmetros estabelecidos, o inversor isola o circuito da planta e da rede, interrompendo a produção. A sincronização e religamento do sistema são feitos de forma automática, assim que o inversor reúne condições operacionais de partir.

Com todas essas funcionalidades, o controle da qualidade de energia injetada na rede é realizado pelo inversor, sendo os valores de referência das grandezas elétricas estipuladas por normas e testes dos laboratórios que testam e certificam os equipamentos. Assim, a instalação

de uma usina GD fotovoltaica em baixa tensão é muito simples na parte de corrente alternada, havendo necessidade apenas de acessar o quadro de distribuição geral através de um disjuntor, instalar um dispositivo de seccionamento visível (DSV) e garantir a troca do medidor da unidade consumidora.

Como mostrado na Figura 2.6, o arranjo para a execução do sistema de medição líquida só necessita de um medidor na entrada/saída da planta de quatro quadrantes, garantindo que o fluxo bidirecional de potência seria aferido. É importante ficar claro que os custos inerentes à troca do medidor usual para um de quatro quadrantes é de responsabilidade do acessante, sendo o medidor cedido posteriormente à concessionária.

2.7 CERTIFICAÇÃO E NORMAS PARA EQUIPAMENTOS NO BRASIL

Após dois anos de trabalho da comissão de estudos de Sistemas Fotovoltaicos CE-03:, composta pelos associados da ABINEE do grupo setorial fotovoltaico, das distribuidoras, laboratórios e centros de pesquisa, resultou na criação de três normas brasileiras com o intuito de normatizar a interface com a rede, além de procedimentos de testes para os inversores. As normas em questão são:

- ✓ ABNT NBR 16150:2013 - Sistemas Fotovoltaicos— Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade.
- ✓ ABNT NBR 16149:2013 - Sistemas Fotovoltaicos— Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.
- ✓ ABNT NBR IEC 62116:2012 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Como era de se esperar em um mercado ainda incipiente, como o do Brasil, a ausência de normatização e um processo bem definido de certificação de equipamentos eram consideradas como barreiras técnicas para o pleno desenvolvimento dos sistemas fotovoltaico conectados à

rede no país. Até março de 2013, data da publicação das três normas acima, existiam apenas procedimentos para certificação de inversores para sistemas fotovoltaicos isolados.

Ciente dessa barreira, a maioria das concessionárias de distribuição autorizou a utilização de inversores testados e certificados por laboratórios de renome internacional e acreditados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) enquanto as normas e o processo de certificação e teste de conformidade não estivessem completamente implementados. Embora não tenha sido um limitador à instalação das centrais geradoras, a indústria brasileira se beneficia com a criação das normas por ser agora capaz de desenvolver tecnologicamente todos os equipamentos envolvidos em uma instalação.

2.8 BARRERAS TÉCNICAS À EXPANSÃO DA GD FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Embora a revisão dos procedimentos de acesso à rede de distribuição tenha eliminado muitas barreiras técnicas existentes antes da criação do módulo 3.7 do PRODIST, ainda é possível perceber a presença de alguns aspectos que freiam a expansão dos SFCR.

2.8.1 TROPICALIZAÇÃO DE INVERSORES

Considerando a produção nacional de inversores aptos a funcionar em paralelo com a rede em estágio muito inicial, os equipamentos considerados nas primeiras plantas fotovoltaicas são os comumente utilizados no exterior. Assim, percebe-se a grande penetração no mercado nacional de representantes dos grandes fabricantes europeus e americanos de inversores, buscando se posicionar rapidamente no mercado considerado ainda adormecido.

Entretanto, as tecnologias mais vantajosas, como os inversores trifásicos ou aqueles sem transformador interno [54], muitas vezes ainda não foram “tropicalizados” para a rede brasileira. Por vezes, alguns dos grandes fabricantes europeus têm sugerido a aplicação de inversores monofásicos com transformador interno, mais pesados, mais caros e menos eficientes do que os melhores equipamentos disponíveis no mercado internacional.

Assim, com a normatização, os equipamentos poderão ser fabricados diretamente com o padrão da rede brasileira e oferecendo a oportunidade dos fabricantes internacionais de

certificarem seus equipamentos e promoverem as alterações necessárias para que toda a linha seja aplicável no Brasil.

2.8.2 LIMITAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA DO SFCR

De acordo com o módulo 3 do PRODIST [35], consumidores com até 75 kW de carga instalada devem ser supridos por rede elétrica trifásica de baixa tensão. Há a prerrogativa de mudança para a média tensão se a concessionária, por motivos técnicos, entender que o fornecimento deve ser feito de outra forma.

Com isso, a maioria das concessionárias limita em 75 kW a potência instalada em centrais geradoras que querem se conectar em sistemas trifásicos de baixa tensão [55] [56] [57]. Se para outras fontes alternativas incentivadas essa medida possa ter justificativa técnica, como o dimensionamento dos cabos elétricos no padrão de entrada da unidade consumidora, para sistemas fotovoltaicos conectados à rede ela se mostra uma barreira.

As usinas fotovoltaicas se caracterizam por possuírem um fator de capacidade e eficiência relativamente baixos em relação a outras fontes incentivada e seu dimensionamento é feito com base em valores de pico de radiação. Assim, limita-se a substituição da energia consumida da rede, alongando os períodos de retorno sobre o investimento e dificultando a larga aplicação da tecnologia no Brasil.

Em outras palavras, usinas fotovoltaicas conectadas à rede dificilmente injetam na rede a energia referente à sua potência nominal porque não atingem as condições de radiação e temperatura dos ensaios de certificação. Como mostram os resultados financeiros do capítulo 4, os consumidores conectados em baixa tensão são os mais atrativos para a geração fotovoltaica, por conta das maiores tarifas de energia aplicadas a este grupo.

Portanto, da forma como definido pela maioria das concessionárias, projetos de microgeração com potência entre 75 kWp e 100 kWp, devem se conectar em média tensão. Sendo a tarifa desse tipo de consumidor mais barata do que os conectados em baixa tensão, o fato de não considerar a potência injetada na rede é sem dúvida uma barreira técnica que tem como impacto direto a mitigação na demanda por equipamentos no mercado nacional, quando considerada essa faixa de potência instalada.

Apesar de existirem barreiras técnicas à plena expansão da tecnologia fotovoltaica na matriz brasileira, elas são menos sensíveis do que as regulatórias, apresentadas no capítulo anterior. O Brasil é considerado, sobretudo depois da publicação do programa de medição líquida, como um gigante mercado adormecido, e todos os grandes fabricantes mundiais já tem relacionamentos com empresas brasileiras sempre buscando diminuir as dificuldades do mercado.

A publicação das normas sobre inversores é um bom exemplo da ação conjunta das partes interessadas. Vários fabricantes trouxeram as experiências no mercado europeu e americano, e juntos com os demais participantes, contribuíram não somente para esse grupo tarefa como também para a execução de vários relatórios e fóruns de discussão sobre o desenvolvimento da tecnologia no Brasil.

Uma vez que por meio dos capítulos anteriores os aspectos regulatórios e técnicos aplicáveis à SFCR são conhecidos e têm suas barreiras elucidadas nesses campos, é possível passar aos estudos de caso com o objetivo de aferir através de casos reais e de abrangência nacional, a atratividade em resultados financeiros de empreendimentos de centrais geradoras fotovoltaicas no país, aplicadas em micro e minigeração.

2.8.3 ACESSO AO SISTEMA RETICULADO EM GRANDES CENTROS URBANOS

Segundo [55] e [56] fica proibido o acesso à rede de distribuição no sistema reticulado. Isso sem dúvida é uma barreira, já que grandes centros urbanos como Rio de Janeiro e São Paulo, dispõem de instalações como essas. As concessionárias alegam que essa interdição se dá ao fato de os requisitos de proteção serem mais restritos do que na rede de distribuição normal, dada a alta capilaridade desse sistema.

2.8.4 NECESSIDADE DE MÚLTIPLOS PONTOS DE CONSUMO

De acordo com a REN ANEEL 482, e descrito na Figura 2.6, se o consumidor tem múltiplos pontos de consumo na rede, os créditos podem ser utilizados para abater outras contas de energia. Os clientes devem possuir o mesmo CNPJ e apresentar um ponto de consumo com a rede em cada instalação.

Apesar de benéfico, esse aspecto da REN ANEEL 482 pode também ser uma barreira. Há casos em que consumidores dispõem de grandes áreas para instalação de usinas fotovoltaicas, no entanto, as áreas não estão próximas fisicamente do ponto de consumo. Assim, de acordo com as regras da ANEEL, é impossível injetar essa potência na rede, através de outro ponto de conexão e abater da conta de luz.

Desta forma, a demanda por equipamentos e o desenvolvimento da indústria nacional ficam prejudicados já que uma fatia do mercado é perdida.

O próximo capítulo aborda as etapas de dimensionamento para as plantas consideradas nos estudos de caso bem como analisa a geração da planta ao longo do tempo, substituindo a energia drenada da rede pela produção interna do consumidor-gerador.

3. ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

O objetivo deste capítulo é observar o funcionamento e a geração efetiva de dois SFCR, projetados com base em premissas e com dados meteorológicos para uma situação real de aplicação da tecnologia. Além desses cenários, são apresentadas algumas considerações para que uma análise nacional de viabilidade de SFCR em minigeração seja analisada.

Além dos objetivos listados anteriormente, este capítulo se insere dentro deste trabalho como uma preparação para a análise financeira dos empreendimentos realizada no capítulo seguinte.

É importante mencionar que os dois estudos de casos analisados na primeira metade do capítulo consideram a adaptação da central geradora fotovoltaica em uma instalação existente, reforçando uma das grandes vantagens da fonte.

3.1 CARACTERÍSTICAS DA UNIDADE CONSUMIDORA

De forma a caracterizar a instalação existente que tem interesse em receber as usinas fotovoltaicas, são apresentadas algumas características físicas e elétricas do consumidor.

3.1.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

- ✓ A área disponível para implementação da usina se localiza na cidade do Rio de Janeiro – RJ sob a área de concessão da distribuidora Light S.A.
- ✓ O arranjo físico do local tem como disponível um telhado de edificação e um estacionamento. Ambos os locais estão sob a influência de sombras causadas por um prédio de 40 metros de altura, situado ao lado do terreno.
- ✓ O terreno está orientado com um desvio de cerca de 45° em relação ao norte geográfico. Não há inclinação do teto em relação ao eixo horizontal.

- ✓ Máxima elevação do sol no solstício de inverno de $+43.66^\circ$ e no solstício de verão de 89.47° .

A Figura 3.1, utilizada no modelo para os cálculos de produção de energia, dá uma ideia do arranjo do terreno a ser considerados nos estudos de caso.

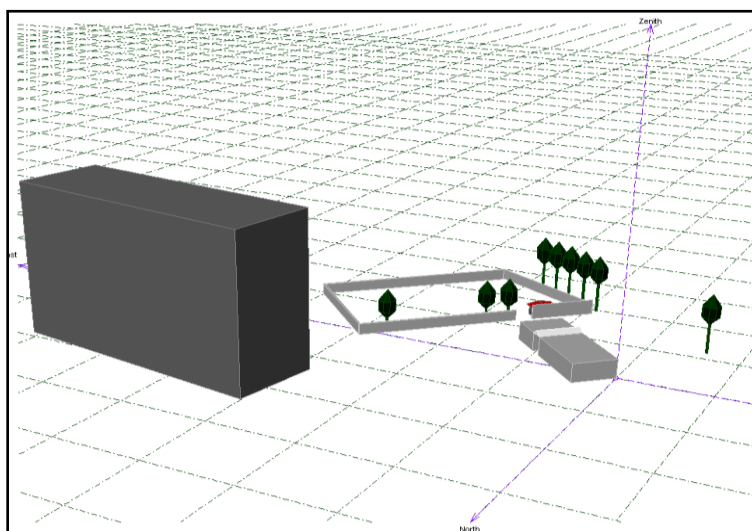


Figura 3.1: Arranjo físico da instalação existente interessada em SFCR

Havendo duas áreas distintas são considerados dois estudos de casos, a saber:

- ✓ Caso 1 – Minigeração no teto e no estacionamento
- ✓ Caso 2 – Microgeração no teto do prédio

3.1.2 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

O provisionamento em energia é realizado na tensão de 13,8 kV, pela concessionária Light. A subestação de entrada é composta por três compartimentos: o de entrada (onde se localiza a proteção primária da instalação), o de medição e o de transformação (onde se encontra um transformador 75 kVA, 13,8 kV/220-127V).

Com base nas faturas de energia elétrica, e dado o consumo de energia elétrica em média tensão, a instalação é enquadrada no tipo A4-Convencional, não havendo diferenciação horo-

sazonal na tarifa de energia. Neste tipo de fornecimento, o cliente da concessionária tem sua fatura de energia baseada em duas grandezas:

- ✓ Demanda: Medida em kW, caracterizada pela potência média medida no intervalo de 15 minutos, sendo faturado pelo maior valor observado durante o mês. Para este acessante, o valor contratado em julho de 2012 era de 60 kW.
- ✓ Consumo: Medido em kWh, caracteriza a utilização da energia elétrica acumulada durante o mês.

Tomando como referência os dados da Memória de Massa da instalação fornecida pela distribuidora, a Figura 3.2 apresenta a curva de consumo médio durante o dia, considerando um ano de medições:

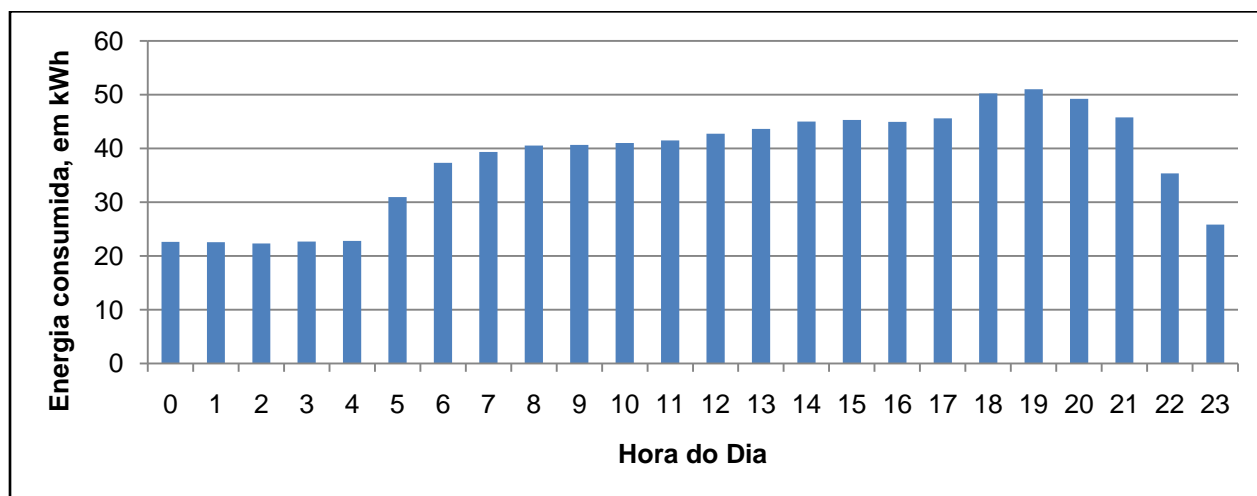


Figura 3.2: Curva de consumo médio da instalação existente

3.2 MÉTODO DE OBTENÇÃO DOS RESULTADOS E DIMENSIONAMENTO DAS USINAS PARA OS CASOS 1 E 2

O processo de dimensionamento ilustrado na Figura 3.3 foi utilizado para obtenção da solução técnica para os dois casos estudados.

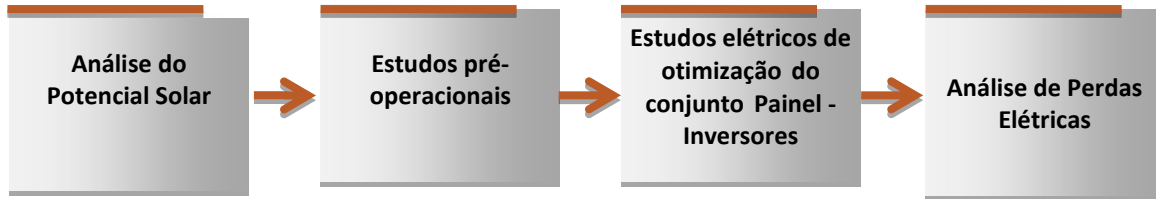


Figura 3.3: Processo de dimensionamento para a solução técnica dos dois estudos de caso

3.2.1 O SOFTWARE DE SIMULAÇÃO PVSYS

As etapas enumeradas na Figura 3.3 e apresentadas a seguir, foram executadas com o auxílio de um *software* de dimensionamento para plantas solares, de origem Suíça, chamado PVSyst. Apesar de este ser um programa comercial, oferecendo com quase todas as funcionalidades um período de testes de 30 dias, a escolha deste se deve ao fato de que todo o processo de dimensionamento estar concentrado em apenas um ambiente. De fato, as ferramentas utilizadas por este são de domínio público e estão muito bem descritas na literatura sobre o tema.

Desta forma, fica claro que haveria a possibilidade de se desenvolver, em outras plataformas, as mesma considerações utilizadas neste *software* específico, ou em outros similares do mercado. No entanto, o PVSyst oferece algumas vantagens que foram determinantes na sua escolha:

- ✓ O programa conta com uma enorme base de dados com grande parte da linha de produtos dos maiores fabricantes mundiais de inversores e painéis fotovoltaicos. O que torna os resultados mais próximos da realidade, eliminando o erro de modelagem de equipamentos, uma vez que os próprios desenvolvedores validam o modelo.
- ✓ O programa apresenta compatibilidade com os arquivos de saída das bases de dados meteorológicos (temperatura e irradiação), sendo muito simples importar as informações.
- ✓ Existe também compatibilidade com sítios *internet* que contêm folhas de dados de equipamentos não modelados na biblioteca do programa, tornando bastante simples incluir novos equipamentos de fornecedores ainda não conhecidos do mercado.

É importante destacar que o fato de o PVsyst ter origem estrangeira não implica na alteração nos resultados de energia para os casos estudados. Todos os parâmetros são ajustáveis, e no momento no qual as informações meteorológicas do local da planta são incluídas, o sistema considera as coordenadas geográficas e altera a geometria solar de acordo com o hemisfério em questão.

3.2.2 ANÁLISE DO POTENCIAL SOLAR

De forma a subsidiar os cálculos para obter a quantidade de energia elétrica gerada no local da instalação é necessário conhecer alguns dados meteorológicos que influenciam na performance dos módulos fotovoltaicos. Para isso, foram utilizados as bases de dados *Solar and Wind Energy Resources Assessment (SWERA)* e *RET Screen International* e adotado o caso mais conservador, isto é, o que proporciona a pior performance dos painéis. A Tabela 3.1 resume os dados considerados. Os valores considerados são obtidos através de análise de medições dos últimos 15 anos, atualizados diariamente.

Tabela 3.1: Dados meteorológicos do local do estudo

Mês	Irradiação Global (kWh/m ² .dia)	Irradiação Difusa (kWh/m ² .dia)	Temp med. (°C)
Jan	5,97	2,60	26,4
Fev	6,25	2,32	26,6
Mar	5,36	2,17	25,6
Abr	4,66	1,80	24,2
Mai	3,62	1,55	21,8
Jun	3,50	1,38	21,1
Jul	3,44	1,34	20,8
Ago	4,23	1,69	21,9
Set	4,46	2,09	22,5
Out	5,16	2,44	24,0
Nov	5,38	2,67	24,7
Dez	5,80	2,67	25,8
Média anual	4,81	2,06	23,8

Fonte: *Solar and Wind Energy Resources Assessment*

3.2.3 ESTUDOS PRÉ-OPERACIONAIS

O critério adotado para dimensionar a potência instalada das usinas foi o de instalar a maior potência possível maximizando a energia gerada anualmente pela planta. Este método favorece o empreendimento uma vez que o mesmo é remunerado pelo valor da energia e não

pela potência instalada. É importante destacar que as premissas adotadas neste trabalho sempre têm a intenção de favorecer o proprietário da planta.

- ✓ Inclinação dos módulos: as referências [58] e [53] indicam que a inclinação ótima dos painéis é igual à latitude do ponto de instalação, de forma a favorecer a produção anual de energia. Como nesse caso a orientação do azimute tem um desvio considerável e o impacto de sombras também não é desprezível, foi realizada um estudo empírico⁴ de otimização da energia anual gerada, e optou-se pela inclinação a 15° dos módulos solares.
- ✓ Análise de sombras: O prédio situado ao lado da instalação causa, em determinadas épocas do ano (principalmente no começo da manhã no decorrer dos dias do inverno), regiões de sombreamento tanto na área do teto do edifício quanto na área de estacionamento. Outras interferências externas também são notadas tais como as árvores e os muros que delimitam o estacionamento. Esses obstáculos foram considerados nos estudos da solução ótima e os resultados apresentados já levam em consideração essas interferências, bem como a influência mútua das diversas fileiras de módulos.

Através da geometria solar é possível definir para cada hora do dia em cada mês específico do ano uma média do caminho percorrido pelo Sol em um determinado lugar. A Figura 3.4, obtida como resultado das simulações do capítulo relaciona a altura do Sol com o seu desvio de azimute em relação ao Norte geográfico, para cada hora do dia médio de um mês do ano.

Como a localidade analisada se encontra no hemisfério Sul, o Sol atinge a menor altura máxima do dia no mês de Junho (inverno) e a maior altura máxima do dia em Dezembro (verão).

Observando ainda a Figura 3.4, é possível perceber que no começo da manhã e no final da tarde, uma quantidade de energia significativa é perdida por causa do sombreamento nos painéis fotovoltaicos causado pelos obstáculos mencionados,

⁴ Através do software de simulação, foi estabelecida uma curva de correlação entre a inclinação dos painéis e a produção anual de energia da planta. Ao final, optou-se por utilizar a inclinação que proporcionava a maior produção anual.

posicionados ao lado da planta. Em [58] Haberlin (descreve o método de ponderações que foi utilizado nas simulações para traduzir na produção anual de energia o efeito das sombras apresentado na citada figura.

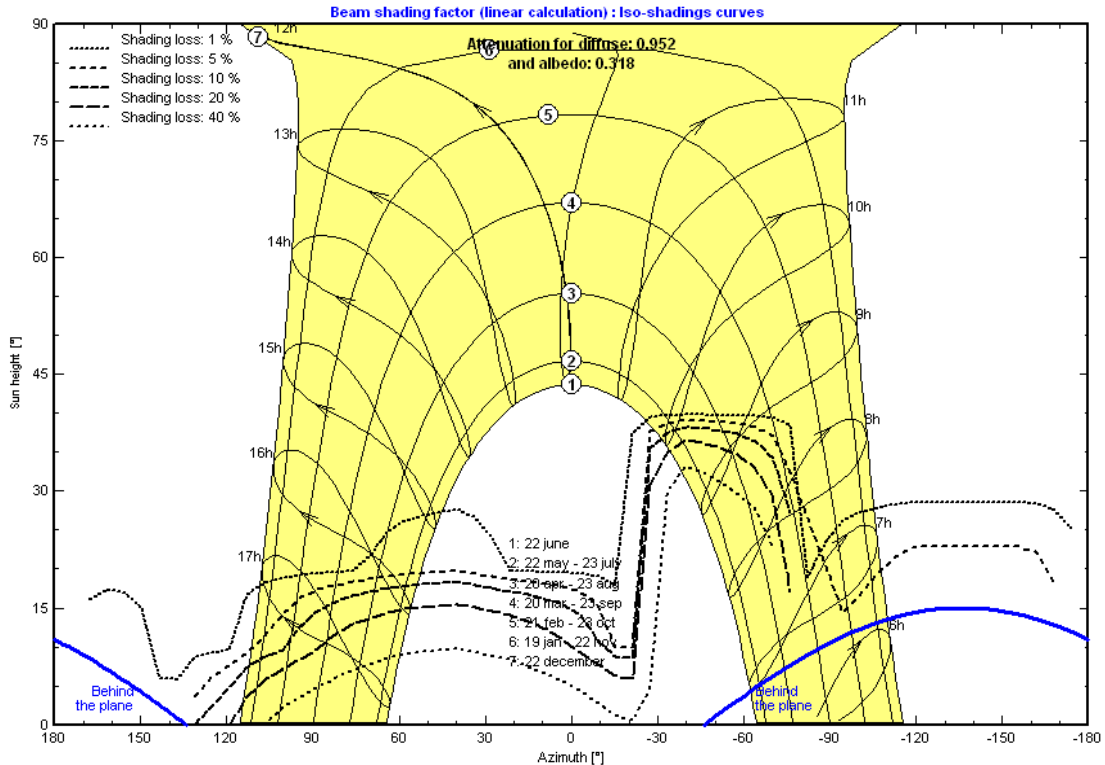


Figura 3.4: Análise de Sombras para o Caso 2

As linhas pontilhadas representam patamares de perdas por sombreamento. Como pode ser observado no canto superior esquerdo da Figura 3.4, a área abaixo das curvas representa a quantidade percentual de energia perdida. Assim, quanto maior a área abaixo dos percentuais mais elevados, mais energia está sendo desperdiçada e o fator de capacidade da planta diminui.

Para o caso estudado em análise, observa-se que no patamar de 40% a área é bem grande e atinge horas do dia com bastante irradiação solar (por volta das 9 horas e das 15 horas), sobretudo no inverno (arcos numerados inferiores). O prédio comercial ao lado do local da instalação causa muitas sombras no teto e no estacionamento prejudicando de forma inequívoca a performance da planta.

3.2.4 OTIMIZAÇÃO DO CONJUNTO PAINEL INVERSOR

De forma a definir a quantidade de painéis e inversores e seus arranjos para os casos em estudo, essa etapa de otimização foi implementada buscando atender a uma série de requisitos técnicos tais como número de rastreadores de máxima potência disponíveis no inversor, tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito das fileiras de painéis. Haberlin [58] e Mayfield [53] esclarecem e apresentam o passo a passo para o dimensionamento de SFCR. Como o objetivo principal deste trabalho é a análise técnico-econômica da viabilidade dos empreendimentos apenas os resultados das etapas serão expostos por razões de espaço.

3.2.5 ANÁLISE DAS PERDAS ELÉTRICAS

Nesta etapa confirmou-se o dimensionamento da planta observando as perdas nos inversores, cabos elétricos e as ocasionadas por diferenças de potência na fabricação dos painéis interligados nas fileiras. No Apêndice A é possível encontrar a distribuição das perdas elétricas para as duas soluções propostas.

Tendo cumprido as etapas de dimensionamento dos SFCR, é possível agora apresentar as soluções encontradas para cada um dos casos em questão tendo respeitado a premissa inicial de maximizar a geração anual da planta e não a potência instalada.

3.3 SOLUÇÕES TÉCNICAS PARA OS CASOS 1 E 2

3.3.1 CASO 1 – MINIGERAÇÃO NO TETO E ESTACIONAMENTO

Para o estacionamento:

- ✓ Estruturas separadas com inclinação 15° suportando os módulos no estacionamento;
- ✓ 42 colunas e 7 fileiras de módulos fotovoltaicos de 245 Wp em modo paisagem na estrutura central (294 módulos);
- ✓ 38 colunas e 3 fileiras de módulos fotovoltaicos de 245 Wp em modo paisagem na estrutura do fundo (114 módulos);

Para o teto:

- ✓ 70 módulos de 245 Wp dispostos em 14 fileiras de 5 módulos em modo paisagem

A Potência Instalada Total para o Caso 1 é de 117,11kWp.

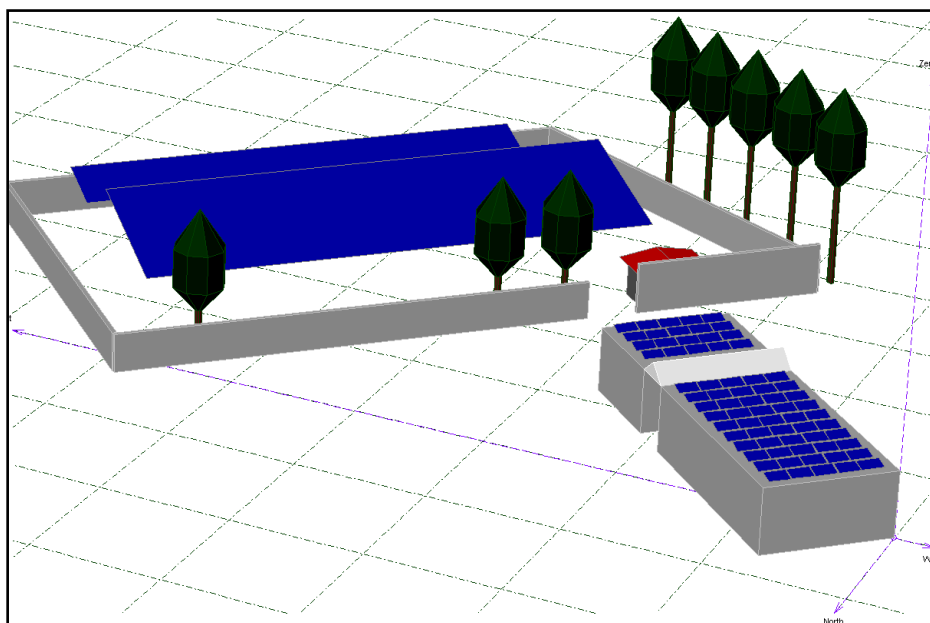


Figura 3.5: Arranjo físico dos painéis para a minigeração do Caso 1

3.3.2 CASO 2 – MICROGERAÇÃO NO TETO

- ✓ Mesma solução para o Caso 1 contemplando apenas o teto.
- ✓ Potência Instalada: 17,15kWp.

O caso 2 é um exercício para analisar a viabilidade do acesso da microgeração na matriz nacional. Como mencionado nas características elétricas da instalação, o aprovisionamento em energia da unidade consumidora é em média tensão. Para as análises futuras desse Caso em específico, o cliente também será considerado como se fosse do tipo B3, residencial baixa tensão, mantendo a carga e sendo tarifado apenas pela energia consumida no mês.

Essa consideração, não é de todo injuriosa já que o módulo 3 do PRODIST [35] indica que acessantes com até 75 kW de carga instalada devem ser supridos através da rede de baixa tensão trifásica. Como a demanda contratada por este consumidor específico é de 60 kW ele poderia se enquadrar como um consumidor do tipo B3, se não houvesse impeditivos técnicos por parte da concessionária.

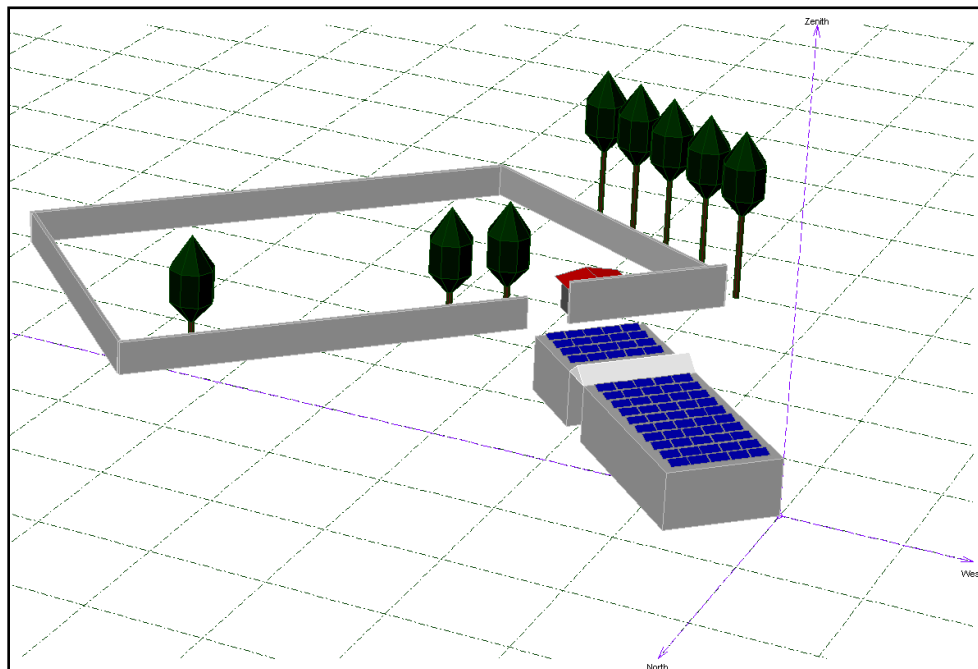


Figura 3.6: Arranjo físico dos painéis para a microgeração do Caso 2

3.4 RESULTADOS DE GERAÇÃO PARA OS CASOS 1 E 2

Uma vez definidos a quantidade de painéis, como eles estão conectados uns com os outros e escolhidos os inversores que têm conexões disponíveis para receber os arranjos de módulos e capacidade para rastrear seus pontos de máxima potência, é possível executar o modelo implementado no software PVSYST.

Este por sua vez determina através dos dados meteorológicos inseridos, a quantidade de energia solar disponível no plano do gerador fotovoltaico (painéis), considerando não somente a radiação direta, como também a difusa e a refletida no plano de apoio dos módulos [58]. O modelo matemático geométrico que é utilizado para aferir sobre a energia solar irradiada incidente em um plano, podendo considerá-la disponível para ser convertida em energia elétrica está descrito por Haberlin em [58] e Zekâi em [59].

Como pode ser visto no Apêndice A, nos resultados das simulações são consideradas as seguintes etapas até a determinação da energia disponível depois do inversor:

- ✓ Depois de corrigir a energia disponível para o plano inclinado dos módulos, são descontadas as perdas por sombreamento, cuja forma de cálculo por ponderações Haberlin detalha em [58]. Possuindo a energia por unidade de área e multiplicando pela área útil do painel e sua eficiência nas condições de teste chega-se a energia elétrica convertida da energia solar irradiada.
- ✓ Em seguida são decrescidas as diferenças de performance dos módulos ocasionadas pelas discrepâncias entre as condições de teste e as condições reais de funcionamento na irradiância e temperatura (fator mais relevante no Brasil para painéis monocristalinos e policristalinos).
- ✓ Descontos na energia elétrica ainda são realizados devido a erros nas potências nominais dos painéis, advindas do processo fabril [60], bem como da diferença de pontos de máxima potência de painéis conectados em série [61].

- ✓ Por último são subtraídas as perdas ôhmicas nos cabos de corrente contínua e as perdas no inversor até se obter a energia disponível para consumo ou injeção na rede, a depender do saldo de energia na planta no momento.

É importante frisar que de forma a traduzir o caráter não firme (intermitente) da fonte solar, e sendo esta muito sensível a intempéries por causa das nuvens, o software utiliza um mecanismo aleatório gerador de dias chuvosos ou nublados, nos quais a produção fotovoltaica é muito pequena, sendo apenas considerada em maior parte a radiação difusa.

Ao final, o programa calcula, levando em conta a janela solar [53], a produção para o primeiro ano de operação da usina, deixando para o empreendedor estabelecer em seu modelo de negócios e estudos de viabilidade a consideração dos decaimentos dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo.

Nessas premissas, os resultados de produção de energia são apresentados a seguir. O relatório completo pode ser encontrado no Apêndice A.

3.4.1 CASO 1 – MINIGERAÇÃO NO TETO E ESTACIONAMENTO

A Tabela 3.2 resume os dados de geração da planta de 117,11 kWp para o primeiro ano de operação.

Tabela 3.2: Resumo dos resultados da central geradora fotovoltaica - Caso 1

Grandeza (unidade)	Valor
Geração anual (kWh)	148.055
Geração específica (kWh/kWp/ano)	1264
Fator de capacidade (FC)	14,4%

Como mencionado anteriormente, usinas fotovoltaicas são empreendimentos que se caracterizam por baixos fatores de capacidade, sobretudo por causa da relativamente baixa eficiência do painel no processo de conversão de energia. Valores muito bons se encontram na

faixa de 20%, como a influência de sombras nesta aplicação é considerável, e o Rio de Janeiro tem médias de temperaturas superiores às condições STC, o FC calculado é de 14,4%.

A produção mensal apurada, necessária para calcular a economia feita no mês com a instalação da usina pode ser encontrada na Figura 3.7.

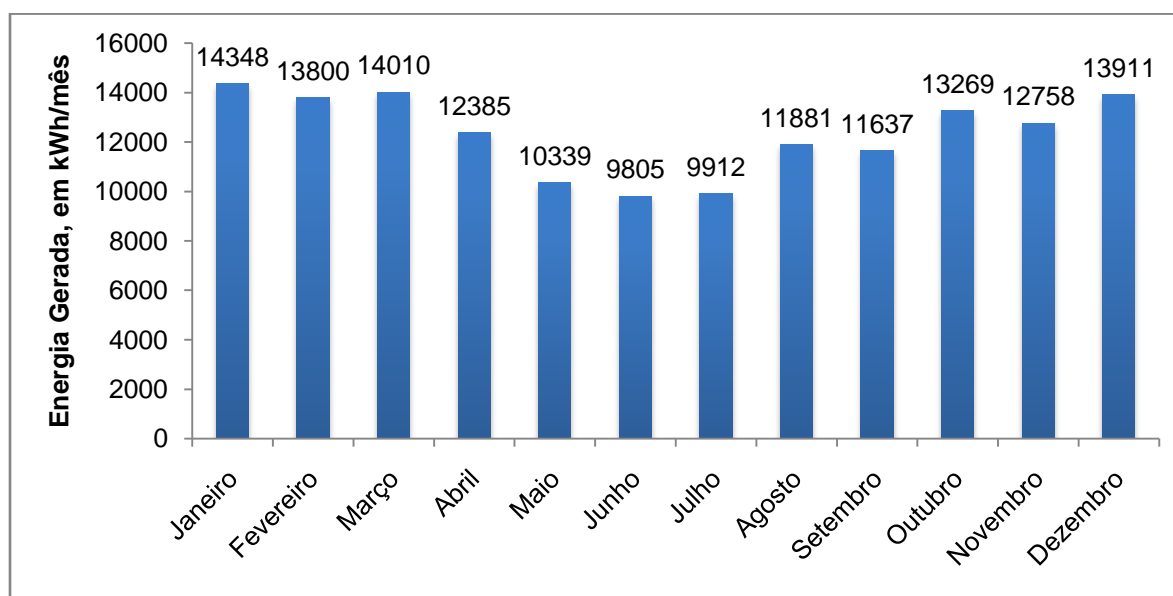


Figura 3.7: Geração mensal para central geradora fotovoltaica - Caso 1

Percebe-se na Figura 3.7 que nos meses condizentes ao verão no hemisfério Sul, a geração fotovoltaica é maior por razão da geometria orbital terrestre, fazendo com que haja mais horas de sol durante o dia e maiores níveis de radiação. O oposto ocorre no inverno. Este fato retoma a discussão da aplicabilidade do software suíço ao caso brasileiro, reforçando o caráter de que os ajustes dos parâmetros e dados meteorológicos ajustam a geometria solar para o hemisfério da aplicação.

A Figura 3.8 compara a geração da usina com o consumo da instalação existente. Vale lembrar que, apesar de no balanço final do mês o consumo sempre ter superado a geração, o sistema de *net-metering* foi utilizado trocando energia com a rede como sugere as Figuras 3.9 e 3.10.

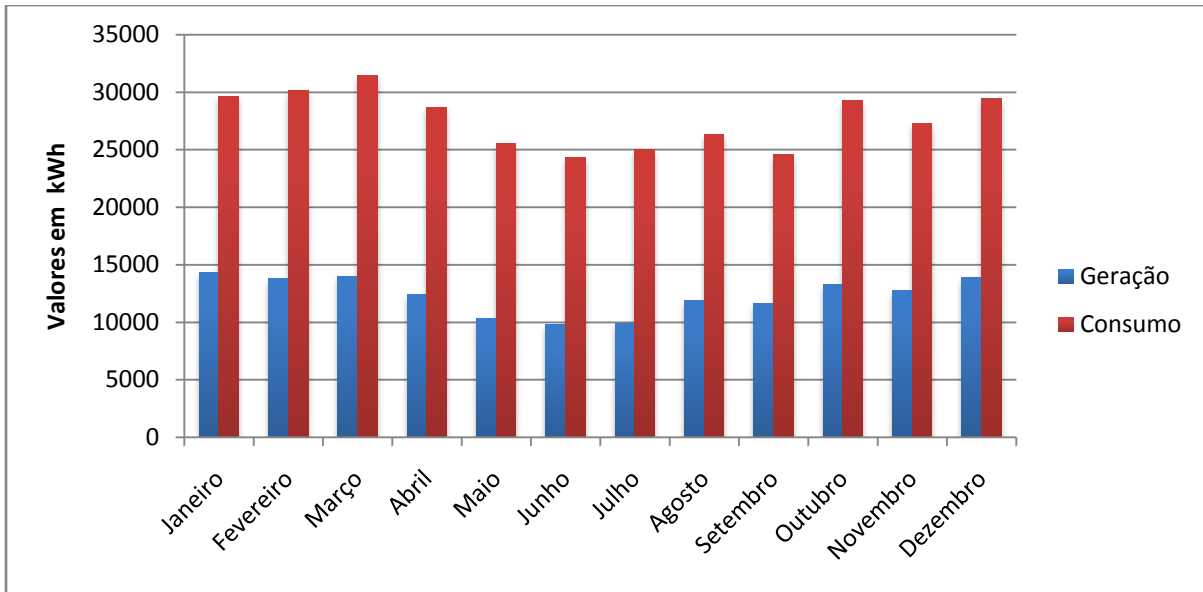


Figura 3.8: Comparação consumo e geração mensal para a central geradora fotovoltaica - Caso 1

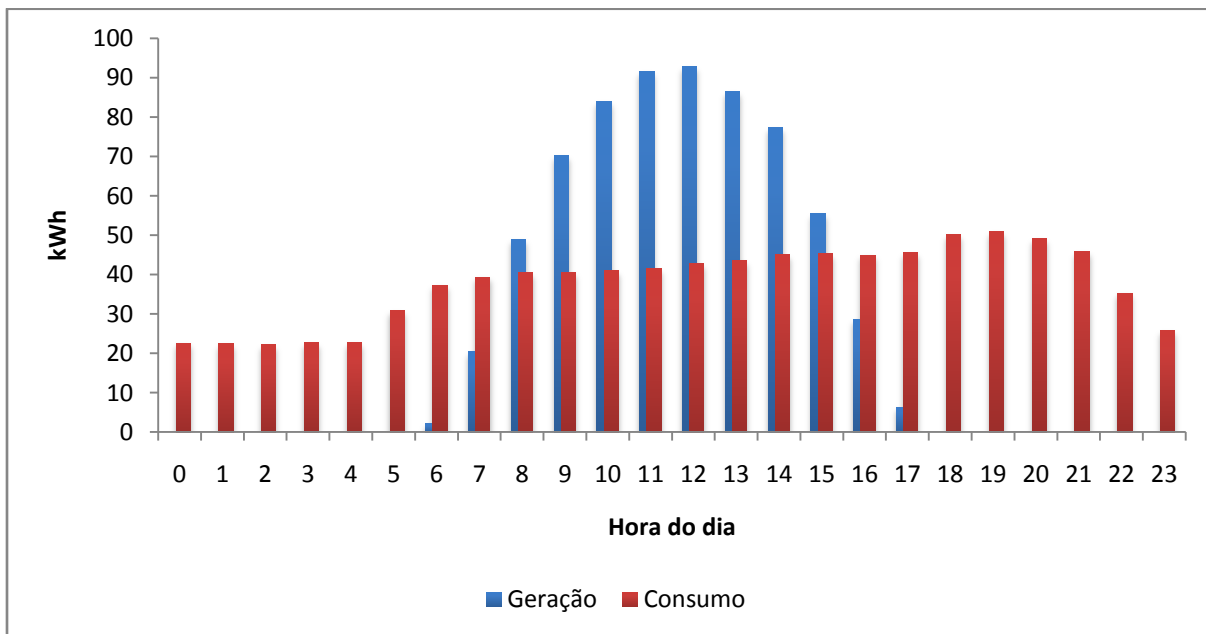


Figura 3.9: Comparação entre o dia de geração máxima e o consumo médio da instalação - Caso 1

É interessante observar na Figura 3.9 como a usina solar pode ter intensa sinergia com a carga se os períodos de pico ocorrem quando o sol está nas suas maiores elevações durante o dia. Considerando que a produção do SFCR foi constante no intervalo de uma hora, conforme mostram os resultados (menor intervalo de tempo para discretização dos resultados pelo PVSYST) apenas em 12,73% das horas úteis de sol no dia a usina gerou potência maior do

que 75 kW. A afirmação corrobora com o fato de que a limitação da potência em 75 kWp é muito restritiva para as usinas solares conectadas à rede de baixa tensão, sobretudo quando o FC das unidades não é grande.

A Figura 3.10 representa a geração média confrontada ao consumo médio, indicando uma tendência à utilização do *net-metering* entre às 10h e 15h.

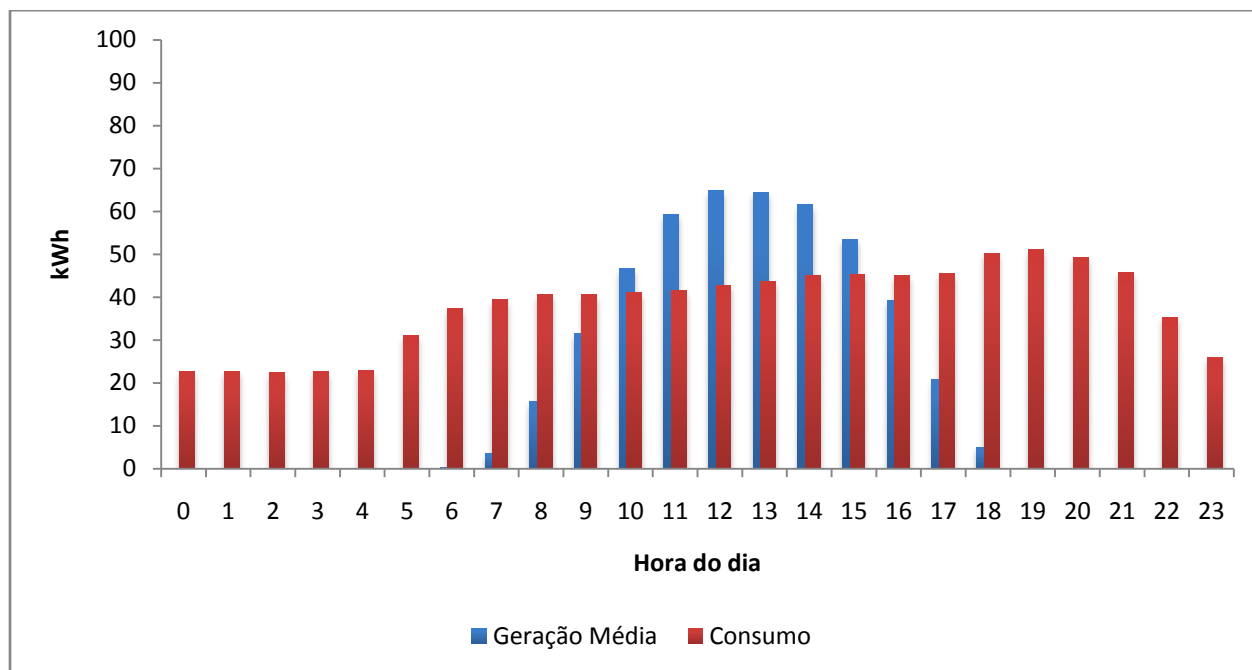


Figura 3.10: Comparação entre a geração média e o consumo médio da instalação - Caso 1

Com base nas contas de energia utilizadas como referência a Tabela 3.3 serve como base para as futuras análises. Nela é possível perceber o grau de substituição da energia demandada da rede pela gerada pela usina e a economia no consumo de energia da rede.

Tabela 3.3: Substituição da energia consumida da rede de distribuição pela energia da central geradora fotovoltaica - Caso 1

Geração no Estacionamento e Teto												
	ago/11	set/11	out/11	nov/11	dez/11	jan/12	fev/12	mar/12	abr/12	mai/12	jun/12	jul/12
Geração (kWh)	11.881	11.637	13.269	12.758	13.911	14.348	13.800	14.010	12.385	10.339	9.805	9.912
Consumo - Geração (kWh)	14.412	12.943	16.024	14.485	15.531	15.302	16.378	17.455	16.281	15.200	14.523	15.117
Substituição (%)	45,2%	47,3%	45,3%	46,8%	47,2%	48,4%	45,7%	44,5%	43,2%	40,5%	40,3%	39,6%

3.4.2 CASO 2 – MICROGERAÇÃO NO TETO

A Tabela 3.4 resume os dados de geração da planta de 17,15 kWp para o primeiro ano de operação.

Tabela 3.4: Resumo dos resultados da central geradora fotovoltaica - Caso 2

Grandeza (unidade)	Valor
Geração anual (kWh)	22.064
Geração específica (kWh/kWp/ano)	1287
Fator de capacidade (FC)	14,7%

Como a influência das sombras é bem menor na parte frontal do terreno, a planta localizada no teto do edifício tem um fator de capacidade um pouco maior.

A Figura 3.11 representa o dia de geração máxima confrontado com o dia de consumo mínimo da instalação. Vale notar que às 13hrs desse dia houve um desligamento da rede durante todo o intervalo, e como pedem os requisitos técnicos, a usina foi automaticamente desligada, prevenindo o ilhamento da unidade autoprodutora.

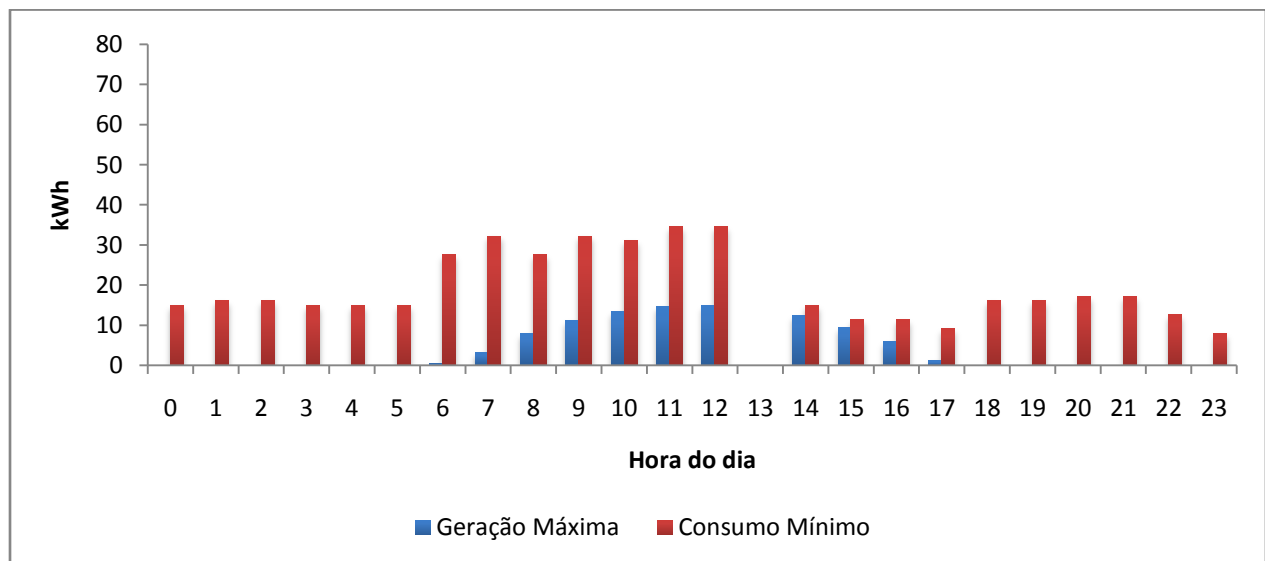


Figura 3.11: Dia geração máxima contra o dia de consumo mínimo da instalação - Caso 2

Se comparados os dois Casos, percebe-se a diferença de magnitude entre as duas plantas consideradas. Enquanto no Caso 1 fica claro a tendência em exportar energia em algum momento do dia, no Caso 2 essa possibilidade é quase eliminada com a análise da Figura 3.11.

As Figuras 3.12 e 3.13 apresentando a geração mensal e sua comparação com a carga são expostas a seguir.

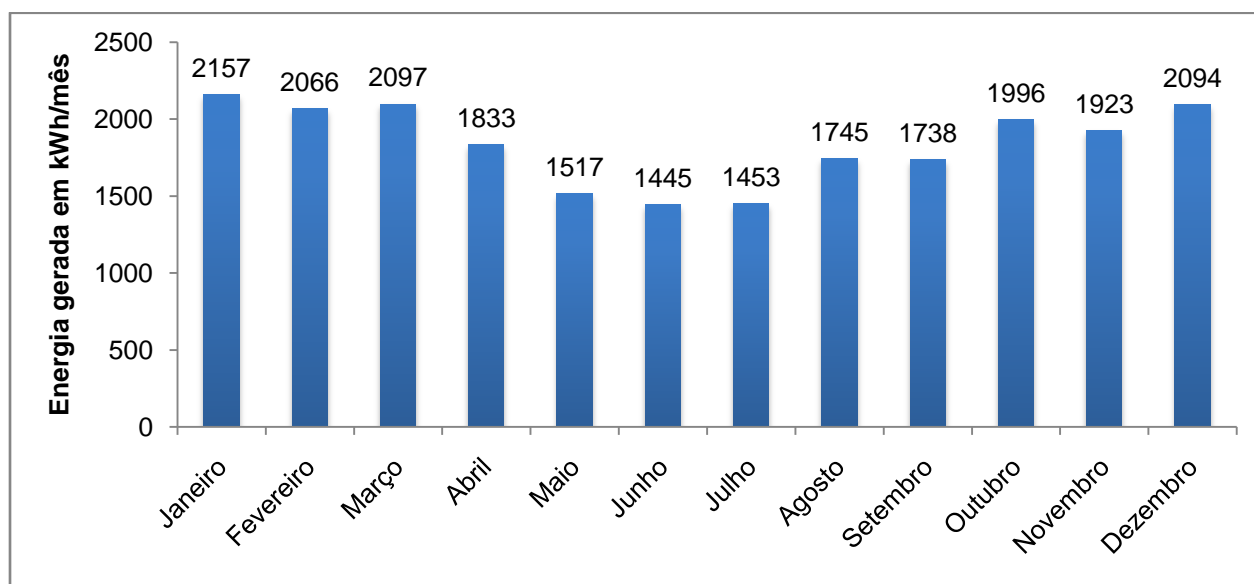


Figura 3.12: Geração mensal para central geradora fotovoltaica - Caso 1

Tabela 3.5: Substituição da energia consumida da rede de distribuição pela energia da central geradora fotovoltaica - Caso 1

Geração no Teto												
	ago/11	set/11	out/11	nov/11	dez/11	jan/12	fev/12	mar/12	abr/12	mai/12	jun/12	jul/12
Ger Teto (kWh)	1.745	1.738	1.996	1.923	2.094	2.157	2.066	2.097	1.833	1.517	1.445	1.453
Demanda-Geração (kWh)	24.548	22.842	27.297	25.320	27.348	27.493	28.112	29.368	26.833	24.022	22.883	23.576
Substituição (%)	6,6%	7,1%	6,8%	7,1%	7,1%	7,3%	6,8%	6,7%	6,4%	5,9%	5,9%	5,8%

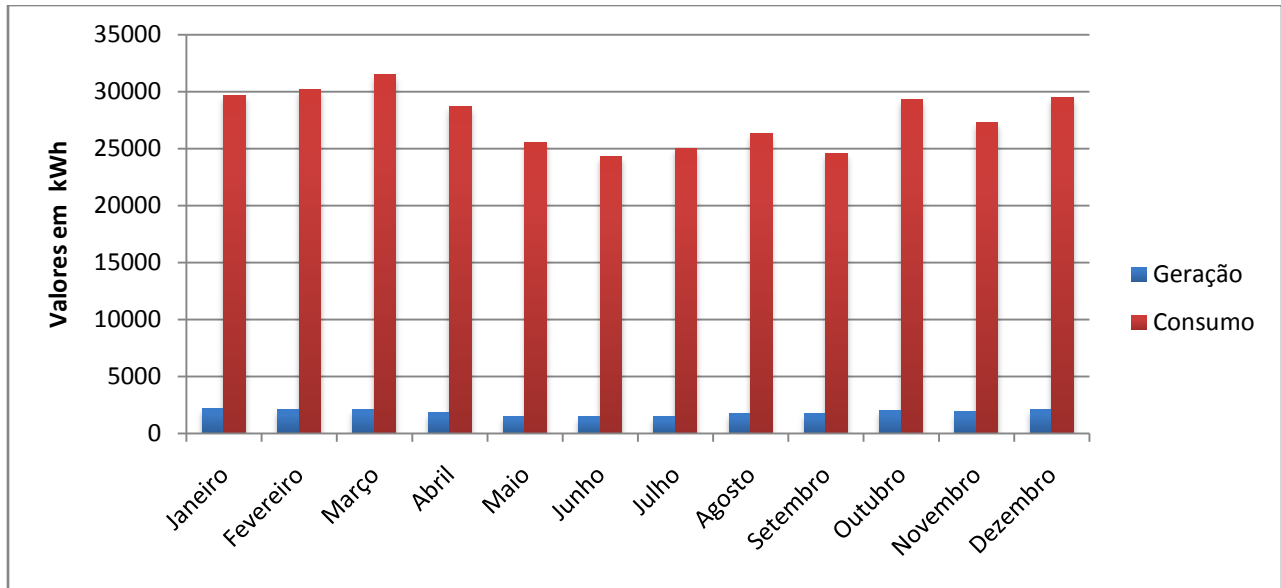


Figura 3.13: Comparação entre consumo da unidade e geração do SFCR – Caso 2

Fica claro após breve análise dos resultados do último caso que, pelo fato de o consumidor ter uma carga instalada muito pesada, a substituição é muito pequena. Como sugerido no começo do capítulo, este último caso será tomado como base para realizar um estudo de viabilidade nacional para a microgeração, apresentado na próxima seção.

3.5 ESTUDO BRASIL PARA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Tomando como base os relatórios da ABINEE [9] e da EPE [8] sobre a inserção da energia fotovoltaica na matriz brasileira, os projetos em clientes do tipo A4 ou A3, atendidos em média tensão, são bem menos atrativos devido às menores tarifas aplicadas e principalmente porque com a energia solar, apenas a parcela de consumo pode ser substituída, enquanto a parcela de demanda se mantém fixa pelas características de intermitência e não seguridade da fonte.

Nesse contexto, o Caso 2 é considerado como típico e simulado novamente como se tivesse sido aplicado em uma série de cidades considerando as seguintes mudanças no projeto técnico, de forma a facilitar a compilação dos dados e não prejudicar os resultados pelas interferências externas:

- ✓ Não foi considerado desvio no azimuth no terreno, ou seja, os painéis se encontram, a despeito do Caso 2, orientados em face do norte geográfico.

- ✓ Não há impacto de sombras nos painéis fotovoltaicos, sendo considerado sempre o melhor cenário possível que é o de horizonte livre.
- ✓ A inclinação dos painéis é sempre corrigida para o valor da latitude do local escolhido de forma a dar como resultado a produção máxima de energia em cada cidade. Os dados meteorológicos, também são atualizados a cada simulação, uma vez que os mesmos impactam bastante não só na conversão de energia, mas também nas perdas de energia elétrica.
- ✓ Os projetos são considerados aplicáveis somente a consumidores enquadrados na tarifa B3.

3.5.1 LISTA DAS CIDADES ESCOLHIDAS PARA O ESTUDO BRASIL

Com o objetivo de garantir uma análise macro de todo o Brasil, foram escolhidas 38 cidades, distribuídas em 13 estados da Federação mais o Distrito Federal, sob a concessão de 25 distribuidoras. O critério de seleção das cidades foi o seguinte:

- ✓ Para Estados com apenas uma distribuidora de energia: Foi selecionada a capital além de mais uma cidade de grande porte no interior (procurando ter distância relevante em relação à capital).
- ✓ Para Estados com mais de uma distribuidora de energia: Foi selecionada a capital além de outras cidades relevantes dentro dos limites das outras distribuidoras.

A Tabela 3.6 apresenta o resultado das simulações do Caso 2 considerando as premissas anteriores.

Tabela 3.6: Resultados de produção de energia do Estudo Brasil para microgeração

Estado	Cidade	Distribuidora	Geração	Fator de Capacidade
GO	Anápolis	Celg-DIS	29316,2	19,51%
GO	Goiânia	Celg-DIS	29316,2	19,51%
DF	Brasília	CEB-DIS	29190,2	19,43%
MG	Uberlândia	CEMIG	29136,1	19,39%
GO	Ceres	Chesp	28812,0	19,18%
CE	Fortaleza	Coelce	28649,9	19,07%
SP	Araçatuba	Elektro	28487,9	18,96%
MG	Belo Horizonte	CEMIG	28073,7	18,69%
SP	Campinas	CPFL Paulista	28109,7	18,71%
PE	Caruaru	Celpe	28091,7	18,70%
MS	Campo Grande	ENERSUL	27947,6	18,60%
MS	Dourados	ENERSUL	27803,6	18,51%
MS	Três Lagoas	Elektro	27803,6	18,51%
PE	Recife	Celpe	27767,6	18,48%
SP	Ourinhos	CPFL Santa Cruz	27407,4	18,24%
PR	Londrina	Copel	27371,4	18,22%
CE	Sobral	Coelce	27065,3	18,02%
RS	Passo Fundo	RGE Sul	27011,3	17,98%
BA	Vitória da Conquista	Coelba	26993,2	17,97%
PA	Marabá	Celpe	26795,2	17,84%
BA	Salvador	Coelba	26759,1	17,81%
PA	Belém	Celpe	26525,0	17,66%
SP	São José dos Campos	Bandeirante	26272,9	17,49%
ES	Vitória	Escelsa	25966,8	17,28%
RJ	Volta Redonda	Ampla	25714,7	17,12%
MG	Juiz de Fora	CEMIG	25534,6	17,00%
AM	Parintins	Amazonas Energia	25408,6	16,91%
PR	Curitiba	Copel	25228,5	16,79%
ES	Colatina	ELFSM	25156,5	16,74%
ES	Cachoeiro de Itapemirim	Escelsa	25120,5	16,72%
AM	Manaus	Amazonas Energia	24994,4	16,64%
RJ	Rio de Janeiro	Light	24850,4	16,54%
RS	Porto Alegre	CEEE	24742,3	16,47%
SC	Porto União	Copel	24184,1	16,10%
SC	Florianópolis	Celesc	24040,0	16,00%
SC	Joinville	Celesc	22617,4	15,05%
SP	Santos	CPFL Piratininga	21987,2	14,64%
SP	São Paulo	Eletropaulo	20906,7	13,92%

Algumas conclusões preliminares podem ser retiradas da Tabela 3.6. A primeira delas é que o fator de capacidade de plantas fotovoltaicas no Rio de Janeiro tende a ser baixo. Em termos de irradiação solar, não é uma das regiões mais beneficiadas do país, e as altas médias de temperaturas diminuem muito a eficiência da conversão do painel fotovoltaico. Assim, quando forem analisados os resultados, esta afirmação deve ser ponderada.

Conhecendo um pouco a geografia do Brasil, percebe-se que há um compromisso entre irradiação solar e temperatura para definir a geração máxima de energia, sendo o local ideal presente em uma região com clima parecido com o deserto do Atacama, onde a irradiação solar é altíssima e a média de temperatura é muito baixa.

Tendo obtido os resultados de produção de energia dos SFCR considerados neste capítulo, é possível propor um modelo econômico e desenvolver uma ferramenta, através de algumas premissas, que sejam capazes de traduzir em números a viabilidade dos empreendimentos simulados.

Uma vez definidos os custos de implantação e dos componentes utilizados nas usinas, é possível através de um fluxo de caixa avaliar, através de recursos de matemática financeira, se a implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil é ou não atrativa.

4. RESULTADOS FINANCEIROS E BARREIRAS ECONÔMICAS

O objetivo deste capítulo é apresentar os resultados financeiros não somente dos estudos de caso propostos anteriormente como também para o Estudo Brasil. Para isso, ao longo do texto são apresentados os custos associados aos equipamentos da planta e dos custos de internação para os módulos e inversores importados.

Em seguida, são esclarecidas as premissas e considerações utilizadas no desenvolvimento do modelo econômico e da ferramenta de cálculo para inferir sobre a atratividade e viabilidade dos diferentes empreendimentos. Sendo o método de financiamento um dos fatores críticos a julgar, são analisadas quatro opções de linhas de crédito disponíveis no mercado brasileiro, algumas delas relacionadas especificamente à energia de fontes alternativas.

Possuindo os resultados dos estudos de casos e do Estudo Brasil é possível analisar a efetividade da regulação brasileira sobre o fomento da fonte, além de poder definir o impacto de algumas barreiras econômicas ainda percebidas no incipiente cenário brasileiro para a fonte solar fotovoltaica. Espera-se que ao final do capítulo seja possível avaliar sobre a viabilidade da instalação de SFCR no Brasil.

É importante frisar que toda a análise está baseada na visão do empreendedor realizando todo o empreendimento, contratando individualmente a integração do sistema e a aquisição dos componentes.

4.1 CAPEX DE UM SFCR

4.1.1 CUSTOS DOS COMPONENTES IMPORTADOS

- ✓ Módulos: Algumas revistas especializadas do setor como a *PV Magazine* e a *PHOTON* publicam mensalmente os preços de módulos oriundos de vários parques fabris no mundo. Segundo a análise da *PHOTON* em [62] os preços variaram em 2013 entre 0,56€/Wp e 0,62€/Wp no mercado alemão para painéis fabricados na China.

Schachinger por sua vez, avalia em [63] que o custo de painéis chineses chegou a 0,57€/Wp. De forma a ser conservador e esperando uma alta de preços devido às sanções sobre os painéis fabricados na China, o preço de 0,62€/Wp foi considerado no CAPEX da planta conforme a Tabela 4.1.

- ✓ Inversores: Da mesma forma, o preço dos inversores também é monitorado, muito embora a variação destes tenha sido bem menor se comparada às dos módulos. Enquanto os módulos verificam 22,2% de queda em relação ao ano passado, os inversores registram quedas de 13% [62]. Segundo a mesma referência o preço dos inversores no mercado alemão, para equipamentos de potência entre 5 e 10kW, o preço está na ordem de 0,19€/W.

Como estes custos consideram as fábricas na Europa ou na China, os preços são cotados no regime *Free On Board* (FOB) onde os custos de transporte e seguros são de responsabilidade do comprador. Outro aspecto importante são os impostos incidentes para a nacionalização do produto importado.

Desta forma, o método de análise para obter o preço final para a utilização de tais bens de consumo no Brasil exposto em [9] é utilizado para as aplicações e análises propostas. A Tabela 4.1 discrimina com alguns detalhes os encargos a considerar para os inversores e módulos fotovoltaicos.

Tabela 4.1: Preços nacionalizados para os inversores e módulos fotovoltaicos importados

Descrição	Módulos	Inversores
FOB (eur/Wp)	0,620 €	0,190 €
FRETE + SEGURO INTERNACIONAL (eur) - 2% preço FOB	0,012 €	0,004 €
CIF (eur) = FOB + FRETE + SEGURO	0,632 €	0,194 €
<i>Impostos</i>		
(A) =II (12% DO VALOR CIF P/MÓDULOS E 14% P/ INVERSORES)	0,076 €	0,027 €
(B) = IPI (0% P/ MÓDULO E 15% INVERSORES) INCID. CIF + (A)		0,033 €
(C) = PIS (1,65% "POR DENTRO", APLICÁVEL A CIF + (A) + (B))	0,012 €	0,004 €
(D) = COFINS (7,6% "POR DENTRO", APLICÁVEL A CIF + (A) + (B))	0,054 €	0,019 €
(E) = ICMS, 12%* INCIDENTE SOBRE CIF + (B)	0,076 €	0,027 €
(F) Total Impostos (eur) (A+B+C+D+E)	0,217 €	0,111 €
<i>Outras taxas</i>		

(G) Taxas diversas (Siscomex, AFRMM, Armaz etc.) = 12%F	0,026 €	0,013 €
(H) CUSTOS DE INTERNALIZAÇÃO (F+G)	0,243 €	0,124 €
<i>Custos Finais</i>		
CUSTO (eur) (CIF + H)	0,876 €	0,318 €
TAXA CAMBIO (R\$/eur)	2,82	
CUSTO (R\$/Wp)	R\$ 2,47	R\$ 0,90

É interessante notar a carga tributária incidente sobre os módulos e inversores. No Brasil, como mostra a Tabela anterior, 34,4% do preço FOB é acrescido em impostos para os módulos e 57,3% para os inversores. Desta forma os encargos têm o poder de diminuir consideravelmente a atratividade da fonte no país e se caracterizando como uma barreira econômica a ter seu impacto avaliado mais adiante.

4.1.2 OUTROS CUSTOS

Além dos componentes importados, existem ainda outros itens que devem ser analisados no CAPEX, como por exemplo:

- ✓ *Balance of System (BoS)*: Como inversores e painéis são responsáveis pela maior parte de investimento da planta, todos os outros componentes da mesma (DSV, cabos elétricos, estruturas de suporte, sistema de proteção contra descargas atmosféricas, sistema de monitoramento, quadros e proteções elétricas) são sumarizados em um único item. Para este item do CAPEX foi considerado uma verba correspondente à 50,6% do investimento em inversores e painéis, sendo adotado 1,70 R\$/Wp.
- ✓ *Instalação*: Considera-se neste item a instalação do sistema bem como o relacionamento com a concessionária para poder injetar energia na rede. Foi considerado o valor de 1,00 R\$/Wp.

4.1.3 CUSTO FINAL DO CAPEX

Além de observar o valor individual dos itens, é importante observar a estrutura do CAPEX de forma inteira, como demonstra a Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Estrutura do Capex para uma central geradora fotovoltaica conectada à rede

CapEx			Porcentagem
CapEx Módulos	2,47	R\$/Wp	40,76%
CapEx Inversores	0,90	R\$/Wp	14,69%
CapExBoS	1,70	R\$/Wp	28,05%
CapEx Instalação	1,00	R\$/Wp	16,5%
TOTAL	6,07	R\$/Wp	100%

Com base nos dados acima apresentados, observa-se a relevância dos módulos e inversores no custo total do investimento, totalizando 55,6%. É importante destacar que os preços dos painéis estão baseados para a quantidade necessária para implementar os sistemas sugeridos nos estudos de casos 1 e 2. Para sistemas de menor potência, como para aplicações residenciais, espera-se um acréscimo de preço da ordem de 20% no preço destes, e de 40% se considerados os inversores com potência menor que 5 kW.

Outro ponto a se avaliar é que o modelo econômico considera o *CAPEX* inteiro, sendo a distribuição apenas necessária para a formação e análise do mesmo. É claro que existe a possibilidade de contratar a execução da planta através do regime *Engineering, Procurement and Construction* (EPC), onde a solução completa seria entregue já operante. No entanto, o preço do SFCR seria maior, quando incluídas as margens da empresa contratada.

Por último vale acrescentar que a queda dos preços do *CAPEX* verificada no mercado internacional, foi de certa forma prejudicada com a alta na taxa de câmbio verificada nos últimos tempos. Como os equipamentos importados correspondem a mais da metade do investimento, o efeito deste aspecto econômico é bastante nocivo para os empreendimentos deste tipo e por consequência à implantação da GD fotovoltaica no Brasil.

4.2 O MODELO ECONÔMICO E A FERRAMENTA DE CÁLCULO

Uma vez definido o montante do investimento a ser realizado para implementar a usina solar, a pergunta que o empreendedor quer responder é: Qual o retorno e as características do investimento em SFCR?

Partindo dessa indagação e considerando um investidor com orientação financeira média, que deve decidir implementar ou não a solução solar fotovoltaica em sua casa ou comércio, uma ferramenta de cálculo em Excel foi desenvolvida a partir de um modelo econômico.

Sob a ótica financeira, um SFCR nada mais é do que um meio de vender energia para a rede. É verdade que pelo modelo da medição líquida, não há compensação financeira direta para a energia injetada na rede, no entanto, pode ser considerada uma entrada de caixa (sob a conversão do valor equivalente do consumo) a energia que deixa de ser consumida da rede através da produção interna da mesma através do sistema.

Como premissa para a utilização da ferramenta, está o fato de a potência instalada da planta ser adequada ao consumo médio da unidade, isto é, a diferença entre a energia média total consumida e injetada na rede deve ser positiva no ano, e superior ao mínimo de consumo estipulado por classe de tarifação.

Em outras palavras, toda a energia anual gerada pela usina deve ser consumida no mesmo ano de operação, gerando uma economia.

Assim, a ferramenta considera um fluxo de caixa em períodos anuais, onde a entrada de caixa se dá através da economia de energia drenada da rede e as saídas de caixa são os custos de operação da planta, bem como do pagamento de juros e amortização do eventual investimento necessário para a compra dos equipamentos, e a troca de equipamentos durante a vida útil da planta.

Uma característica em comum de empreendimentos em energia elétrica no Brasil são os longos períodos de retorno dos investimentos. Neste caso não é diferente, com uma duração esperada de 25 anos da planta, é necessário o uso de ferramentas da matemática financeira para avaliar os investimentos na data presente, uma vez que o valor monetário presente do dinheiro não é o mesmo que no futuro. Além de existir um fator de degradação da planta, diminuindo a energia gerada ao longo dos anos.

De forma a traduzir os efeitos anteriores estão disponíveis na ferramenta três resultados para que o investidor realize sua análise. São eles:

- ✓ Valor Presente Líquido (VPL): Esse valor reflete no tempo atual a série anual de fluxo de caixa durante o tempo de vida da planta, isto é, qual quantidade monetária foi economizada durante toda a vida da usina, considerando o custo de oportunidade do capital através da taxa de desconto. Quanto maior o VPL, mais favorável é o investimento.
- ✓ Taxa Interna de Retorno (TIR): Independente do mercado externo, esse é o valor da remuneração do capital investido para que o VPL seja zero. Quanto maior a diferença entre a TIR e a taxa de desconto que seria obtida no mercado, melhor é o investimento.
- ✓ Período de retorno do investimento descontado (*payback* descontado): Talvez o mais intuitivo dos três índices. Ele informa simplesmente o momento em que as entradas e saídas de caixa se igualam no tempo, considerando uma taxa de desconto para subtrair os efeitos da inflação. Quanto menor o período de *payback*, mais atrativo se torna o investimento.

4.2.1 CONSIDERAÇÕES UTILIZADAS NA OBTENÇÃO DOS RESULTADOS

O desenvolvimento da ferramenta foi realizado com um grau de liberdade bem grande de forma a contemplar não somente os casos analisados neste trabalho. No entanto, como muitas são as variáveis para as simulações do modelo econômico, algumas premissas foram adotadas para as análises dos casos:

- ✓ Taxa de Desconto: O propósito deste trabalho sendo o investidor médio, a taxa de desconto considerada é de 7,5% ao ano. Para este tipo de investidor, essa remuneração do capital seria conseguida sem grandes esforços no mercado de capitais, através da poupança, por exemplo.
- ✓ Taxa de desconto para o *payback*: Sendo a meta da inflação de 5,5% no país, foi considerado este o valor para a taxa de desconto do *payback*, demonstrando, portanto, o período que o fluxo de caixa se torna positivo no total, descontado apenas o efeito da inflação ao longo dos anos.

- ✓ Tempo de operação: Os fabricantes de painéis garantem a eficiência e vida útil dos módulos por até 25 anos. Desta forma, considera-se o mesmo período de tempo de operação da planta, mesmo que haja a necessidade de troca do inversor durante o período.
- ✓ Troca do inversor: A maioria dos fabricantes considera como necessária a troca do inversor com 10 anos de operação contínua. Nos resultados apresentados mais adiante, considera-se a troca de todo o custo dos inversores no tempo do investimento, à vista, no décimo ano de operação. Em condições normais, o fluxo de caixa do décimo ano é negativo por esta razão.
- ✓ Fator de degradação dos módulos fotovoltaicos: Sendo um fator de diferenciação entre fabricantes, que definem várias formas de garantir a produção de energia através de seus produtos, optou-se por definir uma degradação anual constante de 0,75%, de forma a não atrelar os resultados a um fabricante específico.
- ✓ Custos de operação: Plantas solares fotovoltaicas, sobretudo as conectadas à rede, requerem manutenção e operação mínimas. A limpeza de painéis se faz pela própria chuva e a operação e monitoramento é realizada de forma automática. Prevendo a eventualidade de substituição de painéis durante o ano, foi destinado 0,5% do *Capex*.
- ✓ Financiamento do investimento: Considera-se sempre que 80% do investimento é financiado.
- ✓ Entrada em operação da usina: De forma a simplificar os cálculos e torná-los de mais fácil compreensão, o desembolso do *CAPEX* se dá no mesmo momento em que a usina entra em operação. Como para empreendimentos de geração distribuída esse prazo fica em torno de 3 meses, a premissa se torna aceitável.

Ao final fica claro que o modelo econômico proposto leva em consideração não apenas um empréstimo para financiar a planta, mas também outros fatores da econômica, como taxa de juros e inflação, bem como aspectos técnicos relacionados à SFCR, como por exemplo, a necessidade de troca do inversor e a degradação dos painéis.

Utilizou-se a plataforma Excel para a implementar o modelo proposto, por ser a ferramenta de cálculo mais acessível aos interessados em analisar seu próprio projeto. Além de as funções de matemática financeira estar disponíveis e o programa dispor de uma interface bem amigável e conhecida pela maioria dos usuários.

4.2.2 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Para os estudos de caso, as tarifas de energia consideradas são as aplicadas nas contas de luz enviadas pela distribuidora Light.

Para o escopo do Estudo Brasil, a tarifa de energia elétrica consiste num valor único (R\$/kWh) aplicado ao consumo de eletricidade mensal (kWh) e sobre o qual incidem impostos federais (PIS e COFINS) e estaduais (ICMS), sendo este último variável de acordo com o Estado, tipo de cliente e consumo. Por exemplo, um cliente no Rio de Janeiro com consumo mensal superior a 300 kWh recolhe 30% de ICMS e 18% até 299 kWh. Para a verificação da competitividade da energia solar com relação a “conta de luz” paga à concessionária, utiliza-se nas cidades a média da alíquota de ICMS por Estado correspondente aos clientes de baixa tensão. A Tabela 4.3 apresenta os valores das tarifas calculadas a partir do *site da ANEEL*, além de apresentar a redução de 16,2% prevista pela MP 579 no período.

O modelo da série de pagamentos utilizado para o desenvolvimento do modelo econômico foi o de moeda constante ou modelo real, onde se considera em valores atuais, o recebimento do dinheiro no futuro. Desta forma, uma vez corrigindo a inflação, não há a necessidade de considerar, de acordo com o modelo proposto, a revisão tarifária durante a vida útil da planta.

Tabela 4.3: Tarifas de energia elétrica (B3) em Outubro/2012 calculadas com ICMS médio por Estado

Estado	Cidade	Distribuidora	Tarifas (R\$/MWh, com impostos)	
			Sem redução	Com redução 16,2%
GO	Anápolis	Celg-DIS	491,72	412,06
GO	Goiânia	Celg-DIS	491,72	412,06
DF	Brasília	CEB-DIS	403,20	337,88
MG	Uberlândia	CEMIG	493,63	413,66
GO	Ceres	Chesp	669,21	560,80
CE	Fortaleza	Coelce	539,38	452,00
SP	Araçatuba	Elektro	464,25	389,04
MG	Belo Horizonte	CEMIG	493,63	413,66
SP	Campinas	CPFL Paulista	380,01	318,45
PE	Caruaru	Celpe	504,69	422,93
MS	Campo Grande	ENERSUL	562,92	471,73
MS	Dourados	ENERSUL	562,92	471,73
MS	Três Lagoas	Elektro	464,25	389,04
PE	Recife	Celpe	504,69	422,93
SP	Ourinhos	CPFL Santa Cruz	473,83	397,07
PR	Londrina	Copel	445,87	373,64
CE	Sobral	Coelce	539,38	452,00
RS	Passo Fundo	RGE Sul	607,57	509,15
BA	Vitória da Conquista	Coelba	597,84	500,99
PA	Marabá	Celpe	531,92	445,75
BA	Salvador	Coelba	597,84	500,99
PA	Belém	Celpe	531,92	445,75
SP	São José dos Campos	Bandeirante	422,60	354,14
ES	Vitória	Escelsa	500,42	419,35
RJ	Volta Redonda	Ampla	607,79	509,33
MG	Juiz de Fora	CEMIG	493,63	413,66
AM	Parintins	Amazonas Energia	486,52	407,71
PR	Curitiba	Copel	445,87	373,64
ES	Colatina	ELFSM	550,24	461,10
ES	Cachoeiro de Itapemirim	Escelsa	500,42	419,35
AM	Manaus	Amazonas Energia	486,52	407,71
RJ	Rio de Janeiro	Light	472,61	396,04
RS	Porto Alegre	CEEE	489,13	409,89
SC	Porto União	Copel	445,87	373,64
SC	Florianópolis	Celesc	451,26	378,16
SC	Joinville	Celesc	451,26	378,16
SP	Santos	CPFL Piratininga	408,11	342,00
SP	São Paulo	Eletropaulo	380,82	319,13

4.3 LINHAS DE CRÉDITO CONSIDERADAS

Sendo o financiamento uma das bases para se desenvolver um empreendimento de energia elétrica, as seguintes linhas foram consideradas nas simulações de forma a avaliar as diferentes alternativas e tipos de consumidores/investidores envolvidos em cada exemplo de investimento.

4.3.1 FUNDO CLIMA – ENERGIAS RENOVÁVEIS

O objetivo dessa linha de crédito do BNDES [64] é favorecer a geração e distribuição local de energia renovável a partir do uso de biomassa, exceto cana-de-açúcar, da captura da radiação solar, dos oceanos e da energia eólica no caso de sistemas isolados; e financiar investimentos em atividades voltadas para o desenvolvimento tecnológico dos setores de energia solar, dos oceanos, energia eólica e da biomassa, bem como para o desenvolvimento da cadeia produtiva dos setores de energia solar e dos oceanos.

Esse fundo é destinado a Estados, Municípios e Distrito Federal; entidades da Administração Pública Indireta Federal, Estadual e Municipal, inclusive consórcios públicos que tenham a natureza de associação pública; empresas com sede e administração no País; e produtores rurais (pessoas físicas ou jurídicas) e suas cooperativas.

A Tabela 4.4 resume as condições de crédito.

Tabela 4.4: Resumo das condições de crédito da linha de financiamento Fundo Clima - BNDES

Linha	Tx. Juros Nominal	Prazo	Carência	Valor Mínimo (R\$)
Fundo Clima	5,5%	Até 15 anos	6 meses após op.	3mi

Nota-se, portanto, que essa linha de crédito destina-se a grandes investidores com plantas concentradas, com taxas bastante atrativas e a possibilidade de financiamento de até 90% do capital a investir. As taxas médias adotadas nos exemplos tem como função contemplar todos os custos financeiros do empréstimo.

Ainda que em alguns dos casos simulados, não sejam aplicáveis ao fundo, os resultados serão demonstrados, uma vez que essa linha de crédito se mostra uma das mais competitivas para energias alternativas no país com juros nominais baixos e longo período de amortização.

4.3.2 FINAME BK

Outra linha de financiamento considerada do BNDES é a Micro, Pequenas e Médias Empresas - Aquisição de Bens de Capital - MPME BK. Esta linha está voltada para a aquisição de máquinas e equipamentos nacionais novos, exceto ônibus e caminhões, e capital de giro associado.

Embora seja voltada a pequenas e médias empresas, as exigências por conteúdo nacional fazem com que ela não seja uma excelente opção para as aplicações de SFCR. Contudo ela é considerada no trabalho, por apresentar algumas características distintas da Linha anterior, conforme mostra a Tabela 4.5:

Tabela 4.5: Resumo das considerações sobre a linha fictícia "FINAME BK"

Linha	Tx. Juros Nominal	Prazo	Carência
Finame BK	9,40%	Até 5 anos	12

Nota-se que o prazo de pagamento é menor com o oposto na taxa de juros, indicando a diferença entre a linha de crédito para grandes investidores e os mais modestos.

4.3.3 BANCO COMERCIAL

Considerando que as linhas de crédito de financiamento do BNDES não se encaixam muito bem para pequenos autoprodutores, a linha fictícia "Banco Comercial" foi considerada com base nos valores do mercado. O resumo das considerações sobre essa linha está mostrado na Tabela 4.6:

Tabela 4.6: Resumo das considerações sobre a linha fictícia "Banco Comercial"

Linha	Tx. Juros Nominal	Prazo	Carência
Banco Comercial	11,80%	Até 15 anos	0

Como o banco não tem o mesmo viés de incentivo que o BNDES, as taxas de juros são bem mais altas enquanto o período de carência é zero. Os valores considerados no trabalho tomam como referência as linhas de crédito imobiliário.

4.3.4 LINHA DE FOMENTO À TECNOLOGIA

De forma a traduzir algum incentivo do governo para a expansão do mercado de energia fotovoltaica no Brasil, essa linha de crédito fictícia, foi utilizada. A Tabela 4.7 resume as considerações:

Tabela 4.7: Resumo das considerações sobre a linha fictícia "Fomento"

Linha	Tx. Juros Nominal	Prazo	Carência
Fomento	5,00%	Até 8 anos	12

Obviamente, esta linha é bastante favorável uma vez que os juros reais (retirando a inflação dos juros nominais) são negativos. Isto quer dizer, que uma vez o projeto qualificado na instituição de apoio, a mesma assume uma parte dos custos do financiamento para que seja desenvolvido o projeto.

Assim para obter os resultados das plantas e estudos considerados, são utilizadas as quatro linhas de crédito, mesmo que o projeto não atenda todos os requisitos necessários ao credenciamento junto às instituições financeiras. Com isso, é possível obter uma análise qualitativa sobre as condições de crédito necessárias para a viabilidade de determinados projetos.

4.4 RESULTADOS – ESTUDOS DE CASO

Inserindo na ferramenta desenvolvida as premissas anteriores, os seguintes resultados são obtidos. Um exemplo da utilização da planilha e da apresentação dos fluxos de caixa extraídos pode ser analisado em mais detalhes no Apêndice B.

4.4.1 CASO 1 – MINIGERAÇÃO NO TETO E ESTACIONAMENTO

Tabela 4.8: Resultados financeiros para o Caso 1 com preço antes da promulgação da MP 579

Índice	Linhas de Financiamento			
	Linha 1	Linha 2	Linha 3	Linha 4
VPL	(-R\$98.144,89)	(-R\$289.398,33)	(-R\$321.653,69)	(- R\$154.218,47)
TIR	1,97%	-	-	1,68%
Payback Descontado	-	-	-	-

Com o preço da tarifa antes da MP 579, em nenhuma das linhas de crédito consideradas o empreendimento é viável. O baixo fator de capacidade da planta, aliada à tarifa de energia relativa ao tipo de consumidor A4 convencional fazem com que seja muito difícil a instalação da usina ser competitiva. Os resultados informam também que a planta não atinge, durante um tempo de 30 anos, o período de retorno do investimento.

Mantendo todas as condições anteriores e variando somente o CAPEX da planta, de forma a encontrar um valor positivo no VPL, seria necessário diminuir o investimento inicial para 4,46 R\$/Wp na linha mais atrativa (onde a princípio o projeto não se aplicaria pelo montante mínimo do investimento). Com a conjuntura econômica atual prejudicando a taxa de câmbio e as taxas de importação brasileiras seria quase impossível.

O investimento se tornaria minimamente viável se fosse instalado, com o mesmo CAPEX, em uma localidade que oferecesse as condições necessárias para que houvesse um acréscimo no fator de capacidade da planta, para a ordem de 18,2%, onde considerando a linha de financiamento 4, o *payback* descontado se daria em 20 anos.

A Tabela 4.9 apresenta as “contas de luz” da unidade consumidora para o período de um ano.

Tabela 4.9: "Contas de Luz" da Unidade Consumidora

Contas de Luz da Unidade Consumidora						
	ago/11	set/11	out/11	nov/11	dez/11	jan/12
Demanda (kW)	64,50	64,50	64,50	68,00	72,60	66,80
Demanda Ultrapassagem	4,50	4,50	4,50	8,00	12,60	6,80
Tarifa demanda (R\$/kW)	63,55	63,52	63,62	63,80	72,12	70,96
Tarifa demanda ultrapassagem (R\$/kW)	127,11	127,05	127,25	127,60	144,25	141,92
En. Elétrica (kWh)	26293	24580	29293	27243	29442	29650
Tarifa A4 (R\$/kWh)	0,28987	0,28987	0,28987	0,28987	0,28987	0,28987
Custo Demanda (R\$)	4099,17	4097,30	4103,64	4338,40	5236,09	4740,06
Custo Demanda Ult(R\$)	571,98	571,72	572,60	1020,81	1817,49	965,04
Custo En. Elétrica (R\$)	7621,55	7125,00	8491,16	7896,93	8534,35	8594,65
Contr. Ilumin. Publica (R\$)	95,21	95,21	95,21	95,21	95,21	101,45
Energia Reativa (R\$)	0,00	5,48	5,49	11,00	16,90	11,21
Total (R\$)	12387,91	11894,71	13268,10	13362,35	15700,04	14412,41
	fev/12	mar/12	abr/12	mai/12	jun/12	jul/12
Demanda (kW)	68,00	73,70	70,30	70,30	66,80	62,20
Demanda Ultrapassagem	8,00	13,70	10,30	10,30	6,80	0,00
Tarifa demanda (R\$/kW)	71,01	71,00	71,46	71,54	71,22	71,31
Tarifa demanda ultrapassagem (R\$/kW)	142,03	141,90	142,92	143,07	142,44	142,44
En. Elétrica (kWh)	30178	31465	28666	25539	24328	25029
Tarifa A4 (R\$/kWh)	0,28987	0,28987	0,28987	0,28987	0,28987	0,28987
Custo Demanda (R\$)	4828,88	5232,63	5023,58	5028,98	4757,43	4435,25
Custo Demanda Ult(R\$)	1136,21	1944,04	1472,06	1473,64	968,58	0,00
Custo En. Elétrica (R\$)	8747,70	9120,76	8309,41	7402,99	7051,96	7255,16
Contr. Ilumin. Publica (R\$)	101,45	101,45	101,45	101,45	101,45	101,45
Energia Reativa (R\$)	11,21	16,64	16,75	16,75	5,62	11,27
Total (R\$)	14825,45	16415,52	14923,25	14023,81	12885,03	11803,12

Considerando apenas o primeiro ano de funcionamento da planta, comparando a geração da mesma é possível calcular a economia na conta de luz, exemplificando as entradas de caixa do modelo econômico

Tabela 4.10: Projeção das "Contas de Luz" com a instalação da usina solar

Novas " Contas de Luz" com a instalação do SFCR do Caso 1						
	ago/11	set/11	out/11	nov/11	dez/11	jan/12
Geração (kWh)	11881,00	11637,00	13269,00	12758,00	13911,00	14348,00
Consumo - Geração (kWh)	14412,00	12943,00	16024,00	14485,00	15531,00	15302,00
Substituição (%)	45,2%	47,3%	45,3%	46,8%	47,2%	48,4%
Nova Conta A4 Conv (R\$)	8943,97	8521,49	9421,82	9664,18	11667,66	10253,35
Economia Energia (R\$)	3443,95	3373,22	3846,29	3698,16	4032,38	4159,05
Economia (R\$)	27,80%	28,36%	28,99%	27,68%	25,68%	28,86%
	fev/12	mar/12	abr/12	mai/12	jun/12	jul/12
Geração (kWh)	13800,00	14010,00	12385,00	10339,00	9805,00	9912,00
Consumo - Geração (kWh)	16378,00	17455,00	16281,00	15200,00	14523,00	15117,00
Substituição Energia (%)	45,7%	44,5%	43,2%	40,5%	40,3%	39,6%
Nova Conta A4 Conv (R\$)	10825,24	12354,44	11333,21	11026,85	10042,86	8929,93
Economia (R\$)	4000,21	4061,08	3590,04	2996,97	2842,18	2873,19
Economia total (R\$)	26,98%	24,74%	24,06%	21,37%	22,06%	24,34%

É interessante lembrar mais uma vez que clientes do tipo A4 convencional são faturados também por demanda (kW) e que a usina solar, como mostra a Tabela 4.10, tem o potencial de criar uma economia apenas no consumo de energia (kWh), por ser uma fonte considerada não firme.

Nesse contexto, considerando as análises acima é possível concluir que uma combinação de fatores faz com que o investimento não seja viável nessa localidade. Principalmente pelo baixo fator de capacidade influenciado pelas sombras; pelos valores de radiação solar na cidade do Rio de Janeiro; e pelas tarifas do cliente A4 Convencional.

Com as linhas de financiamento disponíveis e o preço dos equipamentos considerados, são necessários fatores de capacidade maiores que 18% para que o limite de viabilidade seja atingido. Com a promulgação da MP 579, os resultados tendem a ficar ainda piores.

Desta forma, é possível concluir que aplicações de minigeração, que pelos requisitos técnicos das concessionárias são obrigados a se conectarem em média tensão, para serem viáveis necessitam de linhas de financiamento dedicadas e fatores de capacidade atingíveis em situações próximas do ideal e em localidades muito específicas.

Em suma, a implantação de GD fotovoltaica com projetos de minigeração se encontra em uma situação de competitividade adversa.

O exposto nos parágrafos anteriores ratifica as barreiras técnicas do limite de potência instalada em 75 kWp para conexão em baixa tensão.

4.4.2 CASO 2 – MICROGERAÇÃO NO TETO – CLIENTE A4 CONVENCIONAL

A Tabela 4.11 apresenta os resultados para o Caso 2, considerando-o um cliente A4 convencional, assim como no exemplo anterior.

Tabela 4.11: Resultados para o Caso 2 considerando tarifação A4 Convencional com tarifa antes da MP 579

Índice	Linhas de Financiamento			
	Linha 1	Linha 2	Linha 3	Linha 4
VPL	(-R\$13.146,78)	(-R\$41.154,60)	(-R\$45.878,18)	(- R\$21.358,39)
TIR	2,41%	0,11%	-	1,98%
Payback	-	-	-	-
Descontado	-	-	-	-

Como era de se esperar, os resultados embora melhores por causa de um maior fator de capacidade, ainda não são suficientes para tornar, em nenhuma linha de crédito, o investimento viável. Novamente, em nenhum dos casos o período de *payback* foi alcançado antes do fim do tempo de operação da pequena usina.

Como as análises têm se mostrado desfavoráveis para clientes de média tensão, e como esse cliente poderia eventualmente ser classificado como consumidor do tipo B3, um estudo é realizado a seguir considerando as tarifas mais caras, e mais favoráveis para a viabilidade de SFCR.

4.4.3 CASO 2 – MICROGERAÇÃO NO TETO – CLIENTE B3

A Tabela 4.12 apresenta os valores obtidos com a utilização da ferramenta de cálculo assumindo as premissas definidas anteriormente. A tarifa considerada na simulação já é a descontada como consequência da MP 579.

Tabela 4.12: Resultados do Caso 2 considerando a tarifa B3 com a redução de 16,2% proposta pela MP 579

Índice	Linhas de Financiamento			
	Linha 1	Linha 2	Linha 3	Linha 4
VPL	R\$13.236,99	(-R\$14.770,84)	(-R\$19.494,43)	R\$5.025,38
TIR	14,03%	4,82%	2,81%	1,98%
Payback Descontado	Ano 9	Ano 27	-	Ano 18

Com o aumento da tarifa de energia, há uma clara mudança de perspectiva. Enquanto no exemplo anterior em nenhuma das linhas de crédito o tempo de *payback* era alcançado, neste caso apenas na linha do banco comercial o empreendimento não encontrou o retorno descontado, linha esta com os maiores juros nominais.

Embora as Linhas 1 e 2 não sejam compatíveis com o empreendimento devido ao montante mínimo de investimento, os resultados da linha 4 indicam que para tornar viáveis empreendimentos de baixo fator de capacidade são necessárias condições de incentivo com períodos longos de financiamento e sobretudo juros reais baixos.

No entanto, embora o período de retorno seja atingido antes do fim da vida útil da planta, o investimento está muito aquém do retorno sobre o capital que se conseguiria aplicando o mesmo dinheiro na poupança, por exemplo. Com as considerações de financiamento feitas nas premissas do problema, o fluxo de caixa tem as características apresentadas na Figura 4.1.

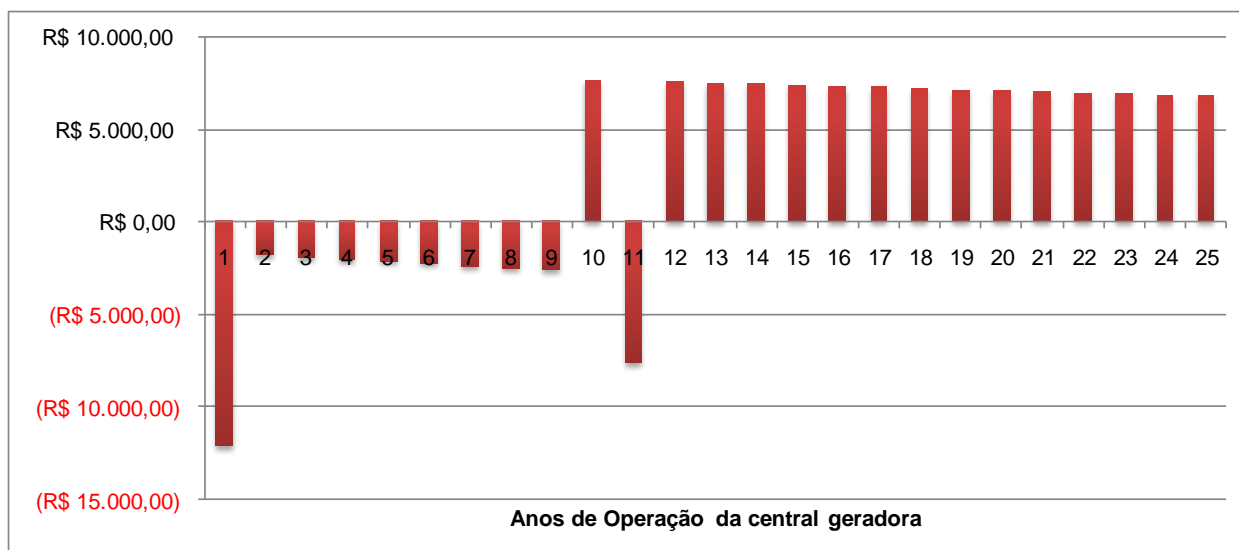


Figura 4.1: Fluxo de Caixa para o Caso 2 com tarifa após MP 579 – Linha 4

Como 80% do investimento foi financiado através da Linha 4, o valor do fluxo de caixa é negativo até o décimo ano. O valor negativo do ano seguinte se deve ao fato da troca do inversor. Desta forma, considerando que o investimento só se paga no ano 18, e que durante 10 anos de operação o investidor deve ter um fluxo de caixa negativo e operar a planta por 25 anos para ganhar apenas R\$ 5.025,38 de VPL, o investimento se revela ainda não competitivo.

É importante notar que se o investimento do CAPEX fosse feito à vista, tornando os primeiros anos com fluxo de caixa positivo, o resultado em termos de VPL seria pior uma vez que a taxa de juros nominais na Linha 4 é negativa, sendo por isso considerada de fomento à tecnologia.

Com as análises acima fica claro que os SFCR podem ser competitivos para clientes B3 e tem sua atratividade altamente associada ao fator de capacidade e ao preço da energia local, considerando fixas as linhas de financiamento. Nesse contexto, o Estudo Brasil é realizado com o intuito de verificar a nível nacional a viabilidade desses empreendimentos de microgeração.

4.5 RESULTADOS – ESTUDOS BRASIL

4.5.1 MICROGERAÇÃO DO CASO 2 – CLIENTES B3

Com base no Caso 2, as mesmas premissas (inclusive o *CAPEX*) foram simuladas para diferentes cidades e distribuidoras conforme a Tabela 3.6. Os resultados a seguir refletem apenas as linhas de financiamento 3 e 4, que se aplicariam a tais empreendimentos.

Como se sabe, a linha 3 é a mais restritiva entre as quatro consideradas no modelo porque, mesmo contando com um longo período de amortização, os juros nominais são muito altos se comparados à linha de fomento.

A Tabela 4.11 mostra o que se pode chamar de o pior cenário para os empreendimentos, conforme o parágrafo acima. A conclusão que se pode tomar analisando os resultados, consideradas as reduções propostas pela MP 579, é que embora existam lugares onde as TIR e VPL são interessantes, o cenário não é muito animador quando observado o período de *payback* descontado. Vale lembrar que não houve ajuste de *Capex* entre as localidades, embora na realidade seja mais fácil fazer chegar equipamentos no Rio de Janeiro do que em Parintins, por exemplo.

É possível observar também o impacto da MP 579 sobre a viabilidade dos empreendimentos. Os melhores resultados se dão, de forma geral, em locais onde o valor da energia é alto. Com a redução no preço da energia, as centrais geradoras tendem a ficar cada vez menos competitivas, sem o auxílio de linhas de financiamento dedicadas a pequenos investidores.

Tabela 4.13: Resultados do Estudo Brasil - Caso 2 - Linha de Financiamento 3

Estado	Cidade	Distribuidora	Linha 3			Linha 3 - MP 579		
			TIR	VPL	Payback	TIR	VPL	Payback
GO	Ceres	Chesp	69,98%	R\$ 102.935,32	Ano 2	37,31%	R\$ 67.763,26	Ano 4
RS	Passo Fundo	RGE Sul	39,40%	R\$ 70.618,17	Ano 3	21,44%	R\$ 40.681,48	Ano 7
BA	Vitória da Conquista	Coelba	37,14%	R\$ 67.535,01	Ano 4	20,27%	R\$ 38.097,80	Ano 7
BA	Salvador	Coelba	36,02%	R\$ 65.959,13	Ano 4	19,69%	R\$ 36.777,21	Ano 7
MS	Campo Grande	ENERSUL	33,98%	R\$ 62.971,41	Ano 4	18,63%	R\$ 34.273,50	Ano 8
MS	Dourados	ENERSUL	33,37%	R\$ 62.058,28	Ano 4	18,31%	R\$ 33.508,30	Ano 8
RJ	Volta Redonda	Ampla	33,21%	R\$ 61.810,35	Ano 4	18,23%	R\$ 33.300,53	Ano 8
CE	Fortaleza	Coelce	31,92%	R\$ 59.828,63	Ano 4	17,56%	R\$ 31.639,85	Ano 8
MG	Juiz de Fora	CEMIG	27,48%	R\$ 52.445,02	Ano 5	15,22%	R\$ 25.452,39	Ano 14
CE	Sobral	Coelce	26,24%	R\$ 50.204,22	Ano 5	14,55%	R\$ 23.574,60	Ano 14
GO	Anápolis	Celg-DIS	25,13%	R\$ 48.142,93	Ano 5	13,95%	R\$ 21.847,24	Ano 15
GO	Goiânia	Celg-DIS	25,13%	R\$ 48.142,93	Ano 5	13,95%	R\$ 21.847,24	Ano 15
MG	Uberlândia	CEMIG	24,94%	R\$ 47.772,83	Ano 5	13,85%	R\$ 21.537,09	Ano 15
PA	Marabá	Celipa	24,18%	R\$ 46.314,37	Ano 6	13,44%	R\$ 20.314,90	Ano 15
PE	Caruaru	Celpe	23,75%	R\$ 45.467,29	Ano 6	13,20%	R\$ 19.605,04	Ano 15
PA	Belém	Celipa	23,37%	R\$ 44.696,52	Ano 6	12,99%	R\$ 18.959,15	Ano 15
PE	Recife	Celpe	22,84%	R\$ 43.625,25	Ano 6	12,70%	R\$ 18.061,41	Ano 16
MG	Belo Horizonte	CEMIG	22,00%	R\$ 41.867,39	Ano 6	12,23%	R\$ 16.588,34	Ano 16
ES	Colatina	ELFSM	21,91%	R\$ 41.687,54	Ano 6	12,18%	R\$ 16.437,62	Ano 16
SP	Araçatuba	Elektro	18,83%	R\$ 34.745,47	Ano 8	10,42%	R\$ 10.620,16	Ano 17
ES	Vitória	Escelsa	17,76%	R\$ 32.141,29	Ano 8	9,79%	R\$ 8.437,86	Ano 18
SP	Ourinhos	CPFL Santa Cruz	17,72%	R\$ 32.052,30	Ano 8	9,77%	R\$ 8.363,28	Ano 18
MS	Três Lagoas	Elektro	17,37%	R\$ 31.168,34	Ano 8	9,56%	R\$ 7.622,53	Ano 18
ES	Cachoeiro de Itapemirim	Escelsa	15,92%	R\$ 27.372,28	Ano 9	8,68%	R\$ 4.441,43	Ano 19
AM	Parintins	Amazonas Energia	15,06%	R\$ 25.020,38	Ano 14	8,15%	R\$ 2.470,53	Ano 20
PR	Londrina	Copel	14,43%	R\$ 23.243,01	Ano 15	7,76%	R\$ 981,10	Ano 20
AM	Manaus	Amazonas Energia	14,26%	R\$ 22.751,40	Ano 15	7,65%	R\$ 569,13	Ano 21
RS	Porto Alegre	CEEE	14,04%	R\$ 22.096,38	Ano 15	7,51%	R\$ 20,22	Ano 21
DF	Brasília	CEB-DIS	12,79%	R\$ 18.349,90	Ano 16	6,70%	-R\$ 3.119,33	Ano 22
RJ	Rio de Janeiro	Light	12,70%	R\$ 18.067,77	Ano 16	6,64%	-R\$ 3.355,75	Ano 22
PR	Curitiba	Copel	10,97%	R\$ 12.484,53	Ano 17	5,49%	-R\$ 8.034,50	Ano 25
SP	São José dos Campos	Bandeirante	10,48%	R\$ 10.845,77	Ano 17	5,16%	-R\$ 9.407,79	Ano 25
SC	Florianópolis	Celesc	9,66%	R\$ 7.977,45	Ano 18	4,59%	-R\$ 11.811,43	Ano 27
SC	Porto União	Copel	9,45%	R\$ 7.240,90	Ano 18	4,44%	-R\$ 12.428,66	Ano 27
SP	Campinas	CPFL Paulista	9,14%	R\$ 6.105,60	Ano 19	4,22%	-R\$ 13.380,05	Ano 28
SC	Joinville	Celesc	7,70%	R\$ 748,89	Ano 20	3,19%	-R\$ 17.868,97	-
SP	Santos	CPFL Piratininga	4,28%	-R\$ 13.136,69	Ano 28	0,61%	-R\$ 29.505,09	-
SP	São Paulo	Eletropaulo	1,70%	-R\$ 24.525,21	-	-	-R\$ 39.048,67	-

Considerando a Linha 3 com a tarifa de energia alterada pela MP 579, observa-se um período de *payback* muito longo para poucos ganhos em termos de VPL. Embora seja uma característica de investimentos em energia elétrica no Brasil, um período de retorno longo faz com que possa haver uma ação disruptiva no mercado e a tecnologia empregada na planta passe a ser considerada obsoleta. Nesse cenário, o investidor seria quase que obrigado a continuar operando algo com caráter ultrapassado para que veja o retorno do seu capital

investido. Em um mercado onde o efeito de marketing agregado com a instalação de uma usina tem um papel fundamental, períodos longos de retorno são extremamente prejudiciais.

Outro aspecto relacionado ao período de retorno longo é o fato de alguns estabelecimentos comerciais, e até residenciais não serem proprietários dos imóveis onde serão instalados os equipamentos. Assim, embora seja dono dos equipamentos, a usina instalada no teto passa a ser um inconveniente, sobretudo quando o período de retorno ainda não foi alcançado.

De forma a obter um caso mais favorável e observar o impacto que pode trazer à viabilidade dos SFCR uma linha de fomento, a seguinte Tabela é elaborada:

Tabela 4.14: Comparação Caso 2 entre Linhas 3 e 4 de financiamento com tarifas reduzidas pela MP 579

Estado	Cidade	Distribuidora	Linha 3 - MP 579			Linha 4 - MP 579		
			TIR	VPL	Payback	TIR	VPL	Payback
GO	Ceres	Chesp	37,31%	R\$ 67.763,26	Ano 4	129,58%	R\$ 92.283,06	Ano 1
RS	Passo Fundo	RGE Sul	21,44%	R\$ 40.681,48	Ano 7	50,29%	R\$ 65.201,28	Ano 3
BA	Vitória da Conquista	Coelba	20,27%	R\$ 38.097,80	Ano 7	46,14%	R\$ 62.617,60	Ano 3
BA	Salvador	Coelba	19,69%	R\$ 36.777,21	Ano 7	44,17%	R\$ 61.297,01	Ano 3
MS	Campo Grande	ENERSUL	18,63%	R\$ 34.273,50	Ano 8	40,74%	R\$ 58.793,30	Ano 3
MS	Dourados	ENERSUL	18,31%	R\$ 33.508,30	Ano 8	39,76%	R\$ 58.028,10	Ano 4
RJ	Volta Redonda	Ampla	18,23%	R\$ 33.300,53	Ano 8	39,50%	R\$ 57.820,33	Ano 4
CE	Fortaleza	Coelce	17,56%	R\$ 31.639,85	Ano 8	37,49%	R\$ 56.159,65	Ano 4
MG	Juiz de Fora	CEMIG	15,22%	R\$ 25.452,39	Ano 14	31,11%	R\$ 49.972,19	Ano 6
CE	Sobral	Coelce	14,55%	R\$ 23.574,60	Ano 14	29,46%	R\$ 48.094,40	Ano 7
GO	Anápolis	Celg-DIS	13,95%	R\$ 21.847,24	Ano 15	28,05%	R\$ 46.367,04	Ano 8
GO	Goiânia	Celg-DIS	13,95%	R\$ 21.847,24	Ano 15	28,05%	R\$ 46.367,04	Ano 8
MG	Uberlândia	CEMIG	13,85%	R\$ 21.537,09	Ano 15	27,81%	R\$ 46.056,89	Ano 9
PA	Marabá	Celipa	13,44%	R\$ 20.314,90	Ano 15	26,87%	R\$ 44.834,70	Ano 9
PE	Caruaru	Celpe	13,20%	R\$ 19.605,04	Ano 15	26,35%	R\$ 44.124,85	Ano 9
PA	Belém	Celipa	12,99%	R\$ 18.959,15	Ano 15	25,88%	R\$ 43.478,95	Ano 9
PE	Recife	Celpe	12,70%	R\$ 18.061,41	Ano 16	25,26%	R\$ 42.581,22	Ano 9
MG	Belo Horizonte	CEMIG	12,23%	R\$ 16.588,34	Ano 16	24,26%	R\$ 41.108,14	Ano 9
ES	Colatina	ELFSM	12,18%	R\$ 16.437,62	Ano 16	24,17%	R\$ 40.957,42	Ano 9
SP	Araçatuba	Elektro	10,42%	R\$ 10.620,16	Ano 17	20,70%	R\$ 35.139,97	Ano 11
ES	Vitória	Escelsa	9,79%	R\$ 8.437,86	Ano 18	19,55%	R\$ 32.957,66	Ano 11
SP	Ourinhos	CPFL Santa Cruz	9,77%	R\$ 8.363,28	Ano 18	19,52%	R\$ 32.883,09	Ano 12
MS	Três Lagoas	Elektro	9,56%	R\$ 7.622,53	Ano 18	19,14%	R\$ 32.142,33	Ano 12
ES	Cachoeiro de Itapemirim	Escelsa	8,68%	R\$ 4.441,43	Ano 19	17,62%	R\$ 28.961,23	Ano 12
AM	Parintins	Amazonas Energia	8,15%	R\$ 2.470,53	Ano 20	16,73%	R\$ 26.990,34	Ano 12
PR	Londrina	Copel	7,76%	R\$ 981,10	Ano 20	16,09%	R\$ 25.500,90	Ano 13
AM	Manaus	Amazonas Energia	7,65%	R\$ 569,13	Ano 21	15,92%	R\$ 25.088,94	Ano 13
RS	Porto Alegre	CEEE	7,51%	R\$ 20,22	Ano 21	15,69%	R\$ 24.540,03	Ano 13
DF	Brasília	CEB-DIS	6,70%	-R\$ 3.119,33	Ano 22	14,44%	R\$ 21.400,47	Ano 13
RJ	Rio de Janeiro	Light	6,64%	-R\$ 3.355,75	Ano 22	14,35%	R\$ 21.164,05	Ano 14
PR	Curitiba	Copel	5,49%	-R\$ 8.034,50	Ano 25	12,63%	R\$ 16.485,30	Ano 15
SP	São José dos Campos	Bandeirante	5,16%	-R\$ 9.407,79	Ano 25	12,15%	R\$ 15.112,01	Ano 15
SC	Florianópolis	Celesc	4,59%	-R\$ 11.811,43	Ano 27	11,34%	R\$ 12.708,37	Ano 16
SC	Porto União	Copel	4,44%	-R\$ 12.428,66	Ano 27	11,14%	R\$ 12.091,14	Ano 16
SP	Campinas	CPFL Paulista	4,22%	-R\$ 13.380,05	Ano 28	10,83%	R\$ 11.139,75	Ano 16
SC	Joinville	Celesc	3,19%	-R\$ 17.868,97	-	9,43%	R\$ 6.650,83	Ano 17
SP	Santos	CPFL Piratininga	0,61%	-R\$ 29.505,09	-	6,14%	-R\$ 4.985,28	Ano 23
SP	São Paulo	Eletropaulo	-	-R\$ 39.048,67	-	3,68%	-R\$ 14.528,87	-

Com linhas de crédito de fomento ao desenvolvimento de empreendimentos de energia alternativa, os resultados são bem melhores do que com empréstimos em bancos comerciais. Pode-se notar na Tabela 4.14 a posição do Rio de Janeiro, local de estudo para os Casos 1 e 2, na escala nacional de viabilidade para SFCR.

Se tomarmos como exemplo o fluxo de caixa de Belo Horizonte, situada aproximadamente no meio da tabela de atratividade, o fluxo de caixa tem a seguinte característica.

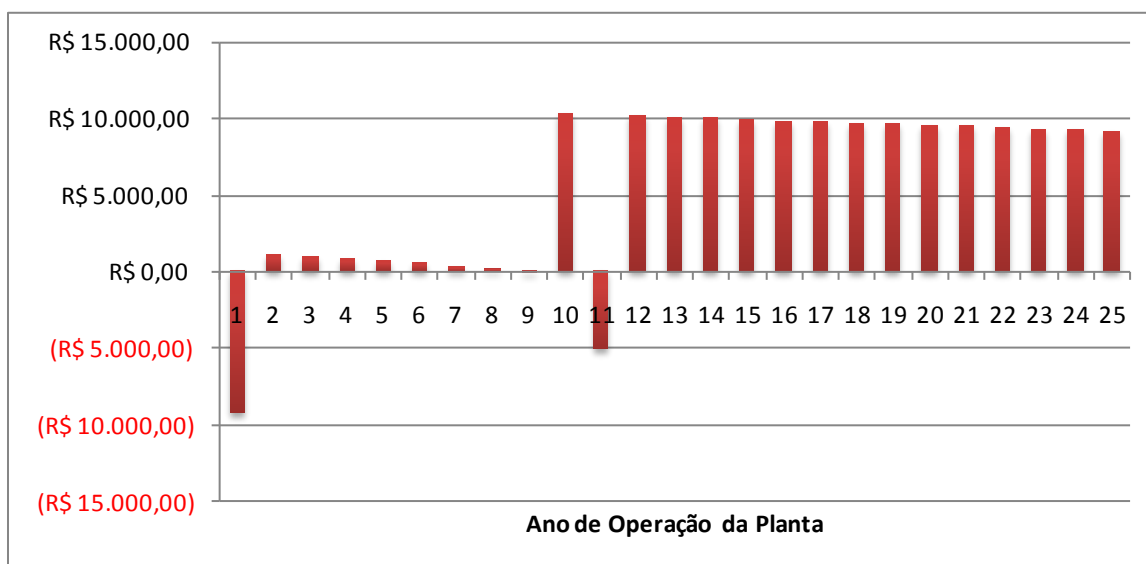


Figura 4.2: Fluxo de Caixa do Caso 2 em Belo Horizonte com tarifa reduzida pela MP 579 - Estudo Brasil

A série de pagamentos é bem mais saudável do que no Caso 2 avaliado anteriormente. É bem verdade que este caso apresenta os resultados para uma condição ótima, no que concerne o impacto das sombras nos painéis. Contudo, fica claro o efeito da tarifa de energia e principalmente o aumento do fator de capacidade para criar um fluxo de caixa já positivo nos primeiros anos de operação.

Portanto, vislumbra-se um cenário de boas oportunidades quando linhas de crédito com juros nominais baixos são aplicadas em empreendimentos que combinam bom fator de capacidade (acima de 16%) e tarifas de energia caras (acima de R\$ 450).

Um empreendimento de 17,15 kWp como o do caso 2 tem um caráter mais aplicável a estabelecimentos comerciais uma vez que a área necessária para a instalação é grande, sendo para este exemplo específico quase 120 m². De forma a obter uma leitura da viabilidade de plantas solares aplicadas em residências, o seguinte caso do Estudo Brasil é considerado.

4.5.2 MICROGERAÇÃO RESIDENCIAL

Para projetos de microgeração de caráter residencial, a potência instalada acaba ficando limitada por questões de espaço físico, conforme área necessária para instalação dos módulos. Desta forma, diminui-se a potência instalada para 2,45kWp, ou seja, a potência instalada equivalente a 10 módulos de 0,245 kWp.

Com relação ao CAPEX, alguns ajustes devem ser realizados de forma a traduzir a aquisição dos materiais em menor escala do que nos exemplos anteriores. Para painéis, foi considerado um valor 20% mais caro no preço antes dos impostos. Já para os inversores, é possível observar em [62] um acréscimo de 40% no valor dos inversores no mercado alemão até a potência de 5 kW. Todos os outros parâmetros de entrada na ferramenta se mantêm inalterados.

Com essas premissas, o novo custo total do sistema, conforme as considerações de acréscimo em consequência da diminuição da escala do empreendimento estão na Tabela 4.15:

Tabela 4.15: CAPEX para a aplicação residencial de 2,45 kWp

CapEx		
CapEx Módulos	2,96	R\$/Wp
CapEx Inversores	1,19	R\$/Wp
CapExBoS	1,70	R\$/Wp
CapEx Instalação	1,00	R\$/Wp
TOTAL	6,85	R\$/Wp

Desta forma, considerando os valores acima de investimento nos equipamentos e as premissas da ferramenta, a próxima tabela compara as Linhas 3 e 4 com tarifas B3 (já reduzidas da MP 579).

Tabela 4.16: Resultados para a aplicação residencial de SFCR

Estado	Cidade	Distribuidora	Linha 3 - MP 579			Linha 4 - MP 579		
			TIR	VPL	Payback	TIR	VPL	Payback
GO	Ceres	Chesp	22,85%	R\$ 7.088,74	Ano 6	54,99%	R\$ 11.048,20	Ano 2
RS	Passo Fundo	RGE Sul	13,29%	R\$ 3.219,91	Ano 15	26,36%	R\$ 7.179,38	Ano 9
BA	Vitória da Conquista	Coelba	12,55%	R\$ 2.850,81	Ano 16	24,78%	R\$ 6.810,28	Ano 9
BA	Salvador	Coelba	12,18%	R\$ 2.662,16	Ano 16	24,02%	R\$ 6.621,63	Ano 9
MS	Campo Grande	ENERSUL	11,50%	R\$ 2.304,49	Ano 16	22,65%	R\$ 6.263,95	Ano 9
MS	Dourados	ENERSUL	11,29%	R\$ 2.195,17	Ano 17	22,25%	R\$ 6.154,64	Ano 9
RJ	Volta Redonda	Ampla	11,24%	R\$ 2.165,49	Ano 17	22,14%	R\$ 6.124,96	Ano 9
CE	Fortaleza	Coelce	10,80%	R\$ 1.928,25	Ano 17	21,31%	R\$ 5.887,72	Ano 11
MG	Juiz de Fora	CEMIG	9,23%	R\$ 1.044,33	Ano 18	18,49%	R\$ 5.003,79	Ano 12
CE	Sobral	Coelce	8,78%	R\$ 776,07	Ano 19	17,72%	R\$ 4.735,54	Ano 12
GO	Anápolis	Celg-DIS	8,36%	R\$ 529,30	Ano 19	17,03%	R\$ 4.488,77	Ano 12
GO	Goiânia	Celg-DIS	8,36%	R\$ 529,30	Ano 19	17,03%	R\$ 4.488,77	Ano 12
MG	Uberlândia	CEMIG	8,29%	R\$ 485,00	Ano 20	16,91%	R\$ 4.444,47	Ano 12
PA	Marabá	Celpe	8,00%	R\$ 310,40	Ano 20	16,44%	R\$ 4.269,87	Ano 12
PE	Caruaru	Celpe	7,84%	R\$ 208,99	Ano 20	16,18%	R\$ 4.168,46	Ano 13
PA	Belém	Celpe	7,69%	R\$ 116,72	Ano 20	15,94%	R\$ 4.076,19	Ano 13
PE	Recife	Celpe	7,48%	-R\$ 11,53	Ano 21	15,61%	R\$ 3.947,94	Ano 13
MG	Belo Horizonte	CEMIG	7,15%	-R\$ 221,97	Ano 21	15,09%	R\$ 3.737,50	Ano 13
ES	Colatina	ELFSM	7,11%	-R\$ 243,50	Ano 21	15,03%	R\$ 3.715,97	Ano 13
SP	Araçatuba	Elektro	5,83%	-R\$ 1.074,56	Ano 24	13,10%	R\$ 2.884,91	Ano 14
ES	Vitória	Escelsa	5,36%	-R\$ 1.386,32	Ano 25	12,42%	R\$ 2.573,15	Ano 15
SP	Ourinhos	CPFL Santa Cruz	5,34%	-R\$ 1.396,97	Ano 25	12,39%	R\$ 2.562,49	Ano 15
MS	Três Lagoas	Elektro	5,18%	-R\$ 1.502,80	Ano 25	12,17%	R\$ 2.456,67	Ano 15
ES	Cachoeiro de Itapemirim	Escelsa	4,51%	-R\$ 1.957,24	Ano 27	11,23%	R\$ 2.002,23	Ano 16
AM	Parintins	Amazonas Energia	4,11%	-R\$ 2.238,80	Ano 29	10,67%	R\$ 1.720,67	Ano 16
PR	Londrina	Copel	3,80%	-R\$ 2.451,57	-	10,25%	R\$ 1.507,90	Ano 16
AM	Manaus	Amazonas Energia	3,72%	-R\$ 2.510,42	-	10,14%	R\$ 1.449,04	Ano 17
RS	Porto Alegre	CEEE	3,60%	-R\$ 2.588,84	-	9,99%	R\$ 1.370,63	Ano 17
DF	Brasília	CEB-DIS	2,97%	-R\$ 3.037,35	-	9,14%	R\$ 922,12	Ano 18
RJ	Rio de Janeiro	Light	2,92%	-R\$ 3.071,12	-	9,08%	R\$ 888,35	Ano 18
PR	Curitiba	Copel	1,99%	-R\$ 3.739,52	-	7,88%	R\$ 219,95	Ano 19
SP	São José dos Campos	Bandeirante	1,72%	-R\$ 3.935,70	-	7,54%	R\$ 23,77	Ano 20
SC	Florianópolis	Celesc	1,25%	-R\$ 4.279,08	-	6,95%	-R\$ 319,61	Ano 21
SC	Porto União	Copel	1,13%	-R\$ 4.367,25	-	6,80%	-R\$ 407,78	Ano 21
SP	Campinas	CPFL Paulista	0,95%	-R\$ 4.503,17	-	6,58%	-R\$ 543,70	Ano 22
SC	Joinville	Celesc	-	-R\$ 5.144,44	-	5,52%	-R\$ 1.184,97	Ano 24
SP	Santos	CPFL Piratininga	-	-R\$ 6.806,74	-	2,90%	-R\$ 2.847,27	-
SP	São Paulo	Eletropaulo	-	-R\$ 8.170,11	-	0,83%	-R\$ 4.210,64	-

A Tabela 4.17 apresenta a comparação entre a viabilidade de plantas de aplicação comercial (Caso 2) e a unidades de aplicação residencial, refletidas ambas para a Linha 4 de financiamento, sendo esta a mais competitiva.

Tabela 4.17: Comparação entre a aplicação residencial e comercial de SFCR para a Linha 4 de crédito

Estado	Cidade	Distribuidora	Linha 4 - Comercial			Linha 4 - Residencial		
			TIR	VPL	Payback	TIR	VPL	Payback
GO	Ceres	Chesp	129,58%	R\$ 92.283,06	Ano 1	54,99%	R\$ 11.048,20	Ano 2
RS	Passo Fundo	RGE Sul	50,29%	R\$ 65.201,28	Ano 3	26,36%	R\$ 7.179,38	Ano 9
BA	Vitória da Conquista	Coelba	46,14%	R\$ 62.617,60	Ano 3	24,78%	R\$ 6.810,28	Ano 9
BA	Salvador	Coelba	44,17%	R\$ 61.297,01	Ano 3	24,02%	R\$ 6.621,63	Ano 9
MS	Campo Grande	ENERSUL	40,74%	R\$ 58.793,30	Ano 3	22,65%	R\$ 6.263,95	Ano 9
MS	Dourados	ENERSUL	39,76%	R\$ 58.028,10	Ano 4	22,25%	R\$ 6.154,64	Ano 9
RJ	Volta Redonda	Ampla	39,50%	R\$ 57.820,33	Ano 4	22,14%	R\$ 6.124,96	Ano 9
CE	Fortaleza	Coelce	37,49%	R\$ 56.159,65	Ano 4	21,31%	R\$ 5.887,72	Ano 11
MG	Juiz de Fora	CEMIG	31,11%	R\$ 49.972,19	Ano 6	18,49%	R\$ 5.003,79	Ano 12
CE	Sobral	Coelce	29,46%	R\$ 48.094,40	Ano 7	17,72%	R\$ 4.735,54	Ano 12
GO	Anápolis	Celg-DIS	28,05%	R\$ 46.367,04	Ano 8	17,03%	R\$ 4.488,77	Ano 12
GO	Goiânia	Celg-DIS	28,05%	R\$ 46.367,04	Ano 8	17,03%	R\$ 4.488,77	Ano 12
MG	Uberlândia	CEMIG	27,81%	R\$ 46.056,89	Ano 9	16,91%	R\$ 4.444,47	Ano 12
PA	Marabá	Celipa	26,87%	R\$ 44.834,70	Ano 9	16,44%	R\$ 4.269,87	Ano 12
PE	Caruaru	Celpe	26,35%	R\$ 44.124,85	Ano 9	16,18%	R\$ 4.168,46	Ano 13
PA	Belém	Celipa	25,88%	R\$ 43.478,95	Ano 9	15,94%	R\$ 4.076,19	Ano 13
PE	Recife	Celpe	25,26%	R\$ 42.581,22	Ano 9	15,61%	R\$ 3.947,94	Ano 13
MG	Belo Horizonte	CEMIG	24,26%	R\$ 41.108,14	Ano 9	15,09%	R\$ 3.737,50	Ano 13
ES	Colatina	ELFSM	24,17%	R\$ 40.957,42	Ano 9	15,03%	R\$ 3.715,97	Ano 13
SP	Araçatuba	Elektro	20,70%	R\$ 35.139,97	Ano 11	13,10%	R\$ 2.884,91	Ano 14
ES	Vitória	Escelsa	19,55%	R\$ 32.957,66	Ano 11	12,42%	R\$ 2.573,15	Ano 15
SP	Ourinhos	CPFL Santa Cruz	19,52%	R\$ 32.883,09	Ano 12	12,39%	R\$ 2.562,49	Ano 15
MS	Três Lagoas	Elektro	19,14%	R\$ 32.142,33	Ano 12	12,17%	R\$ 2.456,67	Ano 15
ES	Cachoeiro de Itapemirim	Escelsa	17,62%	R\$ 28.961,23	Ano 12	11,23%	R\$ 2.002,23	Ano 16
AM	Parintins	Amazonas Energia	16,73%	R\$ 26.990,34	Ano 12	10,67%	R\$ 1.720,67	Ano 16
PR	Londrina	Copel	16,09%	R\$ 25.500,90	Ano 13	10,25%	R\$ 1.507,90	Ano 16
AM	Manaus	Amazonas Energia	15,92%	R\$ 25.088,94	Ano 13	10,14%	R\$ 1.449,04	Ano 17
RS	Porto Alegre	CEEE	15,69%	R\$ 24.540,03	Ano 13	9,99%	R\$ 1.370,63	Ano 17
DF	Brasília	CEB-DIS	14,44%	R\$ 21.400,47	Ano 13	9,14%	R\$ 922,12	Ano 18
RJ	Rio de Janeiro	Light	14,35%	R\$ 21.164,05	Ano 14	9,08%	R\$ 888,35	Ano 18
PR	Curitiba	Copel	12,63%	R\$ 16.485,30	Ano 15	7,88%	R\$ 219,95	Ano 19
SP	São José dos Campos	Bandeirante	12,15%	R\$ 15.112,01	Ano 15	7,54%	R\$ 23,77	Ano 20
SC	Florianópolis	Celesc	11,34%	R\$ 12.708,37	Ano 16	6,95%	-R\$ 319,61	Ano 21
SC	Porto União	Copel	11,14%	R\$ 12.091,14	Ano 16	6,80%	-R\$ 407,78	Ano 21
SP	Campinas	CPFL Paulista	10,83%	R\$ 11.139,75	Ano 16	6,58%	-R\$ 543,70	Ano 22
SC	Joinville	Celesc	9,43%	R\$ 6.650,83	Ano 17	5,52%	-R\$ 1.184,97	Ano 24
SP	Santos	CPFL Piratininga	6,14%	-R\$ 4.985,28	Ano 23	2,90%	-R\$ 2.847,27	-
SP	São Paulo	Eletropaulo	3,68%	-R\$ 14.528,87	-	0,83%	-R\$ 4.210,64	-

Analisando os resultados das tabelas anteriores, percebe-se que a aplicação residencial torna ainda mais difícil a implantação da GD fotovoltaica aplicada em microgeração no Brasil. Como era esperado, com o crescimento do valor total investido, o período de *payback* aumenta em média em 4 anos para as aplicações.

Analisando os resultados para a linha de crédito típica relacionada a bancos comerciais, conclui-se que, com exceção da cidade de Ceres, todas as localidades apresentam períodos de retorno do investimento maiores do que 15 anos, tornando-se, por esse motivo, inviáveis. Essa conclusão ratifica a necessidade de linhas de crédito com viés de fomento, além de outros benefícios para o aproveitamento do potencial solar brasileiro.

É evidente, portanto, que as ações implementadas pelo governo de criação do sistema de medição líquida e do módulo 3.7 do PRODIST não são suficientes, na conjuntura atual, para que os empreendimentos fotovoltaicos, em suas diversas aplicações sejam viáveis em larga escala no Brasil. Os resultados dessas simulações do modelo econômico proposto ressaltam que ainda existem algumas barreiras econômicas a serem sanadas de forma a garantir o maior uso da fonte na matriz energética brasileira em projetos de geração distribuída.

A seguir, algumas dessas barreiras são enumeradas e a ferramenta é novamente utilizada para observar o impacto de algumas sugestões para suplantar as mesmas.

4.6 BARREIRAS ECONÔMICAS

4.6.1 LINHAS DE FINANCIAMENTO

Existem ainda no Brasil, poucas linhas de financiamento aplicáveis ao pequeno investidor em energia elétrica. Como os resultados mostram, a maior viabilidade das aplicações se encontra justamente nessa faixa de consumo de energia em baixa tensão.

Há uma concentração de linhas de crédito com juros nominais baixos no BNDES, com valores mínimos de investimento superiores a alguns milhões de reais e, portanto mais aplicáveis a grandes empreendimentos. Outra dificuldade é a exigência, em algumas delas, de uma quantidade mínima de conteúdo nacional nos projetos. Levando em conta o estágio primitivo da indústria nacional em módulos fotovoltaicos e inversores, e que esses representam cerca de 55% do valor total do investimento, essa outra exigência se torna uma barreira também para os projetos voltados à geração concentrada.

Como a fonte fotovoltaica ainda não é de conhecimento geral no Brasil, os bancos comerciais tem explorado apenas em projetos próprios o valor intangível associado à utilização da tecnologia, enquanto ainda não dispõem de linhas voltadas às energias renováveis alternativas com juros mais vantajosos dos que os aplicados em financiamentos residenciais.

Os resultados mostram também que linhas de fomento à tecnologia têm a capacidade de melhorar bastante a viabilidade dos SFCR. Desta forma, uma alternativa para mitigar os entraves à instalação de projetos de microgeração seria criar através de instituições com esse caráter, ou mesmo através de bancos públicos, linhas competitivas com limite mínimo de investimentos pequeno além de juros nominais baixos, associados a longos períodos de financiamento.

4.6.2 ICMS SOBRE A ENERGIA GERADA

Há nos dias atuais no mercado de energia brasileiro uma dúvida regulamentar, com impactos econômicos diretos. Não fica claro na REN ANEEL 482 como será feita a cobrança do ICMS, imposto principal incidente sobre as contas de energia nos lares brasileiros. A visão mais pessimista espera que, de forma a não prejudicar a receita governamental, o imposto seja cobrado sobre o total da energia consumida, mesmo que parte dela tenha sido gerada em regime de auto-produção.

Com isso, parte da economia feita com a redução do consumo da energia da rede seria diminuída pelo pagamento de impostos, prejudicando de forma clara o fluxo de caixa. A Tabela 4.18 demonstra o impacto na viabilidade dos empreendimentos, considerando o Caso 2 com a Linha 4 de crédito, se a cobrança do ICMS diminuísse em 20% a economia anual obtida com a instalação do sistema de geração próprio, com preço já reduzidos pela MP 579.

Os resultados mostram, se a economia anual não contemplar o ICMS, que viabilidade dos empreendimentos fica muito comprometida. Há uma diminuição sensível nas TIRs dos projetos, fazendo com que sejam, sob esse ponto de vista, menos atrativos, diminuindo o VPL em quase a metade. Sob essa premissa de redução, mesmo com linhas de crédito de fomento, poucos projetos seriam factíveis.

Tabela 4.18: Impacto da cobrança do ICMS sobre toda energia consumida reduzindo a economia com geração própria em 20%

Estado	Cidade	Distribuidora	Linha 4 -Caso 2		Linha 4 - Caso 2 - ICMS	
			TIR	VPL	TIR	VPL
GO	Ceres	Chesp	114,22%	R\$ 88.546,93	33,33%	R\$ 52.159,04
RS	Passo Fundo	RGE Sul	44,66%	R\$ 61.465,15	18,38%	R\$ 30.493,62
BA	Vitória da Conquista	Coelba	41,06%	R\$ 58.881,47	17,41%	R\$ 28.426,67
BA	Salvador	Coelba	39,37%	R\$ 57.560,88	16,94%	R\$ 27.370,20
MS	Campo Grande	ENERSUL	36,40%	R\$ 55.057,17	16,07%	R\$ 25.367,23
MS	Dourados	ENERSUL	35,55%	R\$ 54.291,96	15,81%	R\$ 24.755,07
RJ	Volta Redonda	Ampla	35,33%	R\$ 54.084,20	15,74%	R\$ 24.588,86
CE	Fortaleza	Coelce	33,59%	R\$ 52.423,52	15,20%	R\$ 23.260,31
MG	Juiz de Fora	CEMIG	28,05%	R\$ 46.236,06	13,30%	R\$ 18.310,34
CE	Sobral	Coelce	26,61%	R\$ 44.358,27	12,76%	R\$ 16.808,11
GO	Anápolis	Celg-DIS	25,38%	R\$ 42.630,91	12,27%	R\$ 15.426,22
GO	Goiânia	Celg-DIS	25,38%	R\$ 42.630,91	12,27%	R\$ 15.426,22
MG	Uberlândia	CEMIG	25,16%	R\$ 42.320,76	12,19%	R\$ 15.178,10
PA	Marabá	Celpe	24,34%	R\$ 41.098,57	11,85%	R\$ 14.200,35
MG	Belo Horizonte	CEMIG	23,87%	R\$ 40.388,71	11,66%	R\$ 13.632,47
PA	Belém	Celpe	23,46%	R\$ 39.742,81	11,49%	R\$ 13.115,75
PE	Recife	Celpe	22,90%	R\$ 38.845,08	11,25%	R\$ 12.397,56
SP	Campinas	CPFL Paulista	22,02%	R\$ 37.372,00	10,87%	R\$ 11.219,10
ES	Colatina	ELFSM	21,93%	R\$ 37.221,29	10,83%	R\$ 11.098,53
SP	Araçatuba	Elektro	18,82%	R\$ 31.403,83	9,37%	R\$ 6.444,56
ES	Vitória	Escelsa	17,78%	R\$ 29.221,53	8,85%	R\$ 4.698,72
SP	Ourinhos	CPFL Santa Cruz	17,74%	R\$ 29.146,95	8,83%	R\$ 4.639,06
MS	Três Lagoas	Elektro	17,40%	R\$ 28.406,20	8,66%	R\$ 4.046,46
ES	Cachoeiro de Itapemirim	Escelsa	16,01%	R\$ 25.225,10	7,92%	R\$ 1.501,57
AM	Parintins	Amazonas Energia	15,20%	R\$ 23.254,20	7,48%	-R\$ 75,14
PR	Londrina	Copel	14,61%	R\$ 21.764,77	7,15%	-R\$ 1.266,69
AM	Manaus	Amazonas Energia	14,44%	R\$ 21.352,80	7,06%	-R\$ 1.596,26
RS	Porto Alegre	CEEE	14,23%	R\$ 20.803,89	6,94%	-R\$ 2.035,39
DF	Brasília	CEB-DIS	13,07%	R\$ 17.664,34	6,25%	-R\$ 4.547,03
RJ	Rio de Janeiro	Light	12,98%	R\$ 17.427,92	6,20%	-R\$ 4.736,17
PR	Curitiba	Copel	11,37%	R\$ 12.749,17	5,21%	-R\$ 8.479,17
SP	São José dos Campos	Bandeirante	10,92%	R\$ 11.375,88	4,93%	-R\$ 9.577,80
SC	Florianópolis	Celesc	10,15%	R\$ 8.972,23	4,44%	-R\$ 11.500,71
SC	Porto União	Copel	9,96%	R\$ 8.355,01	4,31%	-R\$ 11.994,50
PE	Caruaru	Celpe	9,67%	R\$ 7.403,62	4,12%	-R\$ 12.755,61
SC	Joinville	Celesc	8,33%	R\$ 2.914,70	3,21%	-R\$ 16.346,75
SP	Santos	CPFL Piratininga	5,15%	-R\$ 8.721,42	0,93%	-R\$ 25.655,64
SP	São Paulo	Eletropaulo	2,74%	-R\$ 18.265,00	-	-R\$ 33.290,50

4.6.3 MP 579

As tabelas anteriores demonstram o negativo impacto causado pela promulgação da MP 579. Em termos da viabilidade de micro e minigeração, a redução das tarifas de energia fez com que sejam necessários fatores de capacidade muito elevados para que se atinja um nível mínimo de atratividade. Não custa lembrar que fatores de capacidade maiores do que 23% são muito raros de se obter em aplicações reais.

Tendo a curva de aversão ao risco chegado em limites bem próximos aos verificados no período antes da crise energética do começo dos anos 2000, no início de 2013 muitas usinas térmicas foram despachadas. Desta maneira, ainda existe a expectativa que o valor da tarifa de energia aumente para os próximos períodos, de forma a compensar os maiores custos dessas usinas, e que por essa razão o desconto oferecido pela medida provisória seja recuperado com esse aumento.

De maneira geral, qualquer ação que influencie o fator de capacidade da planta ou a tarifa de energia elétrica, tem grande impacto na viabilidade econômica do empreendimento.

4.6.4 IMPOSTOS

Segundo [65], 25% do preço final do SFCR completo se devem à carga tributária ao cliente final. Em um cenário como o demonstrado acima, onde a viabilidade das plantas não é muito atrativa, esses encargos têm um papel fundamental na equação. Com o intuito de observar o impacto de uma ação de benefício, a seguinte proposição da EPE foi analisada.

Na mesma referência, a EPE indica que os painéis fotovoltaicos poderiam ser isentos de quaisquer impostos enquanto os inversores manteriam sua carga tributária inalterada. A coerência da proposta se verifica através da constatação que seria muito difícil a futura indústria nacional de módulos competir com a escala, qualidade e preços chineses. No que diz respeito aos inversores, já existem empresas pesquisando soluções e adaptações de seus produtos para a aplicação solar. Desta forma, a manutenção dos impostos de importação faria com que esses fabricantes nacionais se mantivessem protegidos da competição externa.

De forma a ilustrar esse efeito, o modelo econômico proposto no trabalho é mais uma vez utilizado através da ferramenta, no entanto considerando com a redução do CAPEX impulsionada pela isenção de impostos nos painéis, cujo custo final reduz para 1,78 R\$/kWp no lugar de R\$2,47 R\$/kWp.

Tabela 4.19: Simulação do modelo econômico para o Caso 2 avaliando os benefícios da isenção de impostos em módulos fotovoltaicos

Estado	Cidade	Distribuidora	Linha 3 - Caso 2 - Sem Impostos			Linha 4 - Caso 2 - Sem Impostos			Linha 4 - Caso 2		
			TIR	VPL	Payback	TIR	VPL	Payback	TIR	VPL	Payback
GO	Ceres	Chesp	53,66%	R\$ 76.609,55	Ano 3	283,70%	R\$ 98.337,50	Ano 1	129,58%	R\$ 92.283,06	Ano 1
RS	Passo Fundo	RGE Sul	29,92%	R\$ 49.527,78	Ano 4	88,59%	R\$ 71.255,72	Ano 2	50,29%	R\$ 65.201,28	Ano 3
BA	Vitória da Conquista	Coelba	28,17%	R\$ 46.944,09	Ano 5	79,95%	R\$ 68.672,04	Ano 2	46,14%	R\$ 62.617,60	Ano 3
BA	Salvador	Coelba	27,30%	R\$ 45.623,50	Ano 5	75,87%	R\$ 67.351,45	Ano 2	44,17%	R\$ 61.297,01	Ano 3
MS	Campo Grande	ENERSUL	25,73%	R\$ 43.119,80	Ano 5	68,70%	R\$ 64.847,74	Ano 2	40,74%	R\$ 58.793,30	Ano 3
MS	Dourados	ENERSUL	25,26%	R\$ 42.354,59	Ano 5	66,65%	R\$ 64.082,54	Ano 2	39,76%	R\$ 58.028,10	Ano 4
RJ	Volta Redonda	Ampla	25,13%	R\$ 42.146,82	Ano 5	66,10%	R\$ 63.874,77	Ano 2	39,50%	R\$ 57.820,33	Ano 4
CE	Fortaleza	Coelce	24,15%	R\$ 40.486,14	Ano 6	61,91%	R\$ 62.214,09	Ano 2	37,49%	R\$ 56.159,65	Ano 4
MG	Juiz de Fora	CEMIG	20,75%	R\$ 34.298,68	Ano 7	48,65%	R\$ 56.026,63	Ano 3	31,11%	R\$ 49.972,19	Ano 6
CE	Sobral	Coelce	19,79%	R\$ 32.420,90	Ano 7	45,29%	R\$ 54.148,84	Ano 3	29,46%	R\$ 48.094,40	Ano 7
GO	Anápolis	Celg-DIS	18,95%	R\$ 30.693,53	Ano 7	42,46%	R\$ 52.421,48	Ano 3	28,05%	R\$ 46.367,04	Ano 8
GO	Goiânia	Celg-DIS	18,95%	R\$ 30.693,53	Ano 7	42,46%	R\$ 52.421,48	Ano 3	28,05%	R\$ 46.367,04	Ano 8
MG	Uberlândia	CEMIG	18,80%	R\$ 30.383,39	Ano 8	41,97%	R\$ 52.111,33	Ano 3	27,81%	R\$ 46.056,89	Ano 9
PA	Marabá	Celpe	18,22%	R\$ 29.161,20	Ano 8	40,13%	R\$ 50.889,14	Ano 4	26,87%	R\$ 44.834,70	Ano 9
PE	Caruaru	Celpe	17,89%	R\$ 28.451,34	Ano 8	39,10%	R\$ 50.179,28	Ano 4	26,35%	R\$ 44.124,85	Ano 9
PA	Belém	Celpe	17,59%	R\$ 27.805,44	Ano 8	38,20%	R\$ 49.533,39	Ano 4	25,88%	R\$ 43.478,95	Ano 9
PE	Recife	Celpe	17,19%	R\$ 26.907,71	Ano 8	36,99%	R\$ 48.635,65	Ano 4	25,26%	R\$ 42.581,22	Ano 9
MG	Belo Horizonte	CEMIG	16,53%	R\$ 25.434,63	Ano 9	35,11%	R\$ 47.162,58	Ano 4	24,26%	R\$ 41.108,14	Ano 9
ES	Colatina	ELFSM	16,47%	R\$ 25.283,91	Ano 9	34,93%	R\$ 47.011,86	Ano 4	24,17%	R\$ 40.957,42	Ano 9
SP	Araçatuba	Elektro	14,07%	R\$ 19.466,46	Ano 15	28,69%	R\$ 41.194,41	Ano 7	20,70%	R\$ 35.139,97	Ano 11
ES	Vitória	Escelsa	13,23%	R\$ 17.284,16	Ano 15	26,74%	R\$ 39.012,10	Ano 9	19,55%	R\$ 32.957,66	Ano 11
SP	Ourinhos	CPFL Santa Cruz	13,20%	R\$ 17.209,58	Ano 15	26,68%	R\$ 38.937,52	Ano 9	19,52%	R\$ 32.883,09	Ano 12
MS	Três Lagoas	Elektro	12,93%	R\$ 16.468,82	Ano 16	26,06%	R\$ 38.196,77	Ano 9	19,14%	R\$ 32.142,33	Ano 12
ES	Cachoeiro de Itapemirim	Escelsa	11,77%	R\$ 13.287,72	Ano 16	23,59%	R\$ 35.015,67	Ano 9	17,62%	R\$ 28.961,23	Ano 12
AM	Parintins	Amazonas Energia	11,09%	R\$ 11.316,83	Ano 17	22,20%	R\$ 33.044,77	Ano 9	16,73%	R\$ 26.990,34	Ano 12
PR	Londrina	Copel	10,58%	R\$ 9.827,40	Ano 17	21,22%	R\$ 31.555,34	Ano 9	16,09%	R\$ 25.500,90	Ano 13
AM	Manaus	Amazonas Energia	10,45%	R\$ 9.415,43	Ano 17	20,96%	R\$ 31.143,37	Ano 11	15,92%	R\$ 25.088,94	Ano 13
RS	Porto Alegre	CEEE	10,26%	R\$ 8.866,52	Ano 18	20,61%	R\$ 30.594,47	Ano 11	15,69%	R\$ 24.540,03	Ano 13
DF	Brasília	CEB-DIS	9,25%	R\$ 5.726,97	Ano 19	18,76%	R\$ 27.454,91	Ano 12	14,44%	R\$ 21.400,47	Ano 13
RJ	Rio de Janeiro	Light	9,17%	R\$ 5.490,55	Ano 19	18,63%	R\$ 27.218,49	Ano 12	14,35%	R\$ 21.164,05	Ano 14
PR	Curitiba	Copel	7,74%	R\$ 811,79	Ano 20	16,19%	R\$ 22.639,74	Ano 13	12,63%	R\$ 16.485,30	Ano 15
SP	São José dos Campos	Bandeirante	7,33%	-R\$ 561,49	Ano 21	15,54%	R\$ 21.166,45	Ano 13	12,15%	R\$ 15.112,01	Ano 15
SC	Florianópolis	Celesc	6,64%	-R\$ 2.965,14	Ano 22	14,44%	R\$ 18.762,81	Ano 14	11,34%	R\$ 12.708,37	Ano 16
SC	Porto União	Copel	6,46%	-R\$ 3.582,37	Ano 22	14,17%	R\$ 18.145,58	Ano 14	11,14%	R\$ 12.091,14	Ano 16
SP	Campinas	CPFL Paulista	6,19%	-R\$ 4.533,76	Ano 23	13,76%	R\$ 17.194,19	Ano 14	10,83%	R\$ 11.139,75	Ano 16
SC	Joinville	Celesc	4,96%	-R\$ 9.022,68	Ano 26	11,93%	R\$ 12.705,27	Ano 15	9,43%	R\$ 6.650,83	Ano 17
SP	Santos	CPFL Piratininga	1,95%	-R\$ 20.658,79	-	7,84%	R\$ 1.069,15	Ano 20	6,14%	-R\$ 4.985,28	Ano 23
SP	São Paulo	Eletropaulo	-	-R\$ 30.202,37	-	4,93%	-R\$ 8.474,43	Ano 26	3,68%	-R\$ 14.528,87	-

Com os resultados da Tabela 4.19 fica fácil perceber que a redução das tributações sobre painéis fotovoltaicos faria com que mais projetos fossem viáveis economicamente, sobretudo quando combinado com o efeito das linhas de fomento. Enquanto para projetos já com resultados interessantes, o impacto não tenha sido tão sensível os que se encontravam no meio da tabela tiveram seus períodos de retorno diminuídos em média de 3 anos.

4.6.5 AUSÊNCIA DE OUTROS MECANISMOS DE FOMENTO

Com os resultados oriundos das simulações desenvolvidas ao longo do capítulo fica claro que apenas o sistema de medição líquida não é suficiente para, sozinho, viabilizar a instalação de usinas de micro e minigeração no Brasil.

De forma a observar o impacto de algum outro programa de incentivo combinado ao *net-metering* um dos modelos de benefício americano é utilizado. Assim, uma avaliação é feita comparando os resultados para a Linha 3 de financiamento considerando o benefício de que 30% do CAPEX da planta é devolvido no ano seguinte na forma de imposto de renda. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 4.20.

Mesmo que com o modelo americano de incentivo, o fluxo de caixa só varie no segundo pagamento, o impacto no VPL é enorme, e traz à viabilidade investimentos antes considerados muito pouco atrativos, mesmo com as linhas de crédito de bancos comerciais, com juros bastante elevados, sendo levadas em conta.

Assim, percebe-se que para tornar de larga escala a aplicação dos SFCR, outros mecanismos de fomento deveriam ser postos em prática. O capítulo seguinte conclui o trabalho retomando a aplicabilidade de plantas de geração distribuída no Brasil como uma das formas de superar os desafios que estão por vir, resgatando ainda os aspectos técnicos e econômicos, defende que para o aproveitamento do potencial brasileiro para a fonte fotovoltaica, as medidas atualmente em vigor se mostram ineficientes.

Tabela 4.20: Comparação da Linha 3 de financiamento com a introdução do incentivo de 30% no IR - EUA

Estado	Cidade	Distribuidora	Linha 3 - Normal		Linha 3 - EUA	
			TIR	VPL	TIR	VPL
GO	Ceres	Chesp	53,66%	R\$ 76.609,55	203,18%	R\$ 102.310,62
RS	Passo Fundo	RGE Sul	29,92%	R\$ 49.527,78	136,51%	R\$ 75.228,85
BA	Vitória da Conquista	Coelba	28,17%	R\$ 46.944,09	131,09%	R\$ 72.645,16
BA	Salvador	Coelba	27,30%	R\$ 45.623,50	128,37%	R\$ 71.324,57
MS	Campo Grande	ENERSUL	25,73%	R\$ 43.119,80	123,29%	R\$ 68.820,87
MS	Dourados	ENERSUL	25,26%	R\$ 42.354,59	121,76%	R\$ 68.055,66
RJ	Volta Redonda	Ampla	25,13%	R\$ 42.146,82	121,35%	R\$ 67.847,89
CE	Fortaleza	Coelce	24,15%	R\$ 40.486,14	118,07%	R\$ 66.187,21
MG	Juiz de Fora	CEMIG	20,75%	R\$ 34.298,68	106,19%	R\$ 59.999,75
CE	Sobral	Coelce	19,79%	R\$ 32.420,90	102,69%	R\$ 58.121,96
GO	Anápolis	Celg-DIS	18,95%	R\$ 30.693,53	99,50%	R\$ 56.394,60
GO	Goiânia	Celg-DIS	18,95%	R\$ 30.693,53	99,50%	R\$ 56.394,60
MG	Uberlândia	CEMIG	18,80%	R\$ 30.383,39	98,93%	R\$ 56.084,45
PA	Marabá	Celipa	18,22%	R\$ 29.161,20	96,70%	R\$ 54.862,27
PE	Caruaru	Celpe	17,89%	R\$ 28.451,34	95,41%	R\$ 54.152,41
PA	Belém	Celipa	17,59%	R\$ 27.805,44	94,24%	R\$ 53.506,51
PE	Recife	Celpe	17,19%	R\$ 26.907,71	92,62%	R\$ 52.608,78
MG	Belo Horizonte	CEMIG	16,53%	R\$ 25.434,63	89,97%	R\$ 51.135,70
ES	Colatina	ELFSM	16,47%	R\$ 25.283,91	89,70%	R\$ 50.984,98
SP	Araçatuba	Elektro	14,07%	R\$ 19.466,46	79,41%	R\$ 45.167,53
ES	Vitória	Escelsa	13,23%	R\$ 17.284,16	75,58%	R\$ 42.985,23
SP	Ourinhos	CPFL Santa Cruz	13,20%	R\$ 17.209,58	75,45%	R\$ 42.910,65
MS	Três Lagoas	Elektro	12,93%	R\$ 16.468,82	74,15%	R\$ 42.169,89
ES	Cachoeiro de Itapemirim	Escelsa	11,77%	R\$ 13.287,72	68,58%	R\$ 38.988,79
AM	Parintins	Amazonas Energia	11,09%	R\$ 11.316,83	65,12%	R\$ 37.017,90
PR	Londrina	Copel	10,58%	R\$ 9.827,40	62,49%	R\$ 35.528,46
AM	Manaus	Amazonas Energia	10,45%	R\$ 9.415,43	61,75%	R\$ 35.116,50
RS	Porto Alegre	CEEE	10,26%	R\$ 8.866,52	60,78%	R\$ 34.567,59
DF	Brasília	CEB-DIS	9,25%	R\$ 5.726,97	55,13%	R\$ 31.428,04
RJ	Rio de Janeiro	Light	9,17%	R\$ 5.490,55	54,70%	R\$ 31.191,62
PR	Curitiba	Copel	7,74%	R\$ 811,79	45,95%	R\$ 26.512,86
SP	São José dos Campos	Bandeirante	7,33%	-R\$ 561,49	43,27%	R\$ 25.139,58
SC	Florianópolis	Celesc	6,64%	-R\$ 2.965,14	38,45%	R\$ 22.735,93
SC	Porto União	Copel	6,46%	-R\$ 3.582,37	37,18%	R\$ 22.118,70
SP	Campinas	CPFL Paulista	6,19%	-R\$ 4.533,76	35,21%	R\$ 21.167,31
SC	Joinville	Celesc	4,96%	-R\$ 9.022,68	25,94%	R\$ 16.678,39
SP	Santos	CPFL Piratininga	1,95%	-R\$ 20.658,79	10,91%	R\$ 5.042,28
SP	São Paulo	Eletropaulo	-	-R\$ 30.202,37	5,07%	-R\$ 4.501,30

5. CONCLUSÕES

Apenas treze pedidos de autorização de operação foram publicados até o presente no Diário Oficial da União pela ANEEL [66], relativos à instalação de centrais geradoras fotovoltaicas no país, totalizando 392,4 MWp. Com o mercado internacional estagnado, o Brasil, e a América Latina como um todo, são grandes mercados a serem explorados onde os primeiros projetos começam a se mostrar viáveis.

Apesar da incipiente demanda nacional por equipamentos ligados a usinas fotovoltaicas, o Brasil se credenciou como mercado muito promissor, sobretudo depois que a REN ANEEL 482 deu respaldo legal ao acesso do pequeno gerador à rede de distribuição de baixa tensão. A medida também tornou clara a intenção do governo em contar com micro e minigeração para o futuro.

A inserção na matriz brasileira de geração distribuída é em primeira análise uma forma de tornar o setor energético nacional menos vulnerável ao regime de chuvas. Ainda que usinas à base de fontes alternativas sejam consideradas não firmes, não garantindo a continuidade da operação do SIN, o funcionamento destas, durante o período chuvoso, faria com que mais água fosse acumulada nos reservatórios, evitando o uso de usinas térmicas no período seco ou ainda aumentando o período tolerável de meteorologia adversa para o sistema elétrico.

A fonte solar fotovoltaica, por uma série de fatores, é uma das opções a se considerar para superar os desafios dos próximos anos do setor elétrico brasileiro. Nesse contexto é importante lembrar que o modelo brasileiro centralizado em grandes usinas hidroelétricas se torna cada vez mais difícil de manter devido às pressões ambientais e sociais.

Tendo em vista as questões acima, este trabalho apresentou ao longo dos capítulos uma análise do panorama geral sobre a viabilidade técnico-econômica de implantação de SFCR aplicados em micro e minigeração distribuída conforme define a REN ANEEL 482. Através de estudos de casos e do desenvolvimento de um modelo econômico para pequenas centrais de geração, centrado no desenvolvimento do fluxo de caixa advindo da economia de energia da rede, foi possível obter resultados que deram subsídios para, à luz de todo o cenário nacional e

internacional, avaliar a viabilidade de plantas de geração distribuída utilizando a fonte fotovoltaica.

No capítulo 2 foram cobertos os aspectos regulatórios da tecnologia. Buscando conhecer o histórico de programas de incentivos governamentais visando à diversidade da matriz energética no Brasil, uma análise do PROINFA foi realizada. O programa que se encaixaria como um mecanismo de tarifa prêmio e contava com linhas de crédito específicas criadas por bancos públicos, não teve resultados tão representativos e abrangentes quanto outros programas de fomento com o mesmo intuito mundo afora. Houve durante todo o processo algumas extensões de prazo para entrada em operação de usinas assim como uma concentração de projetos com alguns investidores que incorporando projetos de terceiros, menos preparados para executar em tempo o empreendimento contratado. Apesar das adversidades, os fatores positivos da iniciativa foram a expansão da demanda por equipamentos relacionados à fonte eólica, que por sua vez assume hoje como consequência, um papel relevante na geração de energia no país. Outro fator de destaque foi a capacitação e formação de mão-de-obra local. Talvez devido aos modestos resultados deste programa, há no governo uma visão negativa sobre programas de *feed-in* no Brasil.

Atenta à tendência mundial de promover nos sistemas elétricos a figura do autoprodutor de energia, sendo este possibilitado pelo avanço nas tecnologias de SG e na *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), a ANEEL culminou em 2012 um processo de mais de dois anos, envolvendo a participação pública, com a promulgação da REN ANEEL 482. Nesta ficam definidos o sistema de medição líquida como forma de remuneração, e proporcionando o respaldo legal e técnico para que o consumidor injete energia na rede de distribuição de baixa tensão.

Com as vantagens inerentes aos SFCR, a conjuntura internacional de sobreoferta de equipamentos e o marco regulatório, muitas oportunidades começaram a surgir no Brasil, despertando assim o interesse de grandes empresas internacionais do ramo. Vale lembrar que os níveis de radiação no país são muito superiores aos encontrados em alguns países líderes em produção de equipamentos e potência instalada.

Por pressões das concessionárias de distribuição, preocupadas com a perda de receita e com o aumento da complexidade de operação da rede, e à sombra dos resultados do PROINFA, o

governo adotou a posição conservadora de implementar apenas o sistema de medição líquida como forma de incentivo à geração distribuída de pequeno porte. Apesar do realizado no programa de *feed-in* para a fonte eólica, não houve uma preocupação em disponibilizar linhas de crédito aplicáveis a pequenos investidores, o que de certa forma impede o pleno desenvolvimento da tecnologia pois é justamente com esse público alvo, que paga uma tarifa de energia mais cara, onde a fonte fotovoltaica é mais competitiva.

É evidente que a classificação da posição do governo como conservadora se deve à comparação com modelos utilizados nos EUA, China e Alemanha, cujos resultados mostraram crescimentos exponenciais na potência instalada e o desenvolvimento sólido de uma indústria de produção nacional. Fica claro também que os países mencionados possuem uma matriz energética bem menos sustentável que a brasileira, além do problema de segurança energética, fatores que os forçam a tomar decisões mais impactantes com resultados a serem obtidos no curto prazo. Desta forma, apesar do notável marco regulatório brasileiro, algumas barreiras ainda existem dificultando o pleno desenvolvimento e expansão na utilização de SFCR no âmbito nacional.

Os especialistas do setor acreditam que um leilão específico para a fonte, a exemplo do que foi realizado em 2009 para a eólica, faria com que a demanda e atenção nacional por equipamentos crescesse e a tecnologia se estabeleceria, mesmo sem maiores incentivos. Falar em leilão específico, porque apesar da queda verificada nos últimos anos do CAPEX de usinas deste tipo, é quase impossível, com os preços atuais e taxas de importação, concorrer em leilões onde a energia é comercializada em torno de 100,00 R\$/MWh. Outra barreira mencionada foi a promulgação da MP 579, reduzindo as tarifas de energia e diminuindo por suplemento a economia gerada pelas usinas fotovoltaicas.

No capítulo 3 foram abordados os aspectos técnicos e suas barreiras. A revisão do PRODIST, criando o módulo 3.7, diminuiu de forma sensível o processo burocrático para acesso do gerador ao sistema de distribuição. Antes desta revisão, seriam necessários para tal, estudos de conexão e impacto na rede para os empreendimentos de pequena potência instalada além da necessidade de cadastro e homologação junto à ANEEL, com todos os ônus sob a responsabilidade do acessante. Como era de se esperar, em mercados iniciantes, algumas barreiras técnicas identificadas em fases anteriores têm sido suplantadas, como por exemplo, a

que se refere à certificação nacional e do processo de testes para inversores conectados à rede.

Como essa publicação é muito recente, muitos dos inversores trifásicos disponíveis no mercado internacional ainda não foram adaptados para a aplicação brasileira, fazendo com que algumas das primeiras plantas de micro e minigeração no Brasil tenham optado por inversores com transformador interno, mais pesados, caros e menos eficientes do que outras soluções disponíveis em mercados já estabelecidos na tecnologia.

Outra barreira técnica tratada foi a limitação dos empreendimentos de minigeração conectados em baixa tensão em 75 kW de potência instalada pelos requisitos de acesso à rede de distribuição publicados em dezembro de 2012 pelas concessionárias. Para empreendimentos dessa sorte, a potência nominal dos painéis está referenciada às condições de teste em laboratório, condições estas superiores as encontradas no Brasil em aplicações reais. Além disso, SFCR são muito vulneráveis a condições climáticas adversas como chuva e nuvens fazendo com que a energia injetada na rede seja bastante inconstante. Os resultados das simulações mostram que por pequenos períodos de tempo a energia injetada na rede corresponde à potência nominal instalada. Desta forma, limitando a potência instalada em 75 kWp, justamente no mercado onde a fonte é mais competitiva, cria-se uma diminuição na demanda por equipamentos tornando ainda mais difícil o desenvolvimento da indústria nacional.

No módulo 3.7 do PRODIST, os requisitos de proteção do sistema são tratados de forma individual para usinas que utilizam inversores como forma de acesso à rede de distribuição. Da mesma forma, haveria de se criar um tratamento especial nos requisitos das concessionárias de forma a permitir que empreendimentos utilizando módulos solares possam ter o limite de potência instalada associada à energia injetada na rede. Como mostram os resultados das simulações, a tarifa de energia tem um papel central na análise da viabilidade dos empreendimentos. Forçando empreendimentos com mais de 75 kWp a se conectarem em média tensão, onde a tarifa é mais barata, é inequivocamente um entrave à plena utilização da tecnologia no país.

Tendo passado previamente pelos aspectos regulatórios e técnicos, no capítulo 4 foram abordados alguns aspectos técnicos através de estudos de caso de forma a subsidiar o

desenvolvimento de um modelo econômico e uma ferramenta que avalie de forma simples, e a partir do ponto de vista do proprietário, a atratividade do investimento em centrais geradoras de micro e minigeração. As referências mais conhecidas sobre a utilização no Brasil de tecnologia fotovoltaica [8] e [9] utilizam em seus estudos fatores de capacidade para os empreendimentos através de premissas pouco detalhadas. Com a utilização de estudos de casos reais, foi possível através de um programa de simulação para SFCR, dimensionar a planta e identificar os diversos fatores que interferem no rendimento da unidade geradora, tendo assim para todos os exemplos simulados fatores de capacidade que considerem, por exemplo, a diferença das características STC nos painéis fotovoltaicos, a variação da potência total fornecida pelo fabricante e a análise de sombras que afetam a energia injetada na rede.

Com os resultados obtidos e através das tabelas de comparação da conta de luz do estabelecimento, foi possível observar a produção anual de energia, mês a mês, e a economia gerada com parte do consumo sendo suprido pela produção interna. Fatores como a sazonalidade e a exportação de energia para a rede foram abordados, e constatou-se a eventualidade de a usina produzir energia com sua capacidade nominal.

Entendendo que para uma análise mais abrangente do cenário brasileiro, seria necessário eliminar os efeitos das sombras, muito específicos com o local da instalação, e que a atratividade de tais investimentos está associada à tarifa de energia elétrica da área de concessão considerada, bem como do fator de capacidade relativo à irradiação solar, foram escolhidas várias cidades no país para serem analisadas. Assim o Estudo Brasil, considerou através das simulações no software PVSYST, as plantas com orientação dos painéis para a maior produção média anual e sem o impacto de sombras, resultando ao final em um fator de capacidade por cidade analisada.

Como já tinha ficado clara nos capítulos anteriores a competitividade da fonte na alta tensão associada a um leilão específico, os casos estudados no capítulo 4 forma os seguintes:

- ✓ Planta de 117,11 kWp conectada em média tensão na área de concessão da Light
- ✓ Planta de 17,15 kWp conectada em média tensão na área de concessão da Light
- ✓ Planta de 17,15 kWp conectada em baixa tensão na área de concessão da Light

- ✓ Estudo Brasil para a baixa tensão considerando várias distribuidoras no território nacional

Tendo definido as premissas técnicas de dimensionamento dos casos a analisar e de posse dos resultados de energia anual produzida no primeiro ano de funcionamento das usinas o capítulo 5 cumpre o objetivo do trabalho de desenvolver uma ferramenta de análise financeira que possibilite avaliar sob a ótica do proprietário a viabilidade da implantação de GD fotovoltaica no Brasil.

Com base nos resultados apresentados as seguintes conclusões podem ser assumidas:

- ✓ Os projetos em média tensão tendem a ser muito pouco competitivos apenas com o sistema de medição líquida implantado. Os resultados obtidos com os preços antes da MP 579 tendem a ser ainda piores com a redução da tarifa através da Medida Provisória. Como estes clientes já possuem uma tarifa mais barata do que aquela aplicada a clientes conectados em baixa tensão, seriam necessários fatores de capacidade incompatíveis com a geração fotovoltaica para que os projetos se sustentassem. Desta forma, com as premissas consideradas e sem outros benefícios de incentivo, projetos maiores de 75 kWp estão com a viabilidade comprometida na maioria das áreas de concessão no Brasil.
- ✓ A MP 579 criou um cenário de apreensão com sua promulgação. Embora haja a expectativa de aumento nos preços das tarifas por causa do despacho de térmicas acentuado no começo de 2013, a queda nas tarifas foi um duro golpe para a viabilidade da tecnologia no Brasil.
- ✓ Considerando o cenário de horizonte livre para o cálculo do fator de capacidade da planta, poucos locais no Brasil, com base nas premissas e nas linhas de crédito consideradas, se apresentam como bons investimentos, aliando um VPL considerável e um período de *payback* menor do que 7 anos.
- ✓ Como a melhor viabilidade se encontra em clientes do tipo B3, por causa das tarifas mais altas, promover a criação de linhas de financiamento aplicáveis a pequenos

investidores com juros nominais baixos ou de fomento é vital para o sucesso do emprego da tecnologia no país. Sem essas e mantendo a posição conservadora acerca da geração distribuída, há um grande entrave ao desenvolvimento em larga escala do mercado nacional fotovoltaico.

- ✓ Os resultados mostram ainda que na conjuntura regulatória atual e com a alta do câmbio prejudicando as importações, além é claro das indefinições sobre a cobrança de ICMS sobre a energia gerada e os impostos sobre os equipamentos, a viabilidade desses projetos fica bastante comprometida e atrelada a maiores quedas de preços no mercado internacional. Tendência esta que não vem se confirmando nos últimos tempos.
- ✓ Fica, portanto, claro que o sistema de *net-metering* homologado pela REN ANEEL 482 sozinho não é capaz de tornar a tecnologia viável na maioria das concessionárias do Brasil.

Por fim, se for de interesse governamental o aproveitamento do excelente potencial do Brasil em relação à radiação solar, devem ser criados outros mecanismos de fomento a exemplo do realizado em outros países e simulados no capítulo 5. Outra ação imediata seria consolidar as bases de um programa de incentivo com linhas de crédito que permitam um *payback* menor e um fluxo de caixa já positivo nos primeiros anos, conforme realizado no PROINFA.

Enquanto ações como estas não são postas em prática, resta aos desenvolvedores de negócios serem inovadores em seus modelos, usando de forma criativa o imenso valor intangível relacionado à sustentabilidade com utilização de SFCR.

Ao final, o Brasil se mantém com base nas considerações deste trabalho um gigante mercado adormecido, onde os empreendedores que se posicionarem de forma sólida mais cedo, poderão obter enormes vantagens competitivas.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Os seguintes temas podem ser sugeridos como trabalhos futuros:

- ✓ Análise de outros modelos econômicos sob o ponto de vista de outras instâncias do negócio. Existem no mercado vários modelos de implementação dos empreendimentos, ou como *leasing* de equipamentos ou de financiamento próprio que as empresas oferecem aos pequenos produtores em troca de longos contratos de fidelidade.
- ✓ Quantificar na economia nacional o impacto de um leilão específico para a fonte solar. Haveria de se averiguar índices e meios para que se possam quantificar na economia nacional, os impactos de um leilão específico solar abordando aspectos como modicidade tarifária e custos relativos à execução de um leilão de reserva.
- ✓ Comparar através de um projeto de engenharia executiva o dimensionamento mais refinado do *CAPEX* comparando com os resultados com os valores considerados neste trabalho e em outras fontes de referência. Os custos relativos do *Balance of Plant* e de instalação foram baseados em experiência empírica no tema. Desta forma, haveria de se fazer um projeto executivo da instalação de forma a confirmar ou corrigir o *CAPEX* ratificando ou não as análises.
- ✓ Analisar uma proposta de *feed-in* para fomento da tecnologia no Brasil, identificando itens como a modicidade tarifária e os impactos nos cofres públicos e na receita das distribuidoras.
- ✓ Proposição de um método alternativo para limitar a potência instalada de plantas fotovoltaicas em substituição ao definido atualmente pelo PRODIST. O objetivo seria encontrar a correlação entre o FC e o período de tempo no qual o SFCR injeta na rede a energia condizente com a capacidade instalada de 75 kWp.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] NIST; Framework and Roadmap for SmartGrid Interoperability Standards; Release 1.0; Estados Unidos, 2010.
- [2] LANDEIRA, J.L.F; FALCÃO,D.M; Uma visão geral em Smart Grids baseada em modelos internacionais existentes; Trabalho interno da disciplina de Estudo Dirigido em Redes Inteligentes; COPPE/UFRJ; Rio de Janeiro, 2011.
- [3] IEA; World Energy Outlook 2012; Paris; 2012.
- [4] EPE; Balanço Energético Nacional 2012; Resultados Preliminares; Rio de Janeiro, 2012.
- [5] EPE; Plano Decenal de Expansão de Energia 2011; Relatório Final do PDE 2011; Rio de Janeiro; 2013
- [6] BRASIL. Decreto - lei nº 5.163, de 30 de Julho de 2004; Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências; Brasília; 2004.
- [7] LANDEIRA, J.L.F; MENDONÇA, J.O; FALCÃO,D.M; Obstáculos para acesso de pequenas centrais geradoras aos sistemas de distribuição de baixa tensão; Trabalho interno da disciplina de Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico; COPPE/UFRJ; Rio de Janeiro, 2010.
- [8] EPE; Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira; Rio de Janeiro; 2012.
- [9] ABINEE; Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira; São Paulo; 2012.

- [10] NREL; Best Research Cell Efficiencies; Disponível em <http://www.nrel.gov/ncpv/>; Acesso em 15/06/2013.
- [11] EPIA; Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015; Bruxelas, 2011.
- [12] EPIA; Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – Global Status Report ; Bruxelas; 2012.
- [13] BAZILIAN,M. et al.; Re-considering the economics of Photovoltaic Power; Disponível em: www.bnef.com/WhitePapers/download/82; Acesso em 15/06/2013.
- [14] GOEKING, W.; Carga Tributária embutida na conta de luz é de 45%; O Setor Elétrico; 2010; Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/a-revista/edicoes/403-carga-tributaria-embutida-na-conta-de-luz-e-de-45.html>; Acesso em 15/06/2013.
- [15] ORIHUELA, R.; Brazil's Cheaper Electricity Comes at a Cost; 2013; Disponível em: <http://www.businessweek.com/articles/2013-02-07/brazils-cheaper-electricity-comes-at-a-cost>; Acesso em 15/06/2013.
- [16] ANEEL; Resolução Normativa N° 481; Brasília; 2012; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>; Acesso em 15/06/2013.
- [17] ANEEL; Resolução Normativa N° 482; Brasília; 2012; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>; Acesso em 15/06/2013.
- [18] ANEEL; Chamada Pública N° 013 Projeto Estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira; 2011; Disponível em http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2011-ChamadaPE13-2011.pdf; Acesso em 15/06/2013.
- [19] SIFFERT, J.R.R.; LANDEIRA, J.L.F.; MITIDIERI, M.F.; PV distributed generation state of the art in Brazil; SNEC 2013; Xangai; 2013.

- [20] CARVALHO, K.J.S.; Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos; Rio de Janeiro; 2012.
- [21] ANEEL; Atlas de energia Elétrica no Brasil; Brasília; 2002; Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf; Acesso em 16/06/2013;
- [22] MOREIRA, L. Ribeirão do Inferno: a primeira hidrelétrica do Brasil; 2012; Disponível em: http://www.oempreiteiro.com.br/Publicacoes/11247/Ribeirao_do_Inferno_a_primeira_hidreletrica_do_Brasil_.aspx; Acesso em :16/06/2013.
- [23] SCHWARSTSMAN, H,; O apagar de uma era ou o Iluminismo de FHC; 2001; Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/folha/pensata/heliosschwartzman/ult510u356043.shtml>; Acesso em: 16/06/2013.
- [24] ONS; Histórico de Energia Armazenada – Based de Dados; Disponível em: http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx; Acesso em: 25/05/2013.
- [25] BRIX; Nível dos Reservatórios se agrava e preço da energia tem nova alta; Rio de Janeiro; 2012; Disponível em <https://brix.com.br/publicdocs/brix/pressreleases/121214%20-%20PT.pdf>; Acesso em: 16/06/2013.
- [26] GOTA D'ÁGUA; Movimento Gota d'Água; 2012; Disponível em <http://www.movimentogotadagua.com.br/>; Acesso em 16/06/2013.
- [27] LANDIM; R.; Sob a luz dos holofotes; São Paulo; 2011; Disponível em <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/mercado/me1006201128.htm>; Acesso em: 16/06/2013;
- [28] MME; Anexo 1 PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de energia Elétrica; Brasília; 2009; Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PROINFA-ANEXO1-InstitucionalMME.pdf>; Acesso em: 16/06/2013.

[29] PEREIRA, R.; Prorrogação do Proinfa vai custar mais R\$ 182 milhões a consumidor de energia; Estadão; 2011; Disponível em: <http://www.estadao.com.br/noticias/impresso,prorrogacao-do-proinfa-vai-custar-mais-r-182-milhoes-a-consumidor-de-energia,720087,0.htm>; Acesso em: 16/06/2013.

[30] ONS; Energia Elétrica: Previsão da Carga dos Sistemas Interligados Período 2003/2007; Rio de Janeiro; 2003; Disponível em: http://www.ons.org.br/download/operacao/previsao_carga/it_carga_primeirarevisao_ons_abr2003.pdf; Acesso em: 16/06/2013;

[31] ANEEL; Consulta Pública 15/2010; Brasília; 2010; Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/detalhes_consulta.cfm?IdConsultaPublica=197; Acesso em 16/06/2013.

[32] ANEEL; Manual do programa de pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica; Brasília; 2008.

[33] PORTAL TERRA; CPFL inaugura maior usina de energia solar do País; São Paulo; 2012; Disponível: http://economia.terra.com.br/noticias/noticia.aspx?idNoticia=201211272105_TRR_81791477; Acesso em: 16/06/2013

[34] ANEEL; Projetos Cadastrados no P&D Estratégico n. 13/2011 - “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”; Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Materia_PD_energia_solar.pdf; Acesso em: 16/06/2013.

[35] ANEEL; *Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Seção 3.7 – Acesso de micro e minigeração Distribuída*; Brasília; 2012; Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5.pdf; Acesso em 16/06/2013.

[36] EPE; *A-5/2012: Leilão de geração para 2017 contrata usinas hidrelétricas e parques eólicos*; Rio de Janeiro; 2012; Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-5%202012/A-52012Leil%C3%A3odegera%C3%A7%C3%A3opara2017contratausinashidrel%C3%A9tricasep arque%C3%B3licos.aspx?CategorialD=6801>; Acesso em: 16/06/2013.

[37] GTAI; *INDUSTRY OVERVIEW – The Photovoltaic Market in Germany*; 2013; Disponível em:

<http://www.gtai.de/GTAI/Content/EN/Invest/SharedDocs/Downloads/GTAI/Industry-overviews/the-photovoltaic-market-in-germany.pdf>; Acesso em: 16/06/2013.

[38] GT-GDSF; *Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas*; Brasília; 2009; Disponível em: http://www.cetesb.sp.gov.br/userfiles/file/mudancasclimaticas/proclima/file/publicacoes/energia/portugues/Relatorio_GT_GDSF.pdf; Acesso em: 16/06/2013.

[39] AL-INVEST; *Análise do Setor de Energias Renováveis na Alemanha*; 2011; Disponível em: http://www.al-invest4.eu/minisite/renovables_port/alemania/alemania5.1.html; Acesso em: 16/06/2013.

[40] BSW SOLAR; *Statistic data on the German - Solar power (photovoltaic) industry*; 2012; Disponível em: http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/BSW_facts_solarpower_en.pdf; Acesso em: 16/06/2013.

[41] KERNAN, A. *From REFIT to REBID: South Africa's Renewable Energy Auctions*. 2011; Disponível em: <https://cleanenergysolutions.org/blogs/128/refit-rebid-south-africas-renewable-energy-auctions>; Acesso em: 16/06/2013.

[42] THOMAS, M. *The future of BIPV starts now*; 2012; Disponível em: http://www.pv-magazine.com/opinion-analysis/blogdetails/beitrag/the-future-of-bipv-starts-now_100007887/#axzz2Um0QjzLe; Acesso em: 16/06/2013.

[43] PV GROUP; *The Golden Sun of China*; Disponível em: http://www.pvgroup.org/events/ctr_031358; Acesso em 16/06/2013.

- [44] HONGHUA, XU et al.; *National Survey Report of PV Power Applications in China 2011*; 2011; Disponível em http://www.iea-pvps.org/index.php?id=93&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1%5BshowUid%5D=822&tx_damfrontend_pi1%5BbackPid%5D=93; Acesso em 16/06/2013.
- [45] PV GROUP; *China's Solar Future - A Recommended China PV Policy Roadmap 2.0*; 2011; Disponível em http://www.pvgroup.org/sites/pvgroup.org/files/cms/groups/public/documents/web_content/2011China_White_Paper_FINAL.pdf; Acesso em: 16/06/2013.
- [46] MEZA, E.; *EU anti-dumping duties expect to eliminate 1.3 GW of PV installations*; 2013; Disponível em: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/eu-ad-duties-on-chinese-pv-imports--a-turning-point-for-china_100011293/#axzz2TLaPvPoz; Acesso em: 16/06/2013.
- [47] DOE; *Sunshot Initiative*; 2012; Disponível em: http://www1.eere.energy.gov/solar/sunshot/mission_vision_goals.html; Acesso em 16/06/2013.
- [48] VOTESOLAR; *PACE (Property Assessed Clean Energy) Financing - A Policy to Help Property Owners Access Financing for Renewable Energy and Energy Efficiency*; Disponível em: http://votesolar.org/wp-content/uploads/2009/06/PACE_FAQGeneral1.pdf; Acesso em 16/06/2013.
- [49] GODOI, M.; *Leilão específico para solar estimularia grandes investimentos no setor*; Canal Energia; 2013;
- [50] POLITO, R.; *EPE estuda incluir energia solar nos leilões a partir de 2013*; 2013; Disponível em: <http://www.valor.com.br/brasil/2736836/epe-estuda-incluir-energia-solar-nos-leiloes-partir-de-2013>; Acesso em 16/06/2013.
- [51] ANEEL; *Medida Provisória 579 – Renovação das Concessões do Setor Elétrico*; Brasília; 2013; Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/HTML/renova%C3%A7%C3%A3o_das_concess%C3%B5es.htm; Acesso em 16/06/2013.

[52] ANEEL; *RELATÓRIO DE ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº015/2010 – Anexo 1*; 2011; Disponível em [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota Tecnica_0004_2011_N_015.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota_Tecnica_0004_2011_N_015.pdf); Acesso em: 16/06/2013.

[53] MAYFIELD, R.; *Photovoltaic Design & Installation for Dummies*; Wiley Publishing, Inc.; Indianapolis; 2010.

[54] PINTO NETO; A.F.C.; *Qualificação e Etiquetagem de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*; São Paulo; 2012.

[55] COPEL; *NTC 905100 - MANUAL DE ACESSO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA DA COPEL*; Curitiba; 2012. Disponível em [http://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/0342A62F50C68EC4032577F500644B9A/\\$FILE/905100.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/0342A62F50C68EC4032577F500644B9A/$FILE/905100.pdf); Acesso em 16/06/2013.

[56] CEMIG; *Manual de Distribuição - Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Baixa Tensão*; Belo Horizonte; 2012; Disponível em http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Documents/ND-5_30_Requisitos%20para%20a%20conex%C3%A3o%20de%20Acessantes%20ao%20Sistema%20de%20Distribui%C3%A7%C3%A3o%20Cemig%20%20Conex%C3%A3o%20em%20Baixa%20Tens%C3%A3o.pdf; Acesso em 16/06/2013.

[57] CPFL; *Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL*; São Paulo; 2012; Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/LinkClick.aspx?fileticket=I8Uqc73wq4I%3D&tabid=1417&mid=2064>; Acesso em: 16/06/2013.

[58] Haberlin, H.; *Photovoltaics: system design and practice*; John Wiley & Sons; Chichester; 2012.

[59] ZEKÂI, S.; *Solar Energy Conversion and Photoenergy Systems*; Volume II; EOLSS; Istanbul; 2012.

[60] NREL; *Ensuring Quality of PV Modules*; 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference; Seattle; 2011. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/50651.pdf>; Acesso em: 16/06/2013.

[61] Henze, N.; *Study on MPP Mismatch losses in Photovoltaic Applications*; 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; Hamburg; 2009.

[62] PHOTON; *PHOTON-Newsletter*; 2013; Disponível em: <http://www.photon.de/newsletter/document/75394.pdf>; Acesso em: 17/06/2013.

[63] SCHACHINGER, M.; *Module Price Index: Antidumping tariff recommendation leads to more uncertainty in the market*; 2013; Disponível em: <http://www.pv-magazine.com/investors/module-price-index/#axzz2WU9WF7EE>; Acesso em 17/06/2013.

[64] BNDES; *Fundo CLima – Energias Renováveis*; 2011; Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Programas_e_Fundos/Fundo_Clima/energias_renovaveis.html; Acesso em: 17/06/2013.

[65] LANDEIRA, J.L.F.; SIFFERT, J.R.R.; MITIDIERI, M.F.; *Expansion Barriers for the PV business in Brazil: a Review*; SNEC 2013; Xangai; 2013.

[66] PEKIC, V.; *Brazil receives request for 392,4 MW of PV*; 2013; Disponível em: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/brazil-receives-request-for-3924-mw-of-pv_100011366/#axzz2VuaR7mcQ; Acesso em: 17/06/2013.

APÊNDICE A

CASO 1 – MINIGERAÇÃO NO TETO E ESTACIONAMENTO

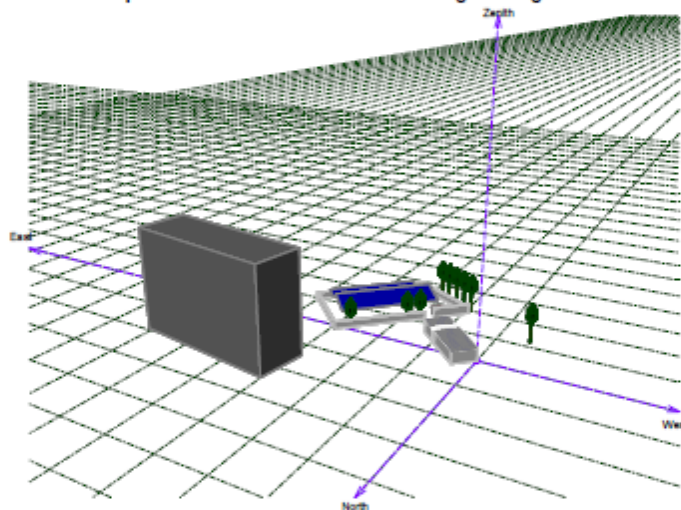
PVSYST V5.59		31/05/13		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Simulation variant : New simulation variant					
Simulation date 31/05/13 12h03					
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth	45°	
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module	Si-poly	Model	YL245P-29b		
		Manufacturer	Yingli Solar		
Array#1: Number of PV modules	In series	14 modules	In parallel	5 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	70	Unit Nom. Power	245 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	17.15 kWp	At operating cond.	15.20 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	380 V	I m pp	40 A	
Array#2: Number of PV modules	In series	17 modules	In parallel	24 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	408	Unit Nom. Power	245 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	100.0 kWp	At operating cond.	88.6 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	461 V	I m pp	192 A	
Total Arrays global power	Nominal (STC)	117 kWp	Total	478 modules	
	Module area	781 m²	Cell area	698 m²	
Inverter					
	Model	Sunny Mini Central 7000 HV			
	Manufacturer	SMA			
	Operating Voltage	335-560 V	Unit Nom. Power	6.65 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	3	Total Power	20.0 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	12.0	Total Power	80 kW AC	
Total	Number of Inverter	15	Total Power	100 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT	56 °C	
Wiring Ohmic Loss	Array#1	162 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Array#2	41 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Global		Loss Fraction	1.5 % at STC	
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %	
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :					
	Unlimited load (grid)				

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Grid-Connected Project at RJ Posto Matriz
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth	45°
PV modules	Model	YL245P-29b	Pnom	245 Wp
PV Array	Nb. of modules	478	Pnom total	117 kWp
Inverter	Model	Sunny Mini Central 7000 HVPnom	6.85 kW ac	
Inverter pack	Nb. of units	15.0	Pnom total	99.8 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



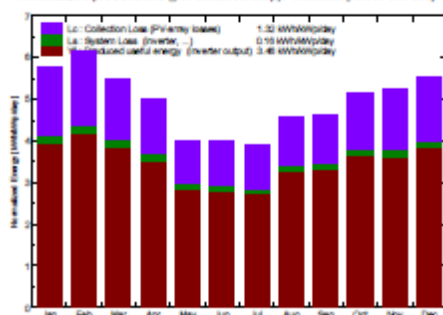
Grid-Connected System: Main results

Project : Grid-Connected Project at RJ Posto Matriz
Simulation variant : New simulation variant

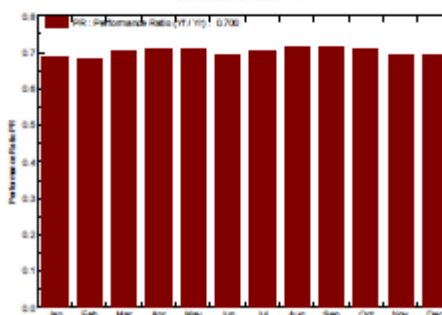
Main system parameters	System type Grid-Connected
Near Shadings	Linear shadings
PV Field Orientation	tilt 15° azimuth 45°
PV modules	Model YL245P-29b Pnom 245 Wp
PV Array	Nb. of modules 478 Pnom total 117 kWp
Inverter	Model Sunny Mini Central 7000 HVPnom 8.65 kW ac
Inverter pack	Nb. of units 15.0 Pnom total 99.8 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)

Main simulation results
System Production **Produced Energy** 148.0 MWh/year **Specific prod.** 1264 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 70.0 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 117 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EMArrR %	ERSysR %
January	185.1	26.40	178.9	164.2	15.02	14.35	10.75	10.27
February	175.0	26.60	172.4	159.9	14.43	13.80	10.72	10.25
March	166.2	25.60	170.6	157.6	14.66	14.01	11.01	10.52
April	139.8	24.20	149.6	137.2	12.97	12.38	11.10	10.60
May	112.2	21.80	124.3	110.6	10.82	10.34	11.15	10.65
June	105.0	21.10	120.6	104.6	10.26	9.80	10.90	10.41
July	106.6	20.80	120.6	105.7	10.38	9.91	11.02	10.52
August	131.1	21.90	141.5	126.9	12.43	11.88	11.26	10.76
September	133.8	22.50	138.8	127.4	12.19	11.64	11.25	10.73
October	160.0	24.00	160.1	146.7	13.90	13.27	11.11	10.61
November	161.4	24.70	157.2	143.4	13.37	12.76	10.89	10.40
December	179.8	25.80	172.1	157.5	14.57	13.91	10.84	10.35
Year	1756.0	23.77	1606.7	1643.7	155.01	148.04	10.99	10.49

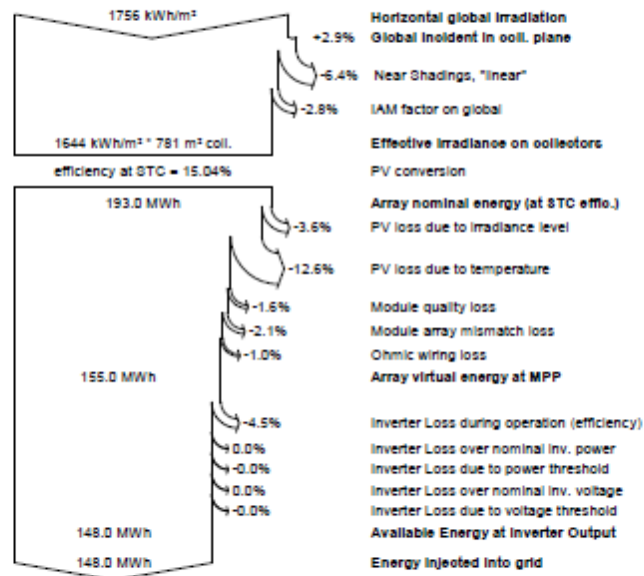
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
GlobInc Global incident in coll. plane EMArrR Effic. Eout array / rough area
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings ERSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at RJ Posto Matriz
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth	45°
PV modules	Model	YL245P-29b	Pnom	245 Wp
PV Array	Nb. of modules	478	Pnom total	117 kWp
Inverter	Model	Sunny Mini Central 7000 HVPnom		6.65 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	15.0	Pnom total	99.8 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



CASO 2 – MICROGERAÇÃO NO TETO

PVSYST V5.59		31/05/13	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Simulation variant : New simulation variant			
Simulation date 31/05/13 11h03			
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth 45°
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Linear shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	YL245P-29b
		Manufacturer	Yingli Solar
Number of PV modules	In series	14 modules	In parallel 5 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	70	Unit Nom. Power 245 Wp
Array global power	Nominal (STC)	17.15 kWp	At operating cond. 15.20 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	380 V	I m pp 40 A
Total area	Module area	114 m ²	Cell area 102 m ²
Inverter		Model	Sunny Mini Central 7000 HV
		Manufacturer	SMA
Characteristics	Operating Voltage	335-560 V	Unit Nom. Power 6.65 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	3 units	Total Power 19.95 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
	=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m ² , Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)		NOCT 56 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	162 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

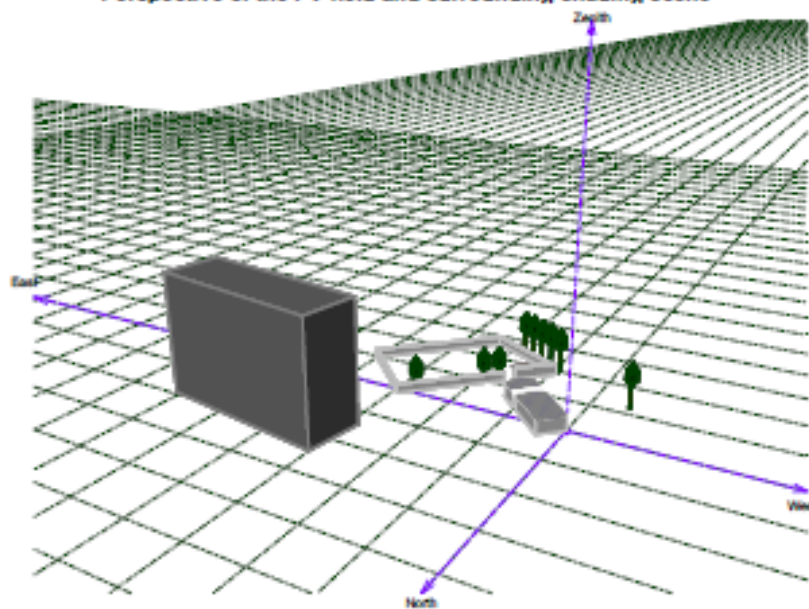
Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Grid-Connected Project at Caso 2

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth	45°
PV modules	Model	YL245P-29b	Pnom	245 Wp
PV Array	Nb. of modules	70	Pnom total	17.15 kWp
Inverter	Model	Sunny Mini Central 7000 HVPnom	6.65 kW ac	
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	19.95 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



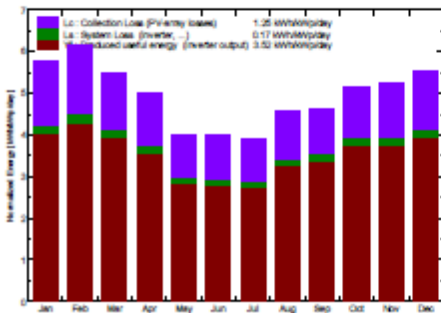
Grid-Connected System: Main results

Project : Grid-Connected Project at Caso 2
 Simulation variant : New simulation variant

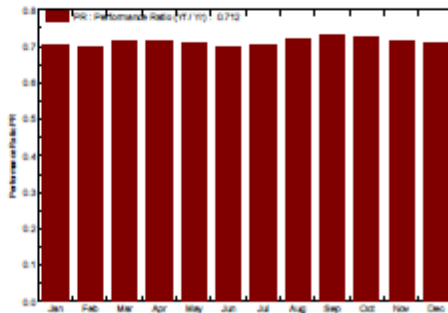
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth	45°
PV modules	Model	YL245P-29b	Pnom	245 Wp
PV Array	Nb. of modules	70	Pnom total	17.15 kWp
Inverter	Model	Sunny Mini Central 7000 HV	Pnom	6.65 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	19.95 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results				
System Production	Produced Energy	22.06 MWh/year	Specific prod.	1287 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	71.2 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 17.15 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant
 Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEFF	EArray	E_Grid	EFFArrR	EFFsysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	185.1	26.40	178.9	169.4	2.262	2.157	11.06	10.54
February	175.0	26.60	172.4	164.2	2.163	2.066	10.97	10.48
March	188.2	25.60	170.6	161.5	2.198	2.097	11.27	10.75
April	199.8	24.20	149.6	139.2	1.923	1.833	11.24	10.72
May	112.2	21.80	124.3	111.6	1.594	1.517	11.22	10.67
June	105.0	21.10	120.6	106.0	1.518	1.445	11.01	10.47
July	106.6	20.60	120.6	106.5	1.528	1.453	11.08	10.53
August	131.1	21.90	141.5	129.9	1.831	1.745	11.32	10.79
September	133.8	22.50	138.8	130.3	1.826	1.738	11.50	10.95
October	160.0	24.00	160.1	151.2	2.096	1.996	11.45	10.90
November	161.4	24.70	157.2	148.2	2.020	1.923	11.24	10.70
December	179.8	25.60	172.1	162.5	2.198	2.094	11.17	10.64
Year	1756.0	23.77	1606.7	1660.6	23.158	22.064	11.21	10.68

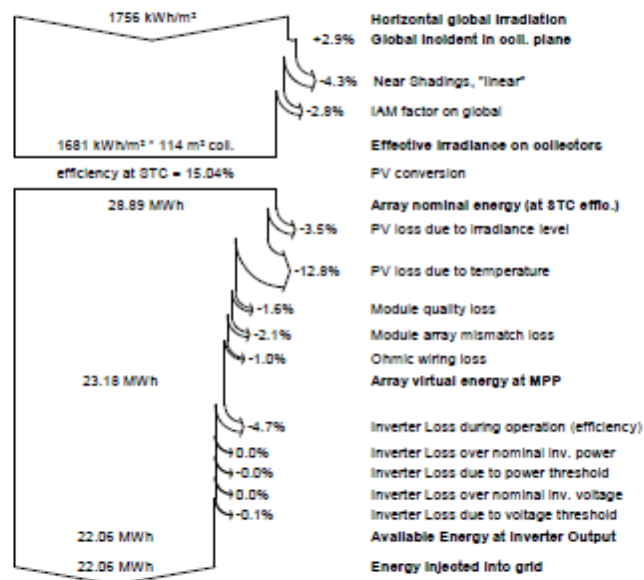
- Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
- T Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEFF Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- EFFArrR Effic. Eout array / rough area
- EFFsysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Caso 2
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth	45°
PV modules	Model	YL245P-29b	Pnom	245 Wp
PV Array	Nb. of modules	70	Pnom total	17.15 kWp
Inverter	Model	Sunny Mini Central 7000 HVPnom		6.65 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	19.95 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



APÊNDICE B

CASO 1 – MINIGERAÇÃO NO TETO E ESTACIONAMENTO LINHA 1

Dados da Planta - Entrada		
Capacidade Instalada	117,11	kWp
Fator de Capacidade	14,44%	%
Energia gerada/ano	148.137,59	kWh
Dados da localidade		
Concessionária	LIGHT	
Valor da Tarifa	289,87	
Economia 1º ano	42.940,64	R\$/ano
CapEx e O&M		
CapEx	6,06	R\$/Wp
CapEx Módulos	2,47	R\$/Wp
CapEx Inversores	0,89	R\$/Wp
CapEx BoS	1,70	R\$/Wp
CapEx Instalação	1,00	R\$/Wp
Valor do Investimento	709686,60	R\$
Custos de O&M	0,50%	% CapEx
Financiamento		
Financiamento	Sim	Linha 1
% financiada	80%	%
Montante financiado	567.749,28	R\$
Taxa de Juros real	0,00%	%a.a.
Prazo de pagamento (após a carência)	15	anos
Carência	6	meses
Tempo de operação		
Tempo de funcionamento	25	anos
Degradação Anual	0,75%	%a.a.
Troca de Inversor?	Sim	
Ano da troca	10	ano
CapEx da troca	0,89	R\$/Wp
Montante da troca	104.227,90	R\$

Resultados				
Taxa de Desconto		7,5%		
VPL		-R\$ 98.144,89		
TIR		1,97%		
Payback Descontado		#N/D		
5,5%				
IPCA=	5,50%			
Linhas de Financiamento		Juros Nominais	Juros Reais	Prazo
Linha 1	Fundo Clima	5,50%	0,00%	15
Linha 2	Finame BK	9,40%	3,90%	5
Linha 3	Banco Comercial	11,80%	6,30%	15
Linha 4	Fomento	5,00%	-0,50%	8
Linhas de Financiamento		Carência (meses)		
Linha 1	Fundo Clima	6		
Linha 2	Finame BK	12		
Linha 3	Banco Comercial	0		
Linha 4	Fomento	12		

FLUXO DE CAIXA

FCF - LIGHT	0	1	2	3	4
Entradas de Caixa					
Financiamento	R\$ 567.749,28	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Energia economizada	R\$ 42.940,64	R\$ 42.618,59	R\$ 42.298,95	R\$ 41.981,71	R\$ 41.666,84
Saídas de Caixa					
Sistema	(R\$ 709.686,60)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Troca do Inversor	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos com O&M	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)
Amortização	(R\$ 18.924,98)	(R\$ 37.849,95)	(R\$ 37.849,95)	(R\$ 37.849,95)	(R\$ 37.849,95)
Juros	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Fluxo de Caixa	(R\$ 121.470,09)	R\$ 1.220,20	R\$ 900,56	R\$ 583,32	R\$ 268,46
FCF - LIGHT					
Entradas de Caixa					
Financiamento	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Energia economizada	R\$ 41.354,34	R\$ 41.044,19	R\$ 40.736,35	R\$ 40.430,83	R\$ 40.127,60
Saídas de Caixa					
Sistema	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Troca do Inversor	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos com O&M	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)
Amortização	(R\$ 37.849,95)	(R\$ 37.849,95)	(R\$ 37.849,95)	(R\$ 37.849,95)	(R\$ 37.849,95)
Juros	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Fluxo de Caixa	(R\$ 44,04)	(R\$ 354,20)	(R\$ 662,03)	(R\$ 967,55)	(R\$ 1.270,78)
FCF - LIGHT					
Entradas de Caixa					
Financiamento	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Energia economizada	R\$ 39.826,64	R\$ 39.527,94	R\$ 39.231,48	R\$ 38.937,25	R\$ 38.645,22
Saídas de Caixa					
Sistema	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Troca do Inversor	(R\$ 104.227,90)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos com O&M	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)
Amortização	(R\$ 37.849,95)	(R\$ 37.849,95)	(R\$ 37.849,95)	(R\$ 37.849,95)	(R\$ 37.849,95)
Juros	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Fluxo de Caixa	(R\$ 105.799,64)	(R\$ 1.870,44)	(R\$ 2.166,90)	(R\$ 2.461,14)	(R\$ 2.753,17)

FLUXO DE CAIXA

FCF - LIGHT	15	16	17	18	19
Entradas de Caixa					
Financiamento	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Energia economizada	R\$ 38.355,38	R\$ 38.067,71	R\$ 37.782,21	R\$ 37.498,84	R\$ 37.217,60
Saídas de Caixa					
Sistema	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Troca do Inversor	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos com O&M	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)
Amortização	(R\$ 18.924,98)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Juros	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Fluxo de Caixa	R\$ 15.881,97	R\$ 34.519,28	R\$ 34.233,77	R\$ 33.950,41	R\$ 33.669,17
FCF - LIGHT					
Entradas de Caixa					
Financiamento	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Energia economizada	R\$ 36.938,47	R\$ 36.661,43	R\$ 36.386,47	R\$ 36.113,57	R\$ 35.842,72
Saídas de Caixa					
Sistema	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Troca do Inversor	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos com O&M	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)
Amortização	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Juros	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Fluxo de Caixa	R\$ 33.390,03	R\$ 33.112,99	R\$ 32.838,03	R\$ 32.565,14	R\$ 32.294,28
FCF - LIGHT					
Entradas de Caixa					
Financiamento	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Energia economizada	R\$ 35.573,90	R\$ 35.307,09	R\$ 35.042,29	R\$ 34.779,47	R\$ 34.518,63
Saídas de Caixa					
Sistema	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Troca do Inversor	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos com O&M	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)	(R\$ 3.548,43)
Amortização	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Juros	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00