

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA COM ÊNFASE EM
ELETROTÉCNICA

EMERSON SHINJI IKUTA JÚNIOR

FERNANDO TAKEO GOYA

**ESTUDO DA VIABILIDADE TECNICO-ECONOMICA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS INTERLIGADOS À REDE ELÉTRICA EM
DIFERENTES CENÁRIOS DE GERAÇÃO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2014

EMERSON SHINJI IKUTA JÚNIOR

FERNANDO TAKEO GOYA

**ESTUDO DA VIABILIDADE TECNICO-ECONOMICA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS INTERLIGADOS À REDE ELÉTRICA EM
DIFERENTES CENÁRIOS DE GERAÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso 2, apresentado com requerimento parcial para título de Bacharel do Curso de Engenharia Industrial Elétrica com Ênfase em Eletrotécnica – do Departamento de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Jair Urbanez Jr.

CURITIBA

2014

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de agradecer a nossa família, em especial nossos pais, que nos apoiaram como acadêmicos e que estiveram sempre ao nosso lado em todos os momentos passados, presentes e futuros.

A todo corpo de professores da UTFPR, e do DAELT, principalmente a nosso orientador Jair, à coordenação de TCC e ao professor Alvaro que nos ajudou na pesquisa final de nosso TCC.

Nossos sinceros agradecimentos a todos que nos auxiliaram durante estes anos de universidade, amigos, família e conhecidos.

EMERSON SHINJI IKUTA JÚNIOR
FERNANDO TAKEO GOYA

**ESTUDO DA VIABILIDADE TECNICO-ECONOMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
INTERLIGADOS À REDE ELÉTRICA EM DIFERENTES CENÁRIOS DE GERAÇÃO**

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Industrial Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, ____ de _____ de 2014.

Prof. Dr. Emerson Rigoni
Coordenador de Curso
Engenharia Industrial Elétrica

Prof^a. Me. Annemarlen Gehrke Castagna
Coordenadora dos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTADOR

BANCA EXAMINADORA

Prof. Jair Urbanetz Junior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

Prof. Alvaro Augusto Waldrigues de Almeida, Esp.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof. Gerson Maximo Tiepolo, Me.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Industrial Elétrica.

RESUMO

GOYA, Fernando Takeo; IKUTA JR, Emerson Shinji. **Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica de Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica em Diferentes Cenários de Geração**. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba. 2014.

Neste trabalho acadêmico é apresentado o estudo de viabilidade técnica e econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos interligados ou conectados à rede elétrica em casos residenciais, comerciais e de usinas fotovoltaicas.

É feita a análise teórica, estudando-se os conceitos básicos sobre a energia fotovoltaica, as premissas que justificam este trabalho, funcionamento da instalação e medições dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, considerando as normas e regulamentações vigentes.

Através das faturas de energia elétrica de diferentes instalações, uma residencial e duas comerciais, foram desenvolvidos os casos de estudos. Baseando-se no consumo destas instalações são feitos os dimensionamentos dos sistemas fotovoltaicos e desenvolvidos os cenários de consumo e geração. Comparando as faturas de energia antes e as estimativas depois da instalação dos sistemas fotovoltaicos e considerando o sistema de compensação, é feita a análise do tempo em que o investimento é amortizado em cada cenário.

No caso da usina utilizando-se de levantamentos de custos de licitações de usinas fotovoltaicas, análises de finanças e do custo da venda de energia pelo mercado livre de energia analisa-se o tempo de amortização do investimento.

Por fim estudando a viabilidade dos diferentes cenários abordados.

Palavras Chave: energia elétrica; solar; fotovoltaica; geração distribuída.

ABSTRACT

GOYA, Fernando Takeo; IKUTA JR, Emerson Shinji. **Study of Technical and Economic Feasibility of Photovoltaic Systems Grid Connected on Different Settings of Generation.** 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba. 2014.

On this paper it is presented the study of technical and economic feasibility of photovoltaic systems grid connected on homes, shops and photovoltaic power plants.

This paper presents the theoretical study through the basic concepts about photovoltaic energy, the assumptions that justifies this paper, how installations and measures work on photovoltaic systems grid connected, considering the standards and rules that goes on.

By the energy bills of different locations, one house and two shops were developed the study cases. Using the energy consumption of these locations to size the photovoltaic systems and develop the settings of energy consumption and generation. Comparing the energy bills before and after the estimations after the installment of the photovoltaic systems and considering the net metering, analyzing the payback time on each setting.

On photovoltaic power plants it is used the collected data of biddings of photovoltaic power plants, finance analysis and the cost of energy on energy market it is reviewed the payback time.

By the end, studying the feasibility of the different settings approached.

Keywords: electric energy; solar; photovoltaic; distributed energy generation.

INDICE DE FIGURAS

Figura 1– Gráfico de Consumo Nacional de Energia por Classe Anual entre 2004 e 2013.	15
Figura 2 – Crescimento Populacional Nacional.....	15
Figura 3 – Média de Irradiação Solar Anual: no Paraná (esquerda) e Alemanha (direita).	18
Figura 4 – Radiação Solar.....	24
Figura 5 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.	25
Figura 6 – Exemplo de Módulo Fotovoltaico.	26
Figura 7 – Sistema Fotovoltaico Conectado à rede.....	28
Figura 8 – Esquema de um Sistema FV Conectado à Rede Elétrica.....	29
Figura 9 – Medição única do balanço de energia.....	30
Figura 10 – Medição dupla.....	30
Figura 11 - Medição simultânea.	31
Figura 12 – Sistemas de grande porte.	32
Figura 13– Curva de Aprendizado para Módulos FV Sob Tendências entre 1970 a 2010: custo (USD) X produção global de módulos FV.....	33
Figura 14 – Centro de Exposições da UFSC, com SFV de 10 kWp integrado a parte da cobertura da edificação.	35
Figura 15 – Efeito da geração FV na redução da demanda em edificações comerciais que utilizam ar-condicionado.....	35
Figura 16 – Exemplo de Esquema Unifilar de Acessante de Potência de Geração Solar ou Eólica, de até 75 kW.	40
Figura 17 – Exemplo de Esquema Unifilar de Acessante de Potência de Geração de 76 kW a 300 kW, com a proteção desligando o sistema de geração.....	41
Figura 18 – Exemplo de Esquema Unifilar de Acessante de Potência de Geração de 301 kW a.....	43
Figura 19 – Exemplo de Esquema Unifilar. de Acessante de Potência de Geração de 501 kW a.....	43
Figura 20 – Exemplo de Esquema Unifilar de Acessante de Potência de Geração acima de 1000 kW, com a proteção desligando o sistema de geração.....	44
Figura 21 – Placa de Advertência de Geração Distribuída.....	46
Figura 22 – Fatura de Energia da COPEL para consumidores de BT.....	49
Figura 23 – Distribuição de custos no <i>1000 Roofs Program</i> alemão, para SFCR de 2 kWp, BOS designa a equipamentos complementares do SFCR, como cabos, conectores, etc.	51
Figura 24 – Selo Solar.....	72

INDICE DE TABELAS

Tabela 1– Consumo Nacional de Energia Elétrica por Classe Anual entre 2006 e 2013.	14
Tabela 2 – Produção de Energia primária.....	21
Tabela 3 – Consumo Final por Fonte.	22
Tabela 4 – Irradiação (kWh/m ² /dia) incidente em Curitiba.	50
Tabela 5 – Custo de investimento em SFV – referência Brasil (R\$/Wp)	52
Tabela 6 – Comparação de Valores de Fatura com a Utilização do Sistema de Compensação da COPEL	56
Tabela 7 – Custeio de Iluminação Pública em Curitiba – PR para Consumidores Residenciais.....	58
Tabela 8 - Consumo do Caso “W” de Um Ano.....	59
Tabela 9 – Custos Iniciais do Caso “W”	61
Tabela 10 – Níveis de Geração do SFCR do caso “W”.....	62
Tabela 11 – Simulação do Medidor de Energia Elétrica no Cenário ‘I’.....	63
Tabela 12 - Simulação da Fatura de Energia no Cenário ‘I’	64
Tabela 13 – Valores Mensais das Faturas do Cenário ‘I’	64
Tabela 14 – Análise do <i>Payback</i> no Cenário ‘I’	65
Tabela 15 – Simulação da Fatura de Energia para os Cinco Primeiros Anos do Cenário ‘II’	66
Tabela 16 – Valores Mensais das Faturas do Cenário ‘II’	67
Tabela 17 – Análise do <i>Payback</i> no Cenário ‘II’	67
Tabela 18 – Simulação do Medidor de Energia Elétrico no Cenário ‘III’.....	68
Tabela 19 – Simulação da Fatura de Energia do Cenário ‘III’	69
Tabela 20 – Valores Mensais das Faturas do Cenário ‘III’	69
Tabela 21 – Análise de o Cenário ‘III’.....	70
Tabela 22 – Custeio de Iluminação Pública em Curitiba – PR para Consumidores Comerciais.	71
Tabela 23 – Consumo do Caso “Y” de Um Ano.....	73
Tabela 24 – Custos de Investimento Inicial do Caso “Y”.....	75
Tabela 25 – Níveis de Geração do SFCR do Caso “Y”.....	75
Tabela 26 – Simulação do Medidor de Energia Elétrico no Cenário ‘IV’	76
Tabela 27 – Simulação da Fatura de Energia do Cenário ‘IV’	76
Tabela 28 – Valores Mensais das Faturas do Cenário ‘IV’.....	77
Tabela 29 – Análise do <i>Payback</i> no Cenário ‘IV’.....	77
Tabela 30 - Consumo do Caso “Z” de Um Ano.	78

Tabela 31 – Custos Iniciais do Caso “Z”	80
Tabela 32 – Níveis de Geração do Caso “Z”	81
Tabela 33 – Simulação do Medidor de Energia Elétrica no Cenário ‘V’	81
Tabela 34 – Simulação da Fatura de Energia do Cenário ‘V’	82
Tabela 35 – Valores Mensais das Faturas do Cenário ‘IV’	82
Tabela 36 – Análise de <i>Payback</i> do Cenário ‘V’	83
Tabela 37 – Comparação entre os Cenários Residenciais e Comerciais.....	84
Tabela 38 – PLD médio de 2013.....	86
Tabela 39 – Geração mensal da usina FV	86
Tabela 40 – Análise de <i>Payback</i> do Cenário ‘Usina FV’	87

LISTA DE SIGLAS

ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
AT	Alta Tensão
BCP	Banco Central do Brasil
BEN 2012	Balanco Energético Nacional 2012
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COD	Centro de Operações da COPEL
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense De Energia S.A.
EI	Elemento de Interrupção
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ES	Elemento de Seccionamento e Desconexão
FC	Fluxo de Caixa
FV	Fotovoltaico (a)
IAP	Instituto Ambiental do Paraná
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IDEAL	Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
II	Imposto de Importação
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
MEN 2030	Matriz Energética Nacional 2030
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
NTC	Normas Técnicas COPEL
PBd	<i>Payback</i> Descontado
PBs	<i>Payback</i> Simples
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programas de Integração Social

PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PNE 2030	Plano Nacional de Energia 2030
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
REN	Resolução Normativa
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SFI	Sistemas Fotovoltaicos Isolados
var	volt ampére reativo
W	watt
Wh	watt – hora
Wp	watt – pico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	TEMA	13
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS.....	14
1.3	OBJETIVOS	16
1.3.1	Objetivo Geral	16
1.3.2	Objetivos Específicos.....	16
1.4	JUSTIFICATIVA	17
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	18
1.6	ESTRUTURA DE TRABALHO	19
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
2.1	ENERGIA RENOVÁVEL	20
2.1.1	Energia Solar	20
2.2	MATRIZ ENERGÉTICA.....	21
2.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	23
2.4	RADIAÇÃO SOLAR	23
2.5	COMPONENTES BÁSICOS	24
2.5.1	Células Fotovoltaicas	25
2.5.2	Módulo Fotovoltaico	25
2.5.3	Inversor ou Conversor CC/CA.....	26
2.5.4	Dispositivos de Proteção.....	27
2.5.4.1	Disjuntor	27
2.5.4.2	Aterramento	27
2.5.4.3	Seccionamento	28
2.6	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.....	28
2.6.1	Sistemas Fotovoltaicos Residenciais Conectados à Rede.....	29
2.6.2	Medição Única do Balanço de Energia	29
2.6.3	Medição Dupla	30
2.6.4	Medições Simultâneas	31
2.6.5	Requisitos de medição adotados pela COPEL	31
2.6.6	CENTRAIS FOTOVOLTAICAS	32
2.6.7	Conexões de geradores com potência acima de 1MVA.....	32
2.7	OS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE NO BRASIL 33	
2.8	LEGISLAÇÃO	37

2.8.1	Resolução Normativa nº 482 e 517.....	37
2.8.2	COPEL.....	39
2.8.2.1	NTC 905100.....	39
3	METODOLOGIA DO ESTUDO DA VIABILIDADE TECNICO-ECONOMICA 48	
3.1	ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA OS CENÁRIOS RESIDENCIAIS E COMERCIAIS.....	48
3.2	ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA PARA CENÁRIOS RESIDENCIAIS E COMERCIAIS.....	51
3.2.1	<i>Payback</i> Simples.....	53
3.2.2	<i>Payback</i> Descontado	53
3.2.3	Tributos	54
3.2.4	Sistema de Compensação – COPEL	55
4	ESTUDO DE CENÁRIOS.....	57
4.1	CENÁRIOS RESIDENCIAIS	57
4.1.1	Caso “W”	59
4.1.1.1	Caso “W”: Cenário ‘I’	62
4.1.1.2	Caso “W”: Cenário ‘II’	65
4.1.1.3	Caso “W”: Cenário ‘III’	68
4.2	CENÁRIOS COMERCIAIS.....	71
4.2.1	Caso “Y”	72
4.2.1.1	Caso “Y”: Cenário ‘IV’.....	75
4.2.2	Caso “Z”	78
4.2.2.1	Caso “Z”: Cenário ‘V’	81
4.3	COMPARAÇÃO ENTRE OS CENÁRIOS RESIDENCIAIS E COMERCIAIS 83	
4.4	CENÁRIOS DE USINA FV	84
4.4.1	Estudo de Caso de Usina FV	84
5	CONCLUSÕES.....	88
6	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	90
	REFERÊNCIAS.....	91
	ANEXOS	95

1 INTRODUÇÃO

1.1 TEMA

A estrutura de oferta e demanda setorial de energia, contemplando as diferentes fontes primárias e secundárias, bem como os diversos usos no sistema socioeconômico, constitui o que usualmente se chama de matriz energética (NOGUEIRA; CARDOSO, 2007, p. 34).

Para a geração de eletricidade o Brasil utiliza recursos hidráulicos como principal fonte de energia em sua matriz energética. Cerca de 80% da energia elétrica gerada é de origem hidráulica. Apesar de estudos mostrarem que o Brasil utiliza apenas 25% de seus recursos hidráulicos, boa parte encontra-se em lugares de baixas quedas e distantes dos grandes consumidores (NOGUEIRA; CARDOSO, 2007).

Segundo projeções do Plano Nacional de Energia (PNE 2030), desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia (MME), o Brasil terá uma capacidade instalada hidrelétrica total em torno de 170 GW até 2030. Neste cenário o Brasil estaria utilizando praticamente todos os recursos hidrelétricos aproveitáveis. Haverá cerca de 50 GW de capacidade instalada por fontes térmicas até 2030. Considerando as projeções de capacidade instalada para atender a demanda em 2030, seria em torno de 225 GW, existindo um déficit de cerca de 5 GW. Este montante de capacidade instalada pode ser ainda maior se o potencial hidrelétrico não for aproveitado segundo estas projeções do PNE (MME, 2008).

Estas projeções trazem a eficiência energética e o uso de fontes de energia renováveis, principalmente para geração de eletricidade. O Brasil possui um grande potencial eólico, de biomassa e solar, que aos poucos tem aumentado suas participações na matriz energética brasileira.

Os sistemas fotovoltaicos (SFV) podem oferecer opções simples e práticas para essa e as próximas gerações, oferecem uma fonte de energia renovável e virtualmente infinita. Com o avanço das tecnologias adotadas, e maior interesse de empresas, investidores e pesquisas, existe um aumento do mercado de SFVs. O

estudo a ser desenvolvido analisa a viabilidade de soluções técnicas e econômicas para diferentes cenários de geração a serem estudados.

Para a obtenção de energia pelos SFVs são utilizadas células fotovoltaicas (FV) que funcionam a partir do efeito fotovoltaico, que é o processo de conversão de luz solar em energia elétrica. Analisando o consumo demandado é possível dimensionar o quanto deve ser gerado pelo SFV, seja para uma instalação elétrica ou uma usina FV (RÜTHER; PORTOLAN, 2011).

Para o dimensionamento de SFVs e cenários de geração de energia elétrica serão estudados casos de residências, comércios e produtores independentes (usinas FV) analisando as possibilidades e fatores que tragam vantagens e viabilidade para a instalação do SFV.

Em cada grupo serão estudados os diferentes níveis de geração possíveis em cada caso, o quanto cada caso deverá gerar energia elétrica para ser o mais viável possível.

1.2 PROBLEMAS E PREMISAS

A demanda por energia cresce a cada ano. Este crescimento da demanda energética tem seguido uma amplitude muito maior que a populacional, segundo Araújo (2007). Os recursos para gerar essa energia são limitados e cada vez mais caros. É apenas uma questão de tempo até a demanda superar a oferta de energia. Pode-se observar a diferença deste crescimento a partir dos dados a seguir, pela Tabela 1, Figura 1 e Figura 2.

Tabela 1– Consumo Nacional de Energia Elétrica por Classe Anual entre 2006 e 2013.

CONSUMO (GWh)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
BRASIL	329.707	344.284	356.129	377.030	388.472	384.306	415.683	433.034	448.113	463.740
RESIDENCIAL	78.470	82.644	85.784	89.885	94.746	100.776	107.215	111.971	117.646	124.858
INDUSTRIAL	154.163	158.610	163.180	174.369	175.834	161.799	179.478	183.576	183.475	184.595
COMERCIAL	49.686	53.035	55.369	58.647	61.813	65.255	69.170	73.482	83.712	83.712
OUTROS	47.389	49.995	51.796	54.129	56.079	56.477	59.820	64.006	70.575	70.575

Fonte: Adaptado de EPE, 2012. Adicionado dados dos anos de 2012 e 2013 de EPE, 2014.

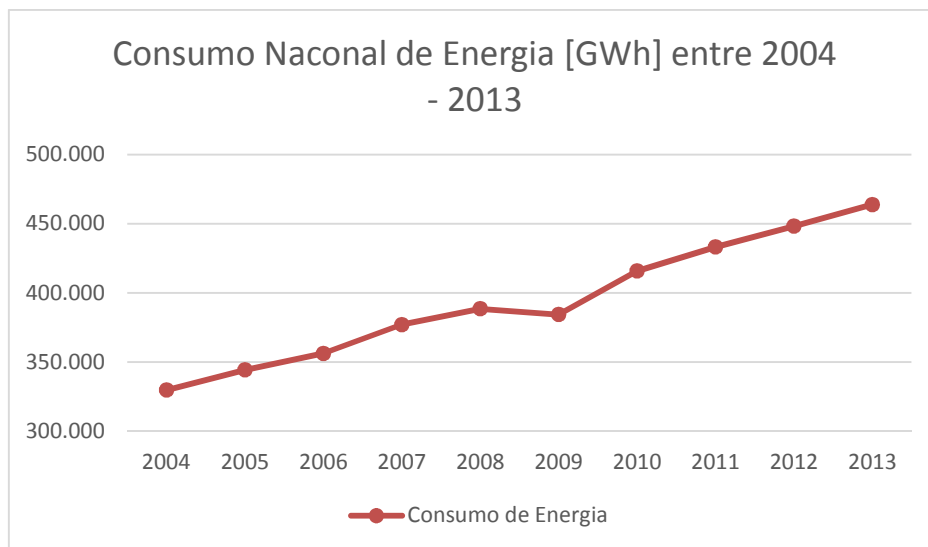


Figura 1– Gráfico de Consumo Nacional de Energia por Classe Anual entre 2004 e 2013.
Fonte: Gráfico de Levantado a partir de dados da EPE, 2012 e 2014.



Figura 2 – Crescimento Populacional Nacional.
Fonte: World Bank, 2013 e IBGE, 2014.

Levando em consideração o crescimento do produto interno bruto (PIB) que nos últimos anos tem tido um crescimento bastante expressivo, principalmente em nível internacional com este crescimento econômico é possível analisar a reflexão na qualidade de vida do cidadão brasileiro, que vai poder gastar e consumir mais. Tanto produtos e serviços, quanto energia elétrica.

Os SFV, apesar de utilizarem uma fonte não poluente e renovável, são pouco explorados no Brasil por ainda serem de elevado custo. Pelo fato do governo estar em processo de regulamentação para geração de energia por fontes renováveis de forma distribuída e da falta de incentivos para consumidores e fabricantes de componentes e equipamentos do SFV.

O Brasil já se encontra em uma situação em que o planejamento e uso de fontes alternativas de energia são constante tema de debate, tanto por questões ambientais e de crise energética, quanto por questões do estrangulamento de linhas de transmissão e do limite de produção das usinas hidrelétricas.

Considerando as informações levantadas e considerando as tarifas de consumo de energia da concessionária, no caso do Paraná a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), e analisando os tipos de tarifas de geração existentes em outros países que já tenham adotado os SFV, surge a questão: Em que situações são viáveis a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR)?

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Estudar a viabilidade técnico-econômica de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica em diferentes cenários de geração.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Fazer o levantamento bibliográfico relacionado ao tema do TCC;
- Pesquisa sobre normas, regulamentação e resoluções normativas vigentes;
- Escolha da metodologia para análise dos cenários;
- Definição dos cenários residenciais, comerciais e usina FV;
- Estudo da viabilidade técnico-econômica dos cenários.

1.4 JUSTIFICATIVA

Martins, Pereira e Echer (2004) comentam que por base do aumento da demanda energética mundial, do aumento do custo da energia e considerando que grande parte da energia gerada no Brasil vem de usinas hidrelétricas, os recursos para as mesmas são limitados e causam grande impacto ambiental.

Além de existir um interesse da procura por outras fontes de energia elétrica, dado à extensão dos períodos de seca nos últimos anos, reduzindo a quantidade de água dos reservatórios e encarecendo o custo da energia, tendo que utilizar-se de usinas térmicas para suprir a demanda de energia elétrica.

Albadó (2002) comenta sobre a necessidade da procura de fontes alternativas para a geração de energia elétrica que sejam renováveis e que não causem impactos negativos ao meio ambiente, o que leva a considerar a energia solar, por não ser poluente, virtualmente inesgotável, gratuita e altamente confiável.

Nos casos de SFCR é levada em consideração pela possibilidade de gerar energia para a concessionária. Quando a geração é superior à potência consumida, exporta-se o excedente de energia para a rede da concessionária. No caso de uma usina FV, gerar constantemente para a concessionária.

Rüther (2004) propõe o uso de SFCR em ambientes urbanos para evitar perdas e investimentos na transmissão e distribuição de energia, desocupações desnecessárias e alagamentos de terras.

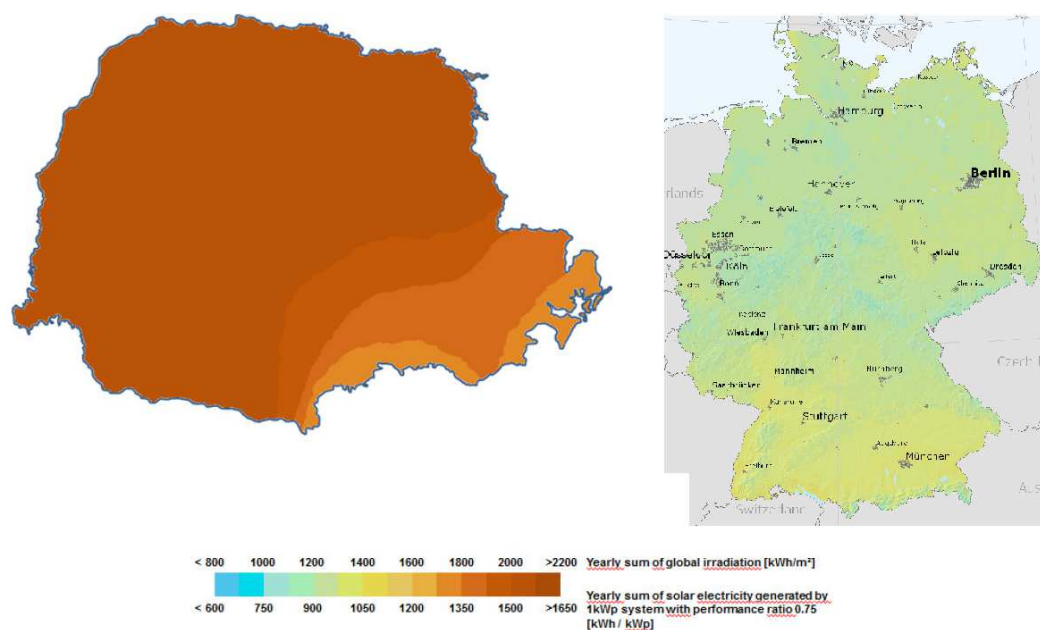
A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou no dia 17/04/2012 regras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, em unidades consumidoras. A norma cria o Sistema de Compensação de Energia, o qual permite ao consumidor instalar um ou menores geradores em sua unidade consumidora e fazer a troca de energia com a distribuidora local, sendo válida para geradores que utilizem fontes de energia alternativas (ANEEL, 2012).

Apesar de ser um começo promissor, ainda há muito a ser abordado e discutido. Não apenas levando em consideração que as concessionárias de energia estão se adaptando a estas regras estabelecidas. Mas também pela falta de incentivo do governo na busca de energia FV, sendo menos atrativo investir nesta área.

A COPEL revisou em 10 de dezembro de 2012 a NTC 905100 que diz respeito ao Manual de Acesso de Geração Distribuída ao Sistema COPEL, abrangendo a geração FV para micro, mini geradores e para instalações com carga instalada acima de 1 MW.

Em países como Alemanha, Espanha, Japão e EUA existe muito interesse na procura por SFCR, principalmente em residências. Muito desse interesse é devido ao incentivo dado pelos governos. Boa parte desses incentivos se deve a crise energética destes países e dos recursos que são utilizados para a geração de energia elétrica. Na Europa e principalmente no Japão utilizam-se usinas a carvão, gás e nucleares como principais fontes de energia elétrica.

Comparando-se com o estado do Paraná observa-se que o potencial energético FV é muito superior ao potencial Alemão, como mostra a Figura 3.



**Figura 3 – Média de Irradiação Solar Anual: no Paraná (esquerda) e Alemanha (direita).
Fonte: TIEPOLO et. al., 2013.**

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O trabalho visou estudar e definir os diferentes cenários de consumidores e níveis de geração do SFCR para a discussão da mudança de variáveis como horários de consumo, tributação e o impacto na fatura de energia elétrica.

Foram realizadas consultas bibliográficas, de artigos, acervos técnicos e sites da internet, visando adquirir conhecimentos para desenvolvimento do estudo. A partir das pesquisas foram levantados os dados para o estudo e embasamento teórico para o desenvolvimento do trabalho.

Pesquisou-se sobre o funcionamento e composição dos SFCR.

Relacionando estes os dados obtidos em cada cenário e relacionando com o custo dos equipamentos do SFCR, verificando a viabilidade técnica e econômica em cada cenário.

1.6 ESTRUTURA DE TRABALHO

O seguinte trabalho foi estruturado em cinco capítulos:

- Capítulo 1: descrição do tema, problemas, objetivos, justificativa e procedimentos metodológicos;
- Capítulo 2: desenvolvimento da fundamentação teórica sobre geração FV, tipos de tecnologia, normas vigentes;
- Capítulo 3: apresentação da metodologia do estudo técnico e econômico dos cenários;
- Capítulo 4: estudo dos cenários de geração. Obtenção dos valores de equipamentos, tarifação de energia dos cenários e cálculo de geração dos sistemas FV;
- Capítulo 5: apresentação e discussão dos resultados e conclusão da monografia.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIA RENOVÁVEL

Desde o início do século XX o planeta sofre com a exploração de seus recursos naturais, com a poluição da atmosfera e com a degradação do solo. Considerado uma fonte de energia o petróleo, por exemplo, foi tão vorazmente extraído que a tendência de esgotamento de seus poços figura como uma veemente realidade.

Um recurso ainda mais antigo, o carvão, também é considerado esgotável, assim como a energia nuclear, que traz o alerta para o perigo dos resíduos radioativos (REVISTA ECONTURISMO, 2009).

A energia renovável pode ser definida como a energia obtida de fontes naturais capazes de se regenerar, e, portanto virtualmente inesgotáveis. Essas fontes de energia são consideradas também como “energias alternativas” em relação às fontes não renováveis, em relação a sua disponibilidade quanto aos menores impactos ao meio ambiente (REVISTA ECONTURISMO, 2009).

2.1.1 Energia Solar

O bom emprego da energia gerada pelo Sol, inesgotável em relação à escala terrestre de tempo, tanto como fonte de luz quanto de calor, é atualmente uma das alternativas energéticas mais promissoras para confrontar os desafios do novo milênio (CRESESB, 2004).

Podendo-se utilizá-la de várias formas como energia solar foto térmica e energia solar FV. Na energia solar foto térmica o interesse é na quantidade de energia que um determinado corpo é capaz de absorver, sob a forma de calor, a partir da radiação solar incidente no mesmo. A utilização dessa forma de energia implica saber captá-la e armazená-la (CRESESB, 2004).

A energia solar FV consiste na conversão da luz em energia elétrica pelo efeito FV, por meio de célula FV. O armazenamento desta energia elétrica pode ser

efetuado por um banco de baterias ou conectando-se à rede elétrica esta energia pode ser injetada na rede elétrica.

2.2 MATRIZ ENERGÉTICA

Em 2011 houve um aumento da participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira. A participação das fontes renováveis cresceu em 2,6 pontos percentuais em 2011, chegando a 88,99%, mesmo havendo redução na produção de energia a partir da biomassa da cana-de-açúcar. Em compensação, o ano de 2011 apresentou condições hidrológicas favoráveis, o que permitiu o aumento de 6,2% na produção hidroelétrica. Vale ressaltar ainda a relevante expansão da geração eólica, +24,3% (EPE, 2012).

Do mesmo modo o consumo final de energia (pelos consumidores residenciais, comerciais e industriais) cresceu 2,4%, mais do que a oferta interna, chegando a 228,9 Mtep (Milhões de Tonelada equivalente de Petróleo) (EPE, 2012).

A Tabela 2 mostra a produção a partir de fontes primárias nos anos de 2002 a 2011.

Tabela 2 – Produção de Energia primária.

FONTES	10 ³ tep (toe)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
NÃO RENOVÁVEL	95.677	97.474	99.216	105.667	111.421	114.761	122.009	127.409	133.201	139.112
PETRÓLEO	74.927	77.225	76.641	84.300	89.214	90.765	94.000	100.918	106.559	108.976
GÁS NATURAL	15.416	15.681	16.852	17.575	17.582	18.025	21.398	20.983	22.771	23.888
CARVÃO VAPOR	1.936	1.785	2.016	2.348	2.200	2.257	2.494	1.913	2.104	2.104
CARVÃO METALÚRGICO	63	38	137	135	87	92	167	167	0	0
URÂNIO (U ₃ O ₈)	3.335	2.745	3.569	1.309	2.338	3.622	3.950	3.428	1.767	4.143
RENOVÁVEL	78.583	86.267	91.022	94.855	100.380	108.947	114.553	112.460	119.973	117.628
ENERGIA HIDRÁULICA	24.604	26.283	27.589	29.021	29.997	32.165	31.782	33.625	34.683	36.837
LENHA	23.645	25.965	28.187	28.420	28.496	28.618	29.227	24.609	25.997	26.322
PRODUTOS DA CANA-DE-AÇÚCAR	25.279	28.357	29.385	31.094	35.133	40.458	45.019	44.775	48.852	43.270
OUTRAS RENOVÁVEIS	5.055	5.663	5.860	6.320	6.754	7.705	8.526	9.450	10.440	11.200
TOTAL	174.260	183.742	190.238	200.522	211.802	223.708	236.562	239.869	253.174	256.740

Fonte: EPE, 2012.

Como se pode observar, o uso de fontes renováveis no Brasil tem uma grande participação no Balanço Energético Nacional. No entanto a participação de energia solar ainda é inexpressiva.

A tabela 3 mostra o consumo por fontes nos anos de 2002 a 2011.

Tabela 3 – Consumo Final por Fonte.

	10 ⁹ tep (toe)									
FONTES	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
GÁS NATURAL	10.070	10.880	12.185	13.410	14.384	15.502	16.652	15.307	16.887	18.695
CARVÃO MINERAL	3.018	3.294	3.594	3.519	3.496	2.982	3.840	2.978	3.238	3.484
LENHA	14.477	15.218	15.752	16.119	16.414	16.310	16.859	16.583	17.052	16.366
BAGAÇO DE CANA	17.502	19.355	20.273	21.147	24.208	26.745	28.895	28.445	30.066	27.313
OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS RENOVÁVEIS	3.356	3.880	4.016	4.249	4.636	4.969	5.280	5.568	6.043	6.079
GÁS DE COQUERIA	1.179	1.259	1.342	1.329	1.289	1.387	1.065	1.200	1.434	1.555
COQUE DE CARVÃO MINERAL	6.676	6.688	6.817	6.420	6.137	6.716	6.704	5.309	7.516	8.015
ELETRICIDADE	27.895	29.430	30.955	32.267	33.536	35.443	36.829	36.838	39.964	41.290
CARVÃO VEGETAL	4.617	5.432	6.353	6.248	6.085	6.247	6.209	3.970	4.648	4.990
ÁLCOOL ETÍLICO	6.559	6.253	6.961	7.324	6.986	8.972	11.809	12.550	12.628	11.280
ALCATRÃO	199	212	224	197	198	203	187	187	238	237
SUBTOTAL DERIVADOS DE PETRÓLEO	82.889	80.343	82.946	83.954	85.893	89.740	82.654	82.573	101.405	107.332
ÓLEO DIESEL	31.744	31.016	32.879	32.643	33.175	35.234	37.827	37.263	41.423	43.551
ÓLEO COMBUSTÍVEL	8.239	7.223	6.513	6.583	6.126	6.498	6.276	5.975	4.939	4.417
GASOLINA	12.474	13.162	13.607	13.636	14.494	14.342	14.585	14.720	17.578	20.892
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	7.406	6.996	7.182	7.121	7.199	7.433	7.585	7.446	7.701	8.000
NAFTA	6.584	7.174	7.169	7.277	7.299	7.793	6.879	7.360	7.601	7.386
QUEROSENE	3.256	2.294	2.440	2.602	2.416	2.643	2.831	2.847	3.202	3.594
GÁS CANALIZADO	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	8.696	8.700	8.994	9.589	9.803	10.850	10.823	11.117	11.164	11.964
PRODUTOS NÃO-ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	4.462	3.778	4.163	4.500	5.381	4.948	6.048	5.844	7.797	7.530
TOTAL	178.436	182.245	191.419	196.182	203.261	215.197	226.784	221.307	241.118	246.636

Fonte: EPE, 2012.

2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A Energia Solar FV é a energia obtida pelo processo da conversão da luz em eletricidade (Efeito FV). O efeito FV foi relatado por Edmond Becquerel em 1839 é o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. A célula FV é a unidade fundamental do processo de conversão (CRESESB, 2004, pag. 18).

A célula FV é constituída de materiais semicondutores, e entre os vários materiais semicondutores sobressaem-se osilício cristalino (c-Si); o silício amorfo hidrogenado (a-Si: Hou simplesmente a-Si); o telureto de cádmio (CdTe) e os compostos relacionados ao disseleneto de cobre, gálio e índio (CuInSe₂ou CIS e Cu(InGa)Se₂ou CIGS). Neste último grupo aparecem elementos que são ou altamente tóxicos (Cd, Se, Te), ou muito raros (Te, Se, Ga, In, Cd). (RÜTHER, 2004, pag. 20).

O efeito FV ocorre quando há incidência de luz sobre a junção de elementos semicondutores contidos nas células FV, esses materiais semicondutores são eletricamente distintos, sendo semicondutores do tipo N e o tipo P, os quais na presença de luz os elétrons do semicondutor absorvam os fótons da luz tornando elétrons livres, fazendo com que fique uma lacuna onde existia uma ligação. A movimentação de elétrons livres da junção P para a junção N, e a movimentação de lacunas da junção N para junção P, forma um desequilíbrio nas correntes de junções formando uma diferença de potencial entre as junções P-N, durando o tempo em que o material estiver sendo iluminado (CELUPI, 2008, pag. 23).

2.4 RADIAÇÃO SOLAR

A Terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, o que representa 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período. Esta energia é responsável pela manutenção da vida na Terra, sendo esta radiação solar uma infinita fonte de energia, possuindo um grande potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia (elétrica, térmica, etc.) (CRESESB, 2004).

A energia solar incidente em uma determinada superfície em um intervalo de tempo específica, por unidade de área é chamada de irradiação e possui unidade de energia por área, comumente em $[Wh/m^2]$. Já a energia incidente em uma superfície, por área e denominada de irradiância, cuja unidade é $[W/m^2]$ (SEVERO, 2005, pag. 11).

A radiação pode ser decomposta em duas componentes: radiação direta e radiação difusa. Sendo que a radiação solar direta é aquela o qual o raio não sofre espalhamento ou reflexão e seus raios são paralelos.

Já a radiação difusa é o resultado do espalhamento da radiação direta. Devido às nuvens ou os próprios componentes da atmosfera

Parte da energia solar que chega à superfície é refletida pelo ambiente (solo, vegetação, obstáculos, constituição da região, etc.), sendo o parâmetro desta radiação refletida o coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado albedo, como é apresentado na Figura 4.

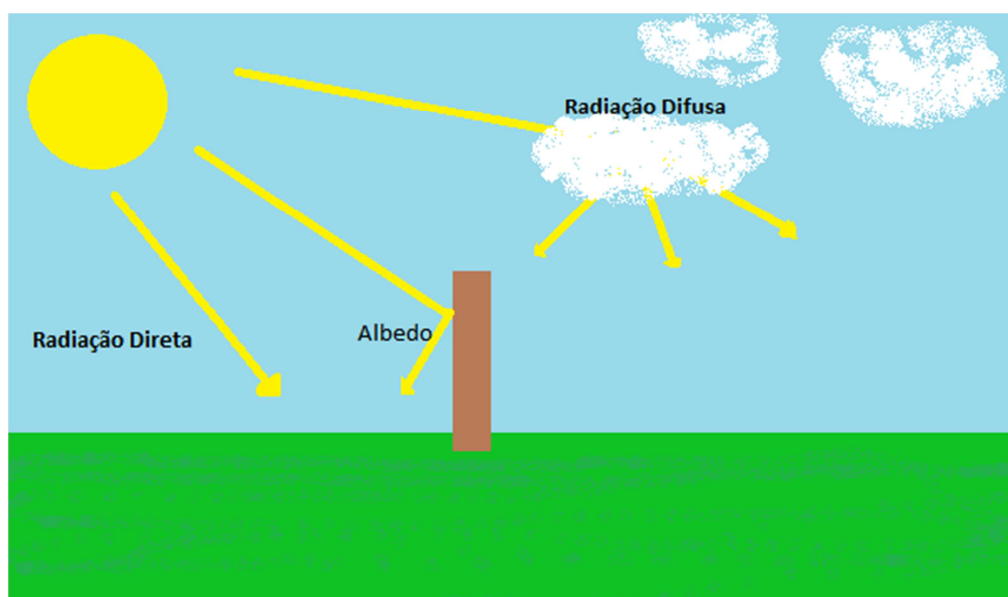


Figura 4 – Radiação Solar.
Fonte: Própria, 2014.

2.5 COMPONENTES BÁSICOS

Os principais equipamentos para a utilização de um SFCR são o módulo FV constituído por arranjo de células solares que é responsável pela transformação da

radiação solar em energia elétrica CC, os inversores responsáveis pela transformação da corrente CC em CA e equipamentos de manobra e proteção.

2.5.1 Células Fotovoltaicas

Segundo Dias (2006) a célula FV é definida como um conversor FV elementar especificamente desenvolvido para converter energia solar em energia elétrica. A Figura 5 representa o circuito equivalente para a modelagem do comportamento elétrico da célula FV. O circuito consta de uma fonte de corrente fotogerada, um diodo e as resistências série R_s e paralelo R_p .

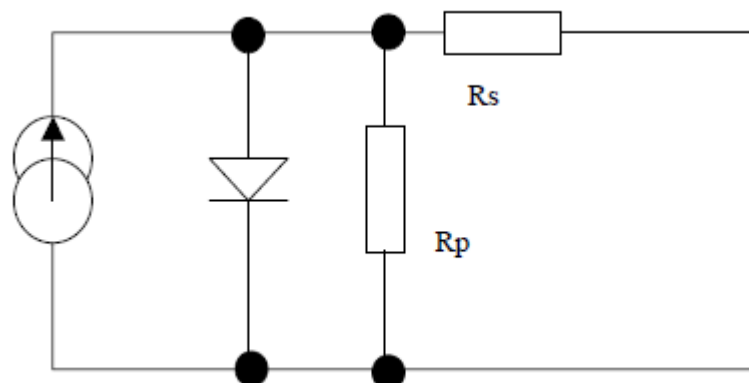


Figura 5 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.
Fonte: DIAS, 2006.

A célula FV é o componente constituído de material semicondutor, que permite a geração FV, o qual converte a radiação solar em energia elétrica, através do efeito FV.

2.5.2 Módulo Fotovoltaico

Conforme CRESESB (2004), o módulo FV é a unidade básica de todo o sistema. Ele é constituído por uma associação de células solares conectadas em arranjo com o objetivo de produzir tensão e corrente suficientes para a utilização da

energia, sendo que o número de células solares pode variar dependendo do tipo de célula solar a ser utilizada.

Segundo Severo (2005), para proteção elétrica do módulo FV, quando está associado a outros módulos, podem ser utilizados diodos de bloqueio para evitar uma descarga reversa. Isso pode ocorrer quando um módulo estiver com a radiação solar obstruída, fazendo com que este módulo se transforme em uma carga e não mais uma fonte.

Os módulos FV são normalmente construídos com potências da ordem de 1 até 300 Wp, capazes de gerar corrente contínua, em baixa tensão, quando expostos à radiação solar. Eles compõem a parte produtora de energia em um gerador FV. Por questão de peso e de manipulação, os módulos não devem ser muito grandes. Logo, para constituir um gerador com maior potência, é necessário reunir sobre uma mesma estrutura em vários módulos FV, sendo estes de mesma potência e ligados entre si antes de ligá-los ao resto do gerador (DIAS, 2006).



**Figura 6 – Exemplo de Módulo Fotovoltaico.
Fonte: SUNLAB POWER.**

2.5.3 Inversor ou Conversor CC/CA

Os inversores CC/CA são os componentes responsáveis pela conversão da corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), CRESESB (2004) cita que o inversor deve dissipar o mínimo de potência, evitando as perdas e deve produzir uma tensão com baixo teor de harmônicos e em sincronismo com a rede elétrica, se o Sistema FV estiver interligado à rede. Muitas vezes utilizam-se filtros para minimizar o conteúdo de harmônicos.

2.5.4 Dispositivos de Proteção

Em SFVs, assim como em outros tipos de sistema elétrico, é necessário proteger as pessoas e equipamentos de surtos de tensão e ou corrente elétrica que podem ocorrer, utilizando para isto disjuntores, seccionadoras e aterramento.

2.5.4.1 Disjuntor

Os disjuntores possibilitam proteger os condutores, equipamentos e componentes nos casos de correntes elevadas causadas por um curto-circuito no sistema, consumo elevado ou falha no aterramento. Nos SFVs são utilizados para na proteção de seus componentes, devendo ser escolhidos para operarem em CC, sendo instalados entre o arranjo FV e a unidade de controle e condicionamento de potência (CRESESB, 2004).

2.5.4.2 Aterramento

Um sistema de aterramento elétrico fornece uma passagem de baixa resistência de um ponto aterrado no sistema para a terra, onde a carga elétrica pode ser dissipada com segurança. O aterramento é uma medida preventiva, de fundamental importância, e deve ser incluída no projeto de um SFV de forma a evitar condições perigosas para as pessoas e para os componentes do sistema.

Em SFVs é necessário se fazer o aterramento dos equipamentos (conexão da carcaça dos equipamentos a Terra) e o aterramento do sistema (conexão do circuito elétrico a Terra, geralmente através da linha de polaridade negativa), com o objetivo de impedir riscos de choques elétricos, estabilizar a tensão do sistema e proteger os equipamentos de correntes excessivas, decorrentes de uma falha (CRESESB, 2004).

2.5.4.3 Seccionamento

O objetivo do seccionador é assegurar a desenergização de toda ou de parte do circuito considerado, para manutenções, parada de emergência garantindo a segurança das pessoas as quais estejam executando trabalhos nas proximidades de partes das instalações com possibilidade risco de contato direto. (CREDER, 2002).

2.6 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Conforme Couto (2000), os sistemas interligados são aqueles conectados à rede da concessionária de distribuição de energia, onde a energia gerada pelo arranjo FV é entregue à rede da concessionária, de modo que seja imprescindível o emprego de um inversor. A conexão com a rede dispensa o uso de acumuladores de energia (banco de baterias), já que toda a energia gerada pode ser entregue à rede.

Conforme Severo (2005) os SFCRs podem aparecer na forma de centrais ou de sistemas residenciais. A diferença entre as centrais e os sistemas residenciais está basicamente na ordem de potência do sistema.

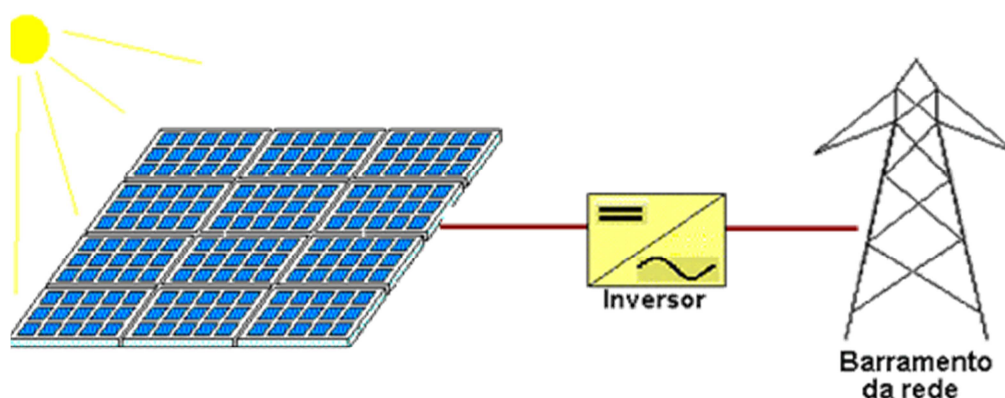


Figura 7 – Sistema Fotovoltaico Conectado à rede.
Fonte: CRESESB. 2004.

2.6.1 Sistemas Fotovoltaicos Residenciais Conectados à Rede

Em SFCR residenciais conectados à rede elétrica, o arranjo fotovoltaico representa uma fonte de energia complementar ao consumo da residência. Quando o SFV gerar energia excedente ao do consumo da residência, este excedente será injetado na rede elétrica. No entanto, quando a geração for insuficiente para sustentar a demanda de energia, devido ao alto consumo elétrico e/ou baixa radiação solar, ou ainda à noite, a energia será extraída da rede elétrica.



Figura 8 – Esquema de um Sistema FV Conectado à Rede Elétrica.
Fonte: SEVERO, 2005.

Para efeito da tarifação se faz necessária à medição da energia, existindo basicamente três tipos de conexão quanto à forma de medição: medição única do balanço de energia, medição dupla e medição simultânea. Todas elas devem seguir as exigências de qualidade de energia da concessionária local quanto aos limites em distorção harmônica, desvio de frequência e fator de potência. Estas exigências recaem sobre o inversor (CRESESB, 2004).

2.6.2 Medição Única do Balanço de Energia

Esta medição depende se a concessionária remunera a energia entregue pelo produtor FV ao mesmo preço que este compra da concessionária, neste caso, um

único medidor registra a entrada ou saída de energia elétrica na residência, ao final do período, o valor da diferença entre a energia consumida e entregue à rede conforme a Figura 9 (CRESESB, 2004).

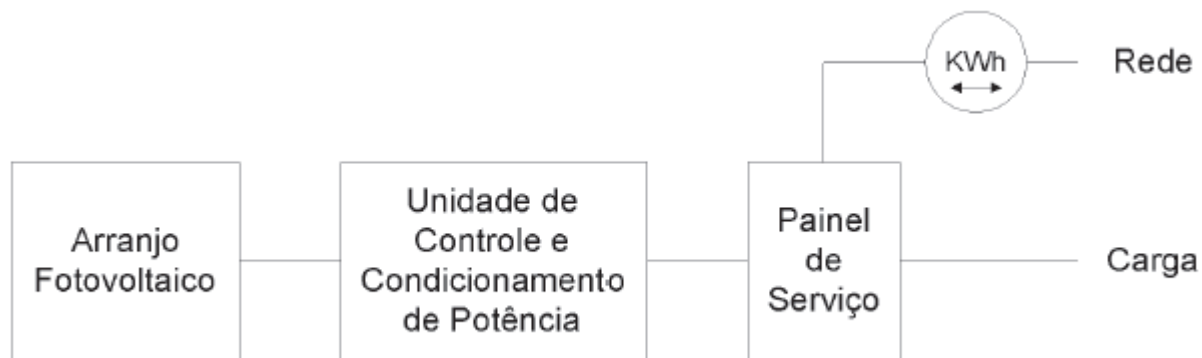


Figura 9 – Medição única do balanço de energia.
Fonte: CRESESB, 2004.

2.6.3 Medição Dupla

Utilizam-se dois medidores nesta opção, como mostra a Figura 10. Cada medidor opera em um sentido, realizando o registro separadamente da compra e venda de energia à rede. Deste modo atribuem-se valores diferentes para a compra e venda da energia. Observa-se que a cada instante apenas um dos medidores estará em operação dependendo da diferença instantânea entre demanda e potência gerada pelo sistema FV (CRESESB, 2004).

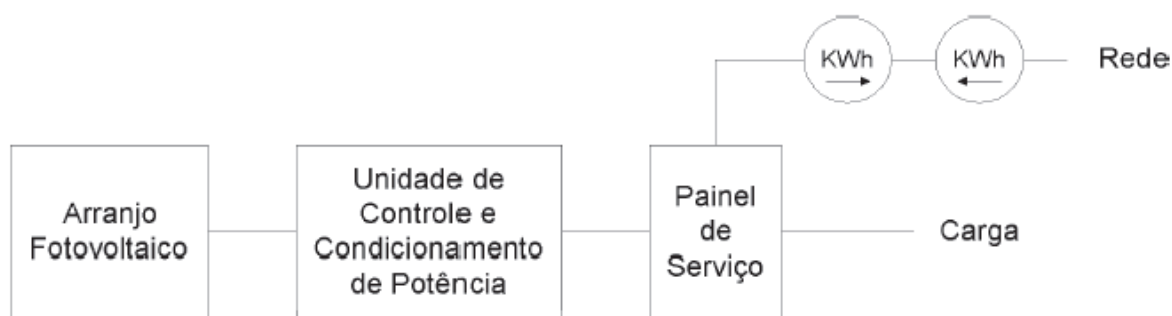


Figura 10 – Medição dupla.
Fonte: CRESESB, 2004.

2.6.4 Medições Simultâneas

Para obter informações mais precisas sobre o consumo de energia e a produção do sistema FV pode-se adotar este tipo de medição, conforme pode ser observado na Figura 11. A conexão do sistema FV à rede é feita independente do painel de serviço local, evitando qualquer interferência do circuito de consumo local com a produção e/ou tarifação da energia gerada (CRESESB, 2004).

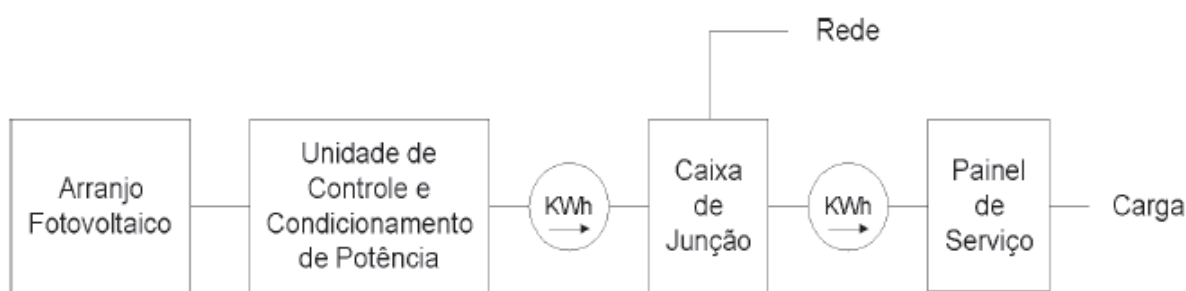


Figura 11 - Medição simultânea.
Fonte: CRESESB, 2004,.

2.6.5 Requisitos de medição adotados pela COPEL

A NTC 905100 diz:

“Para efeito de conexão em BT, será considerado geradores com potência até 75 kW, com medição direta até 100 A e indireta para os casos entre 101 e 200 A. Para os consumidores na faixa de 76 a 100 kW que preferirem ser atendidos em BT, a COPEL irá analisar caso a caso” (COPEL, 2012, pag. 63).

Os equipamentos de medição destinados para os sistemas de compensação de energia deverão atender às mesmas especificações exigidas para unidades consumidoras conectadas no mesmo nível de tensão da central geradora - NTC 901100, acrescido do uso de medidor bidirecional, o qual deverá possuir, no mínimo, dois registradores de forma a diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede (COPEL, 2012).

Para as instalações com limitação de corrente superior a 100 A, a medição será do tipo indireta. Deverá ser instalada uma caixa tipo DN para a instalação dos transformadores de corrente (COPEL, 2012).

É citado na NTC 905100 que:

“Com a finalidade de telemedição, será prevista a utilização de interface de comunicação conectada à saída serial ou porta ótica do medidor. A especificação do tipo de interface e tecnologia de transmissão de dados será definida em função do tipo do medidor a ser utilizado e do local do sistema de medição.” (COPEL, 2012, pag. 65).

2.6.6 CENTRAIS FOTOVOLTAICAS

Inicialmente o conceito de SFCR surgiu das centrais FV. As centrais FV entregam energia em alta tensão à rede e é transmitida até os centros consumidores do mesmo modo que os sistemas convencionais (LISITA, 2005, pag. 13).

Seu funcionamento é o mesmo de sistemas residenciais, mas como sua conexão com a rede é feita normalmente em média tensão, faz-se necessário o uso de um transformador para elevar a tensão ao nível de distribuição como mostra a Figura 12.

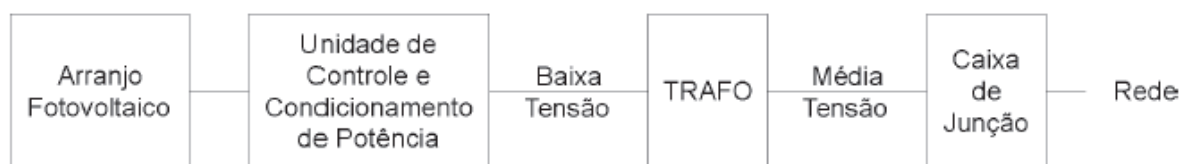


Figura 12 – Sistemas de grande porte.
Fonte: CRESESB, 2004, pag. 40.

2.6.7 Conexões de geradores com potência acima de 1MVA

Para a conexão de geradores com potência superior a 1 MVA, não será permitido o Sistema de Compensação de Energia. Nestas situações, a comercialização de energia deverá ser realizada no Mercado Livre.

A NTC 905100 comenta:

“Todo o arranjo relacionado às instalações de conexão, incluindo os tipos e disposição do painel de medição e transformadores para instrumento, deverá ter aprovação prévia da COPEL. O projeto elétrico, a construção ou adequação das instalações deverão ser providenciados pelo acessante de geração.” (COPEL, 2012, pag. 127).

2.7 OS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE NO BRASIL

O principal argumento do pouco uso de sistemas FV é o custo das células e módulos FV. Atualmente o custo destes equipamentos ainda é bastante elevado. Somando o baixo rendimento das células, o uso de sistemas FV torna-se pouco atrativo. Pode-se observar graficamente o decaimento destes custos na Figura 13.

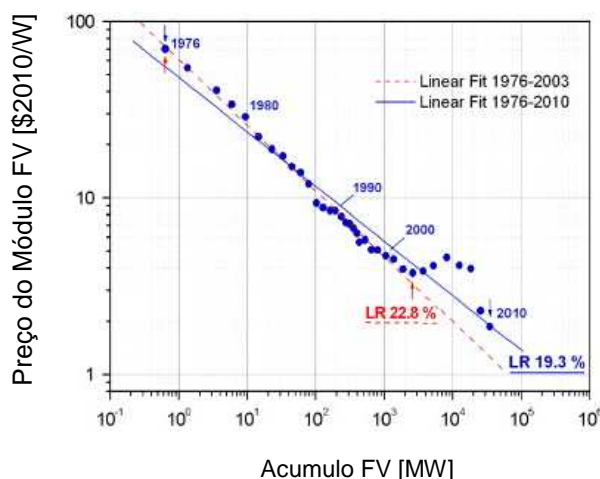


Figura 13– Curva de Aprendizado para Módulos FV Sob Tendências entre 1970 a 2010: custo (USD) X produção global de módulos FV.
 Fonte: Adaptado de JELLE, 2012.

Outro ponto negativo é que o consumidor que quiser instalar um SFCR ficará responsável pelos custos de diferença do sistema de medição para o sistema de compensação de energia elétrica. Estes equipamentos de medição deverão ser cedidos à concessionária (ANEEL, 2012).

Após a adequação deste sistema de medição a rede de distribuição, fica de responsabilidade da concessionária a operação e manutenção, incluindo custos de substituição ou adequação de equipamentos de medição (ANEEL, 2012).

No momento a instalação de um sistema FV em uma edificação urbana só gera abatimento na conta de luz. Segundo a ANEEL (2012), o excedente gerado pelo sistema injetado na rede prevê o armazenamento de créditos energéticos, válidos por um período de 3 anos. Estes créditos ao serem resgatados serão

abatidos na conta de luz do consumidor. Os créditos podem ser utilizados em outras unidades, desde que estas sejam atendidas pela mesma distribuidora, sejam previamente cadastradas para este fim e com o mesmo titular. Esta troca de créditos já foi estabelecida pela COPEL.

A geração FV possui muitas vantagens em seu uso. Uma de suas grandes vantagens é a utilização de uma fonte de energia renovável, infinita e gratuita, a energia solar. Pode-se dizer que sua fonte é gratuita, pois não existe gasto com combustíveis, muito menos emite gases ou alguma espécie de resíduo poluente. Em 2014 a COPEL pede um pedido de dispensa ambiental do Instituto Ambiental do Paraná (IAP) para a instalação de SFCR em telhados.

A radiação solar chega à superfície terrestre em torno de 1000 W/m^2 , em torno do meio-dia. Analisando o fluxo solar incidente, o Brasil possui um potencial solar imenso, com uma média de irradiação solar anual de 16.000 TWh em todo seu território nacional (KREZNINGER, 2011).

Rüther (2004) cita que seria possível gerar quase o dobro da capacidade de geração de energia da usina hidrelétrica de Itaipu, apenas com energia FV, cobrindo o lago com células FV, uma área física em torno de 1.350 km^2 .

A potência instalada de Itaipu é de 14 GW, com produção anual de 88 TWh (BEN, 2012). Cobrindo o lago de Itaipu com um sistema FV de filmes finos com eficiência de conversão de 7%, a potência instalada seria de 94,5 GWp, com a produção anual de 160 TWh (RUTHER, 2004, p.76).

As células FV geram energia elétrica de forma estática, não utilizam partes móveis no processo de conversão de energia elétrica, sem o uso de turbinas e geradores elétricos. Também é uma forma de geração silenciosa. Traz simplicidade nos projetos e montagens de sistemas FV, não necessitando de uma área física dedicada, podendo aproveitar da área utilizada pela própria edificação. Como exemplo, na Figura 14. A manutenção é simples, de fácil identificação dos locais de falha.



Figura 14 – Centro de Exposições da UFSC, com SFV de 10 kWp integrado a parte da cobertura da edificação.

Fonte: RÜTHER, 2004.

SFVs “... têm capacidade de oferecer suporte kvar a pontos críticos da rede de distribuição” (melhoria da qualidade de energia) (RÜTHER, 2004).

Também podem “... oferecer um elevado fator de capacidade a alimentadores da rede com picos diurnos...” coincidindo com picos de demanda de equipamentos de ar-condicionado em edificações. Pode-se observar o impacto do SFVs nestes casos na Figura 15 (RÜTHER, 2004).

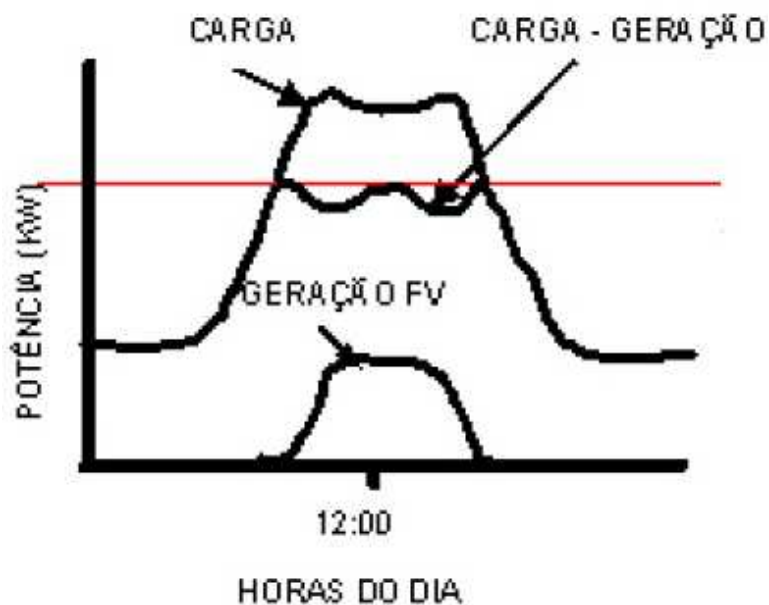


Figura 15 – Efeito da geração FV na redução da demanda em edificações comerciais que utilizam ar-condicionado.

Fonte: RÜTHER, 2004.

Cada célula FV pode ser considerada como uma fonte de CC, podendo ser associadas eletricamente em arranjos série/paralelo a fim de formar um módulo FV (URBANETZ JR, 2010). Estes módulos podem ser montados de forma que possam atender diferentes cargas; possibilitando alta flexibilidade em relação ao dimensionamento de projetos, tanto para grandes unidades geradoras, como para sistemas integrados a edificações urbanas.

A implantação de SFCR em edificações urbanas pode ser muito benéfica às concessionárias de energia. Desafogam as linhas de transmissão e redes de distribuição, e retardam ou podem até evitar projetos de ampliações destas linhas e redes, ou mesmo a implantação de novas usinas elétricas. E minimizam as perdas por transmissão e distribuição de energia (RÜTHER, 2004).

Apesar do alto custo das células e módulos FV o tempo é um fator de redução do custo de módulos FV (PARENTE, 2002), diferente da tarifa convencional de energia. A redução de custos de módulos FV é resultado do aumento da procura e evolução de tecnologias FV; aumentado a competitividade entre as fabricantes de módulos FV. Para grandes níveis de geração a relação da geração acumulada e do preço dos módulos fotovoltaicos torna favorável a geração FV.

2.8 LEGISLAÇÃO

2.8.1 Resolução Normativa nº 482 e 517

A Resolução Normativa (REN) nº 482 da ANEEL, complementada e alterada pela resolução nº 517 que regem as condições de uso e instalação de SFCR. Estabelecem o sistema de compensação de energia elétrica e outras providências. A resolução separa no capítulo I os diferentes níveis de micro geração:

- Micro geração distribuída – menor ou igual a 100 kW instalados;
- Mini geração distribuída – superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.

O capítulo II diz respeito a prazos e adequações que as concessionárias de distribuição de energia elétrica deverão atender, tomando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Entre as adequações estão efetuações, adequações e publicações de normas técnicas. Comenta que as potências instaladas de sistemas microgeração e minigeração ficam limitadas à carga instalada de instalações consumidoras do grupo B e a demanda contratada para consumidores do grupo A.

Caso o consumidor desejar instalar a microgeração ou minigeração acima do limite estabelecido, ele deverá solicitar o aumento da carga instalada ou da demanda contratada.

O sistema de compensação (*net metering*) estabelecido no capítulo III da resolução, diz respeito a energia elétrica ativa gerada pelo SFCR compense o consumo de energia elétrica ativa.

Caso a energia gerada seja maior que a consumida, o excedente não compensado deverá ser utilizado para abater o consumo medido nos meses seguintes em forma de créditos que serão faturados em kWh. Este excedente também poderá ser usado para abatimento de consumo de outras unidades consumidoras previamente cadastradas. Desde que sejam de mesmo titular ou reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, e sejam atendidas pela mesma concessionária de distribuição. O consumidor em questão deverá definir a ordem de prioridade de compensação.

Os créditos de energia ativa terão validade de 36 meses (três anos) após data de faturamento. O consumidor deverá ser informado pela concessionária sobre seus créditos na fatura de energia e os prazos de expiração dos mesmos.

Segundo o capítulo IV, é de responsabilidade do consumidor a diferença dos custos dos equipamentos de medição e a instalação do sistema de medição fica a cargo da concessionária, que deverá dos interessados os custos de adequação. Os equipamentos do sistema de medição deverão atender às especificações técnicas do PRODIST e da distribuidora.

Após a adequação do sistema de medição a rede de distribuição fica de responsabilidade da concessionária a operação dos equipamentos incluindo custos de qualquer manutenção, substituição ou adequação destes equipamentos.

“Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST” (ANEEL, 2012, p 6).

No capítulo V, a ANEEL (2012) comenta sobre a aplicação do “inciso II do art. 164 da Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por micro geração ou mini geração distribuída incentivada”. Neste caso o consumidor deverá ressarcir os danos a concessionária e aos outros consumidores atingidos. O consumidor deverá ser notificado por escrito sobre os danos causados pela concessionária específica e com entrega comprovada, podendo por legislação recorrer a defesa.

“Art. 12. Aplica-se o estabelecido no art. 170 da Resolução Normativa nº 414, de 2010, no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local” (ANEEL, 2012, p.4). A concessionária poderá suspender o fornecimento de energia ao consumidor, deverá informa-lo por escrito o motivo, específica e com entrega comprovada.

“Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do *caput*, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica” (ANEEL, 2012, p.4).

“Art. 13. Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos micro geradores e mini

geradores distribuídos e envio dos dados constantes nos Anexos das Resoluções Normativas nos 390 e 391, ambas de 15 de dezembro de 2009, para a ANEEL.” (ANEEL, 2012, p.4)

“A ANEEL irá revisar esta Resolução em até cinco anos após sua publicação” (ANEEL, 2012).

2.8.2 COPEL

A Companhia Paranaense de Energia (COPEL) após a resolução normativa nº 482 da ANEEL, revisou a norma técnica COPEL (NTC) 905100 de 2012, que diz respeito ao Acesso de Geração Distribuída ao Sistema COPEL. A revisão incluiu outras fontes de energia de geração distribuída, como a energia FV.

2.8.2.1 NTC 905100

A NTC 905100 limita o acesso de geradores de energia elétrica, com capacidade instalada menor que 30 MW, no sistema de distribuição COPEL para conexões em BT (220/127 V), Média Tensão (MT) (13,8 kV e 34,5 kV) e Alta Tensão (AT) (69 kV e 138 kV) excluindo as Demais Instalações da Transmissão (DITs) pertencentes às transmissoras (COPEL, 2012).

Também prevê “requisitos técnicos de projeto, projeção, controle, segurança, operação e manutenção de unidades geradoras e os procedimentos definidos no PRODIST e pela regulamentação vigente” (COPEL, 2012, p.1).

Antes de ligar em paralelo qualquer gerador com o sistema de distribuição, deverá ser formalizado uma Solicitação de Acesso junto a COPEL e esperar o Parecer de Acesso da COPEL para verificar o carregamento da linha do alimentado a conectar. O fator de potência do sistema junto aos geradores e conversores CC/CA deverá respeitar o limite de 0,92 capacitivo a 0,92 indutivo, no ponto de conexão (COPEL, 2012).

Para consumidores com carga instalada de geração de até 300 kW não serão exigidas adequações nos sistemas de proteção de rede e das subestações MT. Até que a potência de geração de geração instalada total no alimentador supere 40% da

demanda em patamar de carga leve em qualquer configuração de rede possível (COPEL, 2012).

Para os consumidores de até 1000 kW não serão exigidas adequações em subestações AT, até que a potência de geração supere 20% da demanda (COPEL, 2012).

“Para microgeradores até 75 kW a conexão será em BT diretamente na rede da COPEL, dependendo das circunstâncias, através de um transformador próprio” (COPEL, 2012, p.29).

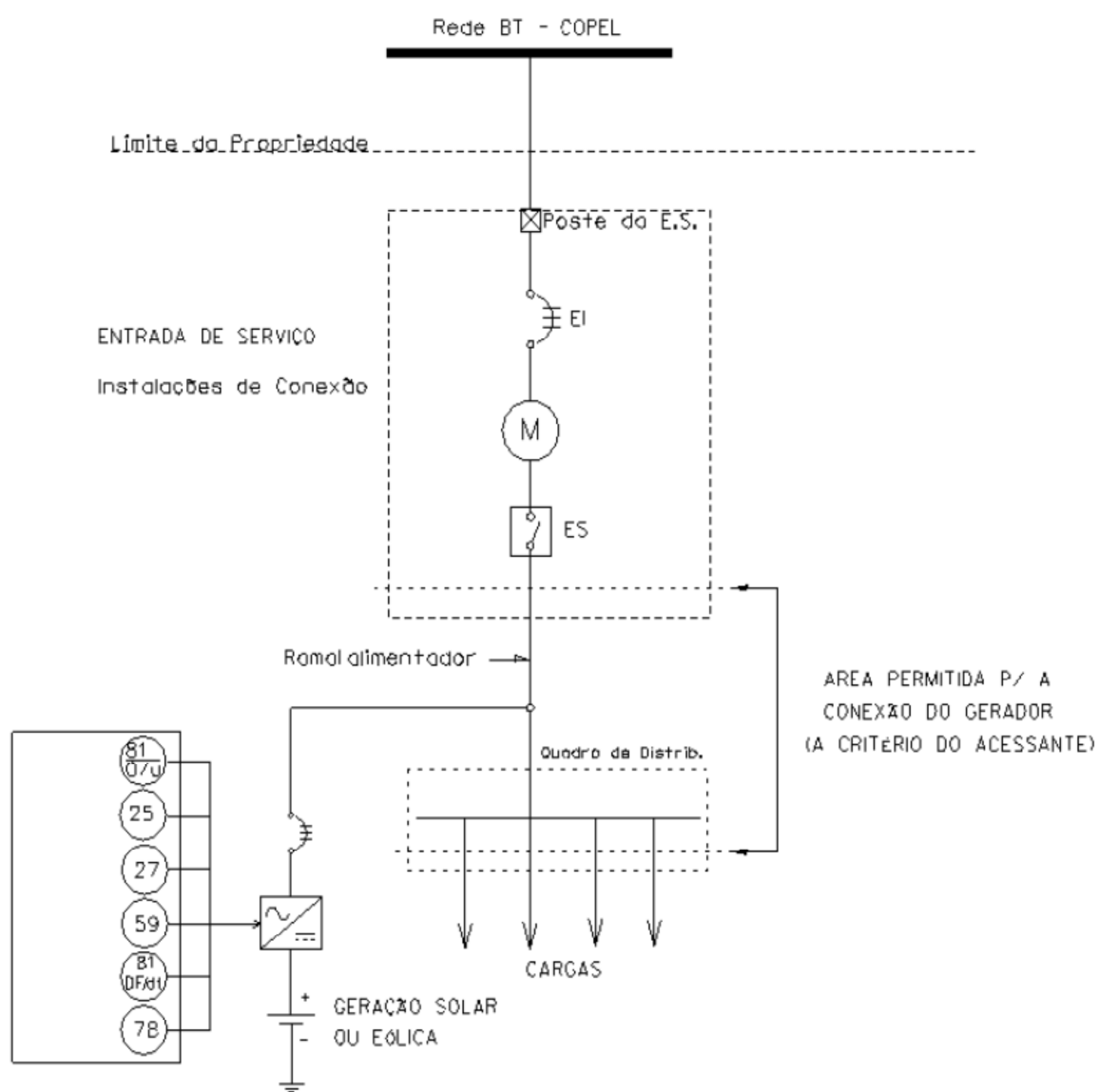


Figura 16 – Exemplo de Esquema Unifilar de Acesso de Potência de Geração Solar ou Eólica, de até 75 kW.
Fonte: COPEL, 2012.

“Para microgeradores de 76 kW a 300 kW, com entrada trifásica em MT, através de disjuntor BT, relés de proteção e transformador exclusivo, ligado em pingo na rede de MT” (COPEL, 2012, p.29).

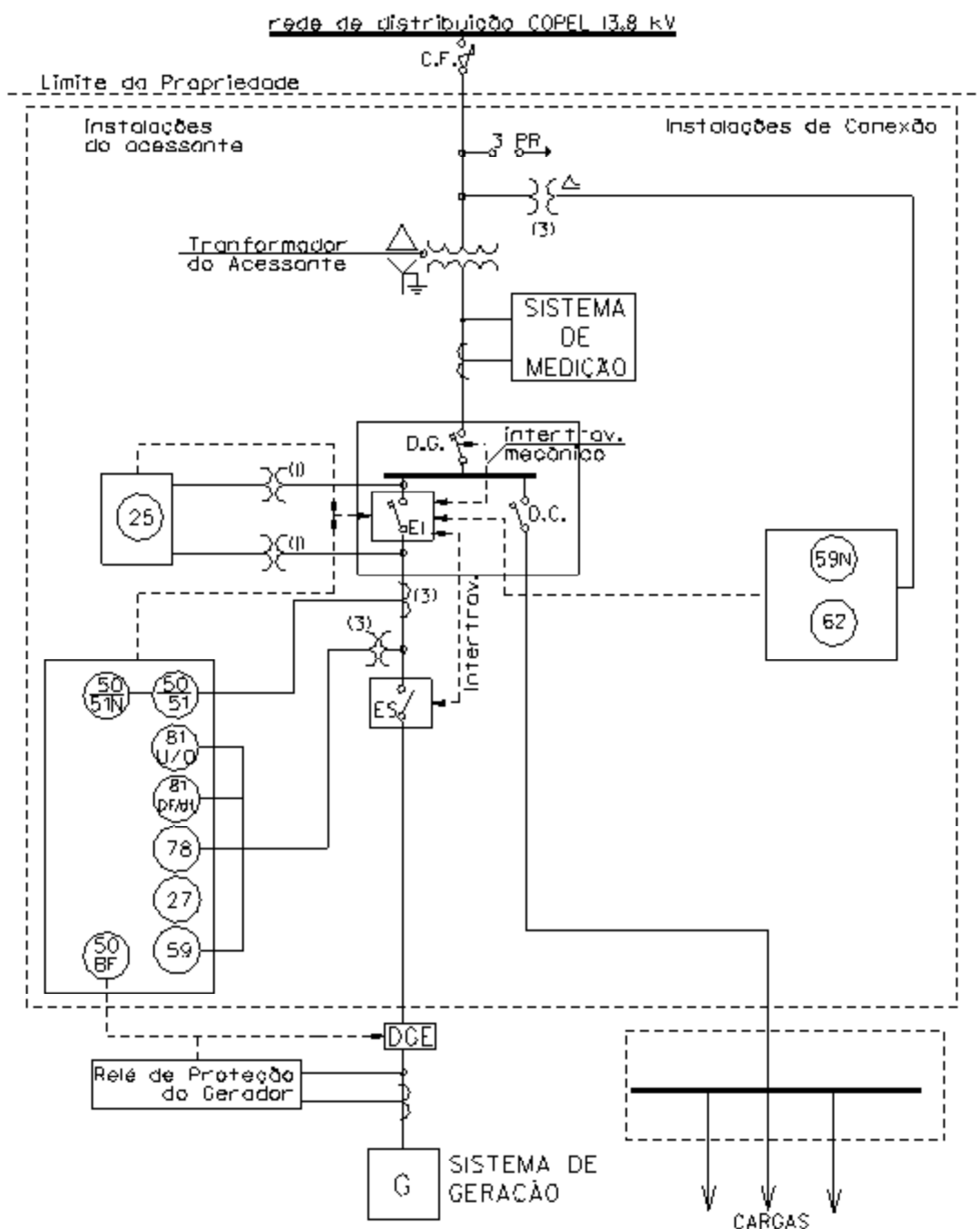


Figura 17 – Exemplo de Esquema Unifilar de Acessante de Potência de Geração de 76 kW a 300 kW, com a proteção desligando o sistema de geração.

Fonte: COPEL, 2012.

“Se o acessante de 76 kW a 100 kW requerer conexão em BT, o caso será analisado pela COPEL.” (COPEL, 2012, p.24).

Para acessantes de geração de 301 kW a 1000 kW, a conexão deverá ser trifásica em MT através de disjuntor MT, relés de proteção secundários e transformador próprio do acessante, podendo ser ligado em pingo na rede de MT ou por intermédio de linha expressa diretamente de uma subestação. O acessante deverá adequar as proteções do alimentador e das subestações MT da COPEL, com substituição de religadores, instalação de sistema *DEAD-LINE* (linha morta) e religadores de derivação. Para os acessantes de 500 kW a 1000 kW a COPEL analisará a necessidade de instalação de sistema de teleproteção (*TRANSFER-TRIP*: transferência de disparo), de acordo com a configuração do circuito e requisitos técnicos do sistema, pois a ausência deste pode comprometer o desempenho da coordenação e da sensibilidade de proteção do sistema de distribuição da COPEL (COPEL, 2012).

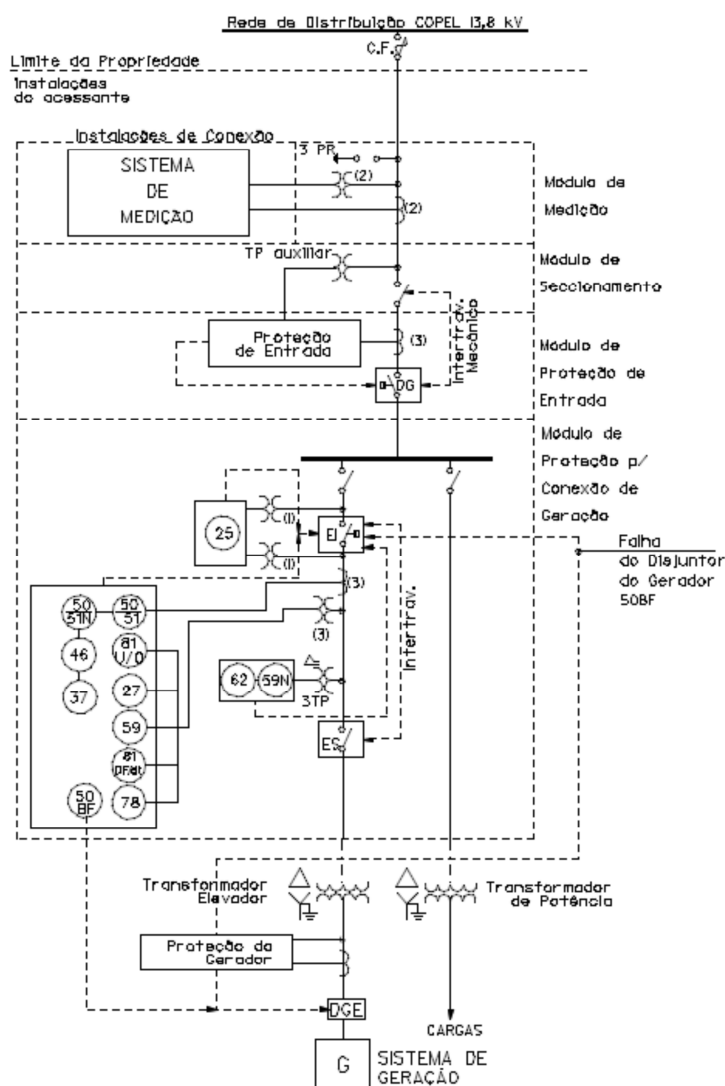


Figura 18 – Exemplo de Esquema Unifilar de Acessante de Potência de Geração de 301 kW a 500 kW, com a proteção desligando o sistema de geração.
 Fonte: COPEL, 2012.

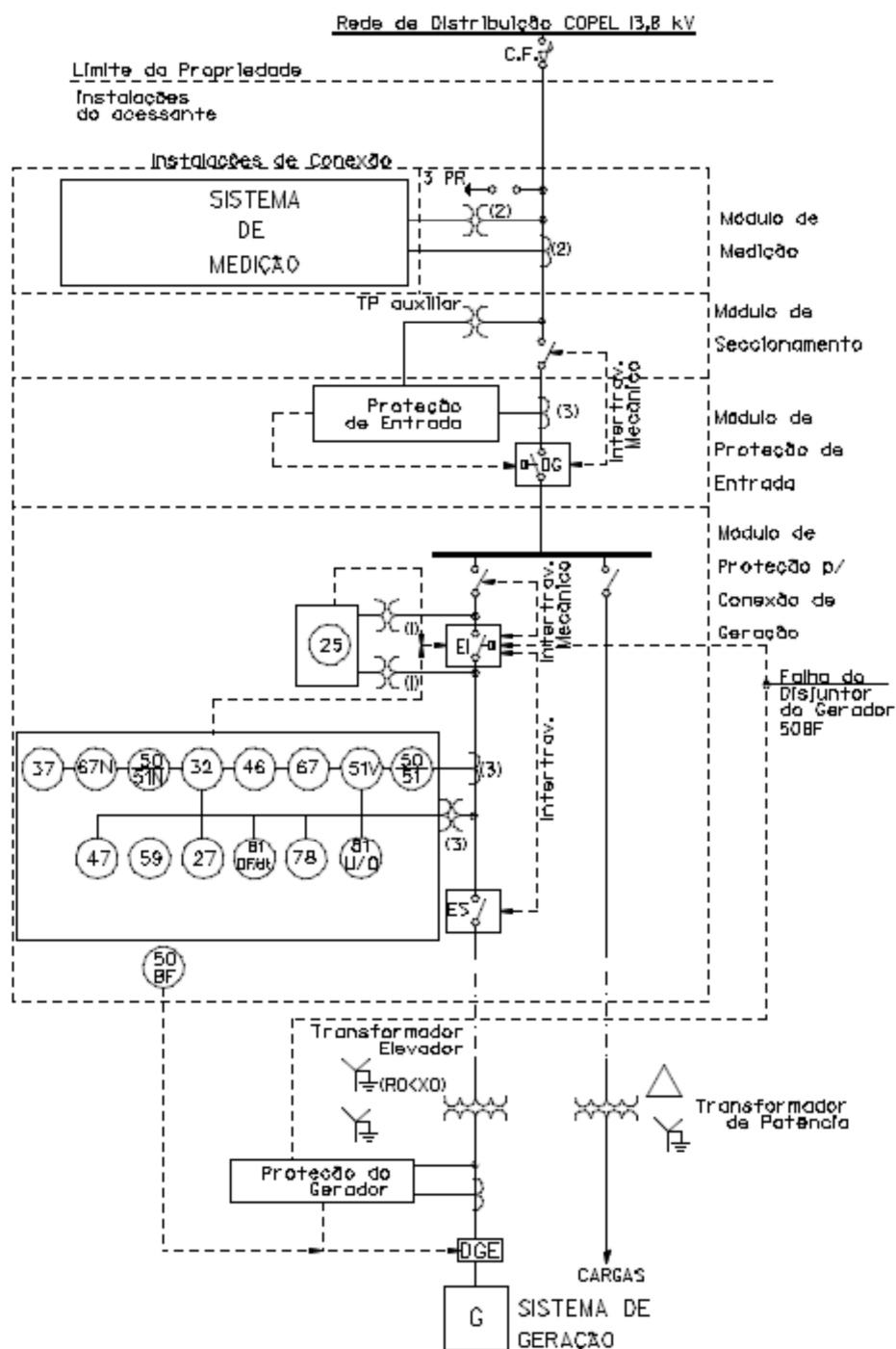


Figura 19 – Exemplo de Esquema Unifilar de Acessante de Potência de Geração de 501 kW a 1000 kW, com a proteção desligando o sistema de geração.
 Fonte: COPEL, 2012.

Para acessantes de geração acima de 1000 kW deverá ser “conexão em Linha Expressa em MT ou AT, a partir de uma subestação da COPEL, com Disjuntor/Religador e relés de proteção secundários e transformador exclusivo do acessante. Os acessantes deverão promover adequações na proteção do alimentador e das subestações da COPEL, com substituição de religadores e instalação de sistema *DEAD-LINE*” (COPEL, 2012, p.31). A COPEL nestes casos recomenda a instalação de sistema de teleproteção e serão exigidas adequações nas proteções das subestações AT (COPEL, 2012).

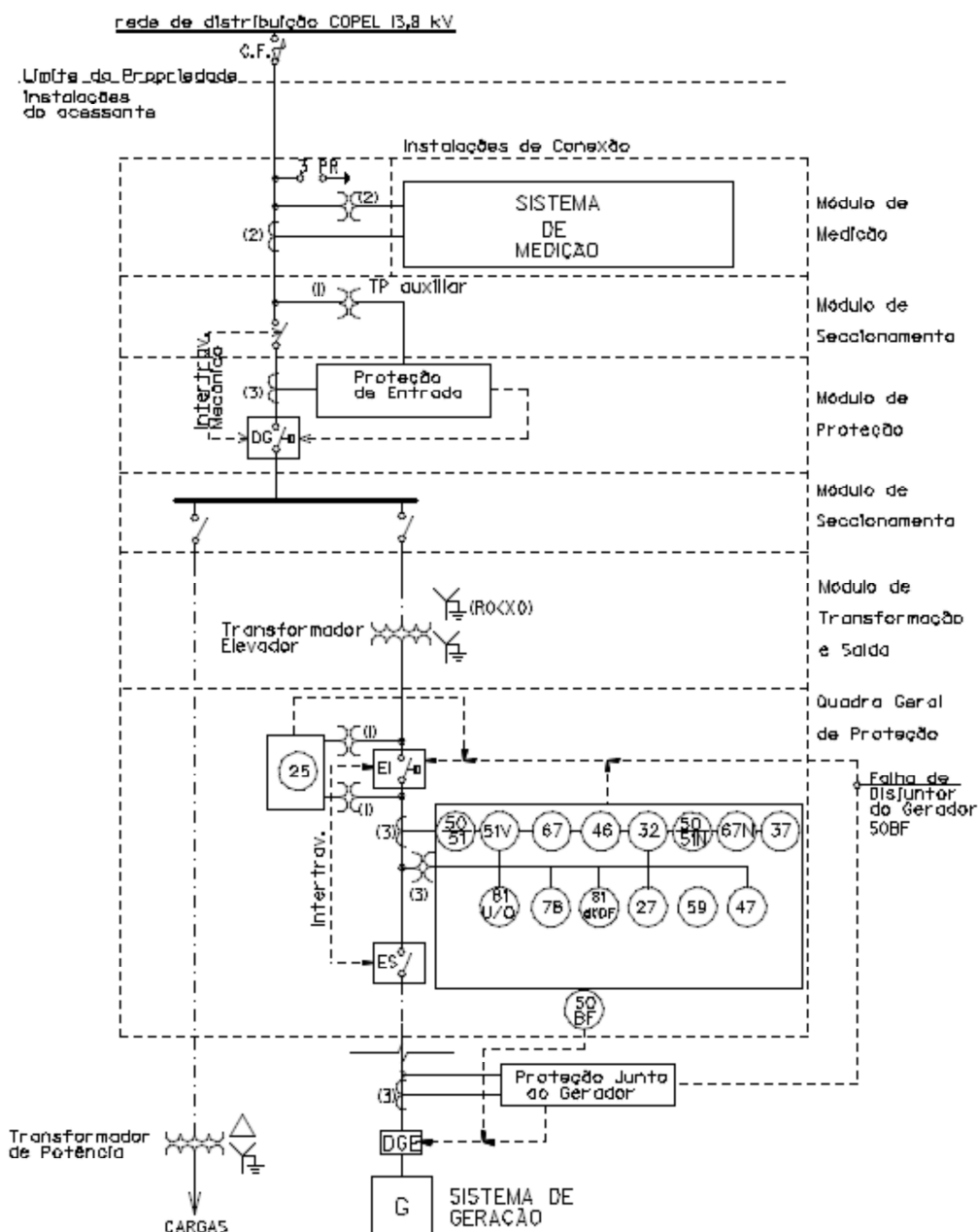


Figura 20 – Exemplo de Esquema Unifilar de Acessante de Potência de Geração acima de 1000 kW, com a proteção desligando o sistema de geração.
Fonte: COPEL, 2012.

Os equipamentos de proteção e operação devem ser automatizados, disponibilizando os dados no Centro de Operações da COPEL (COD).

A relação das funções de proteção que devem incorporar o sistema, conforme norma ABNT ou internacionais:

- Sobretensão (em todas as fases) – 59;
- Subtensão (em todas as fases) – 27;
- Sobre e Subfrequência 81 O/U;
- Check de Sincronismo – 25;
- Anti-ilhamento – 78;
- Relé Anti-ilhamento – 81 df/dt.

“A função anti-ilhamento deverá possuir ajustes de elemento ativo de frequência e tensão. É recomendável que as funções 50/51 e 50/51 N sejam incorporadas pelo próprio disjuntor geral. O inversor deverá possuir elemento de interrupção (EI) automático acionado pela proteção do mesmo. Deverá ser instalado um equipamento de seccionamento visível (ES) na entrada de serviço entre o medidor e as instalações do acessante” (COPEL, 2012).

A COPEL (2012) não permite a operação ilhada, ou ilhamento, em condições normais. Os relés anti-ilhamento deverão atuar e o SFV deverá ser retirado de operação, imediatamente de forma automática ou manual. O acessante deverá entrar em contato com a COPEL para que as providências possam ser tomadas.

As conexões em pingo não são necessariamente nos pontos mais próximos da rede em relação ao acessantes, mas naqueles que a COPEL determinar por análise que seja mais adequado. Nesta análise “definirá o melhor ponto para a conexão e eventual necessidade de adequação à rede, de modo que não cause perturbação aos demais consumidores presentes no circuito” (COPEL, 2012, p.30).

Os componentes de entrada de serviço como transformador, disjuntores, condutores e demais materiais e equipamentos que forem submetidos ao fluxo de potência devem possuir dimensionamento compatível com o fluxo inverso de potência produzido pelo gerador (COPEL, 2012).

Junto às caixas de medição e proteção deverá ser instalada uma placa de advertência, como a da Figura 21.



Figura 21 – Placa de Advertência de Geração Distribuída.
Fonte: COPEL, 2012

O projeto ao ser encaminhado para análise deve conter os seguintes itens:

- Projeto Elétrico;
- Estudos de Proteção (exceto em casos de micro e minigeração);
- Projeto do Sistema de Medição de Faturamento;
- Projeto do Bay de conexão (em caso de acesso por linha expressa);
- Projeto da Linha;
- ART – Anotação de Responsabilidade técnica;
- Projeto de Comunicação e Automação, quando aplicável.

Devem ser encaminhadas duas cópias de toda documentação e arquivos em meio eletrônico dos Estudos de Proteção completos.

O prazo de análise do projeto é de 30 dias após a entrega do projeto completo, e a liberação final ocorrerá antes de 60 dias da data programada para a energização das instalações.

Dentre os componentes do projeto elétrico devem estar inclusos:

- Memorial Descritivo de medição e proteção;
- Memória dos Ajustes de Proteção conforme item 4.1.6.4 da NTC 905100;
- Esquema Unifilar;
- Esquemas Funcionais (ou esquema lógico);
- Lista de Fiação do Painel de Controle e Proteção;
- Planta de Situação;
- Projeto de Implantação;
- Projeto da Entrada de Serviço;
- Projeto da Instalação;

- Tabela de Distribuição de Carga;
- Detalhes da Carga Instalada;
- ART do responsável técnico do projeto;
- Termo de responsabilidade para uso de geração própria;
- Licença prévia ou dispensa, emitida pelo IAP.

A NTC 905100 também aborda casos em que os acessantes utilizem do Mercado Livre de Energia, e Comercializem energia com a COPEL.

3 METODOLOGIA DO ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONOMICA

Serão três os cenários escolhidos para o estudo da viabilidade técnico-econômica de geração FV.

1. SFCR em área residencial;
2. SFCR em estabelecimento comercial;
3. SFCR de uma central (usina).

Em cada cenário será abordado a potência consumida (para os cenários 1 e 2), potência gerada, tarifa de energia gerada pela central fotovoltaica, crédito de energia ativa (energia gerada pelos cenários 1 e 2) e verificar a viabilidade técnico-econômica de cada cenário.

No cenário residencial e no comercial serão avaliados os custos de instalação do sistema fotovoltaico, vida útil do sistema, tempo para a viabilidade do sistema instalado.

No cenário da central FV ou usina FV serão avaliados a partir do estudo dos leilões energia FV, as tarifas de energia e o tempo para a viabilidade destas usinas.

3.1 ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA OS CENÁRIOS

RESIDENCIAIS E COMERCIAIS

A partir de um método prático de dimensionamento de SFCR pode-se demonstrar a metodologia para o estudo da viabilidade técnica para implantar um SFCR.

De acordo com Urbanetz Jr (2012), para o dimensionamento de SFCR utiliza-se um quadro de previsão de cargas, faturas de energia elétrica e o uso de dados de irradiação da localidade desejada.

Com o quadro de previsão de cargas, ilustrado no Quadro 1 ou pelas faturas de energia elétrica, como na

Figura 22, é feito o levantamento da demanda de energia da edificação em que se pretende instalar o SFCR, estimando-se o consumo médio diário de energia (em Wh) e o consumo anual (em kWh) (URBANETZ, 2012).

Quadro 1 – Quadro de Previsão de Cargas

Aparelho Elétrico	Potência (W)	Tensão nominal (Vcc)	Corrente Nominal (A)	Tempo de Utilização (h/dia)	Energia (Wh/dia)
				Total:	

Fonte: URBANETZ JR., 2012.

COPEL Copel Distribuição S. A. Rua Juvá Urbino Marzulo, 158 - Curitiba/PR - 81.205-240 CNPJ 04.368.896/0001-06 - IE: 90.233.275-99 IN: 433.962-4

www.copel.com 0800 51 00 116

Responsável pela unidade consumidora Local / Rota / Conta Endereço e Cidade

Mês de referência: Janeiro/2012 Unidade Consumidora: 00000000

VENCIMENTO: 05/02/2012 VALOR A PAGAR: R\$ 78,89

ATENÇÃO CONSUMIDOR: Tarifa Social de Energia Elétrica criada pela Lei nº 10.438, de 26/04/2003. CONFORME LEGISLAÇÃO VIGENTE, NESTA FATURA FORAM APLICADAS DA CLASSE RESIDENCIAL BAIXA RENDA, O QUE RESULTOU NUM DESCONTO DE R\$ 13,45.

Informações Técnicas: Classe: Residencial - Tarifa Social. Nº Medidor: 00821800903 - Monofásico / 00821800903 - Monofásico

Letura Anterior	Letura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Médio Diário	Data de Apresentação	Próxima Letura/Previsão
18/12/2011 9824	20/01/2012 9969	27 dias 345 kWh	3,00	201035 kWh	31,3 kWh	25/01/2012	22/02/2012

Histórico de Consumo e Pagamento

Mês	kWh	Di. Ppto	Valor
01 / 2012	157	PENDENTE	
12 / 2011	123	25 / 01 / 2012	62,76
11 / 2011	161	25 / 12 / 2011	81,50
10 / 2011	142	25 / 11 / 2011	71,59
09 / 2011	111	25 / 10 / 2011	55,55
08 / 2011	115	25 / 09 / 2011	56,92
07 / 2011	150	25 / 08 / 2011	53,58
06 / 2011	87	25 / 07 / 2011	40,03
05 / 2011	86	25 / 06 / 2011	39,56
04 / 2011	115	25 / 05 / 2011	55,11
03 / 2011	120	25 / 04 / 2011	57,27
02 / 2011	123	25 / 02 / 2011	58,65

Valores Faturados

NOTA FISCAL CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA nº 1.036.552 Série B Emitida em 25/01/2012

Produto	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base de Cálculo	Aliq. ICMS
En. Elétrica Consumo	kWh	200	0,41456	82,91		
(-) desconto				5,48		
En. Elétrica Consumo	kWh	35	0,36715	12,85	77,49	29,00%
Excedente Reativo	kWh		0,36715	13,72	13,72	29,00%

Figura 22 – Fatura de Energia da COPEL para consumidores de BT.
Fonte: COPEL, 2014.

Para os estudos de cada caso o dimensionamento do SFCR suprirá a diferença entre o consumo atual da edificação e a taxa mínima de consumo cobrada pela COPEL.

Dependendo da área disponível para a instalação dos módulos FV, também é possível dimensionar o SFV pela área. Utilizando a equação (1) obtêm-se quantos módulos poderiam ser utilizados.

$$N_{mód} = \frac{Área_{disp}}{Área_{mód}} \quad (1)$$

$N_{mód}$ → Número de módulos FV;

$\text{Área}_{disp} \rightarrow$ Área disponível [m²];

$\text{Área}_{mód} \rightarrow$ Área do módulo [m²].

A partir dos índices de irradiação médios incidentes na região de Curitiba, PR. Utilizando as coordenadas da posição de Curitiba (latitude 25°24' sul e longitude 49°18' oeste) são obtidos no banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et. al., 2006).

Tabela 4 – Irradiação (kWh/m²/dia) incidente em Curitiba.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	ANUAL
Inclinado (25°)	5,18	5,37	5,61	4,96	4,51	4,44	4,86	5,03	4,93	5,05	5,45	5,29	5,01

Fonte: PEREIRA et. al., 2006.

Baseado nos valores de irradiação e na quantidade de energia elétrica que se deseja obter calcula-se a potência de pico do painel FV (URBANETZ JR, 2012).

$$P_{FV} = \frac{E \cdot G}{H_{TOT} \cdot PR} \quad (2)$$

P_{FV} → Potência de pico do painel FV [kW_p];

E → Energia elétrica diária média gerada pelo SFCR ou demandada pelas cargas [kWh/dia];

G → Irradiação em condições de teste padrão [1.000 W/m²];

H_{TOT} → Irradiação solar incidente no plano dos módulos FV [kWh/m².dia];

PR → Taxa de desempenho do SFCR = 75% (valor comumente usado).

Em seguida escolhe-se um módulo FV. Com a potência de pico dos módulos é possível obter a potência de pico do painel FV pela equação (2):

$$P_{FV} = P_{mód} \cdot N_{mód} \quad (3)$$

P_{FV} → Potência de pico do painel FV [kW_p];

$P_{mód}$ → Potência de pico do módulo FV [kW_p];

$N_{mód}$ → Número de módulos FV.

Utilizando os dados de irradiação mensais nas equações pode-se obter a geração diária para cada mês do SFCR e comparar com as faturas de energia dos meses correspondentes (URBANETZ JR, 2012).

Os inversores são escolhidos baseados principalmente na potência do arranjo FV.

A partir das fórmulas apresentadas, é possível estimar o nível de geração nos cenários residenciais, comerciais e usinas FV.

3.2 ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA PARA CENÁRIOS RESIDENCIAIS E COMERCIAIS

Para o estudo econômico será considerado o reajuste anual da tarifa de consumo de energia elétrica da COPEL de 9,55% a.a. (COPEL, 2013). Também será considerado o aumento da iluminação pública de 10% a cada cinco anos e a inflação de 5,59 % a.a., segundo dados do Banco Central do Brasil (BCB, 2014). O valor de inflação irá ser utilizado para análise de retorno do investimento.

Valores adicionais como de mão de obra, de instalação e componentes de fixação dos módulos para a montagem de painéis serão considerados valores citados por Rüter (2004) de 25%, em que cita a distribuição típica de custos no *1000 Roofs Program* alemão, para SFCR de 2 kWp, ilustrada na Figura 23.

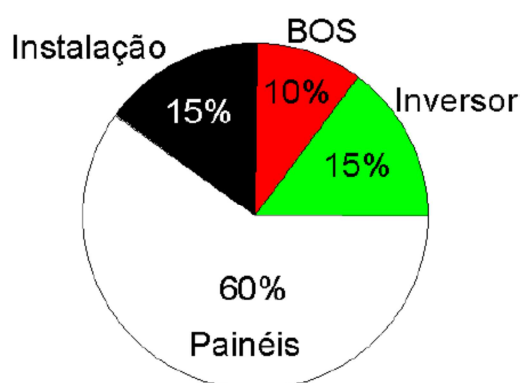


Figura 23 – Distribuição de custos no *1000 Roofs Program* alemão, para SFCR de 2 kWp, BOS designa a equipamentos complementares do SFCR, como cabos, conectores, etc.
Fonte: RÜTHER, 2004, pág. 43.

EPE (2012) comenta o custo médio do investimento em SFCR no Brasil conforme a Tabela 5. Os custos foram calculados a partir de referências internacionais com a taxa de câmbio de um dólar americano para R\$ 2,40, com acréscimo de 25% de tributos nacionais.

Tabela 5 – Custo de investimento em SFV – referência Brasil (R\$/Wp)

Potência	Painéis (*)	Inversores	Instalação & Montagem	TOTAL
Residencial (4 - 6kWp)	6,69	1,71	2,1	10,5
Residencial (8 - 10kWp)	6,06	1,49	1,89	9,45
Comercial (100kWp)	5,22	1,26	1,62	8,11
Industrial (≥ 1000 kWp)	4,8	0,9	1,43	7,13

Fonte: Adaptado de EPE, 2012. Alterado a taxa de câmbio de R\$ 1,75 para R\$ 2,40 = US\$ = 1,00.
Nota: * - painéis fixos que não acompanham o movimento do Sol.

A COPEL (2013) estabelece que a taxa mínima de consumo para imóveis dependa do medidor de energia elétrico instalado, em medidores:

- monofásicos é de 30 kWh,
- bifásico 50 kWh;
- trifásico 100 kWh.

No caso da geração superar o consumo os Wh injetados na rede da COPEL serão convertidos em créditos de energia ativa que poderão utilizados nas faturas de energia dos meses seguintes ou em outro imóvel que esteja conectado à rede da COPEL e de mesmo proprietário. Estes créditos ao serem utilizados serão multiplicados com a tarifa de consumo de energia elétrica sem os impostos inclusos.

No entanto, o SFCR não irá zerar a fatura de energia da edificação por conta da taxa mínima de consumo (GARCETE, 2013).

A metodologia adotada para o estudo de viabilidade econômica para os diferentes cenários residenciais e comerciais será adotada por modelos matemáticos de *payback*, usado para o cálculo do tempo do retorno do investimento. Existindo duas maneiras de fazer este estudo de viabilidade econômica pelo *payback simples* e *payback* descontado.

3.2.1 *Payback* Simples

Segundo Abreu (2006), o *payback* simples (PBs) e o cálculo do tempo um investimento leva para pagar de volta ao seu dono o investimento inicial. Obtém-se esse tempo contando a quantidade de períodos que o projeto necessita para que se acumule um valor de retorno igual ao do investimento realizado. Assim sendo, fazendo há comparação de investimentos semelhantes, o critério é optar pelo investimento que ofereça o menor período de *payback*.

O período de PBs pode ser calculado da seguinte maneira:

$$PBs = \frac{\text{Valor do Investimento}}{\text{Valor do Fluxo Periódico Esperado}} \quad (7)$$

3.2.2 *Payback* Descontado

O *payback* descontado (PBd) visa corrigir o maior problema do PBs, o de não considerar o valor do dinheiro no tempo. Sendo este problema corrigido com o desconto ao valor presente dos fluxos de caixa do projeto sob análise.

Abreu (2006) comenta que o método do PBd, a primeira coisa a se fazer é determinar a taxa de remuneração do dinheiro no tempo considerada pelo investidor. Em seguida, calcula-se todos os valores presentes dos fluxos de caixa. Tudo se passa como no critério do período PBs, entretanto o tempo necessário para o pagamento do investimento inicial é calculado com base nos seus valores presentes e não nos valores dos fluxos.

$$VP(n) = \frac{FC(n)}{(1+i)^n} \quad (8)$$

Onde:

n	→ Período [anos]
VP(n)	→ Valor Presente no período n [R\$]
FC (n)	→ Fluxo de Caixa no período n [R\$]
i	→ Taxa de inflação [%]

Considerando que existe o reajuste anual da tarifa de energia elétrica a equação de FC (n) (9) fica:

$$FC(n) = Csm \cdot Tf_{cons+imp} \cdot (1 + r)^n. \quad (9)$$

n	→ Período [anos]
FC (n)	→ Fluxo de Caixa no período n [R\$]
Csm	→ Consumo de energia elétrica [kWh]
$Tf_{cons+imp}$	→ Tarifa de consumo de energia elétrica com impostos [R\$/kWh]
r	→ Taxa reajuste da tarifa de energia [%]

Por ser um método que considera que o valor do dinheiro altera conforme o tempo e têm-se duas variáveis a serem consideradas, opta-se pelo PBd na análise de amortização do investimento.

3.2.3 Tributos

No estudo de cenários também é importante entender como os produtos FV são tributados. Um dos motivos é que muitos destes produtos são importados e não são fabricados no Brasil. Outro motivo é o excesso de impostos sobre alguns produtos vendidos no Brasil.

O Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE (Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica) apresentou dados de tributação sobre módulos e inversores de tensão FV no documento “Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira” (2012).

Dentre os tributos cobrados sobre os módulos e inversores de tensão FV são:

- Imposto de Importação (II) – incidem 12% sobre módulos e 14% sobre inversores, não são aplicados sobre produtos de origem nacional:

$$II = \text{Preço do módulo FV} \cdot 0,12 \text{ ou } \text{Preço do inversor} \cdot 0,14 \quad (10)$$

- Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) – 0% para módulos importados e nacionais, 15% sobre inversores importados com II incluso, para nacionais pode chegar a 0%;

$$IPI = (\text{Preço do inversor} + II) \cdot 0,15 \quad (11)$$

- Programas de Integração Social (PIS) – 1,65% “por dentro” sobre o valor do produto com II e IPI;

$$PIS = (\text{Preço do produto} + II + IPI) \cdot \left(\frac{1}{(1-0,0165)} - 1 \right) \quad (12)$$

- Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) – 7,6% “por dentro” sobre o valor do produto com II e IPI;

$$COFINS = (\text{Preço do produto} + II + IPI) \cdot \left(\frac{1}{(1-0,076)} - 1 \right) \quad (13)$$

- Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) – 0% para módulos nacionais e importados, 29% (no estado do Paraná, 2014) incidido “por dentro” sobre inversores importados somados ao IPI.

$$ICMS = (\text{Preço do inversor} + IPI) \cdot \left(\frac{1}{(1-0,29)} - 1 \right) \quad (14)$$

3.2.4 Sistema de Compensação – COPEL

Como comentado pela REN nº 482, os créditos de energia ativa para serem utilizados no sistema de compensação terão a validade de 36 meses. Estes créditos serão gerados a partir da energia injetada pelos microgeradores e minigeradores, do excedente da energia gerada por eles.

As instalações consumidoras que estiverem no grupo B serão cobradas pela taxa mínima de consumo de energia elétrica. Para consumidores do grupo A, será cobrada a taxa de demanda contratada de energia elétrica.

Estes créditos poderão ser utilizadas em diferentes unidades consumidoras, desde que sejam atendidas pela COPEL, previamente cadastradas para este fim e de mesmo proprietário.

Ao serem compensados, os créditos de energia ativa antes ao passarem pelo importe são multiplicados pela tarifa de energia sem impostos, segundo a valores da ANEEL.

Para a explicação didática do sistema de compensação que a COPEL segue, no Apêndice F estão disponíveis exemplos de diferentes cenários de consumo faturado e de créditos de energia ativa disponíveis para a utilização.

Tabela 6 – Comparação de Valores de Fatura com a Utilização do Sistema de Compensação da COPEL

Consumo Faturado [kWh]	100	110	120	130	140	150
Créditos de Energia compensados [kWh]	0	10	20	30	40	50
Valor de Fatura	R\$ 39,63	R\$ 40,96	R\$ 42,29	R\$ 43,61	R\$ 44,94	R\$ 46,27

Fonte: Própria, 2014.

Esta diferença de valores ocorre pelo *trade* entre a tarifa sem impostos e a tarifa de consumo com impostos cobrada pela COPEL é de quase 1 para 1,50.

4 ESTUDO DE CENÁRIOS

Para o estudo de cenários residenciais e comerciais serão desenvolvidos utilizando a metodologia apresentada no capítulo 3. Os estudos destes cenários serão modelados a partir de dados de irradiação de Curitiba – PR da Tabela 4.

Utilizando dados de faturas de energia de diferentes imóveis, dados de consumo foram coletados para dimensionamento dos SFCRs. Cada imóvel foi escolhido por tipo de imóvel (residencial ou comercial) e por faixa de consumo.

Por conta da cobrança de taxa mínima de consumo cobrada pela COPEL, optou-se por dimensionar os SFCRs para atender e suprir o excedente de 100 kWh destes cenários.

Dentre os cenários escolhidos são dois residenciais e dois comerciais. Entre os cenários residenciais, será analisada uma residência de cinco moradores considerando diferentes curvas de demanda diárias (caso “W”). Nos cenários comerciais foram escolhidos: uma oficina funilaria e pintura de automóveis (caso “Y”) e um centro médico (caso “Z”).

Para os estudos de casos serão considerados os seguintes valores, comentados anteriormente:

PR = 75%;

$i = 5,59\%$ a.a.

$r = 9,55\%$ a.a.;

Instalação + Equipamentos Complementares (cabos, conectores, etc.) = 25%;

Taxa de consumo mínima cobrada pela COPEL = 100 kWh;

Troca dos inversores a cada 10 anos..

4.1 CENÁRIOS RESIDENCIAIS

Considerando os dados de tarifa da COPEL e do custeio de iluminação pública para consumidores residenciais em Curitiba tem-se o Quadro 2 e a Tabela 7.

Quadro 2 – Tarifa da COPEL para Consumidores Residenciais.

CONVENCIONAL	Resolução ANEEL N° 1565	
	de 9 de julho de 2013.	
Tarifa em R\$/kWh	Resolução ANEEL	Com Impostos: ICMS e PIS/COFINS
B1 - Residencial	0,26355	0,39631
Vidência em 24/06/2013		

Fonte: COPEL, 2014.

Tabela 7 – Custeio de Iluminação Pública em Curitiba – PR para Consumidores Residenciais.

Consumo em kWh	Valor	Percentuais de desconto
abaixo de 100	isento	100,00%
101 a 130	R\$ 2,30	95,00%
131 a 150	R\$ 3,45	92,50%
151 a 170	R\$ 4,26	90,75%
171 a 200	R\$ 4,60	90,00%
201 a 220	R\$ 6,45	86,00%
221 a 300	R\$ 9,21	80,00%
301 a 350	R\$ 11,51	75,00%
351 a 400	R\$ 13,81	70,00%
401 a 450	R\$ 17,27	62,50%
451 a 500	R\$ 19,57	57,50%
501 a 550	R\$ 21,87	53,50%
551 a 600	R\$ 24,17	47,50%
601 a 700	R\$ 25,90	43,75%
701 a 800	R\$ 30,50	33,75%
801 a 850	R\$ 34,53	25,00%
851 a 1000	R\$ 36,83	20,00%
1001 a 1200	R\$ 40,29	12,50%
acima de 1200	R\$ 46,04	0,00%

Fonte: Prefeitura Municipal de Curitiba, 2010.

4.1.1 Caso “W”

A residência têm cinco moradores e um medidor trifásico. Utilizando dados das faturas de energia elétrica de um ano, entre Maio de 2012 e Abril de 2013 para levantar o consumo de energia deste cenário.

Tabela 8 - Consumo do Caso “W” de Um Ano.

Mês	kWh	Tarifa de Consumo B1 Residencial com ICMS e PIS/COFINS	Ilum. Pública	Valor
Janeiro	282	0,39631	9,21	R\$ 120,97
Fevereiro	294	0,39631	9,21	R\$ 125,73
Março	285	0,39631	9,21	R\$ 122,16
Abril	296	0,39631	9,21	R\$ 126,52
Maio	290	0,39631	9,21	R\$ 124,14
Junho	353	0,39631	13,81	R\$ 153,71
Julho	333	0,39631	11,51	R\$ 143,48
Agosto	295	0,39631	9,21	R\$ 126,12
Setembro	320	0,39631	11,51	R\$ 138,33
Outubro	267	0,39631	9,21	R\$ 115,02
Novembro	273	0,39631	9,21	R\$ 117,40
Dezembro	254	0,39631	9,21	R\$ 109,87
TOTAL	3542			

Fonte: Própria, 2014.

Calculando-se a média anual, tem-se:

$$media\ anual = \frac{3542}{12}$$

$$media\ anual = 295,16\ kWh/mês$$

Como comentado anteriormente, a COPEL cobra uma taxa mínima de consumo, no caso “W” a taxa mínima é de 100 kWh. A média anual para o dimensionamento do SFCR fica em:

$$média\ anual = 295,16 - 100 = 195,16\ kWh/mês$$

$$\text{média diária} = \frac{195,16}{30}$$

$$\text{média diária} = 6,5053 \text{ kWh/dia}$$

Têm-se os valores para cálculo:

$$E = 6,5053 \text{ kWh/dia}$$

$$H_{\text{TOT}} = 5,01 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$$

$$PR = 75\%$$

$$G = 1 \text{ kW/m}^2$$

Utilizando a equação (3)

$$P_{FV} = \frac{6,5053 \cdot 1}{5,01 \cdot 0,75}$$

$$P_{FV} = 1,732 \text{ kWp}$$

Foi escolhido o modulo FV modelo YL245P-29b o qual possui $P_{\text{max}} = 245 \text{ W}$ assim o cálculo para saber o número de módulos é:

$$N_{\text{mód}} = \frac{1732}{245}$$

$$N_{\text{mód}} \cong 7,07$$

Então serão utilizados sete módulos FV do modelo YL245P-29b, de 245 W para o caso "W", com a carga instalada do arranjo FV de **1,715 kWp**. Pode-se assim determinar o quanto o SFCR pode gerar:

$$E = \frac{1,715 \cdot (\text{Irradiação media mensal } \left[\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \right]) \cdot 0,75}{1} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{dia}} \right]$$

O custo de cada módulo FV é de R\$884,92 (EUDORASOLAR, 2014) e o custo do arranjo FV será de R\$ 6.194,44.

Cada módulo possui as seguintes dimensões: 1600 mm x 990 mm. Como serão utilizados oito módulos para o arranjo FV a área total será de 12,67 m².

Será utilizado um inversor SUNTEAMS 2000 (MASTERSOLAR, 2014), seu valor é de R\$ 4.725,00. Este inversor já é homologado pela COPEL.

A COPEL cobra em torno de R\$ 300,00 pela diferença da troca dos medidores em Curitiba no ano de 2013.

Custo do investimento inicial do SFCR para o caso “W” é de R\$. 11.219,44 Com o adicional de 25%, de instalação, cabos, conectores e outros componentes complementares, o custo do SFCR será de **R\$ 14.024,30**.

Tabela 9 – Custos Iniciais do Caso “W”

Componentes	Quant.	Valor Unit.	Valor
Módulos FV	7	R\$ 884,92	R\$ 6.194,44
Inversores	1	R\$ 4.725,00	R\$ 4.725,00
Medidor Eletrn.	1	R\$ 300,00	R\$ 300,00
		Sub-Total	R\$ 11.219,44
		25% do valor dos equipam	R\$ 2.804,86
BOS + Instalação		.	
		TOTAL inicial	R\$ 14.024,30

Fonte: Própria, 2014.

Segundo dados da Tabela 5 da EPE, o custo de um SFV de 1,715 kWp gira em torno de R\$ 18.007,50. Optou-se por utilizar o valor de R\$ 14.024,30 por ser menor e mais atualizado.

Devido à “curva de aprendizado”, que representa a redução nos custos de produção de determinado equipamento ao longo do tempo, o valor utilizado para a reposição dos inversores nos anos 10 e 20 serão os valores utilizados atualmente.

Com os dados do arranjo FV e dados de irradiação incidente da Tabela 4 é possível preencher a Tabela 10 com a geração estimada do SFCR do caso “W”.

Tabela 10 – Níveis de Geração Estimada do SFCR do caso “W”.

Mês	Irradiação [kWh/m²/dia]	Geração Diária [kWh/dia]	Geração Mensal [kWh]
Janeiro	5,18	6,72	201,86
Fevereiro	5,37	6,97	209,26
Março	5,61	7,28	218,62
Abril	4,96	6,44	193,29
Mai	4,51	5,85	175,75
Junho	4,44	5,76	173,02
Julho	4,86	6,31	189,39
Agosto	5,03	6,53	196,01
Setembro	4,93	6,40	192,12
Outubro	5,05	6,56	196,79
Novembro	5,45	7,08	212,38
Dezembro	5,29	6,87	206,15

Fonte: Adaptado de PEREIRA et. al., 2006.

4.1.1.1 Caso “W”: Cenário ‘I’

Para o cenário ‘I’ do caso “W” considera-se que 65% da energia gerada pelo SFCR é consumida durante o período diurno, injetando na rede elétrica da COPEL 35% do gerado. Situação em que boa parte consumo é diurna, em que há pessoas na casa durante a manhã e parte da tarde, perfil de uma casa que tenha pessoas que trabalhem e/ou estudem em períodos variados.

Tabela 11 – Simulação do Medidor de Energia Elétrica no Cenário 'I'

Mês	kWh/mês				
	Consumo Mensal	Geração Estimada do SFV		Medição Estimada	
		100%	65%	Consumo Faturado	Energia Injetada
Janeiro	282	201,9	131,21	151	71
Fevereiro	294	209,3	136,02	158	73
Março	285	218,6	142,10	143	77
Abril	296	193,3	125,64	170	68
Maio	290	175,8	114,24	176	62
Junho	353	173,0	112,47	241	61
Julho	333	189,4	123,11	210	66
Agosto	295	196,0	127,41	168	69
Setembro	320	192,1	124,88	195	67
Outubro	267	196,8	127,92	139	69
Novembro	273	212,4	138,05	135	74
Dezembro	254	206,2	134,00	120	72

Fonte: Própria, 2014.

O consumo faturado pelo medidor da COPEL é o consumo mensal da residência subtraído por 65% da geração estimada pelo SFCR. Caso o consumo medido seja menor que a taxa de consumo mínima, será faturado o consumo mínimo de 100 kWh.

Os 35% restantes da energia gerada são injetados na rede da COPEL e geram créditos de energia ativa, que ao serem descontados na fatura de energia elétrica são multiplicados pelo valor da tarifa de consumo sem impostos.

Como o valor da tarifa de iluminação pública depende é custeado segundo o consumo faturado pela COPEL, com a implementação do SFCR há a redução da taxa de iluminação pública, dado que o consumo faturado é reduzido.

Tabela 12 - Simulação da Fatura de Energia no Cenário 'I'

Mês	[kWh]		Tarifa de Consumo		Ilumin. Pública	Importe do Consumo Faturado	Créditos de Energia [kWh]		Importe dos Créditos Compensados	TOTAL da Fatura
	Fat	Inj	Resolução ANEEL	com ICMS e PIS/COFINS			Comp.	Acum.		
Jan	151	71	0,26355	0,39631	R\$ 3,45	R\$ 59,84	0	71	R\$ 0,00	R\$ 63,29
Fev	158	73	0,26355	0,39631	R\$ 3,45	R\$ 62,62	58	86	R\$ 15,29	R\$ 50,78
Mar	143	77	0,26355	0,39631	R\$ 3,45	R\$ 56,67	43	120	R\$ 11,33	R\$ 48,79
Abr	170	68	0,26355	0,39631	R\$ 4,26	R\$ 67,37	70	118	R\$ 18,45	R\$ 53,18
Mai	176	62	0,26355	0,39631	R\$ 4,60	R\$ 69,75	76	104	R\$ 20,03	R\$ 54,32
Jun	241	61	0,26355	0,39631	R\$ 9,21	R\$ 95,51	104	61	R\$ 27,41	R\$ 77,31
Jul	210	66	0,26355	0,39631	R\$ 6,45	R\$ 83,23	61	66	R\$ 16,08	R\$ 73,60
Ago	268	69	0,26355	0,39631	R\$ 4,26	R\$ 106,21	66	69	R\$ 17,39	R\$ 93,08
Set	295	67	0,26355	0,39631	R\$ 4,60	R\$ 116,91	69	67	R\$ 18,18	R\$ 103,33
Out	139	69	0,26355	0,39631	R\$ 2,30	R\$ 55,09	39	97	R\$ 10,28	R\$ 47,11
Nov	135	74	0,26355	0,39631	R\$ 2,30	R\$ 53,50	35	136	R\$ 9,22	R\$ 46,58
Dez	120	72	0,26355	0,39631	R\$ 2,30	R\$ 47,56	20	188	R\$ 5,27	R\$ 44,59
Jan	151	71	0,26355	0,39631	R\$ 3,45	R\$ 59,84	51	208	R\$ 13,44	R\$ 49,85

Fonte: Própria, 2014.

Na Tabela 13 comparam-se os valores das faturas com e sem a implementação do SFCR

Tabela 13 – Valores Mensais das Faturas do Cenário 'I'

Mês	Faturas Originais	Faturas c/ SFCR	Economia Mensal
Jan	R\$ 120,97	R\$ 49,85	R\$ 71,12
Fev	R\$ 125,73	R\$ 50,78	R\$ 74,94
Mar	R\$ 122,16	R\$ 48,79	R\$ 73,37
Abr	R\$ 126,52	R\$ 53,18	R\$ 73,33
Mai	R\$ 124,14	R\$ 54,32	R\$ 69,82
Jun	R\$ 153,71	R\$ 77,31	R\$ 76,40
Jul	R\$ 143,48	R\$ 73,60	R\$ 69,88
Ago	R\$ 126,12	R\$ 93,08	R\$ 33,04
Set	R\$ 138,33	R\$ 103,33	R\$ 35,00
Out	R\$ 115,02	R\$ 47,11	R\$ 67,92
Nov	R\$ 117,40	R\$ 46,58	R\$ 70,83
Dez	R\$ 109,87	R\$ 44,59	R\$ 65,29

Fonte: Própria, 2014.

Para simplificação dos cálculos da Tabela 14, os créditos de energia ativa são descontados no mesmo mês, ao invés de ser compensado no mês seguinte.

Supondo que o investimento inicial é corrigido anualmente com juros, a taxa de juros será de 5,91% a.a., a mesma da inflação, e o aumento anual da tarifa de energia elétrica de 9,55% a.a. sendo desconsiderada a perda do rendimento dos módulos FV.

Nos anos 10 e 20 será feita a troca do inversor por outro de mesmo modelo e valor de R\$ 4.725,00.

Tabela 14 – Análise do *Payback* no Cenário ‘I’

Ano	Fatura		Fluxo de Caixa	SALDO
	Original	C/ SFCR		
0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 14.024,30
1	R\$ 1.523,45	R\$ 706,41	R\$ 817,04	-R\$ 13.991,22
2	R\$ 1.657,51	R\$ 769,03	R\$ 888,47	-R\$ 13.884,85
3	R\$ 1.804,36	R\$ 837,64	R\$ 966,72	-R\$ 13.694,29
4	R\$ 1.965,25	R\$ 912,80	R\$ 1.052,45	-R\$ 13.407,35
5	R\$ 2.141,50	R\$ 995,14	R\$ 1.146,36	-R\$ 13.010,47
6	R\$ 2.346,55	R\$ 1.090,40	R\$ 1.256,15	-R\$ 12.481,61
7	R\$ 2.558,07	R\$ 1.189,22	R\$ 1.368,85	-R\$ 11.810,48
8	R\$ 2.789,79	R\$ 1.297,47	R\$ 1.492,32	-R\$ 10.978,36
9	R\$ 3.043,63	R\$ 1.416,06	R\$ 1.627,58	-R\$ 9.964,48
10	R\$ 3.321,72	R\$ 1.545,97	R\$ 1.775,75	-R\$ 13.470,74
11	R\$ 3.639,54	R\$ 1.693,86	R\$ 1.945,68	-R\$ 12.278,08
12	R\$ 3.973,28	R\$ 1.849,78	R\$ 2.123,51	-R\$ 10.840,92
13	R\$ 4.338,90	R\$ 2.020,58	R\$ 2.318,32	-R\$ 9.128,60
14	R\$ 4.739,43	R\$ 2.207,69	R\$ 2.531,73	-R\$ 7.107,16
15	R\$ 5.178,21	R\$ 2.412,68	R\$ 2.765,53	-R\$ 4.738,92
16	R\$ 5.673,38	R\$ 2.643,36	R\$ 3.030,02	-R\$ 1.973,81
17	R\$ 6.199,97	R\$ 2.889,37	R\$ 3.310,60	R\$ 1.226,45

Fonte: Própria, 2014.

O tempo de *payback* desconsiderando o decaimento anual do rendimento do arranjo FV é de **16 anos e sete meses** para o cenário ‘I’.

4.1.1.2 Caso “W”: Cenário ‘II’

Para o cenário ‘II’ considerações serão feitas ao caso “W”, tendo o primeiro cenário como “amostra”, tomando-se novamente a Tabela 11 com os mesmos níveis de consumo e geração mensais do cenário ‘I’.

. Considera-se novamente que 65% da energia gerada pelo SFCR é consumida e 35% é injetada na rede e as mesmas taxas de aumento de tarifa e de juros.

Também será considerado a isenção do ICMS sobre a tarifa de consumo de energia elétrica nos cinco primeiros anos após o SFCR for ligado à rede de distribuição pela concessionária, como acontece em Tocantins e Minas Gerais para usuários que instalaram algum sistema de geração distribuída (JORNAL DA ENERGIA, 2014).

Tabela 15 – Simulação da Fatura de Energia para os Cinco Primeiros Anos do Cenário 'II'

Mês	kWh		Tarifa de Consumo		Ilumin. Pública	Importe do Consumo Faturado	Créditos de Energia [kWh]		Importe dos Créditos Compensados	TOTAL da Fatura
	Fat	Inj	Resolução ANEEL	sem ICMS e com PIS/COFINS			Comp.	Acum.		
Jan	151	71	0,26355	0,29041	R\$ 3,45	R\$ 43,79	0	71	R\$ 0,00	R\$ 47,24
Fev	158	73	0,26355	0,29041	R\$ 3,45	R\$ 45,88	58	86	R\$ 15,29	R\$ 34,04
Mar	143	77	0,26355	0,29041	R\$ 3,45	R\$ 41,50	43	119	R\$ 11,33	R\$ 33,62
Abr	170	68	0,26355	0,29041	R\$ 4,26	R\$ 49,48	70	117	R\$ 18,45	R\$ 35,29
Mai	176	62	0,26355	0,29041	R\$ 4,60	R\$ 51,04	76	103	R\$ 20,03	R\$ 35,61
Jun	241	61	0,26355	0,29041	R\$ 9,21	R\$ 69,85	104	59	R\$ 27,41	R\$ 51,65
Jul	210	66	0,26355	0,29041	R\$ 6,45	R\$ 60,96	61	66	R\$ 16,08	R\$ 51,33
Ago	168	69	0,26355	0,29041	R\$ 4,26	R\$ 48,67	66	69	R\$ 17,39	R\$ 35,54
Set	195	67	0,26355	0,29041	R\$ 4,60	R\$ 56,67	69	67	R\$ 18,18	R\$ 43,08
Out	139	69	0,26355	0,29041	R\$ 2,30	R\$ 40,39	39	97	R\$ 10,28	R\$ 32,41
Nov	135	74	0,26355	0,29041	R\$ 2,30	R\$ 39,19	35	136	R\$ 9,22	R\$ 32,27
Dez	120	72	0,26355	0,29041	R\$ 2,30	R\$ 34,85	20	189	R\$ 5,27	R\$ 31,88
Jan	151	71	0,26355	0,29041	R\$ 3,45	R\$ 43,79	51	208	R\$ 13,44	R\$ 33,80

Fonte: Própria, 2014.

Tabela 16 – Valores Mensais das Faturas do Cenário 'II'

Mês	Faturas Originais	Faturas c/ SFCR	Valor de Economia Mensal
Jan	R\$ 120,97	R\$ 33,86	R\$ 87,11
Fev	R\$ 125,73	R\$ 34,05	R\$ 91,68
Mar	R\$ 122,16	R\$ 33,65	R\$ 88,51
Abr	R\$ 126,52	R\$ 35,18	R\$ 91,34
Mai	R\$ 124,14	R\$ 35,68	R\$ 88,46
Jun	R\$ 153,71	R\$ 51,79	R\$ 101,92
Jul	R\$ 143,48	R\$ 51,36	R\$ 92,12
Ago	R\$ 126,12	R\$ 35,66	R\$ 90,47
Set	R\$ 138,33	R\$ 43,05	R\$ 95,28
Out	R\$ 115,02	R\$ 32,39	R\$ 82,64
Nov	R\$ 117,40	R\$ 32,28	R\$ 85,12
Dez	R\$ 109,87	R\$ 31,88	R\$ 77,99

Fonte: Própria, 2014.

Tabela 17 – Análise do Payback no Cenário 'II'.

Ano	Fatura		Fluxo de Caixa	SALDO
	Original	C/ SFCR		
0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 14.024,30
1	R\$ 1.523,45	R\$ 414,72	R\$ 1.108,73	-R\$ 13.699,52
2	R\$ 1.657,51	R\$ 449,49	R\$ 1.208,02	-R\$ 13.257,31
3	R\$ 1.804,36	R\$ 487,58	R\$ 1.316,79	-R\$ 12.681,60
4	R\$ 1.965,25	R\$ 529,31	R\$ 1.435,94	-R\$ 11.954,56
5	R\$ 2.141,50	R\$ 575,02	R\$ 1.566,48	-R\$ 11.056,34
6	R\$ 2.346,55	R\$ 630,16	R\$ 1.716,39	-R\$ 9.958,01
7	R\$ 2.558,07	R\$ 685,02	R\$ 1.873,04	-R\$ 8.641,62
8	R\$ 2.789,79	R\$ 745,12	R\$ 2.044,66	-R\$ 7.080,02
9	R\$ 3.043,63	R\$ 810,96	R\$ 2.232,67	-R\$ 5.243,12
10	R\$ 3.321,72	R\$ 883,09	R\$ 2.438,63	-R\$ 7.822,58
11	R\$ 3.639,54	R\$ 967,68	R\$ 2.671,86	-R\$ 5.588,00
12	R\$ 3.973,28	R\$ 1.054,24	R\$ 2.919,04	-R\$ 2.981,33
13	R\$ 4.338,90	R\$ 1.149,07	R\$ 3.189,83	R\$ 41,84

Fonte: Própria, 2014.

Aplicando as considerações do cenário 'II' observa-se que o crédito de energia ativa acumulado aumenta consideravelmente. Também o tempo de *payback* cai para **13 anos**.

4.1.1.3 Caso “W”: Cenário ‘III’

Para o cenário ‘III’ adotando outra perspectiva de consumo em que a maior parte da energia gerada pelo SFCR é injetada na rede e uma parcela mínima do gerado é consumido, simulando a situação em que pouco se consome de energia elétrica no período da manhã e tarde.

Cenário em que os pais trabalhem em horário comercial e os filhos estudem em locais afastados de casa ou também trabalhem em horário comercial. Consumindo apenas o “residual” no período em que o SFCR está gerando, 10% do gerado. Enquanto 90% é injetado na rede elétrica.

Os níveis de consumo e geração mantêm-se o mesmo do caso “W”, mudando apenas a curva de demanda.

Tabela 18 – Simulação do Medidor de Energia Elétrico no Cenário ‘III’

Mês	kWh				
	Consumo Mensal	Geração Estimada		Medição Estimada	
		100%	10%	Consumo Faturado	Energia Injetada
Janeiro	282	201,9	20,19	262	182
Fevereiro	294	209,3	20,93	273	188
Março	285	218,6	21,86	263	197
Abril	296	193,3	19,33	277	174
Maio	290	175,8	17,58	272	158
Junho	353	173,0	17,30	336	156
Julho	333	189,4	18,94	314	170
Agosto	295	196,0	19,60	275	176
Setembro	320	192,1	19,21	301	173
Outubro	267	196,8	19,68	247	177
Novembro	273	212,4	21,24	252	191
Dezembro	254	206,2	20,62	233	186

Fonte: Própria, 2014.

Observa-se que com o consumo reduzido no período diurno e a taxa de iluminação pública se mantém praticamente a mesma.

Tabela 19 – Simulação da Fatura de Energia do Cenário ‘III’

Mês	kWh		Tarifa de Consumo		Ilumin. Pública	Consumo Faturado	Créditos de Energia [kWh]		Importe dos Créditos Compensados	TOTAL da Fatura
	Faturado	Injetado	Resolução ANEEL	com ICMS e PIS/COFINS			Comp.	Acum.		
Jan	262	182	0,26355	0,39631	R\$ 9,21	R\$ 103,83	0	182	R\$ 0,00	R\$ 113,04
Fev	273	188	0,26355	0,39631	R\$ 9,21	R\$ 108,19	173	197	R\$ 45,59	R\$ 71,81
Mar	263	197	0,26355	0,39631	R\$ 9,21	R\$ 104,23	163	231	R\$ 42,96	R\$ 70,48
Abr	277	174	0,26355	0,39631	R\$ 9,21	R\$ 109,78	177	228	R\$ 46,65	R\$ 72,34
Mai	272	158	0,26355	0,39631	R\$ 9,21	R\$ 107,80	172	214	R\$ 45,33	R\$ 71,68
Jun	336	156	0,26355	0,39631	R\$ 11,51	R\$ 133,16	214	156	R\$ 56,40	R\$ 88,27
Jul	314	170	0,26355	0,39631	R\$ 11,51	R\$ 124,44	156	170	R\$ 41,11	R\$ 94,84
Ago	275	176	0,26355	0,39631	R\$ 9,21	R\$ 108,99	170	176	R\$ 44,80	R\$ 73,39
Set	301	173	0,26355	0,39631	R\$ 11,51	R\$ 119,29	176	173	R\$ 46,38	R\$ 84,41
Out	247	177	0,26355	0,39631	R\$ 9,21	R\$ 97,89	147	203	R\$ 38,74	R\$ 68,36
Nov	252	191	0,26355	0,39631	R\$ 9,21	R\$ 99,87	152	242	R\$ 40,06	R\$ 69,02
Dez	233	186	0,26355	0,39631	R\$ 9,21	R\$ 92,34	133	294	R\$ 35,05	R\$ 66,50
Jan	262	182	0,26355	0,39631	R\$ 9,21	R\$ 103,83	162	314	R\$ 42,70	R\$ 70,35

Fonte: Própria, 2014.

Tabela 20 – Valores Mensais das Faturas do Cenário ‘III’

Mês	Faturas Originais	Faturas c/ SFCR	Valor de Economia Mensal
Jan	R\$ 120,97	R\$ 70,35	R\$ 50,62
Fev	R\$ 125,73	R\$ 71,81	R\$ 53,92
Mar	R\$ 122,16	R\$ 70,48	R\$ 51,68
Abr	R\$ 126,52	R\$ 72,34	R\$ 54,18
Mai	R\$ 124,14	R\$ 71,68	R\$ 52,46
Jun	R\$ 153,71	R\$ 88,27	R\$ 65,44
Jul	R\$ 143,48	R\$ 94,84	R\$ 48,64
Ago	R\$ 126,12	R\$ 73,39	R\$ 52,73
Set	R\$ 138,33	R\$ 84,41	R\$ 53,91
Out	R\$ 115,02	R\$ 68,36	R\$ 46,67
Nov	R\$ 117,40	R\$ 69,02	R\$ 48,38
Dez	R\$ 109,87	R\$ 66,50	R\$ 43,37

No cenário ‘III’ nota-se que apesar da maior parte da energia gerada pelo SFCR é injetada na rede, o valor economizado mensal em relação ao caso “W” sem o SFCR é menor que nos cenários ‘I’ e ‘II’, isto acontece pelo trade entre as tarifas com e sem impostos não ser de 1 para 1.

Tabela 21 – Análise de o Cenário 'III'.

Ano	Fatura		Fluxo de Caixa	SALDO
	Original	C/ SFCR		
0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 14.024,30
1	R\$ 1.523,45	R\$ 866,39	R\$ 657,06	-R\$ 14.151,20
2	R\$ 1.657,51	R\$ 937,92	R\$ 719,59	-R\$ 14.222,66
3	R\$ 1.804,36	R\$ 1.016,27	R\$ 788,09	-R\$ 14.229,62
4	R\$ 1.965,25	R\$ 1.102,11	R\$ 863,13	-R\$ 14.161,92
5	R\$ 2.141,50	R\$ 1.196,15	R\$ 945,34	-R\$ 14.008,23
6	R\$ 2.346,55	R\$ 1.310,91	R\$ 1.035,63	-R\$ 13.755,65
7	R\$ 2.558,07	R\$ 1.423,77	R\$ 1.134,30	-R\$ 13.390,30
8	R\$ 2.789,79	R\$ 1.547,41	R\$ 1.242,38	-R\$ 12.896,44
9	R\$ 3.043,63	R\$ 1.682,85	R\$ 1.360,78	-R\$ 12.256,56
10	R\$ 3.321,72	R\$ 1.831,23	R\$ 1.490,50	-R\$ 16.176,21
11	R\$ 3.639,54	R\$ 2.006,69	R\$ 1.632,85	-R\$ 15.447,61
12	R\$ 3.973,28	R\$ 2.184,76	R\$ 1.788,52	-R\$ 14.522,61
13	R\$ 4.338,90	R\$ 2.379,84	R\$ 1.959,06	-R\$ 13.375,36
14	R\$ 4.739,43	R\$ 2.593,54	R\$ 2.145,89	-R\$ 11.977,15
15	R\$ 5.178,21	R\$ 2.827,66	R\$ 2.350,55	-R\$ 10.296,13
16	R\$ 5.673,38	R\$ 3.098,34	R\$ 2.575,04	-R\$ 8.296,64
17	R\$ 6.199,97	R\$ 3.379,30	R\$ 2.820,67	-R\$ 5.939,75
18	R\$ 6.776,85	R\$ 3.687,10	R\$ 3.089,75	-R\$ 3.182,04
19	R\$ 7.408,82	R\$ 4.024,29	R\$ 3.384,53	R\$ 24,61

Fonte: Própria, 2014.

Aplicando as considerações do cenário 'III' e desconsiderando o decaimento do rendimento dos módulos FV, o tempo de *payback* é de **19 anos**.

4.2 CENÁRIOS COMERCIAIS

Considerando os dados de tarifa da COPEL e do custeio de iluminação pública para consumidores comerciais em Curitiba, tem-se a Quadro 3 e Tabela 22.

Quadro 3 – Tarifa da COPEL para Consumidores Comerciais

CONVENCIONAL	Resolução ANEEL N° 1565	
	de 9 de julho de 2013.	
Tarifa em R\$/kWh	Resolução ANEEL	com Impostos: ICMS e PIS/COFINS
B3 - Demais Classes	0,26355	0,39631
Vidência em 24/06/2013		

Fonte: COPEL, 2014.

Tabela 22 – Custeio de Iluminação Pública em Curitiba – PR para Consumidores Comerciais.

Consumo em kWh	Valor	Percentuais de desconto
Abaixo de 50	R\$ 1,73	96,25%
51 a 120	R\$ 4,03	91,25%
121 a 150	R\$ 4,83	89,50%
151 a 180	R\$ 6,10	86,75%
181 a 200	R\$ 7,25	84,25%
201 a 230	R\$ 8,17	82,25%
231 a 250	R\$ 9,44	79,50%
251 a 280	R\$ 10,36	77,50%
281 a 300	R\$ 11,51	75,00%
301 a 330	R\$ 12,32	73,25%
331 a 360	R\$ 13,58	70,50%
361 a 400	R\$ 14,73	68,00%
401 a 450	R\$ 16,46	64,25%
451 a 480	R\$ 18,53	59,75%
481 a 500	R\$ 19,68	57,25%
501 a 600	R\$ 20,49	55,50%
601 a 700	R\$ 24,63	46,50%
701 a 800	R\$ 28,78	37,50%
801 a 1200	R\$ 32,92	28,50%
Acima de 1200	R\$ 46,04	0,00%

Fonte: Prefeitura Municipal de Curitiba, 2010.

Outro aspecto interessante para estabelecimentos comerciais é o “selo solar” que identifica os estabelecimentos que possuem um SFCR, a ajudam ambientalmente e promovem a boa imagem da empresa. Mas também podendo ser adquirido por proprietários de edificações ou até mesmo a consumidores livres, especiais, autoprodutores e comercializadoras. Atraindo novos clientes e mais investimentos.

Este selo pode ser adquirido de documentações descritas no documento “Diretrizes para obtenção do selo solar”, outorgado pelo Instituto IDEAL (Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina, 2013) com parceria do CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).



Figura 24 – Selo Solar.
Fonte: SELO SOLAR, 2013.

4.2.1 Caso “Y”

Foram utilizadas as faturas de energia elétrica de um ano de uma oficina funilaria e pintura para fazer o levantamento da demanda de energia. Esta oficina possui quatro funcionários, trabalhando no horário comercial, com uma hora de pausa para o almoço, de segunda-feira a sábado.

Trabalha-se depois do expediente conforme a necessidade e urgência.

Tabela 23 – Consumo do Caso “Y” de Um Ano.

Mês	kWh	Tarifa de Consumo B3 Comercial com ICMS e PIS/COFINS	Illum. Pública	Valor
Janeiro	286	0,39631	R\$ 11,51	R\$ 124,85
Fevereiro	284	0,39631	R\$ 11,51	R\$ 124,06
Março	309	0,39631	R\$ 12,32	R\$ 134,78
Abril	307	0,39631	R\$ 12,32	R\$ 133,99
Mai	319	0,39631	R\$ 12,32	R\$ 138,74
Junho	360	0,39631	R\$ 13,58	R\$ 156,25
Julho	258	0,39631	R\$ 10,36	R\$ 112,61
Agosto	269	0,39631	R\$ 10,36	R\$ 116,97
Setembro	211	0,39631	R\$ 8,17	R\$ 91,79
Outubro	276	0,39631	R\$ 10,36	R\$ 119,74
Novembro	255	0,39631	R\$ 10,36	R\$ 111,42
Dezembro	259	0,39631	R\$ 10,36	R\$ 113,00
TOTAL	3393			

Fonte: Própria, 2014.

Calculando a media anual tem-se:

$$media\ anual = \frac{3393}{12}$$

$$media\ anual = 282,75\ kWh/mês$$

Utilizando a taxa mínima de consumo de 100 kWh no caso “Y” a média anual para o dimensionamento do SFCR fica em:

$$média\ anual = 282,75 - 100 = 182,75\ kWh/mês$$

$$media\ diaria = \frac{182,75}{30}$$

$$media\ diaria = 6,0916\ kWh/dia$$

Têm-se os valores para cálculo:

$$E = 6,0916\ kWh/dia$$

$$H_{TOT} = 5,01\ kWh/m^2.\ dia$$

$$PR = 75\%$$

$$G = 1\text{kW/m}^2$$

Utilizando a equação (3)

$$P_{FV} = \frac{6,0916 \cdot 1}{5,01 \cdot 0,75}$$

$$P_{FV} = 1,621 \text{ kWp}$$

Será utilizado o modulo FV modelo YL245P-29b o qual possui $P_{\text{max}} = 245 \text{ W}$ assim o cálculo para saber o número de módulos é:

$$N_{\text{mód}} = \frac{1621}{245}$$

$$N_{\text{mód}} \cong 6,617$$

Então utilizam-se sete módulos do modelo YL245P-29 de 245 Wp, de custo unitário de R\$ 884,92 (EUDORASOLAR, 2014) o custo dos sete módulos será de R\$ 6.194,44.

Cada módulo possui as seguintes dimensões 1600 mm x 990 mm, o que dá a área de $1,6335\text{m}^2$, como serão utilizados sete módulos a área total será de $11,44 \text{ m}^2$, carga instalada de **1,715 kWp**.

$$E = \frac{1,715 \cdot (\text{Irradiação media mensal } \left[\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \right]) \cdot 0,75}{1} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{dia}} \right]$$

Será utilizado um inversor SUNTEAMS 2000 (MASTER SOLAR, 2014), seu valor é de R\$ 4.725,00 por unidade, este inversor já homologado pela COPEL.

A troca de medidores sai em torno de R\$ 300,00 pela COPEL.

Custo total do caso "Y" é de R\$ 12.219,44 mais o valor de instalação e cabos, o custo do investimento inicial será de **R\$ 15.274,30**.

Tabela 24 – Custos de Investimento Inicial do Caso “Y”.

Componentes	Quant.	Valor Unit.	Valor
Módulos FV	7	R\$ 884,92	R\$ 6.194,44
Inversores	1	R\$ 4.725,00	R\$ 4.725,00
Medidor Eletrn.	1	R\$ 300,00	R\$ 300,00
		Sub-Total	R\$ 11.219,44
BOS + Instalação	25% do valor dos equipam.		R\$ 2.804,86
		TOTAL inicial	R\$ 14.024,30

Fonte: Própria, 2014.

Segundo dados do EPE (2012) o investimento para um SFCR de 1,715 kWp seria em torno de R\$ 18.007,50. No entanto o valor de R\$ 14.024,30 será utilizado.

Tabela 25 – Níveis de Geração Estimada do SFCR do Caso “Y”.

Mês	Irradiação [kWh/m ² /dia]	Geração Diária [kWh/dia]	Geração Mensal [kWh]
Janeiro	5,18	6,7	201,86
Fevereiro	5,37	6,97	209,27
Março	5,61	7,28	218,62
Abril	4,96	6,44	193,29
Maio	4,51	5,85	175,75
Junho	4,44	5,76	173,03
Julho	4,86	6,31	189,39
Agosto	5,03	6,47	196,02
Setembro	4,93	6,34	192,12
Outubro	5,05	6,49	196,80
Novembro	5,45	7,01	212,39
Dezembro	5,29	6,80	206,15

Fonte: Própria, 2014.

4.2.1.1 Caso “Y”: Cenário ‘IV’

Considera-se que apenas 15% é injetado na rede elétrica e o restante, 85%, é consumido pela oficina durante o dia.

Observa-se que o cenário ‘IV’ e ‘I’ são similares, tanto em relação a consumo quanto a geração. O que difere é curva de demanda, no caso da oficina a maior parte do consumo é durante o período diurno.

Tabela 26 – Simulação do Medidor de Energia Elétrica no Cenário 'IV'

Mês	kWh				
	Consumido	Geração Estimada		Medido	
		100%	85%	Faturado	Injetado
Janeiro	286	202	172	172	30
Fevereiro	284	209	178	178	31
Março	309	219	186	186	33
Abril	307	193	164	164	29
Mai	319	176	149	149	26
Junho	360	173	147	147	26
Julho	258	189	161	161	28
Agosto	269	196	167	167	29
Setembro	211	192	163	163	29
Outubro	276	197	167	167	30
Novembro	255	212	181	181	32
Dezembro	259	206	175	175	31

Fonte: Própria, 2014.

Tabela 27 – Simulação da Fatura de Energia do Cenário 'IV'

Mês	kWh		Tarifa de Consumo		Ilumin. Pública	Faturado	Créditos de Energia [kWh]		Importe dos Créditos Compensados	TOTAL da Fatura
	Faturado	Injetado	Resolução ANEEL	com ICMS e PIS/COFINS			Comp.	Acum.		
Jan	114	30	0,26355	0,39631	R\$ 4,03	R\$ 45,34	0	30	R\$ 0,00	R\$ 49,21
Fev	106	31	0,26355	0,39631	R\$ 4,03	R\$ 42,06	6	56	R\$ 1,58	R\$ 44,46
Mar	123	33	0,26355	0,39631	R\$ 4,83	R\$ 48,81	23	65	R\$ 6,06	R\$ 47,51
Abr	143	29	0,26355	0,39631	R\$ 4,83	R\$ 56,55	43	51	R\$ 11,33	R\$ 50,17
Mai	170	26	0,26355	0,39631	R\$ 6,10	R\$ 67,22	51	26	R\$ 13,44	R\$ 60,03
Jun	213	26	0,26355	0,39631	R\$ 8,17	R\$ 84,39	26	26	R\$ 6,85	R\$ 85,73
Jul	97	28	0,26355	0,39631	R\$ 4,03	R\$ 38,45	0	54	R\$ 0,00	R\$ 43,26
Ago	102	29	0,26355	0,39631	R\$ 4,03	R\$ 40,58	2	81	R\$ 0,53	R\$ 43,93
Set	48	29	0,26355	0,39631	R\$ 4,03	R\$ 18,90	0	110	R\$ 0,00	R\$ 36,76
Out	109	30	0,26355	0,39631	R\$ 4,03	R\$ 43,09	9	131	R\$ 2,37	R\$ 44,86
Nov	74	32	0,26355	0,39631	R\$ 4,03	R\$ 29,51	0	163	R\$ 0,00	R\$ 40,21
Dez	84	31	0,26355	0,39631	R\$ 4,03	R\$ 33,20	0	194	R\$ 0,00	R\$ 41,54
Jan	114	30	0,26355	0,39631	R\$ 4,03	R\$ 45,34	14	210	R\$ 3,69	R\$ 45,52

Fonte: Própria, 2014.

É observado que ao compensar os créditos o consumo faturado em boa parte dos meses se aproxima da taxa mínima de consumo e há um acúmulo de créditos pelo dimensionamento ser superior ao consumo a ser compensado. No entanto os

créditos que sobraem poderão ser utilizados em outra instalação consumidora atendida pela COPEL e de mesmo proprietário.

Tabela 28 – Valores Mensais das Faturas do Cenário ‘IV’

Mês	Faturas Originais	Faturas c/ SFCR	Valor de Economia Mensal
Jan	R\$ 124,85	R\$ 45,52	R\$ 79,34
Fev	R\$ 124,06	R\$ 44,46	R\$ 79,60
Mar	R\$ 134,78	R\$ 47,51	R\$ 87,27
Abr	R\$ 133,99	R\$ 50,17	R\$ 83,82
Mai	R\$ 138,74	R\$ 60,03	R\$ 78,71
Jun	R\$ 156,25	R\$ 85,73	R\$ 70,52
Jul	R\$ 112,61	R\$ 43,26	R\$ 69,35
Ago	R\$ 116,97	R\$ 43,93	R\$ 73,04
Set	R\$ 91,79	R\$ 36,76	R\$ 55,03
Out	R\$ 119,74	R\$ 44,86	R\$ 74,89
Nov	R\$ 111,42	R\$ 40,21	R\$ 71,21
Dez	R\$ 113,00	R\$ 41,54	R\$ 71,47

Fonte: Própria, 2014.

Considerando o reajuste da inflação de 5,59% a.a. sobre o saldo a ser recuperado, o aumento da tarifa de 9,55% a.a. e desconsiderando a queda de rendimento dos módulos FV, calcula-se o tempo de amortização do investimento havendo a troca do inversor a cada 10 anos.

Tabela 29 – Análise do Payback no Cenário ‘IV’.

Ano	Fatura		Fluxo de Caixa	SALDO
	Original	C/ SFCR		
0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 14.024,30
1	R\$ 1.478,21	R\$ 510,97	R\$ 967,24	-R\$ 13.841,02
2	R\$ 1.606,63	R\$ 554,40	R\$ 1.052,22	-R\$ 13.562,51
3	R\$ 1.747,31	R\$ 601,98	R\$ 1.145,32	-R\$ 13.175,33
4	R\$ 1.901,42	R\$ 654,11	R\$ 1.247,31	-R\$ 12.664,52
5	R\$ 2.070,26	R\$ 711,21	R\$ 1.359,04	-R\$ 12.013,42
6	R\$ 2.268,57	R\$ 779,39	R\$ 1.489,18	-R\$ 11.195,79
7	R\$ 2.471,19	R\$ 847,92	R\$ 1.623,27	-R\$ 10.198,36
8	R\$ 2.693,16	R\$ 922,99	R\$ 1.770,17	-R\$ 8.998,29
9	R\$ 2.936,33	R\$ 1.005,24	R\$ 1.931,09	-R\$ 7.570,20
10	R\$ 3.202,72	R\$ 1.095,34	R\$ 2.107,38	-R\$ 10.610,99
11	R\$ 3.509,24	R\$ 1.200,22	R\$ 2.309,02	-R\$ 8.895,12
12	R\$ 3.828,94	R\$ 1.308,35	R\$ 2.520,59	-R\$ 6.871,77
13	R\$ 4.179,18	R\$ 1.426,81	R\$ 2.752,37	-R\$ 4.503,53

Continuação da Tabela 29 – Análise do *Payback* no Cenário ‘IV’.

Ano	Fatura		Fluxo de Caixa	SALDO
	Original	C/ SFCR		
14	R\$ 4.562,86	R\$ 1.556,58	R\$ 3.006,28	-R\$ 1.748,99
15	R\$ 4.983,18	R\$ 1.698,74	R\$ 3.284,44	R\$ 1.437,68

Fonte: Própria, 2014

Em **14 anos e 7 meses** o investimento é recuperado no cenário ‘IV’. Observe-se que o SFCR pode ter sua eficiência maximizada se a maior parte do consumo de energia for durante períodos diurnos.

4.2.2 Caso “Z”

Foram utilizadas as faturas de energia elétrica de um ano de um Centro Cirúrgico para fazer o levantamento da demanda de energia deste cenário.

Este centro cirúrgico é munido de ar condicionado em toda sua extensão, quatro salas cirúrgicas, uma copa, uma sala de recuperação, uma sala de farmácia e medicamentos, uma sala de limpeza e esterilização de material cirúrgico, dois vestiários e seis quartos. Ele opera de segunda a sábado no horário comercial. Os procedimentos são marcados durante os períodos da manhã e tarde, em sua maioria no período da manhã. As autoclaves são utilizados no período da manhã e tarde.

Tabela 30 - Consumo do Caso “Z” de Um Ano.

Mês	kWh	Tarifa de Consumo B3 Comercial com ICMS e PIS/COFINS	Ilum. Pública	Valor
Janeiro	3.913	0,39631	46,04	R\$ 1.596,80
Fevereiro	2.269	0,39631	46,04	R\$ 945,27
Março	3.433	0,39631	46,04	R\$ 1.406,57
Abril	2.680	0,39631	46,04	R\$ 1.108,15
Maio	2.743	0,39631	46,04	R\$ 1.133,12
Junho	3.291	0,39631	46,04	R\$ 1.350,30
Julho	4.440	0,39631	46,04	R\$ 1.805,66
Agosto	4.216	0,39631	46,04	R\$ 1.716,88
Setembro	3.735	0,39631	46,04	R\$ 1.526,26
Outubro	3.428	0,39631	46,04	R\$ 1.404,59

Continuação da Tabela 30 - Consumo do Caso “Z” de Um Ano.

Novembro	2.862	0,39631	46,04	R\$ 1.180,28
Dezembro	4.188	0,39631	46,04	R\$ 1.705,79
TOTAL	41.198			

Fonte: Própria, 2014

Para os cálculos da média anual tem-se:

$$media\ anual = \frac{41.198}{12}$$

$$media\ anual = 3.433,167 \frac{kWh}{mês}$$

Há média anual é de 3.433,167 kWh/mês usando este valor para o cálculo da média diária têm-se:

$$media\ diaria = \frac{3.433,167 - 100}{30}$$

$$media\ diaria = 111,106\ kWh/dia$$

Têm-se os valores para cálculo:

$$E = 111,106\ kWh/dia$$

$$H_{TOT} = 5,01\ kWh/m^2$$

$$PR = 75\%$$

$$G = 1\ kW/m^2$$

Utilizando a equação (3)

$$P_{FV} = \frac{111,106 \times 1}{5,01 \times 0,75}$$

$$P_{FV} = 29,57\ kWp$$

Será utilizado o modulo FV modelo YL245P-29b o qual possui Pmax = 245W assim o cálculo para saber o número de módulos é:

$$N_{mód} = \frac{29.570}{245}$$

$$N_{mód} = 120,68$$

Então serão usados 120 módulos do modelo YL245P-29b de 245 Wp e custo unitário de R\$884,92. O custo dos 120 módulos será de R\$ 106.190,40.

O módulo possui as seguintes dimensões 1600 mm x 990 mm, o que nos dá uma área de 1,6335m², como serão utilizados 120 módulos a área total será de 196,02 m² e carga instalada de **29,4 kWp**.

Serão utilizados 4 inversores Fronius IG Plus 7.500W (APOLO ENERGIA, 2014). O valor por unidade é de R\$ 12.999,00 o qual dará um total de R\$ 51.996,00. Havendo a troca destes nos anos 10 e 20.

A troca dos medidores tem um custo em torno de R\$ 300,00 pela COPEL ano de 2013.

Custo total do sistema caso “Z” é de R\$ 158.486,40 mais o valor de instalação e cabos, o custo inicial do investimento será de **R\$ 198.108,00**.

Tabela 31 – Custos Iniciais do Caso “Z”

Componentes	Quant.	Valor Unit.	Valor
Módulos FV	120	R\$ 884,92	R\$ 106.190,40
Inversores	4	R\$ 12.999,00	R\$ 51.996,00
Medidor Eletrn.	1	R\$ 300,00	R\$ 300,00
		Subtotal	R\$ 158.486,40
BOS + Instalação 25% do valor dos equipam.			R\$ 39.621,60
TOTAL INICIAL			R\$ 198.108,00

Fonte: Própria, 2014

Dados do EPE (2012) indicam que o custo do SFCR para o caso “Z” custe em torno de R\$ 238.434,00, mas optou-se em utilizar o valor de R\$ 198.108,00.

Dimensionado o SFCR, obtêm-se os valores de geração a partir dos dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar no plano inclinado.

Tabela 32 – Níveis de Geração Estimada do Caso “Z”.

Mês	Irradiação [Wh/m ² /dia]	Geração Diária [kWh/dia]	Geração Mensal [kWh]
Janeiro	5180	114,2	3426,6
Fevereiro	5370	118,4	3552,3
Março	5610	123,7	3711,0
Abril	4960	109,4	3281,0
Maio	4510	99,4	2983,4
Junho	4440	97,9	2937,1
Julho	4860	107,2	3214,9
Agosto	5030	110,9	3327,3
Setembro	4930	108,7	3261,2
Outubro	5050	111,4	3340,6
Novembro	5450	120,2	3605,2
Dezembro	5290	116,6	3499,3

Fonte: Adaptado de PEREIRA et. al., 2006

4.2.2.1 Caso “Z”: Cenário ‘V’

Neste cenário ‘V’ considera-se que 70% da energia gerada pelo SFCR é consumida e 30% é injetada na rede, dado que a clínica opera durante a manhã e a tarde, mas ainda demanda energia durante a noite por conta de certos aparelhos como geladeiras e quartos.

Também se leva em consideração a troca dos inversores a cada 10 anos.

Tabela 33 – Simulação do Medidor de Energia Elétrica no Cenário ‘V’.

Mês	kWh				
	Consumido	Geração Estimada		Medido	
		100%	70%	Faturado	Injetado
Janeiro	3913	3426,6	2398,60	1514	1028
Fevereiro	2269	3552,3	2486,58	338	1622
Março	3433	3711,0	2597,71	835	1113
Abril	2680	3281,0	2296,73	383	984
Maio	2743	2983,4	2088,36	655	895
Junho	3291	2937,1	2055,94	1235	881
Julho	4440	3214,9	2250,42	2190	964
Agosto	4216	3327,3	2329,14	1887	998
Setembro	3735	3261,2	2282,84	1452	978
Outubro	3428	3340,6	2338,40	1090	1002
Novembro	2862	3605,2	2523,62	338	1082
Dezembro	4188	3499,3	2449,53	1738	1050

Fonte: Própria, 2014

Nota-se que no mês de Fevereiro o nível de geração é muito superior ao de consumo considera-se que o consumo faturado neste mês seja igual a do menor consumo mensal faturado. A COPEL irá cobrar pela tarifa mínima de consumo.

Tabela 34 – Simulação da Fatura de Energia do Cenário ‘V’.

Mês	kWh		Tarifa de Consumo		Ilumin. Pública	Faturado	Créditos de Energia [kWh]		Importe dos Créditos Compensados	TOTAL da Fatura
	Fat	Inj	Resolução ANEEL	com ICMS e PIS/COFINS			Comp.	Acum.		
Jan	1514	1028	0,26355	0,39631	R\$ 32,92	R\$ 600,01	0	1028	R\$ 0,00	R\$ 632,93
Fev	338	1622	0,26355	0,39631	R\$ 1,73	R\$ 133,95	238	2412	R\$ 62,72	R\$ 72,96
Mar	835	1113	0,26355	0,39631	R\$ 32,92	R\$ 330,92	735	2790	R\$ 193,71	R\$ 170,13
Abr	383	984	0,26355	0,39631	R\$ 14,73	R\$ 151,79	283	3491	R\$ 74,58	R\$ 91,93
Mai	655	895	0,26355	0,39631	R\$ 24,63	R\$ 259,58	555	3831	R\$ 146,27	R\$ 137,94
Jun	1235	881	0,26355	0,39631	R\$ 46,06	R\$ 489,44	1135	3577	R\$ 299,13	R\$ 236,37
Jul	2190	964	0,26355	0,39631	R\$ 46,06	R\$ 867,92	2090	2451	R\$ 550,82	R\$ 363,16
Ago	1887	998	0,26355	0,39631	R\$ 46,06	R\$ 747,84	1787	1662	R\$ 470,96	R\$ 322,93
Set	1452	978	0,26355	0,39631	R\$ 46,06	R\$ 575,44	1352	1288	R\$ 356,32	R\$ 265,18
Out	1090	1002	0,26355	0,39631	R\$ 32,92	R\$ 431,98	990	1300	R\$ 260,91	R\$ 203,98
Nov	338	1082	0,26355	0,39631	R\$ 13,58	R\$ 133,95	238	2144	R\$ 62,72	R\$ 84,81
Dez	1738	1050	0,26355	0,39631	R\$ 46,06	R\$ 688,79	1638	1556	R\$ 431,69	R\$ 303,15
Jan	1514	1028	0,26355	0,39631	R\$ 32,92	R\$ 600,01	1414	1170	R\$ 372,66	R\$ 260,27

Fonte: Própria, 2014

Tabela 35 – Valores Mensais das Faturas do Cenário ‘IV’

Mês	Faturas Originais	Faturas c/ SFCR	Valor de Economia Mensal
Jan	R\$ 1.596,80	R\$ 260,27	R\$ 1.336,53
Fev	R\$ 945,27	R\$ 72,96	R\$ 872,31
Mar	R\$ 1.406,57	R\$ 170,13	R\$ 1.236,44
Abr	R\$ 1.108,15	R\$ 91,93	R\$ 1.016,22
Mai	R\$ 1.133,12	R\$ 137,94	R\$ 995,18
Jun	R\$ 1.350,30	R\$ 236,37	R\$ 1.113,92
Jul	R\$ 1.805,66	R\$ 363,16	R\$ 1.442,50
Ago	R\$ 1.716,88	R\$ 322,93	R\$ 1.393,95
Set	R\$ 1.526,26	R\$ 265,18	R\$ 1.261,08
Out	R\$ 1.404,59	R\$ 203,98	R\$ 1.200,61
Nov	R\$ 1.180,28	R\$ 84,81	R\$ 1.095,47
Dez	R\$ 1.705,79	R\$ 303,15	R\$ 1.402,63

Fonte: Própria, 2014

Tabela 36 – Análise de *Payback* do Cenário ‘V’.

Ano	Fatura		Fluxo de Caixa	SALDO
	Original	C/ SFCR		
0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 198.108,00
1	R\$ 16.879,66	R\$ 2.475,40	R\$ 14.404,26	-R\$ 194.777,98
2	R\$ 18.438,91	R\$ 2.675,16	R\$ 15.763,75	-R\$ 189.902,32
3	R\$ 20.147,06	R\$ 2.893,99	R\$ 17.253,07	-R\$ 183.264,80
4	R\$ 22.018,34	R\$ 3.133,72	R\$ 18.884,62	-R\$ 174.624,68
5	R\$ 24.068,33	R\$ 3.396,34	R\$ 20.671,99	-R\$ 163.714,21
6	R\$ 26.369,34	R\$ 3.722,42	R\$ 22.646,92	-R\$ 150.218,91
7	R\$ 28.829,58	R\$ 4.037,60	R\$ 24.791,97	-R\$ 133.824,18
8	R\$ 31.524,76	R\$ 4.382,88	R\$ 27.141,88	-R\$ 114.163,07
9	R\$ 34.477,34	R\$ 4.761,14	R\$ 29.716,20	-R\$ 90.828,58
10	R\$ 37.711,89	R\$ 5.175,51	R\$ 32.536,37	-R\$ 68.094,52
11	R\$ 41.316,11	R\$ 5.671,68	R\$ 35.644,43	-R\$ 36.256,57
12	R\$ 45.197,95	R\$ 6.168,98	R\$ 39.028,98	R\$ 745,66

Fonte: Própria, 2014

Observa-se que apesar do SFCR ser muito maior que nos cenários anteriores o tempo de abatimento do investimento é mais rápido. Neste cenário em o SFCR é aproximadamente 17 vezes maior que nos casos “W” e “Y” o investimento teve o tempo de *payback* de **12 anos**.

4.3 COMPARAÇÃO ENTRE OS CENÁRIOS RESIDENCIAIS E COMERCIAIS

Ao comparar os cinco cenários abordados observa-se que os quatro primeiros cenários utilizam de SFCRs de mesmas dimensões. A diferença entre os tempos de *payback* dos quatro primeiros cenários mostra que há impacto significativo em relação aos cenários de porcentagem do consumo da geração estimada.

Nota-se também que a isenção do ICMS na tarifa de consumo aproxima o trade de 1 para 1, o que otimiza o sistema de compensação atualmente adotado pela COPEL.

Confira-se que o kWp tem o custo reduzido para SFCR maiores.

Tabela 37 – Comparação entre os Cenários Residenciais e Comerciais

Cenário	Média Anual de Consumo [kWh/mês]	Carga Instalada dos módulos FV [kWp]	Custo do SFCR	% Consumo da Geração estimada	% Injetado	Tempo de Payback
I	295,16	1,715	R\$ 14.024,30	65	35	16 anos e cinco meses
II (isenção do ICMS)	295,16	1,715	R\$ 14.024,30	65	35	13 anos
III	295,16	1,715	R\$ 14.024,30	10	90	19 anos
IV	282,75	1,715	R\$ 14.024,30	85	15	14 anos e sete meses
V	3.433,17	29,4	R\$ 198.108,00	70	30	12 anos

Fonte: Própria, 2014

4.4 CENÁRIOS DE USINA FV

O cenário da usina FV será baseado com os dados da potência instalada da usina, o investimento e o preço de venda da energia FV para o estudo de viabilidade econômica.

De acordo com notícias do Jornal da Energia (2014):

- Um projeto de usina FV de 3 MWp no município de Bom Jesus da Lapa, na Bahia demandaria um investimento total de R\$22 milhões, sendo a venda de energia a um preço de R\$ 250 por MWh;
- Em Itajobi, São Paulo um projeto de 3 MWp estima-se um investimento de R\$ 21 milhões;
- Em Sete Lagoas, Minas Gerais, um projeto de 3 MWp um investimento de cerca de R\$ 25 milhões;
- Uma usina FV de 1 MWp a ser implantado em Florianópolis, Santa Catarina, com um valor próximo de R\$8,1 milhões.

Por estes dados, o valor médio de 1 MWp instalado exige o investimento de R\$ 7,82 milhões.

4.4.1 Estudo de Caso de Usina FV

No cenário da Usina FV em que a carga instalada é de 3MWp com um investimento de R\$23,46 milhões. Este cenário terá as seguintes considerações, segundo ABNEE (pag. 59), para o estudo de viabilidade econômica.

- Custo de operação e manutenção será 1% a.a. do investimento inicial (R\$234.600,00);
- Vida útil de 25 anos;
- Redução de 0,75% ao ano da eficiência das células FV;
- Aumento no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) 9,55% ao ano chegando ao valor máximo de R\$822,83;
- Juros de 5,59% ao ano;
- Venda de energia pelo valor do PLD.

Tabela 38 – PLD médio de 2013.

Mês	R\$/MWh
jan/13	413,95
fev/13	214,54
mar/13	339,75
abr/13	196,13
mai/13	344,84
jun/13	204,1
jul/13	102,59
ago/13	145,56
set/13	248,36
out/13	213,92
nov/13	331,07
dez/13	290,72

Fonte: Adaptado de CCEE, 2014.

Tem-se os valores para cálculo:

$$P_{FV} = 3000 \text{ kWp}$$

$$H_{TOT} = \text{Tabela irradiação kWh/m}^2$$

$$PR = 75\%$$

$$G = 1 \text{ kW/m}^2$$

Utilizando a equação (2) para calcular a energia gerada.

Tabela 39 – Geração mensal da usina FV

Mês	Irradiação [kWh/m ² /dia]	Geração Diária [kWh/dia]	Geração Mensal [MWh]
Janeiro	5,18	11655	361,3
Fevereiro	5,37	12083	338,3
Março	5,61	12623	391,3
Abril	4,96	11160	334,8
Maio	4,51	10148	314,6
Junho	4,44	9990	299,7
Julho	4,86	10935	339,0
Agosto	5,03	11318	350,8
Setembro	4,93	11093	332,8
Outubro	5,05	11363	352,2
Novembro	5,45	12263	367,9
Dezembro	5,29	11903	369,0

Fonte: Adaptado de PEREIRA et. al., 2006.

A venda da energia será feita por contrato anuais pelo PLD médio pela menor geração mensal, a sobra de energia será vendida no mercado de curto prazo.

Tabela 40 – Análise de Payback do Cenário ‘Usina FV’

Ano	Valor MWh Contrato [R\$/MWh]	Geração Contrato mensal [MWh]	Geração Contrato [MWh]	Contrato Anual	Venda Sobra	Fluxo Caixa	Saldo
0							-R\$ 23.460.000,00
1	R\$ 253,79	299	3588	R\$ 910.613,47	R\$ 152.688,63	R\$ 828.702,10	-R\$ 23.942.711,90
2	R\$ 278,03	297	3564	R\$ 990.904,30	R\$ 165.206,79	R\$ 921.511,09	-R\$ 24.359.598,40
3	R\$ 304,58	295	3540	R\$ 1.078.225,66	R\$ 178.795,15	R\$ 1.022.420,80	-R\$ 24.698.879,15
4	R\$ 333,67	293	3516	R\$ 1.173.188,10	R\$ 193.550,20	R\$ 1.132.138,29	-R\$ 24.947.408,20
5	R\$ 365,54	290	3480	R\$ 1.272.068,23	R\$ 213.964,10	R\$ 1.251.432,34	-R\$ 25.090.535,98
6	R\$ 400,45	288	3456	R\$ 1.383.940,05	R\$ 231.798,76	R\$ 1.381.138,81	-R\$ 25.111.958,13
7	R\$ 438,69	286	3432	R\$ 1.505.577,81	R\$ 251.188,74	R\$ 1.522.166,56	-R\$ 24.993.550,04
8	R\$ 480,58	284	3408	R\$ 1.637.826,51	R\$ 272.277,22	R\$ 1.675.503,73	-R\$ 24.715.185,76
9	R\$ 523,49	282	3384	R\$ 1.771.485,06	R\$ 293.133,48	R\$ 1.830.018,54	-R\$ 24.266.746,10
10	R\$ 566,93	280	3360	R\$ 1.904.895,85	R\$ 313.398,83	R\$ 1.983.694,67	-R\$ 23.639.562,53
11	R\$ 609,52	277	3324	R\$ 2.026.050,33	R\$ 340.303,23	R\$ 2.131.753,55	-R\$ 22.829.260,53
12	R\$ 641,54	275	3300	R\$ 2.117.074,30	R\$ 352.018,97	R\$ 2.234.493,26	-R\$ 21.870.922,93
13	R\$ 672,80	273	3276	R\$ 2.204.080,72	R\$ 362.066,49	R\$ 2.331.547,21	-R\$ 20.761.960,31
14	R\$ 704,31	271	3252	R\$ 2.290.405,01	R\$ 371.180,70	R\$ 2.426.985,71	-R\$ 19.495.568,18
15	R\$ 733,18	269	3228	R\$ 2.366.715,75	R\$ 379.323,55	R\$ 2.511.439,30	-R\$ 18.073.931,14
16	R\$ 760,80	267	3204	R\$ 2.437.592,57	R\$ 386.635,64	R\$ 2.589.628,22	-R\$ 16.494.635,67
17	R\$ 774,68	265	3180	R\$ 2.463.481,14	R\$ 389.274,73	R\$ 2.618.155,88	-R\$ 14.798.529,93
18	R\$ 783,18	263	3156	R\$ 2.471.709,62	R\$ 390.691,59	R\$ 2.627.801,21	-R\$ 12.997.966,54
19	R\$ 792,49	261	3132	R\$ 2.482.072,08	R\$ 392.611,50	R\$ 2.640.083,59	-R\$ 11.084.469,28
20	R\$ 802,63	259	3108	R\$ 2.494.570,73	R\$ 395.037,34	R\$ 2.655.008,06	-R\$ 9.049.083,05
21	R\$ 807,25	257	3084	R\$ 2.489.553,10	R\$ 394.546,36	R\$ 2.649.499,47	-R\$ 6.905.427,33
22	R\$ 812,31	255	3060	R\$ 2.485.663,62	R\$ 394.379,38	R\$ 2.645.442,99	-R\$ 4.645.997,72
23	R\$ 817,85	253	3036	R\$ 2.482.998,40	R\$ 394.552,49	R\$ 2.642.950,89	-R\$ 2.262.758,10
24	R\$ 822,83	252	3024	R\$ 2.488.237,92	R\$ 384.761,79	R\$ 2.638.399,71	R\$ 249.153,44
25	R\$ 822,83	250	3000	R\$ 2.468.490,00	R\$ 382.962,22	R\$ 2.616.852,22	R\$ 2.879.933,33

Fonte: Própria, 2014.

Observa-se que para o tempo de vida de 25 anos a usina FV se paga no 24º ano considerando que o valor do PLD máx não tenha aumentado nestes 25 anos.

Os valores utilizados na Tabela 33 foram obtidos das tabelas apresentadas no apêndice.

5 CONCLUSÕES

A partir do estudo teórico foi possível a compreensão do método prático de dimensionamento e do cálculo de geração do SFCR.

A viabilidade técnica foi claramente afirmada durante o desenvolvimento do trabalho, devido haver diversas edificações com SFCR já instalados no Brasil e no mundo.

No entanto a viabilidade econômica exige uma análise mais desenvolvida. A maior barreira até 2014, é o custo dos equipamentos que ainda são muito altos e a tributação imposta sobre eles, principalmente sobre os inversores FV. Os painéis e módulos FV já recebem isenção do IPI e ICMS, até mesmo os importados (exceto o II). No entanto os impostos que incidem sobre o preço dos inversores FV os tornam muito caros.

No momento não existe a produção nacional de módulos FV, apenas a montagem. Porém existe interesse tanto por parte de investidores como do governo da implantação de fábricas e montadoras. Já existem empresas que têm investido recursos na montagem de inversores FV no Brasil, porém há pouco mercado destes tipos de inversores no momento.

O governo tem papel fundamental neste aspecto, sendo que é ele que define a tributação sobre serviços e produtos, ou mesmo o incentivo fiscal para a aquisição e instalação de SFCR, como para investidores interessados em ampliar o mercado destes equipamentos no Brasil.

Em alguns estados do Brasil, como Tocantins e Minas Gerais, já tomaram as primeiras iniciativas, isentando os consumidores do ICMS de vários equipamentos relacionados à geração distribuída. Aqueles que instalarem o SFCR em suas casas, ou qualquer outro sistema de geração que utilize fontes renováveis, receberão isenção do ICMS sobre a fatura de energia. Porém, apenas nos primeiros cinco anos haverá isenção do imposto sobre a fatura em Tocantins. Em Minas Gerais este tempo é de 10 anos (JORNAL DA ENERGIA, 2014).

A desoneração do ICMS ajuda a reduzir o tempo de amortização, em torno de dois anos, no caso de Tocantins. Isto foi demonstrado no estudo dos cenários 'I' e 'II'. Entretanto, é mais interessante para o consumidor se esta isenção dure por um

período maior, considerando que o tempo de *payback* destes investimentos é de 15 a 20 anos.

Também foi observado que o comportamento do consumo influencia muito o tempo de *payback*. Podendo ser extremamente vantajoso se o consumo for concentrado nos períodos de sol, maximizando a economia sobre a energia faturada.

Dentre as maiores dificuldades encontradas foram à escolha dos procedimentos referentes à metodologia do estudo de viabilidade econômica e o sistema de compensação de créditos de energia ativa adotado pela COPEL.

Em relação ao estudo de viabilidade econômica foi à compreensão dos métodos e cálculos de administração financeira e detalhes como o valor do dinheiro ao longo do tempo.

Referente ao sistema de compensação de créditos da COPEL pouco é comentado na NTC 905100 de como ele opera e não foi encontrada nenhuma referência ou publicação. A compreensão foi possível após o contato com um dos funcionários da COPEL.

Deve ser ressaltado que este sistema de compensação não remunera o proprietário, apenas abate parte do que foi consumido de energia. Diferente de como ocorre na Alemanha, onde o proprietário é remunerado. Este é um dos vários detalhes que causa o interesse dos SFCR e de outros meios e sistemas de geração distribuída.

O cenário da usina FV há muitos detalhes a serem discutidos. Entre eles o fato dos preços do mercado livre serem muito voláteis, sendo de difícil previsão ou estimativa. O preço seguindo o PLD praticamente inviabiliza este tipo usina em 2014. Para manter economicamente esta usina FV o preço de venda da energia é muito maior e menos competitivo que o preço da energia de uma usina que utiliza fontes convencionais ou até mesmo usinas eólicas. Necessitando incentivos fiscais ou subsídio por parte do governo.

Apesar das adversidades foi possível discutir e alcançar as metas e objetivos propostos neste trabalho acadêmico.

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Estudo da viabilidade de sistemas fotovoltaicos pelo sistema de bandeiras tarifárias;
- Estudo da viabilidade de sistemas fotovoltaicos em cenários industriais;
- Estudo de sistemas fotovoltaicos híbridos (junto a PCHs, Eólicas, Térmicas, etc.)

REFERÊNCIAS

ABREU, José Carlos Franco de. **Finanças Corporativas**. 7ed. Rio de Janeiro: FGV, 2006.

ANEEL.AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 414**, de 9 de Setembro de 2010.

----- . **Resolução Normativa Nº 482**, de 17 de Abril de 2012.

----- . **Resolução Normativa Nº 517**, de 11 de Dezembro de 2012.

----- . **ANEEL Aprova Regras para Facilitar a Geração de Energia nas Unidades Consumidoras**. 17 de Abril, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em: 30 de Abril, 2012.

ALBADÓ, Ricardo. **Energia Solar**. São Paulo, SP; Ed. Artliber, 2002.

APOLO ENERGIA. Disponível em: < <http://www.apoloenergia.com/> >. Acesso em: 13 de Fevereiro de 2014.

ARAUJO, Ana P. P. **Demanda Energética Residencial e Qualidade de Vida: estudo do cenário brasileiro entre 1970 a 2005**. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação de Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Itajubá, MG. 2007.

BCP, Banco Central do Brasil. 2014.

CANAL ENERGIA. **Medidores Eletrônicos: desafios da instalação**. Outubro de 2012. Disponível em: < <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Retrospectiva.asp?id=91834&a=2012> >. Acesso em: 11 de Fevereiro de 2014.

CELUPI, Fernanda. **Estudo da Viabilidade Técnica de um Sistema de Geração Solar Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica em uma Gráfica de Grande Porte**. Monografia de Especialização, UTFPR – Curitiba, PR. 2008.

CRESESB, Centro de Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, RJ, PRC-PRODEEM, 2004.

COUTO, Maurício Barcelos. **Ensaio de Equipamentos de Consumo Típicos Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos**. 2000. 138f. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, PROMEC, Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, RS. 2000.

COPEL, Companhia Paranaense de Energia. **NTC 905100**, de 10 de Dezembro de 2012.

----- . **NTC 901100**, de 9 de Agosto de 2013.

----- . **Taxas e Tarifas.** Disponível em: [<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Ftarifas%2Fpagcopel2.nsf%2Fverdocatual%2F23BF37E67261209C03257488005939EB>](http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Ftarifas%2Fpagcopel2.nsf%2Fverdocatual%2F23BF37E67261209C03257488005939EB). Acesso em: 14 de Janeiro de 2014.

----- . **Fatura de Energia Elétrica Para Consumidores de Baixa Tensão.** Disponível em: [<http://www.copel.com/hpcopel/fatura/fatura_grupo_b.html#>](http://www.copel.com/hpcopel/fatura/fatura_grupo_b.html#). Acessado em: 15 de Janeiro de 2014.

CREDER, Hélio. **Instalações Elétricas.** 14ª edição. Ed. LTC. 2002.

DIAS, João Batista. **Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo Experimental para a Otimização do Fator de Dimensionamento.** 175f. Tese de Doutorado - Programa de pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS. 2006.

EASYOUT. **Medidor de Consumo de Energia Elétrica Trifásico, Modelo DT5353.** Disponível em: [<https://www.easyaut.com.br/MEDIDOR-DE-CONSUMO-DE-ENERGIA-ELETRICO-TRIFASICO-100A-110-380vca/prod-330309/>](https://www.easyaut.com.br/MEDIDOR-DE-CONSUMO-DE-ENERGIA-ELETRICO-TRIFASICO-100A-110-380vca/prod-330309/). Acesso em: 26 de Janeiro, 2014.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **BEN, Balanço Energético Nacional 2012: ano base 2011.** Ministério de Minas e Energia. 2012, 4ff. Rio de Janeiro, RJ. 2012.

----- . **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira.** Junho de 2012.

----- . **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica – Dezembro de 2013.** Rio de Janeiro. Janeiro de 2014.

EUDORASOLAR. Disponível em: [<http://www.eudorasolar.com.br/>](http://www.eudorasolar.com.br/). Acesso em: 07 de Janeiro, 2014.

GARCETE, Esteban Andrés Vieira. **Requisitos De Conexão Para Geração Distribuída Fotovoltaica No Brasil E O Sistema De Compensação De Energia.** Monografia – Programa de Pós Graduação em Eficiência Energética da UTFPR. Curitiba, PR.

IBGE. **Projeção da População Brasileira.** Fevereiro de 2014

JELLE, BjørnPetter; BREIVIK, Christer; RØKENES, Hilde Drolsum. **Building Integrated Photovoltaic Products: A state-of-the-art review and future research opportunities.** Solar Energy Materials & Solar Cells. 2012.

JORNAL DA ENERGIA. Disponível em :< <http://www.jornaldaenergia.com.br/>>. Acesso em : 08 de Fevereiro de 2014.

KRENZINGER, Arno. **Photovoltaic Energy in Brazil**. UFRGS, 2011. Disponível em <http://www.eularinet.eu/img/contents_archives/document/11/08/21/9_2011_08_21_04_40_38.pdf>. Acesso em: 20 de Abril, 2013.

MARTINS, Fernando Ramos; PEREIRA, Enio Bueno; ECHER, Maria Pereira de Souza. **Levantamento dos Recursos de Energia Solar no Brasil com o Emprego de Satélite Geoestacionário - o Projeto Swera**. 2004. Disponível em: <<http://www.sbfisica.org.br/rbef/pdf/031109.pdf>>. Acesso em: 01 de Fevereiro, 2013.

MASTER SOLAR. Disponível em: < <http://mastersolar.com.br/> >. Acessado em: 11 de Fevereiro de 2013.

MMA, Ministério do Meio Ambiente. Disponível em <<http://www.mma.gov.br/clima/energia/energias-renovaveis/>> Acessado em: 29 de Março de 2013

MME, Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, DF. 2008.

———. **Balanco Energético Nacional 2012**. Brasília, DF. 2012.

NOGUEIRA, Luiz A. H.; CARDOSO, Rafael B. **Perspectivas da Matriz Energética Mundial e no Brasil**. Revista O Setor Elétrico, São Paulo, SP, ano 2, ed. 22, p. 32-43, nov. 2007.

PARENTE, Virginia; GOLDEMBERG, José; ZILLES, Roberto; **Comments on Experience Curves for PV Modules**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2002.

PEREIRA, Enio Bueno; MARTINS, Fernando Ramos; de AREU, Samuel Luna; RÜTHER, Ricardo. **ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR**. São José dos Campos, SP. 2006

PORTOLAN, Isis S. **Cartilha Energia Solar Fotovoltaica**. UFSC. 2011.

REVISTA ECOTURISMO. **O que é Energia Renovável**. Disponível em: <<http://revistaecoturismo.com.br/turismo-sustentabilidade/o-que-e-energia-renovavel/>>. Acesso em: 14 de Março 2013.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos**. UFSC. 2004.

SELO SOLAR. Disponível em < <http://www.selosolar.com.br/> >. Acessado em: 12 de Fevereiro de 2014.

SEVERO, Thiago Cassol. **Desenvolvimento do módulo Fotovoltaico Concentrador Estático Helius para Sistemas Autônomos**. 2005. 125f. Dissertação de Mestrado - Pós Graduação em Engenharia de Tecnologia de Materiais, Pontifca Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS. 2005.

SOLAR BRASIL. Disponível em <<http://www.solarbrasil.com.br>> Acesso em: 29 de Março de 2013.

SUNLAB POWER. **Energia Solar e Suas Aplicações Sem Segredos**. 2013. Disponível em: <http://www.sunlab.com.br/Energia_solar_Sunlab.htm> Acesso em 20 de Novembro de 2013.

TIEPOLO, Gerson Máximo; URBANETZ JR, Jair; CANGIOLIERI JR, Osiris. **A Solar Photovoltaic Electricity Insert Source in the State of Paraná/Brazil: An Analysis of Productive Potential**. Artigo Científico – ICPR 22. Curitiba, PR. 2013.

URBANETZ JR, Jair. **Sistemas Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: Sua Influência na Qualidade da Energia Elétrica e Análise dos Parâmetros que Possam Afetar a Conectividade**. Tese de Doutorado – Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, UFSC. Florianópolis, SC. 2010.

----- . **Apostila de Apoio do Curso de Energia Fotovoltaica**. 2012.

WORLD BANK. **Crescimento Populacional**. Disponível em: <<http://data.worldbank.org/country/brazil>> Acesso em: 26 de Novembro de 2013.

ANEXOS

Apêndice A – Tabela de progressão do preço do PLD considerando o preço máximo fixo de R\$ 822,83/ MWh.

ano	Jan R\$/MWh	Fev R\$/MWh	Mar R\$/MWh	Abr R\$/MWh	Mai R\$/MWh	Jun R\$/MWh	Jul R\$/MWh	Ago R\$/MWh	Set R\$/MWh	Out R\$/MWh	Nov R\$/MWh	Des R\$/MWh	Média R\$/MWh
1	413,95	214,54	339,75	196,13	344,84	204,10	102,59	145,56	248,36	213,92	331,07	290,72	253,79
2	453,48	235,03	372,20	214,86	377,77	223,59	112,39	159,46	272,08	234,35	362,69	318,48	278,03
3	496,79	257,47	407,74	235,38	413,85	244,94	123,12	174,69	298,06	256,73	397,32	348,90	304,58
4	544,23	282,06	446,68	257,86	453,37	268,34	134,88	191,37	326,53	281,25	435,27	382,22	333,67
5	596,21	309,00	489,34	282,48	496,67	293,96	147,76	209,65	357,71	308,11	476,84	418,72	365,54
6	653,15	338,51	536,07	309,46	544,10	322,04	161,87	229,67	391,87	337,53	522,37	458,71	400,45
7	715,52	370,84	587,26	339,01	596,06	352,79	177,33	251,60	429,30	369,76	572,26	502,52	438,69
8	783,85	406,25	643,35	371,39	652,99	386,48	194,26	275,63	470,29	405,08	626,91	550,51	480,58
9	822,83	445,05	704,79	406,86	715,35	423,39	212,82	301,95	515,21	443,76	686,78	603,08	523,49
10	822,83	487,55	772,10	445,71	783,66	463,83	233,14	330,79	564,41	486,14	752,37	660,67	566,93
11	822,83	534,11	822,83	488,28	822,83	508,12	255,40	362,38	618,31	532,57	822,83	723,77	609,52
12	822,83	585,12	822,83	534,91	822,83	556,65	279,80	396,99	677,36	583,43	822,83	792,89	641,54
13	822,83	641,00	822,83	585,99	822,83	609,81	306,52	434,90	742,04	639,15	822,83	822,83	672,80
14	822,83	702,21	822,83	641,96	822,83	668,04	335,79	476,43	812,91	700,18	822,83	822,83	704,31
15	822,83	769,28	822,83	703,26	822,83	731,84	367,86	521,93	822,83	767,05	822,83	822,83	733,18
16	822,83	822,83	822,83	770,42	822,83	801,73	402,99	571,78	822,83	822,83	822,83	822,83	760,80
17	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	441,47	626,38	822,83	822,83	822,83	822,83	774,68
18	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	483,63	686,20	822,83	822,83	822,83	822,83	783,18
19	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	529,82	751,74	822,83	822,83	822,83	822,83	792,49
20	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	580,42	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	802,63
21	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	635,85	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	807,25
22	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	696,57	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	812,31
23	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	763,09	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	817,85
24	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83
25	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83

Fonte: Própria, 2014.

Apêndice B – Níveis de geração da usina FV

ano	Jan MWh	Fev MWh	Mar MWh	Abr MWh	Mai MWh	Jun MWh	Jul MWh	Ago MWh	Set MWh	Out MWh	Nov MWh	Des MWh	Contrato MWh
1	361,31	338,31	391,30	334,80	314,57	299,70	338,99	350,84	332,78	352,24	367,88	368,98	299
2	358,60	335,77	388,36	332,29	312,21	297,45	336,44	348,21	330,28	349,60	365,12	366,21	297
3	355,91	333,25	385,45	329,80	309,87	295,22	333,92	345,60	327,80	346,97	362,38	363,46	295
4	353,24	330,75	382,56	327,32	307,55	293,01	331,41	343,01	325,34	344,37	359,66	360,74	293
5	350,59	328,27	379,69	324,87	305,24	290,81	328,93	340,44	322,90	341,79	356,96	358,03	290
6	347,96	325,81	376,84	322,43	302,95	288,63	326,46	337,88	320,48	339,23	354,29	355,35	288
7	345,35	323,37	374,02	320,01	300,68	286,46	324,01	335,35	318,08	336,68	351,63	352,68	286
8	342,76	320,94	371,21	317,61	298,42	284,32	321,58	332,83	315,69	334,16	348,99	350,04	284
9	340,19	318,54	368,43	315,23	296,19	282,18	319,17	330,34	313,32	331,65	346,37	347,41	282
10	337,64	316,15	365,66	312,87	293,96	280,07	316,78	327,86	310,97	329,16	343,78	344,81	280
11	335,10	313,78	362,92	310,52	291,76	277,97	314,40	325,40	308,64	326,69	341,20	342,22	277
12	332,59	311,42	360,20	308,19	289,57	275,88	312,04	322,96	306,33	324,24	338,64	339,65	275
13	330,10	309,09	357,50	305,88	287,40	273,81	309,70	320,54	304,03	321,81	336,10	337,11	273
14	327,62	306,77	354,82	303,59	285,24	271,76	307,38	318,13	301,75	319,40	333,58	334,58	271
15	325,16	304,47	352,16	301,31	283,11	269,72	305,08	315,75	299,49	317,00	331,08	332,07	269
16	322,72	302,18	349,51	299,05	280,98	267,70	302,79	313,38	297,24	314,63	328,59	329,58	267
17	320,30	299,92	346,89	296,81	278,87	265,69	300,52	311,03	295,01	312,27	326,13	327,11	265
18	317,90	297,67	344,29	294,58	276,78	263,70	298,26	308,70	292,80	309,92	323,68	324,65	263
19	315,52	295,44	341,71	292,37	274,71	261,72	296,03	306,38	290,60	307,60	321,25	322,22	261
20	313,15	293,22	339,15	290,18	272,65	259,76	293,81	304,08	288,42	305,29	318,85	319,80	259
21	310,80	291,02	336,60	288,00	270,60	257,81	291,60	301,80	286,26	303,00	316,45	317,40	257
22	308,47	288,84	334,08	285,84	268,57	255,87	289,42	299,54	284,11	300,73	314,08	315,02	255
23	306,16	286,67	331,57	283,70	266,56	253,96	287,24	297,29	281,98	298,47	311,72	312,66	253
24	303,86	284,52	329,09	281,57	264,56	252,05	285,09	295,06	279,87	296,24	309,39	310,31	252
25	301,58	282,39	326,62	279,46	262,57	250,16	282,95	292,85	277,77	294,01	307,07	307,99	250

Fonte: Própria, 2014.

Apêndice C – Tabela de sobra de energia da usina FV

ano	Jan MWh	Fev MWh	Mar MWh	Abr MWh	Mai MWh	Jun MWh	Jul MWh	Ago MWh	Set MWh	Out MWh	Nov MWh	Des MWh	Contrato MWh
1	62,31	39,31	92,30	35,80	15,57	0,70	39,99	51,84	33,78	53,24	68,88	69,98	299
2	61,60	38,77	91,36	35,29	15,21	0,45	39,44	51,21	33,28	52,60	68,12	69,21	297
3	60,91	38,25	90,45	34,80	14,87	0,22	38,92	50,60	32,80	51,97	67,38	68,46	295
4	60,24	37,75	89,56	34,32	14,55	0,01	38,41	50,01	32,34	51,37	66,66	67,74	293
5	60,59	38,27	89,69	34,87	15,24	0,81	38,93	50,44	32,90	51,79	66,96	68,03	290
6	59,96	37,81	88,84	34,43	14,95	0,63	38,46	49,88	32,48	51,23	66,29	67,35	288
7	59,35	37,37	88,02	34,01	14,68	0,46	38,01	49,35	32,08	50,68	65,63	66,68	286
8	58,76	36,94	87,21	33,61	14,42	0,32	37,58	48,83	31,69	50,16	64,99	66,04	284
9	58,19	36,54	86,43	33,23	14,19	0,18	37,17	48,34	31,32	49,65	64,37	65,41	282
10	57,64	36,15	85,66	32,87	13,96	0,07	36,78	47,86	30,97	49,16	63,78	64,81	280
11	58,10	36,78	85,92	33,52	14,76	0,97	37,40	48,40	31,64	49,69	64,20	65,22	277
12	57,59	36,42	85,20	33,19	14,57	0,88	37,04	47,96	31,33	49,24	63,64	64,65	275
13	57,10	36,09	84,50	32,88	14,40	0,81	36,70	47,54	31,03	48,81	63,10	64,11	273
14	56,62	35,77	83,82	32,59	14,24	0,76	36,38	47,13	30,75	48,40	62,58	63,58	271
15	56,16	35,47	83,16	32,31	14,11	0,72	36,08	46,75	30,49	48,00	62,08	63,07	269
16	55,72	35,18	82,51	32,05	13,98	0,70	35,79	46,38	30,24	47,63	61,59	62,58	267
17	55,30	34,92	81,89	31,81	13,87	0,69	35,52	46,03	30,01	47,27	61,13	62,11	265
18	54,90	34,67	81,29	31,58	13,78	0,70	35,26	45,70	29,80	46,92	60,68	61,65	263
19	54,52	34,44	80,71	31,37	13,71	0,72	35,03	45,38	29,60	46,60	60,25	61,22	261
20	54,15	34,22	80,15	31,18	13,65	0,76	34,81	45,08	29,42	46,29	59,85	60,80	259
21	53,80	34,02	79,60	31,00	13,60	0,81	34,60	44,80	29,26	46,00	59,45	60,40	257
22	53,47	33,84	79,08	30,84	13,57	0,87	34,42	44,54	29,11	45,73	59,08	60,02	255
23	53,16	33,67	78,57	30,70	13,56	0,96	34,24	44,29	28,98	45,47	58,72	59,66	253
24	51,86	32,52	77,09	29,57	12,56	0,05	33,09	43,06	27,87	44,24	57,39	58,31	252
25	51,58	32,39	76,62	29,46	12,57	0,16	32,95	42,85	27,77	44,01	57,07	57,99	250

Fonte: Própria, 2014.

Apêndice D – Tabela de venda da sobra e energia no mercado de curto prazo

ano	Jan R\$/MWh	Fev R\$/MWh	Mar R\$/MWh	Abr R\$/MWh	Mai R\$/MWh	Jun R\$/MWh	Jul R\$/MWh	Ago R\$/MWh	Set R\$/MWh	Out R\$/MWh	Nov R\$/MWh	Des R\$/MWh	Total R\$/MWh
1	25791,15	8433,57	31358,08	7021,45	5370,02	142,87	4102,06	7546,19	8388,36	11388,57	22802,45	20343,86	152688,63
2	27932,33	9112,69	34004,87	7582,21	5747,13	101,12	4432,85	8166,19	9054,55	12325,77	24704,78	22042,31	165206,79
3	30257,35	9849,50	36880,18	8190,46	6154,61	54,22	4791,76	8839,22	9777,05	13343,21	26770,71	23886,88	178795,15
4	32782,68	10649,26	40004,30	8850,56	6595,46	1,93	5181,34	9570,07	10561,04	14448,09	29014,87	25890,59	193550,20
5	36122,53	11826,74	43888,72	9849,77	7569,72	238,01	5752,16	10573,63	11769,91	15956,43	31930,05	28486,44	213964,10
6	39161,14	12799,79	47625,68	10655,34	8135,21	202,42	6225,90	11456,34	12728,66	17290,09	34625,61	30892,57	231798,76
7	42464,79	13857,67	51688,67	11531,13	8749,91	163,64	6740,95	12416,04	13770,98	18740,08	37556,30	33508,59	251188,74
8	46057,62	15008,31	56106,96	12483,76	9418,96	121,89	7301,16	13459,79	14904,77	20317,04	40743,46	36353,52	272277,22
9	47878,26	16260,43	60912,56	13520,50	10148,08	77,49	7910,76	14595,35	16138,73	22032,70	44210,42	39448,19	293133,48
10	47424,54	17623,64	66140,45	14649,36	10943,72	30,91	8574,43	15831,25	17482,48	23899,89	47982,75	42815,40	313398,83
11	47809,41	19642,60	70698,46	16367,46	12145,06	490,92	9552,71	17539,20	19564,89	26465,28	52823,36	47203,88	340303,23
12	47387,07	21311,73	70104,46	17754,62	11990,20	490,62	10364,82	19039,33	21220,09	28730,05	52363,42	51262,56	352018,97
13	46980,24	23131,83	69527,25	19267,69	11848,85	495,34	11250,34	20673,97	23025,88	31197,77	51919,27	52748,08	362066,49
14	46588,80	25117,51	68966,71	20918,95	11720,90	506,84	12216,37	22455,84	24997,06	33887,57	51490,79	52313,38	371180,70
15	46212,64	27284,86	68422,72	22721,98	11606,25	527,29	13270,70	24398,91	25085,58	36820,47	51077,86	51894,29	379323,55
16	45851,65	28951,08	67895,15	24691,75	11504,80	559,29	14421,96	26518,53	24883,04	39187,33	50680,38	51490,68	386635,64
17	45505,70	28731,89	67383,88	26171,50	11416,46	567,64	15679,66	28831,60	24694,36	38891,37	50298,22	51102,44	389274,73
18	45174,70	28526,69	66888,78	25985,50	11341,12	573,67	17054,29	31356,71	24519,44	38609,97	49931,27	50729,46	390691,59
19	44858,51	28335,36	66409,74	25813,24	11278,69	592,00	18557,42	34114,31	24358,17	38343,03	49579,41	50371,62	392611,50
20	44557,04	28157,82	65946,64	25654,61	11229,07	622,53	20201,85	37095,56	24210,45	38090,42	49242,54	50028,80	395037,34
21	44270,18	27993,95	65499,35	25509,51	11192,16	665,17	22001,70	36864,65	24076,19	37852,06	48920,53	49700,90	394546,36
22	43997,81	27843,65	65067,76	25377,85	11167,88	719,84	23972,60	36647,82	23955,27	37627,82	48613,28	49387,80	394379,38
23	43739,82	27706,82	64651,75	25259,51	11156,12	786,44	26131,79	36444,96	23847,60	37417,61	48320,68	49089,39	394552,49
24	42673,28	26760,53	63428,37	24331,58	10333,96	42,05	27227,63	35433,14	22930,26	36398,49	47219,79	47982,73	384761,79
25	42443,75	26650,34	63043,17	24239,60	10346,96	132,24	27113,94	35257,90	22848,79	36216,01	46956,15	47713,37	382962,22

Fonte: Própria, 2014.

Apêndice E – Análise *Payback* do Cenário “Usina FV” a partir do sétimo ano.

Ano	Valor MWh Contrato [R\$/MWh]	Geração Contrato mensal [MWh]	Geração Contrato [MWh]	Contrato Anual	Venda Sobra	Fluxo Caixa	Saldo
0							-R\$ 23.460.000,00
1	R\$ 438,69	299	3588	R\$ 1.574.013,17	R\$ 152.688,63	R\$ 1.492.101,80	-R\$ 23.279.312,20
2	R\$ 480,58	297	3564	R\$ 1.712.797,44	R\$ 165.206,79	R\$ 1.643.404,23	-R\$ 22.937.221,53
3	R\$ 523,49	295	3540	R\$ 1.853.149,26	R\$ 178.795,15	R\$ 1.797.344,41	-R\$ 22.422.067,80
4	R\$ 566,93	293	3516	R\$ 1.993.337,44	R\$ 193.550,20	R\$ 1.952.287,64	-R\$ 21.723.173,75
5	R\$ 609,52	290	3480	R\$ 2.121.135,72	R\$ 213.964,10	R\$ 2.100.499,83	-R\$ 20.836.999,34
6	R\$ 641,54	288	3456	R\$ 2.217.154,17	R\$ 231.798,76	R\$ 2.214.352,93	-R\$ 19.787.434,67
7	R\$ 672,80	286	3432	R\$ 2.309.036,95	R\$ 251.188,74	R\$ 2.325.625,69	-R\$ 18.567.926,59
8	R\$ 704,31	284	3408	R\$ 2.400.276,84	R\$ 272.277,22	R\$ 2.437.954,06	-R\$ 17.167.919,62
9	R\$ 733,18	282	3384	R\$ 2.481.092,35	R\$ 293.133,48	R\$ 2.539.625,83	-R\$ 15.587.980,50
10	R\$ 760,80	280	3360	R\$ 2.556.276,86	R\$ 313.398,83	R\$ 2.635.075,68	-R\$ 13.824.272,93
11	R\$ 774,68	277	3324	R\$ 2.575.035,01	R\$ 340.303,23	R\$ 2.680.738,23	-R\$ 11.916.311,55
12	R\$ 783,18	275	3300	R\$ 2.584.487,24	R\$ 352.018,97	R\$ 2.701.906,21	-R\$ 9.880.527,16
13	R\$ 792,49	273	3276	R\$ 2.596.190,34	R\$ 362.066,49	R\$ 2.723.656,83	-R\$ 7.709.191,79
14	R\$ 802,63	271	3252	R\$ 2.610.149,30	R\$ 371.180,70	R\$ 2.746.730,00	-R\$ 5.393.405,62
15	R\$ 807,25	269	3228	R\$ 2.605.796,83	R\$ 379.323,55	R\$ 2.750.520,38	-R\$ 2.944.376,62
16	R\$ 812,31	267	3204	R\$ 2.602.636,02	R\$ 386.635,64	R\$ 2.754.671,67	-R\$ 354.295,60
17	R\$ 817,85	265	3180	R\$ 2.600.769,08	R\$ 389.274,73	R\$ 2.755.443,81	R\$ 2.381.343,08
18	R\$ 822,83	263	3156	R\$ 2.596.851,48	R\$ 390.691,59	R\$ 2.752.943,07	R\$ 5.267.403,24
19	R\$ 822,83	261	3132	R\$ 2.577.103,56	R\$ 392.611,50	R\$ 2.735.115,06	R\$ 8.296.966,14
20	R\$ 822,83	259	3108	R\$ 2.557.355,64	R\$ 395.037,34	R\$ 2.717.792,98	R\$ 11.478.559,52
21	R\$ 822,83	257	3084	R\$ 2.537.607,72	R\$ 394.546,36	R\$ 2.697.554,08	R\$ 14.817.765,09
22	R\$ 822,83	255	3060	R\$ 2.517.859,80	R\$ 394.379,38	R\$ 2.677.639,18	R\$ 18.323.717,33
23	R\$ 822,83	253	3036	R\$ 2.498.111,88	R\$ 394.552,49	R\$ 2.658.064,37	R\$ 22.006.077,50
24	R\$ 822,83	252	3024	R\$ 2.488.237,92	R\$ 384.761,79	R\$ 2.638.399,71	R\$ 25.874.616,95
25	R\$ 822,83	250	3000	R\$ 2.468.490,00	R\$ 382.962,22	R\$ 2.616.852,22	R\$ 29.937.860,25

Fonte: Própria, 2014.

Apêndice F – Exemplos da utilização do sistema de compensação em faturas de energia elétrica

EXEMPLO 1 – Consumo faturado abaixo da taxa mínima de consumo

- Consumo Faturado = 90 kWh;
- Crédito energia = 40 kWh;
- Taxa mínima = 100 kWh.

Saldo da fatura (100 x R\$ 0,393631) = **R\$ 39,36**.

Créditos acumulados = 40 kWh + (kWh injetados).

EXEMPLO 2 – Uso dos créditos de energia ativa, compensando o excedente de 100 kWh da taxa mínima de consumo.

- Consumo Faturado = 150 kWh;
- Crédito energia = 70 kWh;
- Taxa mínima = 100 kWh.

$(150 \times \text{R\$ } 0,393631) - (50 \times \text{R\$ } 0,26355) =$

$= (\text{R\$ } 59,04) - (\text{R\$ } 13,18) =$

$= \text{R\$ } 45,86 \rightarrow$ saldo da fatura;

Crédito acumulado = 20 kWh + (kWh injetados).

EXEMPLO 3 – Uso integral dos créditos de energia ativa

- Consumo Faturado = 150 kWh;
- Crédito energia = 40 kWh.

$(150 \times \text{R\$ } 0,393631) - (40 \times \text{R\$ } 0,26355) =$

$= (\text{R\$ } 59,04) - (\text{R\$ } 10,54) =$

$= \text{R\$ } 48,05 \rightarrow$ saldo da fatura.