



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS CONECTADOS À REDE:
COMPARATIVO ENTRE DIFERENTES ABORDAGENS DE
DIMENSIONAMENTO**

Luiz Fernando Teixeira da Silveira

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Ambiental da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadora: Heloisa Teixeira Firmo

RIO DE JANEIRO
Setembro de 2017

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS CONECTADOS À REDE:
COMPARATIVO ENTRE DIFERENTES ABORDAGENS DE
DIMENSIONAMENTO

Luiz Fernando Teixeira da Silveira

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO
CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL DA ESCOLA POLITÉCNICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
ENGENHEIRO AMBIENTAL.

Examinado por:

Prof^a. Heloisa Teixeira Firmo, D.Sc.

Prof^a. Célia Maria Paiva, D. Sc.

Prof. Gilberto Olympio Mota Fialho, D. Sc.

RIO DE JANEIRO
Setembro de 2017

Silveira, Luiz Fernando Teixeira

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS
CONECTADOS À REDE: COMPARATIVO ENTRE
DIFERENTES ABORDAGENS DE
DIMENSIONAMENTO / Luiz Fernando Teixeira da
Silveira – Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica, 2017.

XV, 111 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Heloisa Teixeira Firmo

Projeto de graduação – UFRJ/ Escola Politécnica / Curso
de Engenharia Ambiental, 2017.

Referências bibliográficas: p.91.

1. Introdução 2. Energia Solar Fotovoltaica 3.
Regulamentação e Incentivos para SFCR 4. Métodos de
Dimensionamento de SFCR 5. Simulações e Análises de
Performance 6. Conclusões e Considerações Finais

I. Firmo, Heloisa Teixeira. II. Silveira, Luiz Fernando
Teixeira III. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola
Politécnica, Curso de Engenharia Ambiental. IV. Sistemas
Fotovoltaicos Conectados à Rede: Comparativo Entre
Diferentes Abordagens de Dimensionamento.

*"Sempre Alerta para Servir o Melhor
Possível"*

Lema Escoteiro

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer aos meu pais, Fernando Silveira e Rosangela Teixeira pelo suporte insubstituível que me foi dado ao longo de todos esses anos de formação pessoal e profissional. Em igual monta, gostaria de agradecer a minha namorada, Bruna Mizumoto, por ser meu porto seguro e minha companheira em toda e qualquer ocasião. Estes agradecimentos se estendem a todos os membros da nossa família.

Em seguida, agradeço à professora Heloisa Firmo por ter orientado este trabalho de maneira tão prestativa e proativa, com liberdade para escolha e desenvolvimento do tema e suporte para enriquecer e ampliar o entendimento sobre o tema, inclusive sugerindo o contato com outros professores.

Similarmente, agradeço à professora Célia Paiva que se dispôs a me receber em seu laboratório para esclarecer dúvidas, em especial sobre radiação solar e os equipamentos utilizados na obtenção de dados meteorológicos.

Tão importante na formação de um indivíduo quanto família e professores são as pessoas que optamos por chamar de amigos. Agradeço a esse grupo de pessoas formidáveis que me acompanham desde os tempos de Colégio Recanto até hoje quando estamos saindo do CT-UFRJ.

Agradecimento especial vai para aqueles que não foram citados até aqui, mas que em algum momento durante este trabalho foram meus interlocutores sobre o tema: Wataru Mizumoto, Rosangela Ferreira e Sérgio Alexandre Henriques.

Por último, mas não menos importante, devo agradecer à consultoria Greener por autorizar a utilização de sua mais recente pesquisa neste trabalho e à organização do evento Brasil Solar Power 2017. E, finalmente, meu muito obrigado à duas universidades que foram muito felizes em divulgar conteúdo online, de qualidade e acessível a todos: Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e Massachusetts Institute of Technology (MIT).

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Ambiental.

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS CONECTADOS À REDE:
COMPARATIVO ENTRE DIFERENTES ABORDAGENS DE DIMENSIONAMENTO

Luiz Fernando Teixeira da Silveira

Setembro/2017

Orientador: Heloisa Teixeira Firmo

Curso: Engenharia Ambiental

Este trabalho trata dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) e das diferentes abordagens de dimensionamento possíveis. Adicionalmente, estuda-se como as regulamentações do setor de geração distribuída brasileiro realizadas pela ANEEL impactam o dimensionamento e rentabilidade de projetos deste tipo em escala residencial.

A meta é realizar a comparação entre abordagens de três dimensionamentos diferentes, todas considerando o mesmo perfil de consumo elétrico de um apartamento real que será considerado como estudo de caso. Os desenhos de cada um dos projetos bem como as estimativas de geração foram obtidos com auxílio do *software* SAM (System Advisor Model), amplamente utilizado no setor fotovoltaico. A simulação do funcionamento mensal dos sistemas foi realizada em Excel para recriar o ambiente do Sistema de Compensação de Energia da resolução ANEEL 687/2015. As estimativas de custo foram realizadas considerando os dados mais atuais do mercado fotovoltaico brasileiro de modo a se obter valores mais acurados para os indicadores econômicos dos projetos como, por exemplo, o payback dos investimentos.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico, Energia Renovável, SFCR, Geração Distribuída, Energia Solar, Viabilidade Econômica.

Abstract of Undergraduate Project present to Poli/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for degree of Environmental Engineer.

RESIDENTIAL GRID-TIED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: A COMPARATIVE OF DIFFERENT SIZING APPROACHES

Luiz Fernando Teixeira da Silveira

September/2017

Advisor: Heloisa Teixeira Firmo

Course: Environmental Engineering

This work deals with Grid-Tied Photovoltaic Systems (GTS) and the different sizing approaches. Additionally, it is studied how the Brazilian regulations for its distributed generation sector carried out by ANEEL impact the design and profitability of projects of this type in a residential scale.

The main goal is to compare three different design approaches, all considering the same electrical consumption profile of a real apartment that will be considered as a case study. The projects' designs as well as their generation estimates were obtained via SAM (System Advisor Model) software, widely used in the photovoltaic sector. The monthly operation simulation of the systems were performed in Excel to emulate the Energy Compensation System revised by ANEEL Resolution 687/2015. The cost estimates were made considering the most current data for the Brazilian photovoltaic market in order to obtain more accurate values for the economic indicators of the projects, such as the investment payback.

Keywords: Photovoltaic Systems, Renewable Energy, GTS, Distributed Generation, Solar Energy, Economic Viability.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	V
LISTA DE FIGURAS.....	XI
LISTA DE TABELAS.....	XIV
LISTA DE SIGLAS.....	XV
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. JUSTIFICATIVA.....	1
1.2. OBJETIVOS	2
1.3. METODOLOGIA.....	2
1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO	3
2. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	4
2.1. SOL: O MAIOR RECURSO ENERGÉTICO.....	4
2.2. A RADIAÇÃO SOLAR	6
2.3. ENERGIA FOTOVOLTAICA NA MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL.....	14
2.4. EFEITO FOTOVOLTAICO	16
2.5. TECNOLOGIAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	19
2.5.1. SILÍCIO MONOCRISTALINO	20
2.5.2. SILÍCIO POLICRISTALINO	20
2.5.3. TECNOLOGIA DE FILMES FINOS.....	21
2.6. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	24
2.7. EVOLUÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO FOTOVOLTAICO	27

3.	REGULAMENTAÇÃO E INCENTIVOS PARA SFCR.....	28
3.1.	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	28
3.2.	RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº482/2012.....	29
3.2.1.	CLASSIFICAÇÃO DE SISTEMAS GERADORES.....	30
3.2.2.	LIMITAÇÃO DA POTENCIA INSTALADA	30
3.2.3.	SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA	31
3.2.4.	PRAZO PARA O PARECER DA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	36
3.3.	RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº687/2015.....	36
3.3.1.	CLASSIFICAÇÃO DE SISTEMAS GERADORES.....	36
3.3.2.	NOVAS MODALIDADES PARA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA	37
3.3.3.	CLASSIFICAÇÃO DE SISTEMAS GERADORES.....	37
3.3.4.	PRAZO PARA O PARECER DA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	38
3.4.	LEI FEDERAL 13.169/2015.....	39
3.5.	CONVÊNIOS DO CONFAZ SOBRE ICMS	39
3.6.	PRO GD.....	41
3.7.	LINHAS DE FINANCIAMENTO PARA ENERGIA SOLAR.....	41
4.	MÉTODOS DE DIMENSIONAMENTO DE SFCR.....	45
4.1.	LOCALIZAÇÃO.....	45
4.2.	SOMBREAMENTO	47
4.3.	PERFIL DE CONSUMO ELÉTRICO	47
4.4.	COMPONENTES DO SISTEMA DE GERAÇÃO.....	48
4.5.	TAXA DE DESEMPENHO.....	50
4.6.	MÉTODO 1: CONSUMO MÉDIO - CD	50

4.7.	MÉTODO 2: MENOR CONSUMO MENSAL - CD	57
4.8.	MÉTODO 3: CONSUMO MÉDIO MENSAL BRUTO.....	61
4.9.	RESUMO DOS 3 DIMENSIONAMENTOS	65
5.	SIMULAÇÕES E ANÁLISES DE PERFORMANCE	66
5.1	DETALHAMENTO DE ETAPAS	66
5.2	COMPARATIVO DE PERFORMANCE ENERGÉTICA	71
5.3	LEVANTAMENTO DE CUSTOS	76
5.4	COMPARATIVO DE PERFORMANCE ECONÔMICA.....	78
6.	CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	87
6.1	O MÉTODO MAIS RECOMENDÁVEL DE DIMENSIONAMENTO.....	87
6.2	TRABALHOS FUTUROS.....	90
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91
	ANEXO 1: COMPARATIVO COMPLETO ENTRE OS MÉTODOS	96
	ANEXO 2: CENÁRIO ONDE CUSTOS DE O&M SÃO DESPREZADOS	97
	ANEXO 3: CENÁRIO COM TMA DE 10%	100
	ANEXO 4: CENÁRIO COM TMA DE 12%	103
	ANEXO 5: FICHA TÉCNICA DO PAINEL CANADIAN CS6P 265P BR	106
	ANEXO 6: FICHA TÉCNICA DOS INVERSORES FRONIUS GALVO 2.5-1 E 3.1-1	108
	ANEXO 7: FICHA TÉCNICA DO INVERSOR FRONIUS PRIMO 4.0-1	110

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: O Recurso Solar em comparação com o consumo global anual e combustíveis fósseis	5
Figura 2: Distribuição Global do Recurso Solar	6
Figura 3: Variações na posição Sol-Terra ao longo do ano.....	7
Figura 4: O Efeito Cosseno	8
Figura 5: Variação do total diário de irradiação extraterrestre terrestre em função da latitude	9
Figura 6: Irradiação Espectral do Sol	10
Figura 7: Trajetória e interações da Irradiação Solar na atmosfera terrestre.....	11
Figura 8: Componentes da Radiação Solar	12
Figura 9: Piranômetros	13
Figura 10: O Recurso Solar Brasileiro GHI	13
Figura 11: Participação da Energia Fotovoltaica na Matriz Energética Global	14
Figura 12: Matriz de Capacidade Instalada	15
Figura 13: Bandas de Valencia, Condução e Gap	16
Figura 14: Efeito Fotovoltaico e estrutura básica de célula fotovoltaica	18
Figura 15: Observações importantes sobre experimentos fotovoltaicos	19
Figura 16: Exemplares de Módulos de Silício Monocristalino (esq) e Policristalino (dir).....	21
Figura 17: Exemplares de módulos de Silício Amorfo (esq) e Telureto de Cádmio (dir)	22
Figura 18: Histórico do desenvolvimento de tecnologias fotovoltaicas e suas eficiências	23
Figura 19: Componentes de um módulo Fotovoltaico de silício cristalino típico.....	24
Figura 20: Curvas I-V (azul) e P-V (vermelho)	25
Figura 21: Efeitos da variação da Temperatura e da Irradiância.....	26

Figura 22: Evolução dos Preços ao Consumidor Final de Sistemas Fotovoltaicos.....	27
Figura 23: Sistema de Compensação de Energia na escala diária.....	31
Figura 24: Sistema de compensação de energia na escala anual.....	32
Figura 25: Consumo Líquido Positivo, superior ao CD.....	33
Figura 26: Consumo Líquido Positivo, inferior ao CD.....	34
Figura 27: Consumo Líquido Negativo, Geração de Créditos e pagamento de CD.....	35
Figura 28: Estados Participantes do Convênio ICMS 16/2015 do CONFAZ.....	40
Figura 29: Principal fator para o crescimento do setor fotovoltaico.....	42
Figura 30: Principal modelo de venda dos projetos realizados.....	43
Figura 31: Principal linha de crédito utilizada nos projetos realizados pela empresa.....	44
Figura 32: Localização do Projeto.....	46
Figura 33: Preferência de Compra de Painéis Solares por Fabricante.....	48
Figura 34: Informações sobre o painel Canadian CSI CSP-265-BR.....	49
Figura 35: Preferência de Compra de Inversores por Fabricante.....	49
Figura 36: Informações básicas do inversor Fronius Galvo 3.1-1.....	53
Figura 37: Associação de Módulos.....	54
Figura 38: Resumo do Dimensionamento pelo Método 1: Consumo Médio Mensal - CD.....	56
Figura 39: Informações básicas do inversor Fronius Galvo 2.5-1.....	59
Figura 40: Resumo do Dimensionamento pelo Método 2: Menor Consumo Mensal - CD.....	60
Figura 41: Informações básicas do inversor Fronius Primo 4.0-1.....	62
Figura 42: Resumo do Dimensionamento pelo Método 3: Consumo Mensal Bruto.....	64
Figura 43: Fluxograma de Etapas de Produção e Comparação de Dados.....	66
Figura 44: Telas da simulação SAM sobre produção mensal (esquerda) e anual (direita).....	67

Figura 45: Tela de parâmetros mensais do Sistema de Compensação de Energia em Excel.....	69
Figura 46: Tela de parâmetros anuais do Sistema de Compensação de Energia em Excel.....	70
Figura 47: Evolução das tarifas de energia elétrica e do IPCA.....	81
Figura 48: Tarifa de baixa tensão em agosto de 2017	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Comparativo de alterações entre as resoluções 482 e 687.....	38
Tabela 2: Consumo Residencial dos últimos 12 meses.....	51
Tabela 3: Consumo Residencial dos últimos 12 meses.....	57
Tabela 4: Consumo Residencial dos últimos 12 meses.....	61
Tabela 5: Resumo dos Diferentes Métodos.....	65
Tabela 6: Performance Energética do Projeto 3,7 kWp.....	72
Tabela 7: Performance energética projeto 2,4 kWp.....	73
Tabela 8: Performance energética projeto 4,5 kWp.....	74
Tabela 9: Comparativo de Performance Energética entre os diferentes métodos.....	75
Tabela 10: Estimativa de custos do Método 1.....	76
Tabela 11: Estimativa de custos do Método 2.....	77
Tabela 12: Estimativa de custos do Método 3.....	77
Tabela 13: Performance energética projeto 3,7 kWp.....	83
Tabela 14: Performance energética projeto 2,4 kWp.....	84
Tabela 15: Performance energética projeto 4,5 kWp.....	85
Tabela 16: Comparativo de Performance Econômica entre os diferentes métodos.....	86
Tabela 17: Conclusão sobre metodologias de dimensionamento.....	89

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária

EPE – Empresa de Planejamento Energético

GHI – Irradiação Global Horizontal

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEA – International Energy Agency

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

IPCC – Painel Intergovenamental sobre Mudanças Climáticas

MIT – Massachusetts Institute of Technology

MITEI – Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative

MME – Ministário de Minas e Energia

NEF – National Energy Foundation (Reino Unido)

NREL – National Renewable Energy Laboratory

PNUMA - Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente

PRO GD – Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída

ROI – Retorno Sobre Investimento

REN 21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century

SAM – System Advisor Model

SFCR – Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessement

TIR – Taxa Interna de Retorno

UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

VPL – Valor Presente Líquido

1. INTRODUÇÃO

1.1. JUSTIFICATIVA

A última década representou um período de grande avanço quando se trata de conscientização pública sobre mudanças climáticas (WIRES *et al*, 2015). Tal fato pode ser atribuído à inclusão da educação ambiental no currículo escolar da geração dos *millennials* paralelo ao aumento de eventos climáticos extremos e níveis alarmantes de poluição ambiental. Os últimos dez anos também presenciaram importantes acontecimentos relacionados ao tema. Internacional e politicamente, o evento recente mais significativo foi o Acordo de Paris de 2015, no qual 194 países estabeleceram o objetivo comum de assegurar que até o ano de o aumento da temperatura média global fique abaixo de 2°C acima dos níveis pré-industriais, por meio da redução de emissões de gases o efeito estufa (IPCC, 2015).

No contexto de redução de emissões, a geração de energia elétrica possui grande importância. Há uma necessidade urgente de acelerar o desenvolvimento de tecnologias de geração elétrica para enfrentar os desafios globais de energia limpa (IEA, 2014). Em escala nacional, nossa renovável matriz energética se viu obrigada a utilizar poluentes termelétricas para superar a crise hídrica de 2014/2015. Como resultado, além do aumento de emissões, também experimentamos o aumento das tarifas de energia elétrica (CERQUEIRA *et al*, 2015).

Concomitante a todos esses eventos o estado brasileiro vem realizando tentativas para se manter alinhado com os objetivos globais sobre o clima. Data de 2012 a primeira iniciativa formal do estado brasileiro para regulamentar a geração distribuída no país. Por meio da resolução normativa da ANEEL nº482, as primeiras regras foram estabelecidas, definindo o início formal do setor fotovoltaico nacional. Mais recentemente, a resolução da ANEEL nº687, que revisa a anterior, e o Programa de Geração Distribuída, lançam uma nova série de incentivos reafirmando a intenção do estado em incentivar a geração por fontes renováveis ao longo dos próximos anos (MME, 2015). Em meio a esse cenário complexo de crise hídrica e climática a geração elétrica fotovoltaica torna-se cada vez mais competitiva em função da progressiva redução dos preços de seus componentes (NAKABAYASHI, 2015) com grande potencial de crescimento nos próximos anos.

1.2. OBJETIVOS

O objetivo principal do presente trabalho é realizar o dimensionamento e a posterior comparação entre três abordagens para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCCR). Essa comparação será realizada por meio de análises de performance energética e econômica possibilitando a escolha da mais adequada entre as abordagens estudadas.

Adicionalmente pretende-se reafirmar a viabilidade econômica de projetos deste tipo em escala residencial com auxílio de indicadores econômicos como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Retorno Sobre Investimento (ROI) e Payback Descontado, que servirão de critério de comparação do desempenho econômico. Dessa forma, além de contribuir para uma matriz energética cada vez menos poluente a geração distribuída baseada em energia solar pode se provar atraente para uma parcela cada vez maior de investidores.

Finalmente, pretende-se também demonstrar como aspectos legais e de regulamentação impactam atividades de dimensionamento de projetos e outras atividades consideradas técnicas ou exatas.

1.3. METODOLOGIA

Este trabalho utilizará um apartamento real localizado na cidade do Rio de Janeiro como estudo de caso. Deste apartamento serão utilizados os dados reais de consumo elétrico e espaço disponível para instalação. A metodologia consiste em realizar três dimensionamentos diferentes, cada um representando uma das abordagens comparadas, todas considerando o mesmo perfil de consumo elétrico do apartamento em questão. Os desenhos de cada um dos projetos bem como as estimativas de geração foram obtidos com auxílio do *software* SAM (System Advisor Model) amplamente utilizado no setor fotovoltaico. A simulação do funcionamento mensal dos sistemas foi realizada em Excel para, principalmente, considerar a geração de créditos e o efeito do custo de disponibilidade.

O levantamento de preços para determinação do orçamento aproximado de cada projeto foi realizado considerando preços atuais de módulos e inversores utilizados e, para os demais componentes, uma estimativa foi feita utilizando coeficientes de custo em função do porte do

projeto. Utilizando esses dados e a simulação dos 25 anos de vida útil dos projetos os dados são organizados em duas frentes que retratam o desempenho energético e o desempenho econômico. Ao final, os diferentes métodos de dimensionamento são comparados para escolha daquele que pode ser considerado o mais adequado deles.

1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é composto por seis capítulos que foram ordenados com o objetivo de promover uma leitura sequencial e ordenada, tentando ao mesmo tempo ser acessível para leigos enquanto esclarece e atualiza o assunto para os já iniciados no tema.

Desse modo, no próximo capítulo, serão abordados itens preliminares como: o recurso solar e sua abundância, o ciclo solar anual, os princípios da energia solar fotovoltaica explicando como funcionam as células e módulos fotovoltaicos.

No terceiro capítulo serão apresentadas as legislações e incentivos fiscais que se referem a geração distribuída, onde se inclui a energia solar fotovoltaica. Este é um ponto importantíssimo pois certas resoluções impactam diretamente a forma de dimensionar projetos de SFCR bem como sua performance econômica.

O quarto capítulo é dedicado a apresentar as três metodologias de dimensionamento de SFCR. Inicia-se pela caracterização física e de consumo elétrico do apartamento onde será implementado o projeto e em sequência apresenta as outras etapas dos dimensionamentos e encerra apresentando um resumo dos projetos produzidos por cada uma das abordagens.

No quinto capítulo serão apresentadas as análises de performance além de explicar em detalhes as etapas percorridas para produção dos dados que alimentam as simulações realizadas. Os parâmetros que influenciam as performances energéticas e econômicas também serão discutidos brevemente.

O sexto e último capítulo expõe as conclusões finais, considerações adicionais além de recomendações para trabalhos futuros.

2. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1. SOL: O MAIOR RECURSO ENERGÉTICO

O Sol é o maior recurso energético disponível à humanidade, e enorme sob qualquer parâmetro (MITEI, 2015). O aproveitamento direto dessa vultosa quantidade de energia, inesgotável na escala de tempo humana, se apresenta como uma das alternativas mais promissoras, capaz de prover significativa parcela da energia necessária para o futuro de modo limpo e sustentável. Essa absurda quantidade de energia torna-se ainda mais admirável ao se perceber que praticamente toda e qualquer outra fonte de energia é, em última análise, originada, derivada ou renovada pelo Sol (CEPEL, 2014).

A cada segundo, o sol transforma mais de quatro milhões de toneladas de sua própria massa, principalmente hidrogênio e hélio, em energia por meio de reações termonucleares que ocorrem em seu núcleo. Assim, neutrinos e radiação solar são enviados em todas as direções do espaço. Uma pequena fração dessa radiação emitida, cerca de meio trilhão, desta energia incide sobre a Terra depois de uma jornada de 150 milhões de quilômetros, que dura pouco mais de oito minutos. (IEA, 2014)

Traduzindo em números a vastidão energética solar, cerca de 885 milhões de TWh atingem a superfície terrestre em um ano. Isso equivale 6.200 vezes a energia consumida globalmente em 2008 (IEA, 2011).

Enquanto as reservas comprovadas de combustíveis fósseis irão durar por aproximadamente 46 anos (petróleo), 58 anos (gás) e 150 anos (carvão) se mantida a taxa atual de consumo (IEA,2010), a energia que recebemos do Sol ao longo de um único ano ela seria capaz de sustentar o consumo energético total por 6 milênios se hipoteticamente pudéssemos coletá-la e armazená-la. Portanto, é fácil perceber o enorme potencial presente no desenvolvimento de tecnologias de geração elétrica baseados em energia solar. A Figura 1, ilustra bem isso.

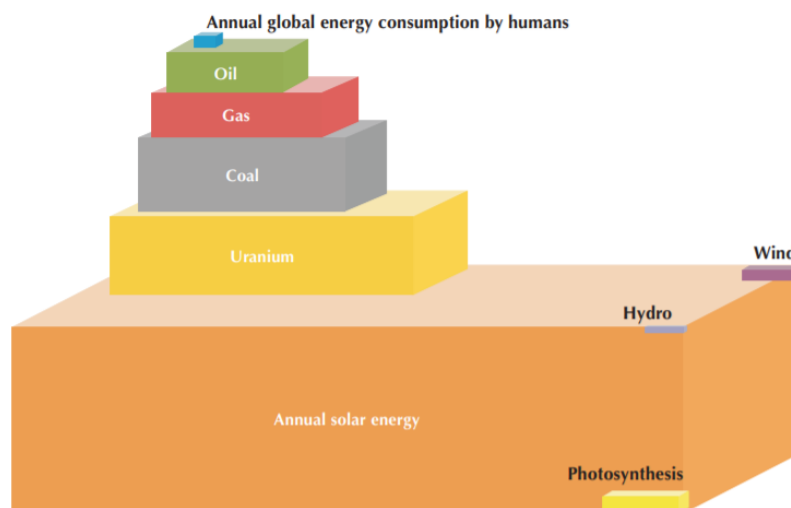


Figura 1: O Recurso Solar em comparação com o consumo global anual e combustíveis fósseis

Fonte: IEA – *Solar Energy Perspectives*, 2011

Além dos números impressionantes outro fator estratégico para alavancar o uso do recurso solar é a sua distribuição. Na escala global, o recurso solar está distribuído de modo extensivo. A Figura 2 exibe um mapa de média de intensidade solar pelo mundo correlacionando histogramas de área terrestre e população humana como função da latitude e longitude.

A sobreposição entre abundância de recurso solar e as áreas mais densamente habitadas é significativa. Onde há pessoas, existe luz solar e potencial para exploração dessa energia. É notável que o coeficiente de variação do recurso solar entre as áreas densamente povoadas seja tão pequeno (próximo de três). Nenhum outro recurso mineral, combustível fóssil ou bons sítios para exploração eólica ou hidrelétrica estão distribuídos tão homoganeamente (MITEI, 2015).

Além disso, também está presente na Figura 2 a relação existente entre recurso solar e PIB *per capita*, baseados em dados de 2011. É possível perceber uma pequena correlação negativa entre esses dois fatores, significando que em termos de potencial de energia solar as nações de economias subdesenvolvidas ou em desenvolvimento não apresentam nenhuma desvantagem, na verdade, apresentam ligeira vantagem.

Pela combinação dessas duas características, enorme potencial energético e ampla distribuição global, a energia solar está mais do que credenciada a tornar-se uma importantíssima fonte de energia, talvez, a principal fonte geradora em termos globais em meados do século atual (MITEI, 2015). Este trabalho está centrado somente na energia solar fotovoltaica, mas existem outras formas de se aproveitar a energia do Sol como, por exemplo, o aquecedor solar e a geração heliotérmica.

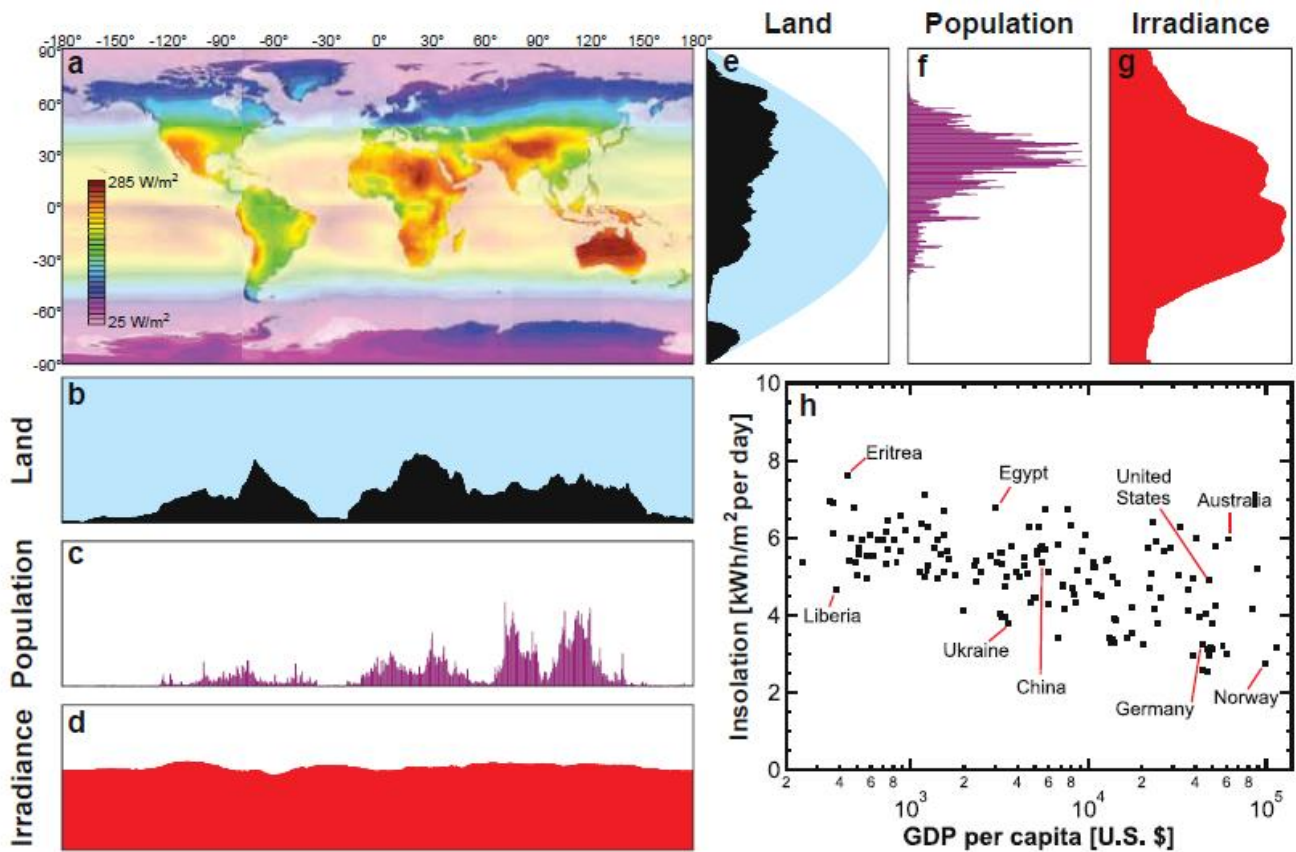


Figura 2: Distribuição Global do Recurso Solar

Fonte: MITEI, *The Future of Solar Energy* 2015

2.2. A RADIAÇÃO SOLAR

O termo Radiação Solar frequentemente é usado de modo genérico ao se falar da energia proveniente do sol. Não raro, ele substitui o termo Irradiação Solar que se refere à quantidade de energia do sol que chega à superfície terrestre durante um certo intervalo de tempo, por unidade de área desta (J/m^2). Uma outra forma de se referir à essa energia é pelo termo Irradiância Solar que consiste num fluxo de potência e que se expressa em termos de energia por unidade de área (usualmente W/m^2) (CPTEC, 2017).

A irradiância solar que atinge o topo da camada atmosférica terrestre é denominada de irradiância extraterrestre. Ela nada mais é que a quantidade de energia solar incidente por unidade de área que é diretamente exposta à luz do sol de modo perpendicular a ele. Seu valor é $1.368 W/m^2$ (durante o equinócio) e normalmente é chamado de constante solar (CEPEL, 2014 e IEA, 2011).

A Terra, ao realizar seu movimento de translação determina o plano da órbita da Terra ao redor do Sol, conhecido como plano da eclíptica. O movimento de rotação, por sua vez, é realizado em torno de um eixo que apresenta uma inclinação fixa de $23,45^\circ$ em relação à perpendicular do plano da eclíptica. Esta inclinação, em conjunto com o movimento de translação dá origem as estações ao longo do ano (EPE, 2016).

Indicativos dessa variação estão presentes no movimento aparente do Sol. Ao meio dia solar, ao longo do ano, verifica-se que o ângulo entre os raios solares e o plano do Equador celeste variam entre $+23,45^\circ$ (21 junho – solstício de inverno no hemisfério Sul) e $-23,45^\circ$ (em 21 de dezembro – solstício de verão no hemisfério Sul). A excentricidade dessa trajetória também produz uma flutuação sazonal no valor da irradiância extraterrestre citada anteriormente. Este ângulo é conhecido como Declinação Solar (δ). Nos dias 21 de setembro e 21 de março temos, respectivamente, os equinócios de primavera e outono no hemisfério Sul. Nessas datas a Declinação Solar é nula indicando que os raios solares estão incidindo paralelamente ao plano do Equador. A Figura 3 mostra vários dos detalhes recém abordados.

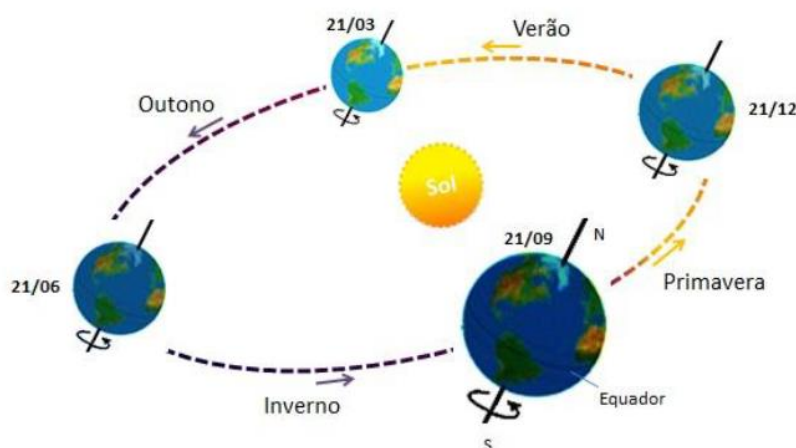


Figura 3: Variações na posição Sol-Terra ao longo do ano

Fonte: CEPEL, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos 2014

Os equinócios marcam datas nas quais a duração do dia é a mesma em qualquer lugar da Terra. Já os solstícios representam as datas em que ocorre a maior disparidade entre a duração de dias e noites. Durante o solstício de verão temos o dia mais longo, enquanto que durante o solstício de inverno verificamos a noite mais longa. As localidades próximas ao Equador terrestre praticamente não experimentam as variações citadas. Conforme aumenta-se a latitude também se acentuam essas variações.

Outro aspecto relevante para compreender a radiação solar é o chamado efeito cosseno. Devido as proporções entre o Sol e a Terra, é possível afirmar que os raios solares atingem a Terra em feixes paralelos, e com uma intensidade praticamente constante numa superfície imaginária perpendicular aos raios, na borda da atmosfera terrestre. No entanto, como sabemos, por conta do formato geodésico do nosso planeta nem toda superfície na Terra é perpendicular aos raios solares o que diminui a insolação num plano horizontal a superfície. As regiões que apresentam maior ângulo de inclinação são aquelas próximas aos polos, ou seja, maior latitude.

Isto pode ser entendido com o apoio da Figura 4, que exhibe um plano paralelo à superfície terrestre numa região de latitude diferente de zero (A) e outra superfície imaginária perfeitamente perpendicular à incidência de raios solares (B). A incidência solar que atinge as duas superfícies é a mesma. Porém, a área da superfície A é maior que a superfície B, fazendo com que a intensidade por unidade de área (irradiância) na superfície A seja menor.

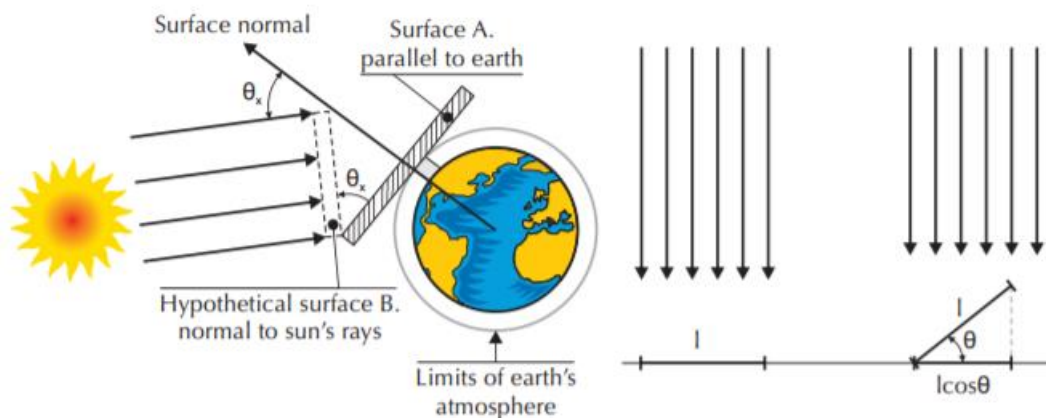


Figura 4: O Efeito Cosseno

Fonte: IEA – *Solar Energy Perspectives*, 2011

Portanto, a irradiância solar varia de acordo com a posição terrestre e o conseqüente ângulo de incidência dos raios solares. Assim sendo, regiões próximas à linha do equador apresentam menor variação da irradiação ao longo do ano, enquanto localidades em grandes latitudes apresentam os maiores valores de irradiação em meses do verão, mas durante o inverno apresentam os menores, de modo que a energia anual total recebida seja menor nas maiores latitudes. Esta variação é retratada na Figura 5 na qual podemos observar tanto os

valores máximos de irradiação (ápice da parábola) bem como a energia total recebida ao longo do ano (pela área sob a curva) considerando o hemisfério Norte.

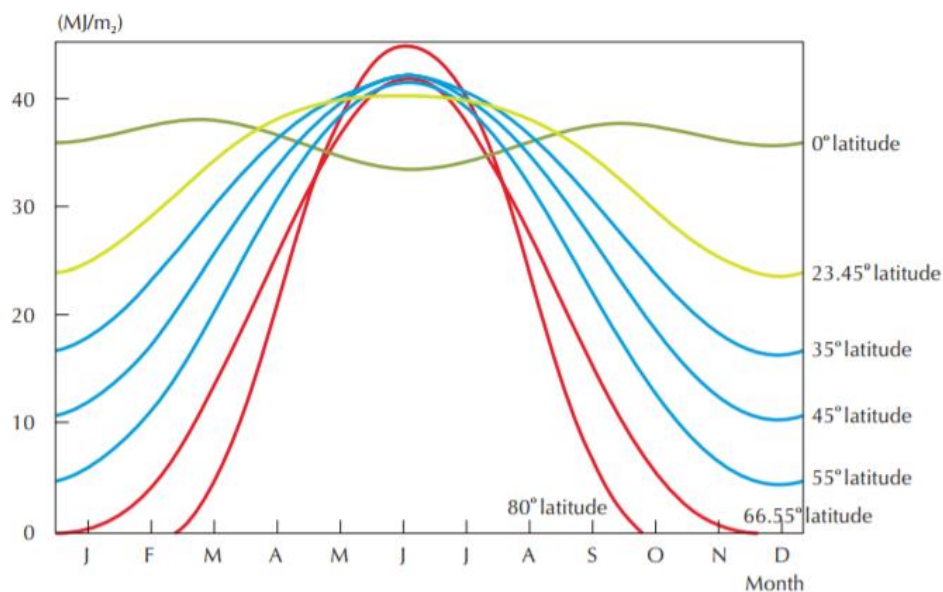


Figura 5: Variação do total diário de irradiação extraterrestre terrestre em função da latitude (Hemisfério Norte)

Fonte: IEA – *Solar Energy Perspectives*, 2011

Além das variações sazonais oriundas dos movimentos da Terra em torno do Sol, a radiação solar incidente na superfície terrestre sofre ainda o efeito da atmosfera. O espectro da radiação solar no topo da atmosfera terrestre (porção em amarelo na Figura 6) praticamente corresponde a radiação de um corpo negro a 5.778 K. No entanto, durante sua passagem pela atmosfera, ocorrem diversas interações com moléculas do ar (principalmente vapor de água, dióxido de carbono e ozônio), fazendo com que parte da luz seja absorvida ou refletida. Dessa forma, a irradiância espectral que atinge a terra é menor (porção em vermelho na Figura 6) (EPE, 2016).

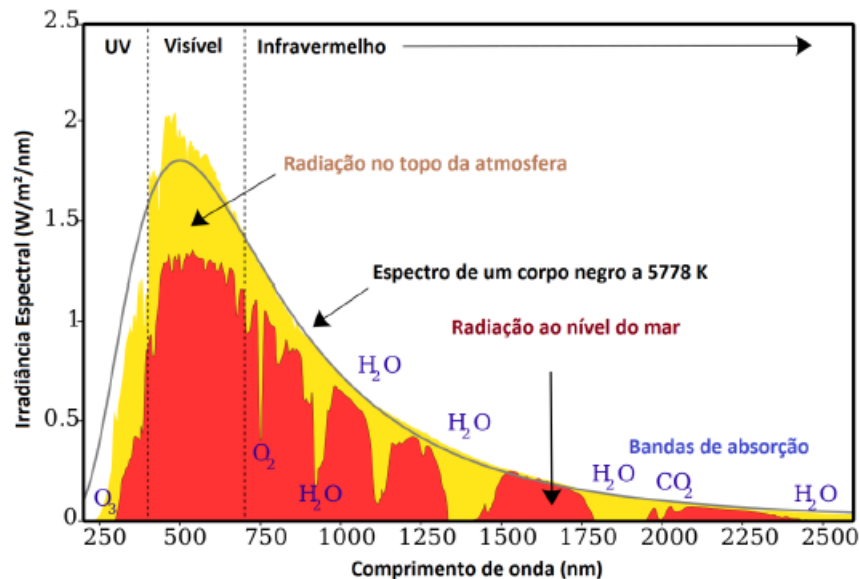


Figura 6: Irradiação Espectral do Sol

Fonte: Adaptado de ASTM, Terrestrial Reference Spectra for Photovoltaic Performance Evaluation, 2012

Conforme dito no início deste tópico a quantidade de energia solar incidente perpendicularmente por unidade de área (a chamada constante solar) equivale a 1.368 W/m^2 . Mas devido às interações dessa energia com moléculas na atmosfera terrestre, temos este número reduzido para algo próximo a 1.000 W/m^2 , isso considerando uma atmosfera limpa, sem nuvens (IEA, 2011). Este valor de referência é utilizado nos testes de módulos fotovoltaicos (apresentado no item 2.6).

Se distribuímos uniformemente esse valor de 1.000 W/m^2 pela superfície total do planeta Terra chegaremos a um resultado de aproximadamente 341 W/m^2 . E nesse contexto se insere o esquema contido na Figura 7. Dessa energia incidente, o equivalente a aproximadamente 79 W/m^2 é refletido por nuvens. Outra parcela praticamente igual é absorvida pela atmosfera provocando aquecimento da mesma. Desse modo somente 184 W/m^2 remanescentes (cerca de 54% do total) atingem a superfície terrestre dos quais ainda 23 W/m^2 serão refletidos pela própria superfície terrestre em função do albedo¹. Portanto, efetivamente, em média homogênea global temos cerca de 161 W/m^2 sendo absorvidos pela superfície terrestre.

¹ **Albedo**, ou coeficiente de reflexão, é a refletividade difusa ou poder de reflexão de uma superfície. Consiste na razão entre a radiação refletida pela superfície e a radiação incidente sobre ela, considerando somente ondas curtas.

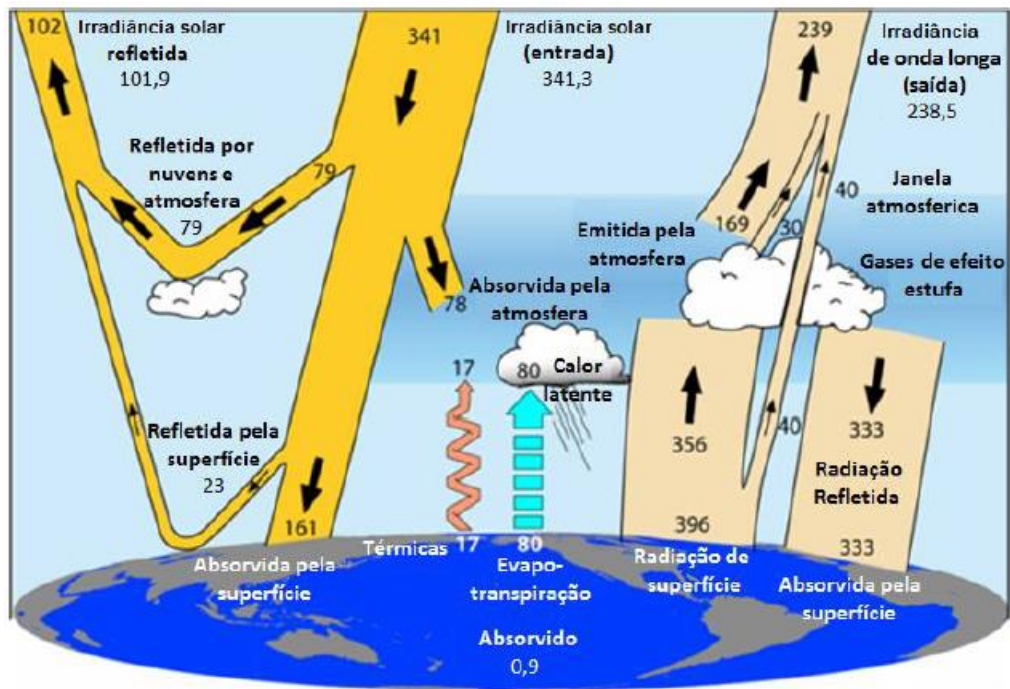


Figura 7: Trajetória e interações da Irradiação Solar na atmosfera terrestre

Fonte: Adaptado de TRENBERTH *et al.*, 2009.

Também é possível caracterizar a radiação que chega até nós em suas componentes. Tendo em mente o aproveitamento fotovoltaico, a parcela de maior interesse é a Irradiação Global Horizontal (GHI), que é a quantidade total de radiação de onda incidente sobre uma superfície plana horizontal ao solo, que idealmente estariam perpendiculares aos raios solares incidentes. A GHI é composta pela Irradiação Direta Normal (HDIR) que provem diretamente do sol, em feixes, e produz sombras de contorno nítido e também pela Irradiação Difusa Horizontal (HDIF), parcela dispersa e atenuada por reflexões em nuvens, poeira, vapor d'água e outros elementos em suspensão na atmosfera. Mesmo num dia totalmente sem nuvens cerca de 20% da GHI correspondem a HDIF (CEPEL, 2014).

Essas são as componentes numa situação hipotética de plano horizontal ao chão, no entanto, se considerarmos um plano não horizontal ao solo, além das duas componentes citadas, é acrescida uma terceira parcela correspondente a reflexões na superfície e nos elementos do entorno, representado pelo albedo na Figura 8.

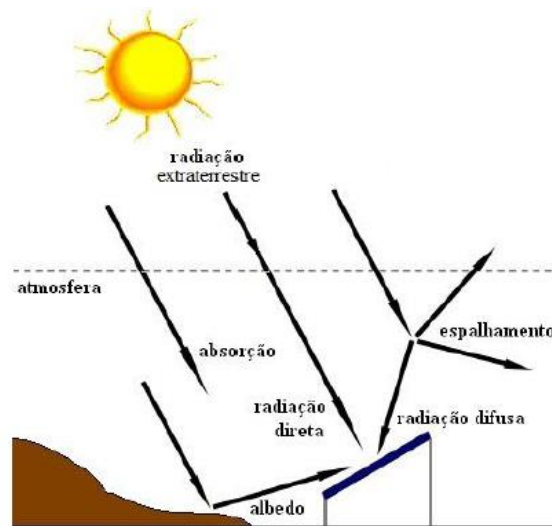


Figura 8: Componentes da Radiação Solar

Fonte: CEPEL, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos 2014

Não seria adequado encerrar este tópico sem mencionar o equipamento mais utilizado nas medições de irradiação solar: o piranômetro. Existem dois tipos de piranômetro: o termelétrico e o fotovoltaico. O piranômetro termelétrico utiliza uma termopilha (associação de termopares em série) como sensor em suas medições. Em sua utilização no campo é necessário aguardar alguns instantes até que o processo de dilatação térmica seja finalizado, estabilizando o resultado informado. Apesar de mais antigo que o fotovoltaico, este modelo continua sendo o mais preciso e, por isso, o mais utilizado. Por outro lado, o modelo fotovoltaico, constituído por uma pequena célula fotovoltaica, apresenta vantagens em relação ao preço e ao tempo de resposta, no entanto não mede a radiação solar refletida. A Figura 9 mostra os dois modelos de piranômetros, à esquerda o termelétrico e à direita, o fotovoltaico.



Figura 9: Piranômetros

Fonte: À esquerda foto própria de piranômetro termelétrico modelo Kipp&Zonen CM3 cedido pela professora Célia Paiva e, à direita, exemplar de piranômetro fotovoltaico obtido em Google Imagens

Por fim, a Figura 10 exibe o recurso solar disponível no território nacional em GHI. Os dados foram originados por pesquisas do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) em alta resolução e foram incluídos na base de dados SWERA (Solar and Wind Resource Assessment) organizada pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory).

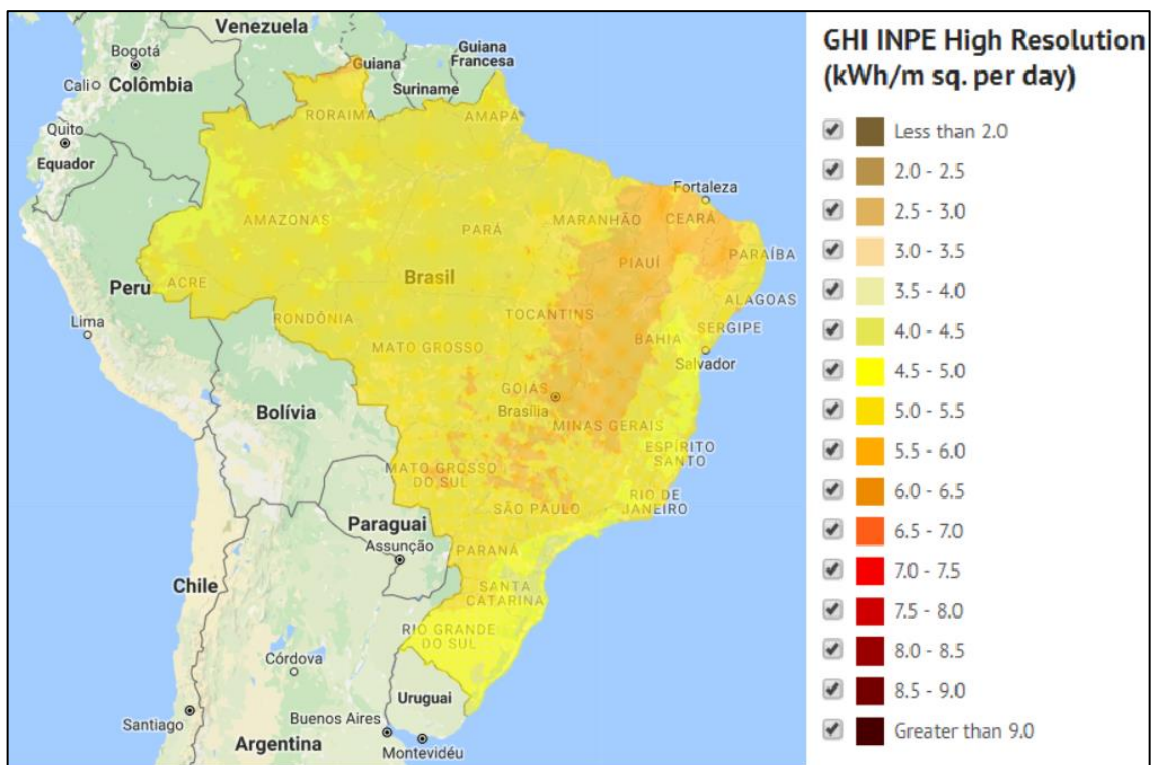


Figura 10: O Recurso Solar Brasileiro GHI

Fonte: INPE & SWERA, disponível em: <https://maps.nrel.gov/swera/>

2.3. ENERGIA FOTOVOLTAICA NA MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL

No decorrer dos últimos anos dois eventos foram decisivos para o crescimento da energia fotovoltaica. Primeiramente, em 2011, após o desastre em Fukushima, a Alemanha anuncia desinvestimentos em energia nuclear pretendendo encerrar as atividades em suas usinas até 2022. Concomitantemente, realiza-se um maciço investimento em energias renováveis que fizeram desse país um dos líderes mundiais em energia solar.

O segundo evento de grande relevância foi o anúncio, realizado pelo governo chinês, de que pretende fazer com que a energia solar seja uma das principais fontes energéticas do país no futuro superando inclusive o carvão. Isto deu início a uma série de subsídios governamentais para que essa nova indústria se desenvolvesse. Como resultado, a China domina a produção mundial de artigos fotovoltaicos (Planète Énergies, 2017).

De acordo com o Instituto Fraunhofer da Alemanha, a capacidade instalada em todo o mundo atingiu 242 gigawatts (GW) no final de 2015. A capacidade atingiu 134 GW em 2013 e 178 GW em 2014, confirmando o crescimento constante das instalações fotovoltaicas, equivalendo a um crescimento médio de 42% ao ano entre 2000 e 2015 (Planète Énergies, 2017). Em relação a previsões, de acordo com a European Photovoltaic Industry Association (EPIA), até 2020, a capacidade instalada solar global poderia atingir entre 396 GW e 540 GW, equivalente a aproximadamente 2,2% da geração de energia global. Considerando dados de 2015, a participação da energia fotovoltaica na matriz energética global era de aproximadamente 1,2%. Este e outros dados são apresentados na Figura 11 (REN 21, 2016).

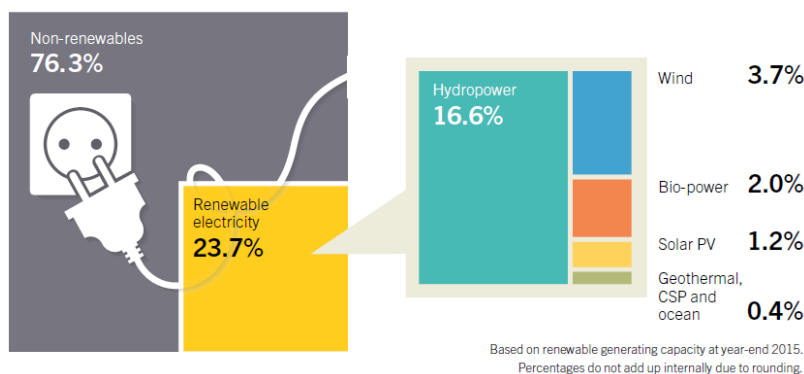


Figura 11: Participação da Energia Fotovoltaica na Matriz Energética Global

Fonte: REN 21, 2016

Também no Brasil percebe-se o aumento da participação solar, que ainda é muito discreta. Dados do Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico emitido pelo Ministério de Minas e Energia referentes a julho 2017 informam que a fonte solar corresponde a 0,2% do total de capacidade instalada. Dados deste boletim estão contidos na Figura 12.

Apesar de sua participação discreta, já apresenta o maior número de usinas de geração distribuída listadas na categoria “Solar GD” em 11.403. Tanto o número de usinas quanto seu crescimento percentual são destaques frente aos demais dados. Dessa forma percebe-se que efetivamente a geração fotovoltaica é a modalidade mais adequada para se integrar à estratégia de incentivo a geração distribuída (ProGD). Os Boletins de Monitoramento do Sistema Elétrico podem ser excelentes para monitorar o crescimento desse mercado na escala nacional.

Fonte	Jun/2016	Jun/2017			Evolução da Capacidade Instalada Jun/2017 - Jun/2016
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	93.649	1.306	98.778	64,6%	5,5%
UHE	88.351	220	93.216	60,9%	5,5%
PCH + CGH	5.298	1.071	5.551	3,6%	4,8%
CGH GD	-	15	11	0,0%	-
Térmica	42.288	3.026	43.253	28,2%	2,3%
Gás Natural	13.036	164	13.018	8,5%	-0,1%
Biomassa	13.372	536	14.133	9,2%	5,7%
Petróleo	10.127	2.221	10.211	6,7%	0,8%
Carvão	3.612	22	3.732	2,4%	3,3%
Nuclear**	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros	150	30	150	0,1%	0,0%
Térmica GD	-	51	19	0,0%	-
Eólica	9.023	491	10.712	7,0%	18,7%
Eólica (não GD)	9.023	439	10.702	7,0%	18,6%
Eólica GD	-	52	10	0,0%	-
Solar	23	11.455	237	0,2%	930,5%
Solar (não GD)	23	52	145	0,1%	531,5%
Solar GD	-	11.403	92	0,1%	-
Capacidade Total sem GD	144.983	4.757	152.848	99,9%	5,4%
Geração Distribuída - GD	-	11.521	132	0,1%	-
Capacidade Total - Brasil	144.983	16.278	152.980	100,0%	5,5%

Figura 12: Matriz de Capacidade Instalada

Fonte: Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico – junho de 2017 - MME

2.4. EFEITO FOTOVOLTAICO

Em meados do século XIX, cientistas realizaram experimentos que desafiaram o modelo ondulatório da luz. Um grupo fundamental de experimentos envolveu a observação do que foi chamado de efeito fotovoltaico, relatado pela primeira vez em 1839 por Edmond Becquerel.

Os cientistas relatavam o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semiconductor, produzida pela absorção da luz. Materiais semicondutores apresentam estrutura intermediária entre a dos materiais condutores e isolantes. Possuem bandas de energia onde é permitida a presença de elétrons (valência e condução) além de outra pequena banda vazia (gap) tipicamente encontrada em materiais isolantes. As bandas desses três materiais estão ilustradas na Figura 13.

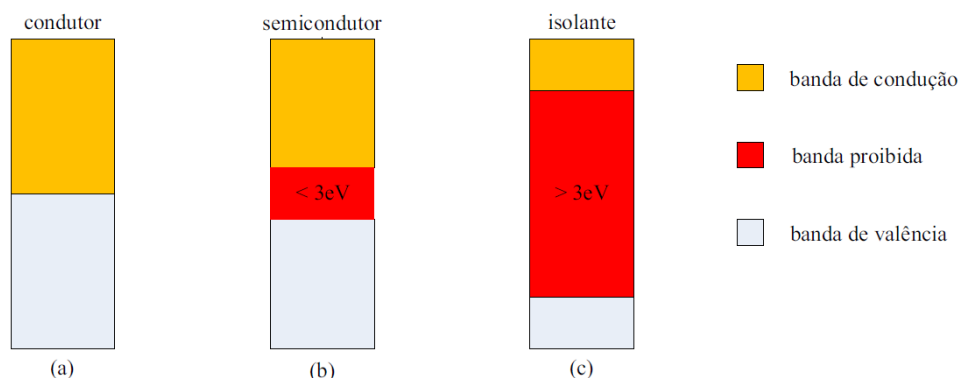


Figura 13: Bandas de Valência, Condução e Gap

Fonte: CEPEL, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos 2014

Na tabela periódica, os elementos semicondutores encontram-se principalmente nos grupos 14 e 16. Além desses, existe um grande número de compostos que também são semicondutores. À zero grau Kelvin, a banda de valência em semicondutores é totalmente preenchida, enquanto a banda de condução se encontra vazia. Já à temperatura ambiente, alguns elétrons encontram-se energizados o suficiente para “atravessar o gap” e chegar na banda de condução. Em função da existência dessas bandas de energia, conforme mais energia é cedida ao material semiconductor (aumento de temperatura) observa-se aumento da condutividade (CEPEL, 2006, EPE, 2016).

Entretanto, essa quantidade de elétrons é pequena, sendo necessário realizar o processo conhecido como dopagem para utilização do semiconductor na produção de energia elétrica.

Esse processo de dopagem tem como objetivo facilitar o fluxo de elétrons, gerando assim eletricidade. Em uma das camadas, facilita-se a liberação de elétrons, enquanto que na outra, a recepção dos mesmos.

Por conta de sua grande disponibilidade, o semiconductor mais usado é o silício. Seus átomos são tetravalentes, significando que precisam realizar quatro ligações covalentes com os átomos vizinho para formar sua rede cristalina típica. Visando facilitar a liberação de elétrons cria-se uma imperfeição na estrutura cristalina do silício do tipo impureza substitucional, que consiste na substituição de um átomo de silício por outro elemento pentavalente (EPE, 2016, CEPTEL 2006).

Desse modo, um elétron estará em excesso, fracamente ligado a seu átomo de origem, necessitando de apenas uma pequena quantidade de energia para ser levado para banda de condução. Diz-se assim, que o fósforo é um “dopante” doador de elétrons e denomina-se dopante N (EPE, 2016, CEPTEL 2006).

Similarmente, porém com o propósito de facilitar a recepção dos elétrons, uma outra imperfeição, (também do tipo impureza substitucional) é realizada em outra camada. Dessa vez, no entanto, busca-se um átomo trivalente de modo que quando este substituir o átomo de silício sobre uma vacância (ou lacuna) para um elétron se alocar. Comumente utiliza-se o boro para essa função. O requisito energético é baixo para que um elétron de um sítio vizinho possa ocupar esta posição, fazendo com que a lacuna se desloque. Diz-se, assim, que o boro é um “aceitador de elétrons” ou um dopante P (EPE, 2016, CEPTEL 2006).

Se, partindo de um silício com elevado grau de pureza, forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, será formado o que se chama junção PN. O que ocorre nesta junção é que elétrons livres do lado N se deslocam para o lado P onde se encontram as lacunas a serem ocupadas. Isto produz um acúmulo de elétrons próximo à interface, no lado P, tornando essa região negativamente carregada, e uma redução de elétrons na região da interface do lado N, o que o torna essa parcela eletricamente positiva (EPE, 2016).

Essas cargas acumuladas formam um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de ainda mais elétrons do lado N para o lado P. Este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico se torna forte a ponto de impedir a movimentação dos elétrons livres remanescentes no lado N (EPE, 2016).

Quando essa junção PN for exposta a fótons com energia maior que o gap, serão criados pares elétron-lacuna. Caso isto ocorra na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas produzindo uma corrente. Se as duas extremidades do fragmento de

silício com dopagem PN forem conectadas por um condutor, haverá circulação de elétrons em corrente contínua. Essa é a base do funcionamento das células fotovoltaicas ilustrado na Figura 14. (EPE, 2016).

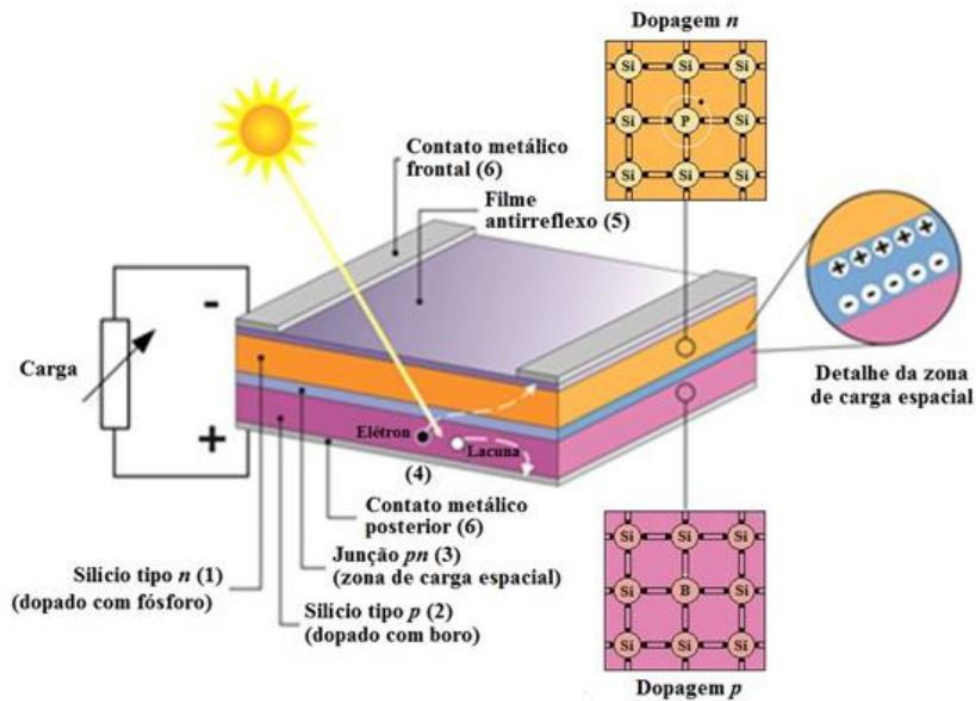


Figura 14: Efeito Fotovoltaico e estrutura básica de célula fotovoltaica

Fonte: MOEHLECKE e ZANESCO, 2005

As experiências realizadas no século passado eram feitas com materiais muito menos sofisticados que as atuais células fotovoltaicas. Mesmo assim, algumas conclusões importantes foram obtidas e servem até hoje pois se referem ao fenômeno fotovoltaico em si.

Os gráficos apresentados pela Figura 15 mostram que abaixo de um limite de frequência (que implica em energia) representado por ν_0 , nenhum elétron é deslocado e, para frequências superiores a ν_0 o número de elétrons emitidos independe da frequência (gráfico a).

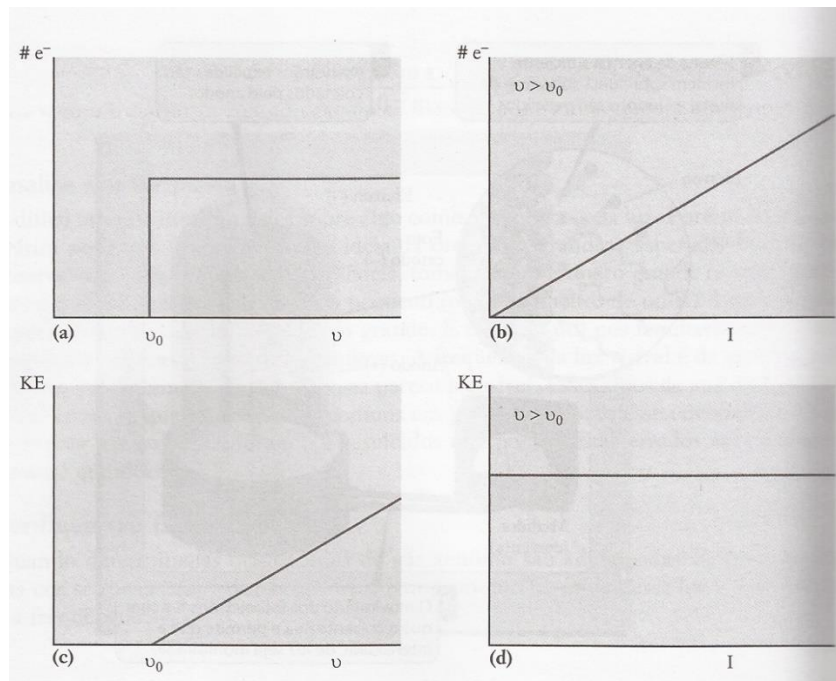


Figura 15: Observações importantes sobre experimentos fotovoltaicos

Fonte: BROWN e HOLME, 2009

Existe correlação positiva entre o número de elétrons emitidos e a intensidade da luz (gráfico b). A energia cinética dos elétrons emitidos aumenta linearmente com os incrementos de frequência (gráfico c) mas é independente da intensidade (gráfico d).

2.5. TECNOLOGIAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Uma vez entendido o princípio de funcionamento das células fotovoltaicas pode-se explorar as diferentes tecnologias disponíveis no mercado e as diferenças entre elas. As tecnologias fotovoltaicas tipicamente são nomeadas em função do principal material fotossensível utilizado.

Em termos de técnica de produção existem dois grandes grupos: a técnica de empilhamento e a técnica de filmes finos. A primeira delas, o empilhamento, é também a mais antiga. Nela, camadas de materiais semicondutores são empilhadas sem a necessidade de um substrato de suporte, mesmo assim, tipicamente, elas são encapsuladas com vistas a proteção do material e de promover resistência mecânica. Já os filmes finos são camadas de material

semicondutor depositadas em material isolante como plástico flexível ou vidro (MITEI, 2015). Vejamos as principais:

2.5.1. SILÍCIO MONOCRISTALINO

As células de silício monocristalino (Mono-Si) são produzidas a partir de um único cristal de silício com elevadíssimo grau de pureza. Os lingotes cilíndricos desse material são fatiados transversalmente em camadas muito finas formando lâminas individuais. Após a individualização, possuem o formato aparado para melhorar a disposição no módulo e são submetidas à dopagem (Portal Solar, 2017 e NEF, 2017).

Os módulos Mono-Si são caracterizados de perto pelos cantos arredondados de cada célula além da uniformidade de sua coloração. Essa é uma das tecnologias mais antigas mas permanece sendo uma das mais caras e mais eficientes. A eficiência das células, e dos módulos conseqüentemente, possui estreita relação com a pureza dos materiais utilizados, algo comum na indústria de alta tecnologia. Tipicamente a eficiência desses módulos está na faixa entre 14 – 21%. Estima-se que a vida útil desses módulos seja de 30 anos.

2.5.2. SILÍCIO POLICRISTALINO

Dentre as tecnologias apresentadas, o silício policristalino (Poli-Si) é o mais produzido em todo o mundo. Eles não passam por processos de crescimento de grão buscando um único cristal, mas sim, são compostos por vários cristais e dessa forma o processo de produção torna-se um pouco mais simplificado o que acarreta redução do preço final do produto. Os módulos Poli-Si apresentam características de desempenho e degradação bastante semelhantes àqueles monocristalino (Portal Solar, 2017; MITEI, 2015).

A principal diferença é a faixa de eficiência que tipicamente está entre 13 – 17% que é acarretada pela imperfeição de borda de grão, o que atrapalha o fluxo de elétrons. Em termos visuais também podem ser identificados pela coloração heterogênea. A vida útil é estimada em 30 anos e a garantia padrão no mercado é de 25 anos com até 80% da eficiência nominal. A Figura 16 apresenta dois módulos, à esquerda, um exemplar de Mono-Si; à direita, Poli-Si.



Figura 16: Exemplos de Módulos de Silício Monocristalino (esq) e Policristalino (dir)

Fonte: Google Imagens

2.5.3. TECNOLOGIA DE FILMES FINOS

Os filmes finos representam os mais recentes avanços em tecnologia de geração fotovoltaica. Esta categoria possui várias ramificações a depender do material que compõe a camada fotossensível. As mais importantes e mais conhecidas são a de Silício Amorfo (a-Si) e Telureto de Cádmio (CdTe).

Dentre as vantagens apresentadas pelos filmes finos estão um processo produtivo mais simples, menor impacto de condições adversas de temperatura, baixa iluminação ou sombras parciais na produção além da flexibilidade que é um diferencial para novas aplicações. A tecnologia baseada em Telureto de Cádmio é uma das mais bem-sucedidas dentre os filmes finos e apresenta relação custo/eficiência próximo à do silício cristalino. A Figura 17 apresenta dois exemplares de módulos de filmes finos.

No entanto, essas tecnologias quase sempre perdem em eficiência (6 – 9%) o que acaba requerendo áreas maiores para alcançar uma determinada meta de geração. Também apresentam degradação mais rápida que as tecnologias de silício cristalino (Portal Solar, 2017 e NEF, 2017).



Figura 17: Exemplos de módulos de Silício Amorfo (esq) e Telureto de Cádmio (dir)

Fonte: Google Imagens

As pesquisas sobre tecnologias fotovoltaicas em busca de incrementos de eficiências são permanentes. Alternativas híbridas e até mesmo tecnologias com polímeros orgânicos estão sendo testadas. Atualmente as tecnologias de silício cristalino são as mais maduras comercialmente e dominam 90% do mercado. Espera-se que este cenário continue válido dentro da próxima década. Apesar desse domínio a expectativa é de que as tecnologias baseadas em filmes finos se tornem competitivas em relação ao preço (MITEI, 2015).

A Figura 18 nos permite observar a evolução das tecnologias fotovoltaicas organizadas em função de suas eficiências ao longo da linha do tempo. Nem todas essas tecnologias já se encontram disponíveis comercialmente, a maioria estão em desenvolvimento, e os resultados são obtidos em laboratório sob condições padrão de teste (STC). Em azul vemos as tecnologias baseadas em silício cristalino enquanto as alternativas tecnológicas de filmes finos estão representadas em verde. É possível observar que ambas tecnologias tiveram origem em meados da década de 70 e evoluíram bastante desde então. Os diferentes símbolos representam sub-classes dentro de cada categoria de tecnologia.

Em roxo vemos as tecnologias híbridas de multicamadas apresentam eficiência muito superior que as demais. Em vermelho temos as chamadas “tecnologias fotovoltaicas emergentes”, a maioria com resultados reportados após o ano 2000 sendo um conjunto daquelas tecnologias que não se assemelham a nenhuma das anteriores.

Best Research-Cell Efficiencies

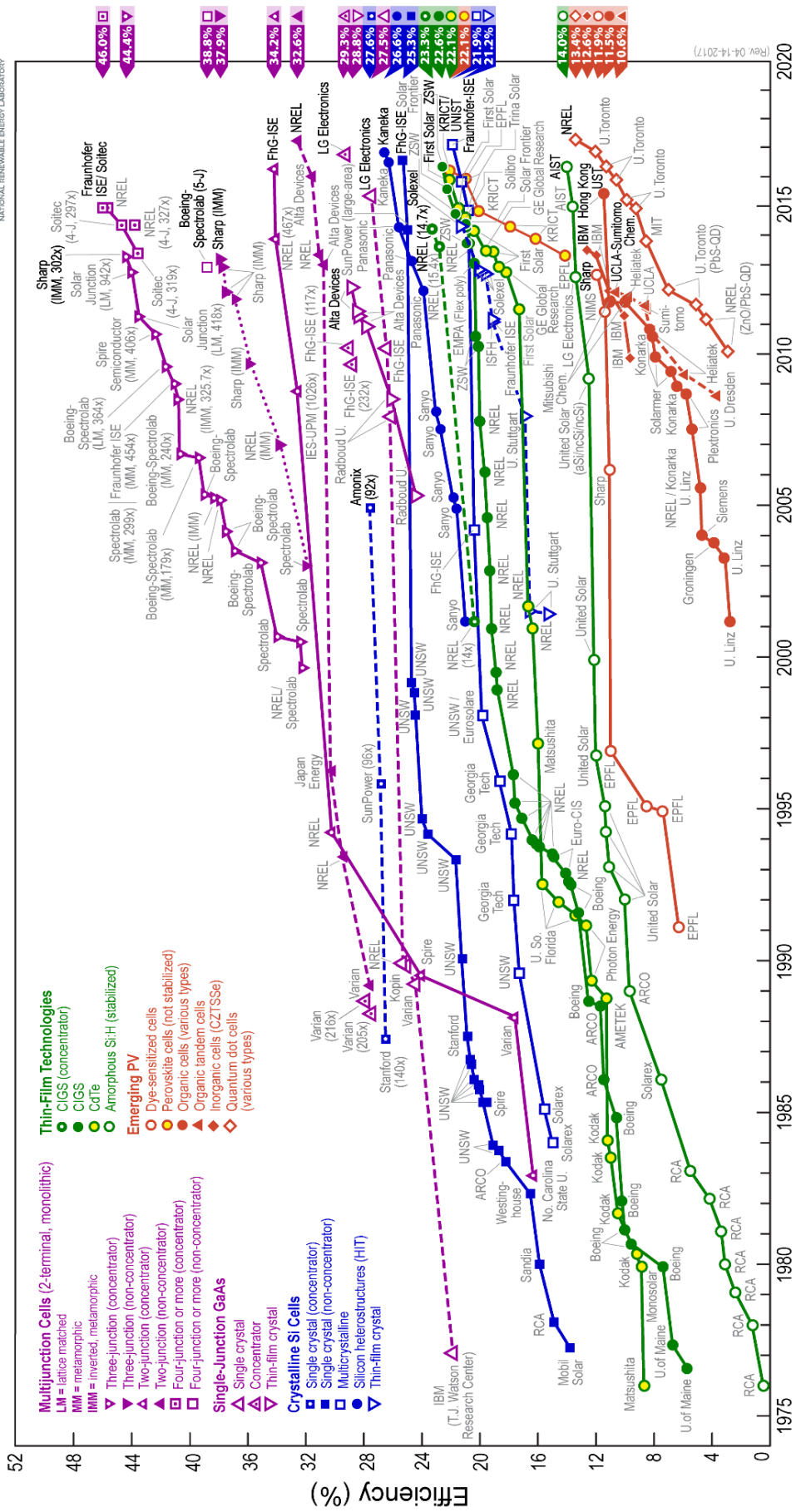


Figura 18: Histórico do desenvolvimento de tecnologias fotovoltaicas e suas eficiências

Fonte: NREL, 2017

2.6. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Ao abordar as tecnologias de geração, há uma referência indireta também aos módulos. Eles são compostos por diversas células encapsuladas na moldura do módulo conforme apresentado pela Figura 19. No caso de módulos policristalinos, em média, encontram-se cerca de 60 células por módulo.

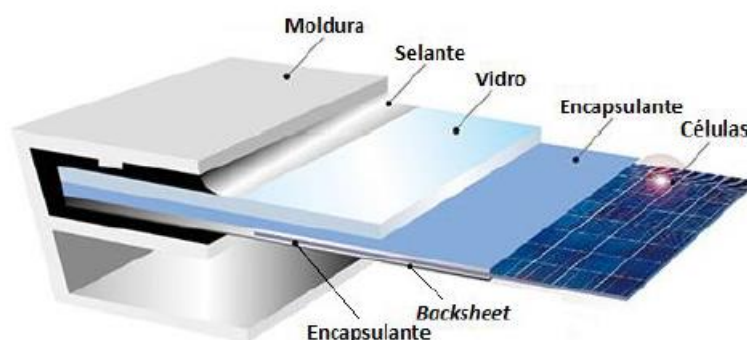


Figura 19: Componentes de um módulo Fotovoltaico de silício cristalino típico

Fonte: EPE, Energia Renovável 2016

Apesar de já haver discutido as tecnologias presentes nos módulos, algumas características importantíssimas destes equipamentos ainda não foram abordadas. Essas são características elétricas ou de instalação que condicionam sua performance, justificando algumas opções de dimensionamento e disposição.

Por exemplo, podemos citar a inclinação e orientação que o painel apresenta em relação ao solo. Para obter o melhor aproveitamento recomenda-se uma inclinação igual à latitude. Essa estratégia de posicionamento maximiza a produção anual para sistemas fixos. No entanto, em função da retenção de poeira e de outros materiais que podem se acumular sobre o painel (provocando perdas de produção) é comum que essa inclinação não seja menor que 10°. As chuvas geralmente são capazes de realizar a maior parte da limpeza necessária dos módulos.

Ainda em relação à inclinação ideal, se considerarmos um sistema isolado a recomendação seria outra. Por sistema isolado entende-se aquele que está desconectado da rede e que deve ser autossuficiente. Nesses casos, são necessárias baterias além de um cuidado maior no preciso cálculo da potência a ser gerada, pois em caso de falha não há alternativa. Para

sistemas isolados são recomendadas inclinações superiores à inclinação latitudinal com o objetivo de maximizar a geração durante o inverno, isto é, a situação mais desfavorável.

A caracterização de um módulo fotovoltaico é feita por meio de testes padronizados reconhecidos pela indústria. O mais conhecido deles é o STC (Standard Test Conditions). Neste teste considera-se irradiância de 1000W/m^2 , distribuição espectral solar de AM 1.5 e temperatura da célula de 25°C . Mas o STC não é o único, é apenas o mais reconhecido dentre eles. Existe, por exemplo o NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) que utiliza parâmetros um pouco diferentes do anterior. No NOCT a condição de irradiância é de 800W/m^2 , distribuição espectral solar de AM 1.5, temperatura de 20°C e velocidade do vento de 1m/s . A Fabricante dos módulos Canadian inclui os dados dos dois testes nas suas fichas técnicas dos produtos.

Um dos principais resultados numéricos desses testes é a determinação da Potência Elétrica de Pico dos módulos que, certamente, é um dos parâmetros mais usuais de classificação de módulos. Os testes também submetem os módulos a uma ampla faixa de tensão elétrica, monitorando continuamente a corrente resultante. Esses pares de dados de corrente (i) em função da tensão (v) produzem um dos gráficos mais importantes em se tratando de módulos fotovoltaicos, a curva I-V. Também é possível determinar a potência em função da tensão, produzindo outro gráfico importante, a curva P-V. As duas permitem identificar o Ponto de Máxima Potência (P_{MP}). A Figura 20 apresenta essas duas curvas, em azul I-V e em vermelho, P-V.

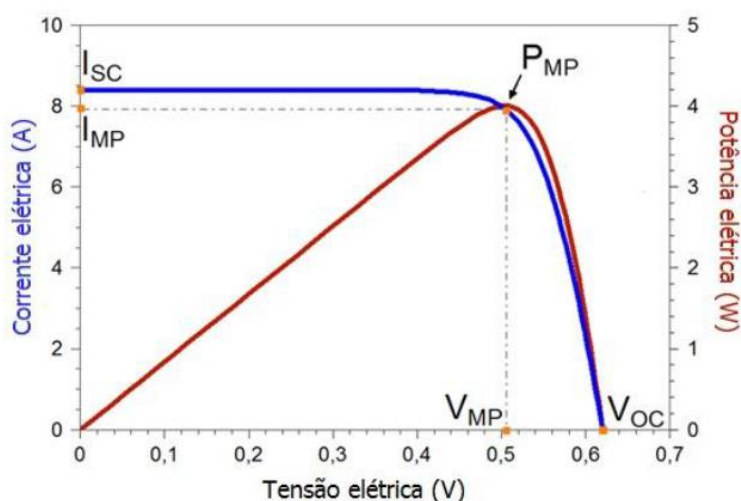


Figura 20: Curvas I-V (azul) e P-V (vermelho)

Fonte: CEPEL, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos 2014

A partir da determinação desse Ponto de Máxima Potência é possível definir valores para os principais parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos como, por exemplo:

- Tensão de Circuito Aberto (V_{OC}): A tensão de circuito aberto é aquela que ocorre quando o módulo está desconectado de qualquer carga de modo a não existir nenhuma corrente elétrica circulando. Representa o máximo valor de tensão que o módulo pode atingir. O valor de V_{OC} pode ser obtido diretamente com auxílio de um voltímetro conectado aos terminais dos módulos.
- Corrente de Curto Circuito (I_{SC}): É a máxima corrente que se pode obter no módulo quando a tensão elétrica em seus terminais é nula. Também pode ser obtida diretamente utilizando um amperímetro ao provocar um curto-circuito nos terminais do módulo.
- Fator de Forma (FF): É a razão entre a máxima potência e o produto $I_{SC} \times V_{OC}$.
- Eficiência (η): Refere-se à eficiência de conversão da energia solar em energia elétrica. Esse parâmetro é calculado pela razão entre a potência elétrica produzida sobre a potência solar incidente.

Outros gráficos adicionais informam como a variação de fatores externos, notadamente, a Irradiância e a Temperatura afetam o funcionamento dos módulos. Os gráficos apresentados na Figura 21 mostram como esses fatores externos redesenham a curva I-V de um módulo típico.

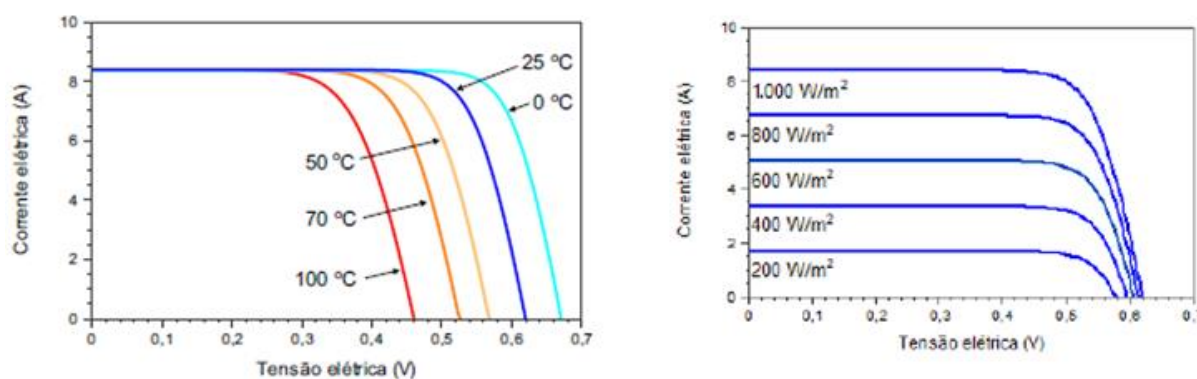


Figura 21: Efeitos da variação da Temperatura e da Irradiância

Fonte: CEPEL, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos 2014

2.7. EVOLUÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO FOTOVOLTAICO

A Lei de Swanson é, na verdade, uma constatação por observação de que o preço dos módulos fotovoltaicos se reduz 20% a cada vez que a quantidade produzida dobra. No ritmo atual isso significa que o preço dos módulos é reduzido à metade a cada 10 anos. Essa “lei” foi nomeada dessa forma em alusão à Richard Swanson, fundador da SunPower Corporation, um importante fabricante de módulos americano. Preços médios das células fotovoltaicas fabricadas em silício foi de 76 dólares/watt-pico em 1977 para 0,36 dólares/watt-pico em 2014. Isso representa uma queda média de 10% por ano durante esse intervalo (FARMER e LAFOND, 2015)

Nacionalmente, pesquisa realizada pela consultoria Greener aponta contínua e acentuada queda de preços dos Sistemas Fotovoltaicos nos últimos 12 meses. Seus dados são apresentados na Figura 22. Verifica-se o padrão de economia de escala de modo bastante explícito uma vez que, em qualquer período considerado, o preço do Wp instalado é significativamente maior para os sistemas menos potentes. Adicionalmente, o comportamento de queda de preços é verificado em sistemas de todos os portes. Somente nos últimos 6 meses registra-se uma variação média de preços de -19% e, se comparado com os preços de um ano atrás, -30%.

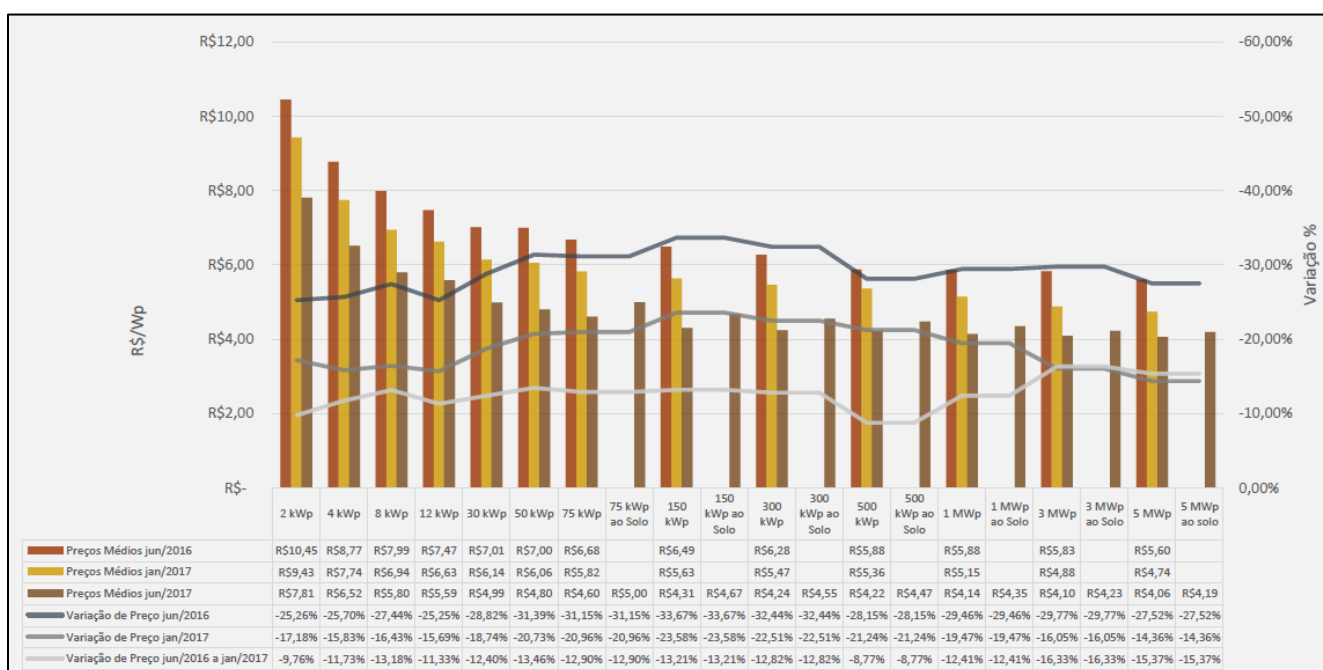


Figura 22: Evolução dos Preços ao Consumidor Final de Sistemas Fotovoltaicos

Fonte: Greener – Análise do Mercado Fotovoltaico, 2º semestre de 2017

3. REGULAMENTAÇÃO E INCENTIVOS PARA SFCR

Qualquer setor da economia se beneficia de legislação específica que estabeleça com clareza as regras do jogo, definindo os limites para atuação privada no setor. Isso promove segurança jurídica que se traduz em segurança para pequenos ou grandes investimentos. Dessa forma, em 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) foi criada como autarquia para regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, estando vinculada ao Ministério de Minas e Energia (Portal Brasil, 2016). Dentre suas atribuições de maior relevância estão a elaboração de normas disciplinadoras para o setor elétrico e a fiscalização das mesmas (IDEC, 2013).

Em prol da clareza das regras, considera-se extremamente importante entender como as resoluções da Aneel e outros incentivos econômicos impactam diretamente o dimensionamento. Por esse motivo este capítulo será dedicado a apresentar as resoluções específicas deste setor e seus incentivos econômicos e também a explicar o conceito de Geração Distribuída, suas vantagens e seus desafios.

3.1. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O termo Geração Distribuída (GD) é uma referência genérica à um tipo de geração elétrica que ocorre em usinas não convencionais, caracterizadas tanto pelo seu porte, menor em termos de potência instalada e produção, quanto por sua localização, alocados nos próprios pontos de consumo e integrados com o ambiente urbano.

A GD oferece algumas vantagens ao setor elétrico, visto que a disposição de unidades geradoras próxima à carga permite a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica além de possibilitar o adiamento de investimentos relativos a expansão do parque gerador centralizado e/ou em subestações de transformação e em capacidade adicional para transmissão (OLADE, 2011). O tempo de implementação inferior àquela praticada na geração tradicional (CONGEN, 2013) bem como contribuições à estabilidade do sistema elétrico são aspectos positivos da expansão da GD (INEE, 2011).

A sociedade também se beneficia por meio da geração de empregos e do aquecimento de um mercado específico de GD. Como consumidora de energia aproveita os benefícios advindos da diversificação do mix da geração elétrica que eleva a segurança do suprimento energético e também pelo fato de que a eletricidade produzida via GD custar menos para o consumidor final (BARBOSA e AZEVEZO, 2013).

O meio ambiente também é impactado positivamente se essa geração distribuída é baseada em fontes renováveis não poluidoras. Destaca-se especialmente a redução das emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE).

Existem algumas desvantagens advindas da disseminação da GD. Algumas delas são a maior complexidade nos procedimentos de manutenção (no que se refere as medidas de segurança necessárias) e também maior complexidade no que se refere ao planejamento e operação do sistema elétrico (BARBOSA e AZEVEZO, 2013).

Tal aumento de dificuldade na operação do sistema elétrico deve-se, principalmente, ao caráter variável das fontes solar e eólica, isto é, à sua característica intrínseca de serem “não-despacháveis”, significando que a geração instantânea de usinas deste tipo não são um parâmetro controlado pelo operador. Esta é uma característica dessas fontes de energia, independentemente de se tratar de uma usina convencional ou em geração distribuída.

Muita controvérsia existe a esse respeito. Esse é um ponto que muitos detratores das energias renováveis variáveis (VRE na sigla em inglês) utilizam para atacar essas alternativas energéticas. Sobre essa temática, especificamente, a Agência Internacional de Energia (IEA) publicou neste ano de 2017 o documento *Getting Wind and Sun into the Grid* cujo primeiro capítulo é dedicado integralmente a diferenciar mitos da realidade sobre a integração dessas fontes de energia no sistema elétrico. Este relatório, que não é muito extenso, é leitura obrigatório para os interessados no assunto.

3.2.RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N°482/2012

O incentivo inicial à GD surgiu nos EUA com as mudanças na legislação, iniciadas pelo *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) em 1978 e ampliadas em 1992 pelo *Energy Policy Act*, com a desregulamentação da geração de energia (BARBOSA e AZEVEZO, 2013). A Resolução Normativa da Aneel nº 482/2012 é considerada o primeiro e principal marco regulatório para o setor de geração distribuída em território nacional. Com 12 páginas e

16 artigos essa resolução estabeleceu a base legal para geração distribuída no Brasil, na qual a fotovoltaica é uma das modalidades possíveis de geração. Os próximos itens trarão os pontos mais relevantes desta resolução.

3.2.1. CLASSIFICAÇÃO DE SISTEMAS GERADORES

Em seu artigo segundo inciso número dois, nos próprios termos da resolução, fica definido que será classificado como microgeração distribuída a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Com redação idêntica à anterior, o inciso três, define os limites de 100 kW e 1 MW para minigeração distribuída. Destaque-se que somente a geração elétrica proveniente de fontes renováveis é elegível como mini ou microgeração distribuída.

3.2.2. LIMITAÇÃO DA POTENCIA INSTALADA

Com vistas a minimizar o risco de dano à rede elétrica as potências instaladas das unidades geradoras foram limitadas. No tocante aos consumidores de baixa tensão, como é o caso dos consumos residenciais, a potência fica limitada à carga instalada na unidade. Tal medida encontra-se no segundo capítulo que trata do acesso aos sistemas de distribuição, mais precisamente, artigo 4º, parágrafo 1.

É interessante perceber que a motivação por detrás desta regulamentação possui caráter marcadamente de segurança uma vez que não há qualquer estímulo ou benefício econômico, para o consumidor-gerador, em descumpri-la. Se optasse por assim fazer, terminaria gerando créditos que nunca seriam compensados uma vez que sua geração seria sempre superior ao seu consumo. Dimensionar a central geradora de modo garantir que os créditos gerados sejam efetivamente consumidos é um balizador importante quando inserido num ambiente de crédito de energia. O super-dimensionamento além desse limite muito provavelmente provocaria ineficiência econômica.

3.2.3. SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

O capítulo 3 da resolução é dedicado ao sistema de compensação de energia elétrica. Ele fica definido como sendo o sistema no qual a energia gerada pela unidade consumidora com mini ou microgeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa.

Para os consumidores de baixa tensão esse mecanismo é bastante simples uma vez que é aplicada a tarifação em função do consumo, sem distinção quanto ao horário de ponta. Dessa forma, toda a energia ativa, em watts, injetada na rede pelo sistema gerador de uma unidade consumidora, é emprestada gratuitamente à distribuidora local e posteriormente compensada sobre o consumo de energia elétrica ativa, também em watts. Esse sistema é conhecido como *Net Metering*.

Essa compensação energética pode ser realizada na própria unidade geradora ou em outra, desde que ambas possuam a mesma titularidade (CPF ou CNPJ) e estejam na área de atuação da mesma empresa distribuidora de energia. Este crédito de energia possui prazo de 36 meses para ser utilizado. A Figura 23 mostra como funciona a dinâmica da compensação energética num dia típico. Enquanto os painéis não estão produzindo todo consumo residencial será suprido pela rede e durante o período de produção todo o excedente não consumido é enviado ao sistema elétrico.

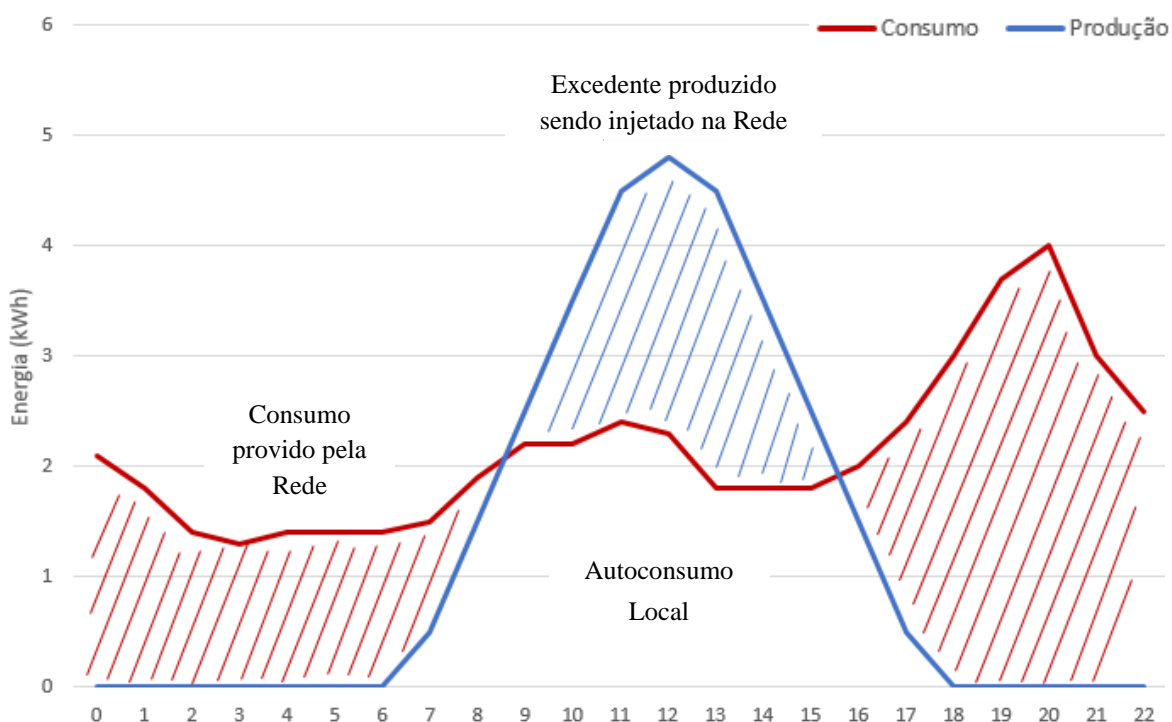


Figura 23: Sistema de Compensação de Energia na escala diária

Fonte: Produção própria

Por sua vez, a Figura 24 apresenta a compensação de créditos ao longo dos meses do ano. Em alguns meses, quando a produção superar o consumo, serão gerados créditos a serem gastos nos meses em que o inverso ocorrer. Geralmente, esses créditos são gastos nos meses de maior consumo, o que no Brasil corresponde aos meses de verão.

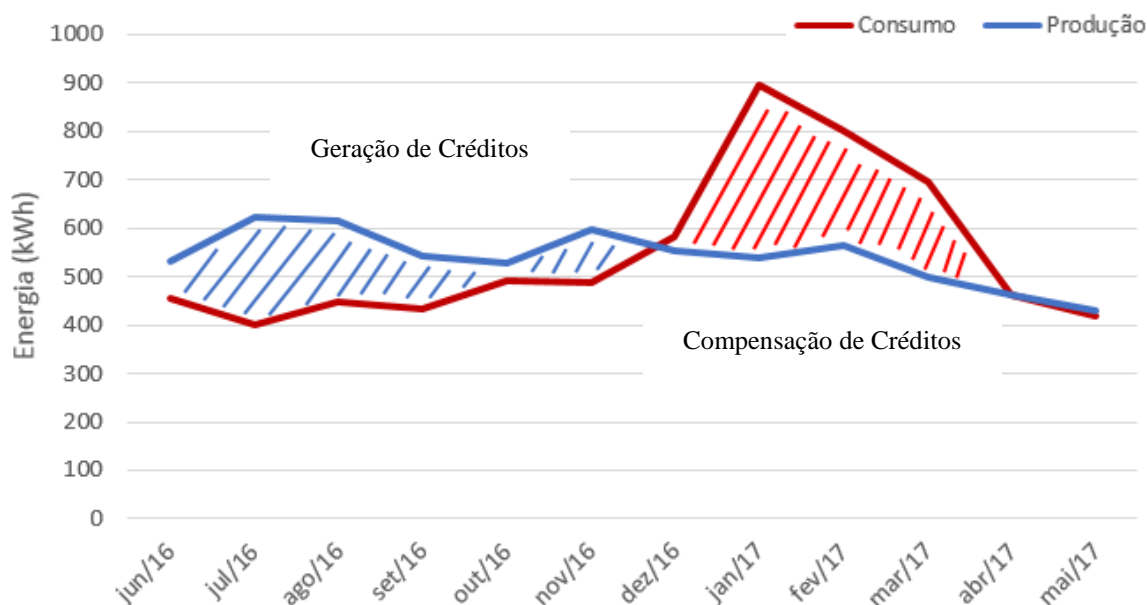


Figura 24: Sistema de compensação de energia na escala anual

Fonte: Produção própria

Já a compensação para os clientes abastecidos em tensão maior ou igual a 2,3 kV (grupo A) é um pouco mais complexa. Por conta da variação do custo da energia quanto ao horário de ponta de demanda, o artigo 7º estabelece que a compensação dos créditos deve ser dar prioritariamente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários observando-se a relação dos diferentes valores das tarifas de energia (TE's) nos diferentes postos tarifários a serem compensados.

Ponto importante da regulamentação referente à geração distribuída é o pagamento mínimo definido no inciso I do artigo 7º desta resolução. Para os consumidores em baixa tensão (grupo B), deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade.

As definições acerca do custo de disponibilidade são originárias de resolução anterior, especificamente, a Resolução Aneel 414/2010. A seção V é dedicada inteiramente a este assunto e o artigo 98 o define como o valor em moeda corrente equivalente a:

- 30 kWh, caso seja um sistema monofásico;
- 50 kWh, caso seja um sistema bifásico;
- 100 kWh caso seja um sistema trifásico.

O custo de disponibilidade deve ser aplicado sempre que o consumo medido ou estimado for inferior aos referidos acima. A mesma resolução ainda confere às unidades consumidoras classificadas nas Subclasses Residencial Baixa Renda desconto no custo de disponibilidade.

O resultado prático deste ponto da resolução 482 é que não é possível zerar a conta de luz de uma residência mesmo que a geração supere o consumo em um determinado mês. Mais precisamente, enquanto este artigo vigorar nos moldes da redação atual, este será o valor mínimo a ser pago impossibilitando a conta nula.

Ponto central deste trabalho é entender como as regulações estabelecidas pela ANEEL impactam as estratégias de dimensionamento. Uma vez apresentados os conceitos de Sistema de Compensação Energética e de Custo de Disponibilidade (CD) resta entender o efeito cumulativo destes dois fatores. Alguns exemplos hipotéticos para uma residência trifásica podem ajudar.

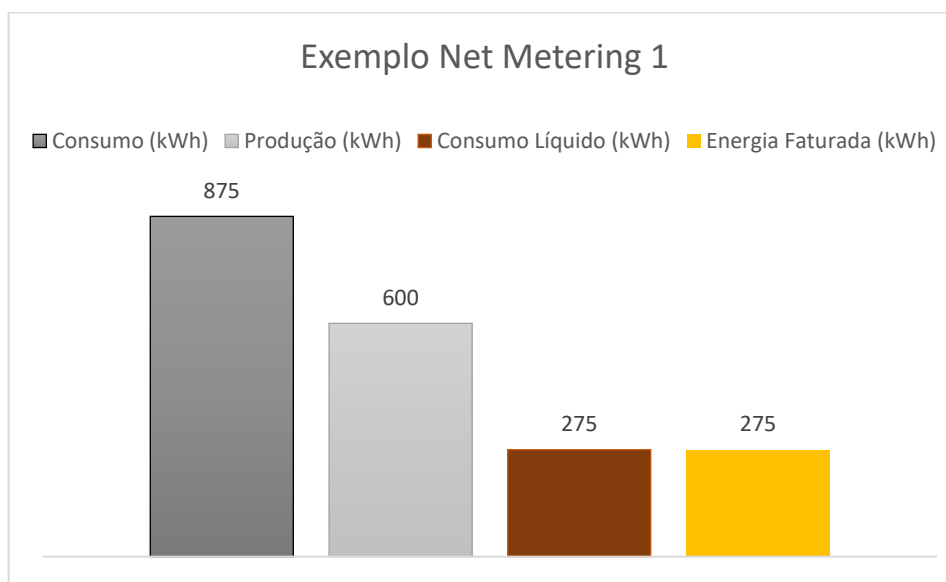


Figura 25: Consumo Líquido Positivo, superior ao CD

Fonte: Produção Própria

Este primeiro exemplo contido na Figura 25 retrata os casos em que a Produção elétrica do SFCR é inferior ao Consumo elétrico de modo que o Consumo Líquido é superior ao mínimo estabelecido pelo CD. O Consumo Líquido nada mais é que o Consumo descontado da Produção, num determinado mês. Sempre que o Consumo Líquido for superior ao CD a Energia Faturada presente na conta de luz será exatamente o Consumo Líquido. Nesses casos é dito que existe paridade entre a energia consumida e a energia faturada. Mas nem sempre tal paridade é alcançada. E quando isto não ocorre temos uma ineficiência (pelo menos do ponto de vista econômico).

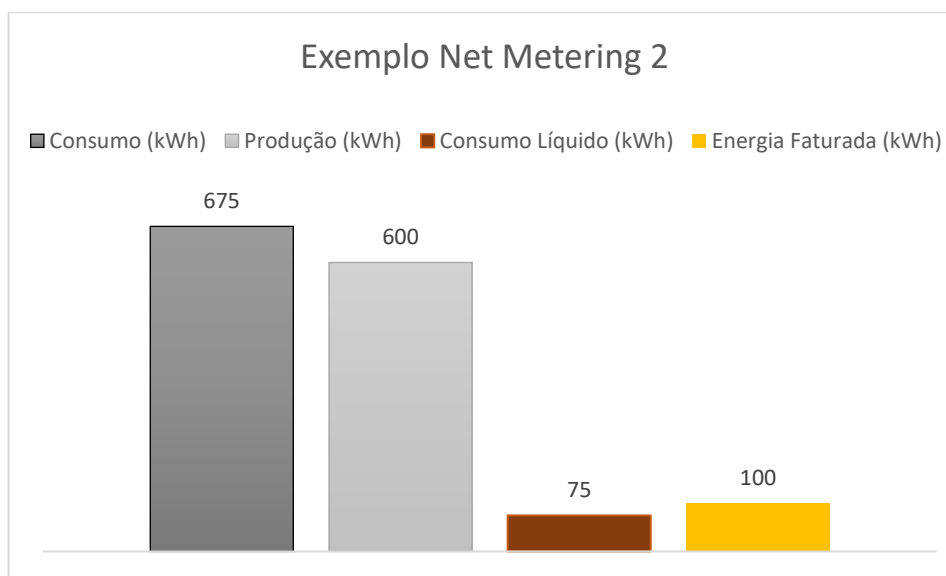


Figura 26: Consumo Líquido Positivo, inferior ao CD

Fonte: Produção Própria

Neste segundo exemplo da Figura 26 também temos um caso em que a Produção elétrica do SFCR é inferior ao consumo elétrico, mas com uma sutil diferença, não há paridade entre a Energia Faturada e o Consumo Líquido. Isso ocorre porque desta vez o Consumo Líquido é menor que o valor mínimo definido pelo CD. Pode-se entender qualquer diferença entre Consumo Líquido e Energia Faturada como Produção Desperdiçada. No caso do exemplo retratado na Figura 26 teríamos um desperdício de produção de 25kWh que foram produzidos pelo próprio SFCR mas que foram cobrados como se fossem provenientes da rede elétrica da distribuidora.

A nomenclatura aqui utilizada (referente à “Produção Desperdiçada”) pode parecer demasiadamente forte, no entanto, é justificada uma vez que qualquer produção adicional que reduza o Consumo Líquido para níveis inferiores àqueles estipulados pelo Custo de Disponibilidade não irá produzir nenhum benefício econômico ao usuário-gerador pois não reduzirá as faturas do mês corrente. E, só irá gerar créditos para meses futuros se a Produção for superior ao Consumo (que não é o caso deste exemplo). Com este exemplo deseja-se retratar uma situação na qual nem toda energia produzida significa benefício econômico ao usuário-gerador.

Perceba que essa noção de desperdício na fatura possui analogia com residências tradicionais, que não participem da GD. Por óbvio, como não há geração alguma, o Consumo Líquido seria idêntico ao Consumo e a paridade a ser observada seria entre consumo realizado e energia faturada. Imagine-se que todos os moradores da casa se ausentaram por um mês inteiro de modo que o consumo não foi significativo, ou ainda, que um imóvel possui para

locação esteja sem nenhum inquilino, ainda assim seria pago o valor em reais equivalente ao CD.

É fácil perceber nesses casos que do ponto de vista do consumidor o pagamento de uma energia que foi faturada, mas não foi consumida significa desperdício de dinheiro e isso também vale para residências que possuam SFCR.

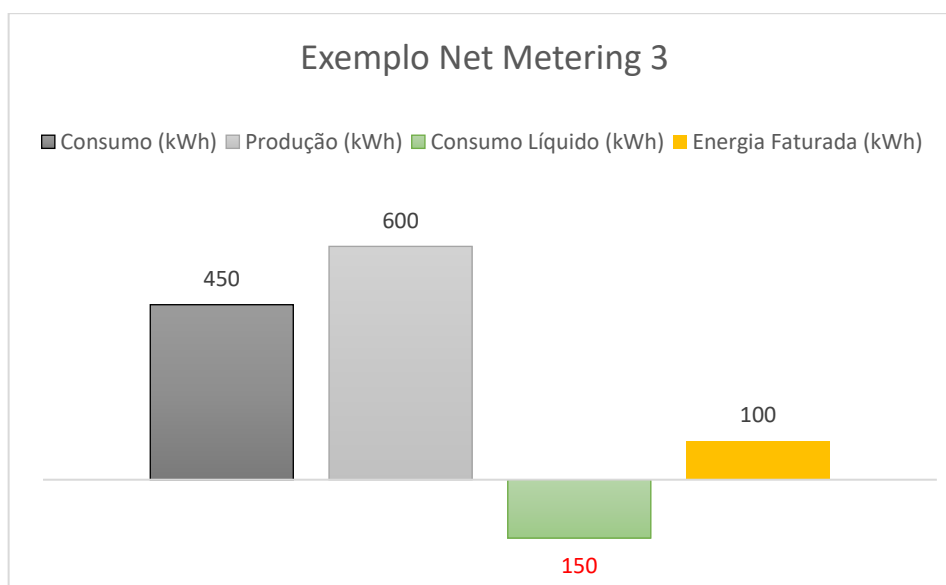


Figura 27: Consumo Líquido Negativo, Geração de Créditos e pagamento de CD

Fonte: Produção Própria

Finalmente, na Figura 27 temos um caso no qual a geração supera o consumo mensal. Mantendo-se a convenção dos exemplos anteriores, o Consumo Líquido negativo é somente um indicativo de que não há, efetivamente, consumo a ser cobrado e que ao longo desse mês o SFCR injetou mais energia na rede do que consumiu dela.

Novamente, como no exemplo da figura 26, não há paridade entre Consumo Líquido e Energia Faturada, mas por outro lado, houve geração de créditos para os próximos meses. Mas é importante perceber que a própria geração de créditos ocorre concomitante ao pagamento do valor mínimo do CD, precificando a geração de créditos.

Também vale ressaltar que dimensionar a central geradora de modo garantir que os créditos gerados sejam efetivamente consumidos é um balizador importante quando inserido num ambiente de crédito de energia. Se a situação retratada neste terceiro exemplo se repetir em todos os meses do ano teremos ainda mais desperdício. Esse seria um indicativo típico de sistema superdimensionado.

A “lição” aprendida desses exemplos é que se estamos obrigados a um pagamento mínimo por conta do Custo de Disponibilidade, seria melhor que efetivamente utilizássemos este montante de energia que compulsoriamente temos que comprar da distribuidora todo mês. Do contrário, não estaríamos fazendo o melhor uso dos recursos financeiros que dispomos. Como veremos no capítulo sobre dimensionamentos, esse gerenciamento sobre o CD é o que diferencia as metodologias de dimensionamentos de SFCR.

3.2.4. PRAZO PARA O PARECER DA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA

No final de seu capítulo IV, no artigo 10º, a resolução 482 estabelece que a distribuidora de energia deve adequar o sistema de medição e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica dentro do prazo para aprovação do ponto de conexão conforme os procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

À época da resolução 482 este documento que também é elaborado pela Aneel estava em sua 4ª revisão e o prazo previsto era de 60 dias para microgeração e 90 dias para minigeração.

3.3.RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº687/2015

A Resolução Normativa 687/2015 da ANEEL visou aprimorar o que foi estabelecido na resolução 482 em 2012. A grande maioria dos artigos originais da 482 teve sua redação alterada de modo a tornar a linguagem mais precisa e também ocorreram diversas inclusões, notadamente no primeiro capítulo que dispõe das disposições preliminares. Resoluções são publicadas já com previsão de revisão e, nesse caso, vale destacar que a revisão foi realizada dentro do prazo previsto pela mesma. Em seguida serão apresentados os principais pontos de melhoria e alterações trazidos pela revisão de 2015.

3.3.1. CLASSIFICAÇÃO DE SISTEMAS GERADORES

Como dito anteriormente o capítulo I das disposições preliminares, que abarca diversas definições, foi bastante alterado. Uma dessas alterações concerne à classificação dos sistemas geradores. Atualmente as microgerações são aquelas com potência instalada menor que 75kW enquanto as minigerações estão compreendidas entre 75kW e 5MW.

A alteração mais significativa foi a expansão do limite superior para as minigerações possibilitando que empreendimentos maiores se qualifiquem como geração distribuída e também expandindo o potencial da própria geração distribuída em si. A nova redação cita explicitamente que a geração deve ser a partir de fontes renováveis em contraste com a redação anterior que buscava enumerar as fontes permitidas.

3.3.2. NOVAS MODALIDADES PARA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

- Múltiplas Unidades Consumidoras: Condomínios, situados em mesma área ou área contígua, com o sistema gerador instalado em área comum, onde as unidades consumidoras do local e a área comum do condomínio sejam energeticamente independentes entre si estão formalmente autorizadas a produzir créditos energéticos para serem divididos entre os condôminos participantes e a área comum do empreendimento. Nessa modalidade não é necessário estabelecimento de nenhum consórcio adicional pois o próprio condomínio possui CNPJ elegível para ser responsável pelo sistema gerador. Faculta ao responsável pelo sistema estabelecer as proporções de participação que cada condômino participante terá sobre os créditos gerados.
- Geração Compartilhada: Diferentes consumidores (CPF ou CNPJ) podem se associar via consórcio ou cooperativa para gerar e administrar créditos energéticos em uma terceira localidade, desde que todos estejam incluídos na área de concessão de uma única distribuidora de energia.
- Autoconsumo Remoto: Nesta categoria enquadram-se os consumidores (CPF ou CNPJ) que possuem mais de uma unidade consumidora, de mesma titularidade e ambas localizadas dentro da mesma área de concessão à uma distribuidora, e que queiram gerar em uma localidade e utilizar sus créditos em unidade diferente daquela geradora.

3.3.3. CLASSIFICAÇÃO DE SISTEMAS GERADORES

Certamente uma das alterações mais positivas para os que pretendem utilizar o sistema de compensação de energia elétrica é a expansão do prazo de utilização dos créditos energéticos. No capítulo III, o primeiro parágrafo do artigo 6º foi alterado e atualmente os créditos vigoram por 60 meses ao contrário dos 36 meses previstos na resolução anterior.

3.3.4. PRAZO PARA O PARECER DA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA

Com o objetivo de conferir mais agilidade na etapa burocrática a nova revisão do PRODIST reduziu significativamente os prazos que as distribuidoras possuem para dar seu parecer e iniciar o sistema de compensação de energia. Vigoram, hoje, prazos de 15 dias para microgeração e 30 dias para minigeração. A Tabela 1 apresenta resumidamente as principais alterações que ocorreram após a revisão de 2015.

Aspecto	RES 482/2012	RES 687/2015
Classificação de Sistemas Geradores	Microgeração (< 100kW) Minigeração (100kW – 1MW)	Microgeração (< 75kW) Minigeração (75kW – 5MW)
Prazo de Vigência dos Créditos Energéticos	36 Meses	60 Meses
Prazo Para Distribuidora de Energia	Microgeração (30 dias) Minigeração (90 dias)	Microgeração (15 dias) Minigeração (30 dias)

Tabela 1: Comparativo de alterações entre as resoluções 482 e 687

Fonte: Produção própria

Além dos pontos prioritariamente destacados acima, essa resolução também define outros aspectos muito importantes para estabelecimento de novos modelos de negócio. Fica vedada a divisão de uma central geradora em outras de menor porte para que se enquadre nos limites de mini ou microgeração bem como a venda de créditos energéticos por parte dos consumidores geradores a outrem e, no caso de geração remota em área locadas, que caracterize a relação de cobrança de mensalidade em proporção. Tais configurações não haviam sido previstas originalmente pela RES 482.

3.4.LEI FEDERAL 13.169/2015

A lei 13.169/2015 estabelece duas medidas de redução de tributos federais que foram classificadas como positivas para o segmento da energia solar. A primeira dessas medidas torna oficial a cobrança do PIS e COFINS apenas sobre o líquido de energia consumida em unidades com micro e mini geração distribuída, ou seja, a equivalência do crédito de energia é total incluindo os impostos.

Segundo Rodrigo Sauaia, diretor executivo da ABSolar - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica em entrevista concedida ao Portal Solar, tal medida representa um ganho de 8% de competitividade para os sistemas de mini e micro geração. Para ele “essa medida traz segurança jurídica de que incidirá apenas a alíquota sobre o montante líquido consumido de energia, a parcela compensada com geração própria não será tributada” (Portal Solar, 2015).

A segunda medida possui caráter mais estratégico pois se destina ao setor industrial. Ela reduz diversos tributos (PIS/COFINS e IPI) que incidem sobre os bens de produção (maquinários e equipamentos) utilizados na fabricação de componentes utilizados nos projetos fotovoltaicos. A contrapartida por parte dos beneficiários desta medida é investir em programas de P&D relacionados à indústria fotovoltaica.

3.5.CONVÊNIOS DO CONFAZ SOBRE ICMS

Compete ao CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária promover a celebração de convênios, para efeito de concessão ou revogação de isenções, incentivos e benefícios fiscais (CONFAZ). Data de 1997 a primeira ação deste conselho que impacta o setor fotovoltaico. Por meio do Convênio ICMS 101/97, foi estabelecido que não seja recolhido ICMS de módulos nem células fotovoltaicas em nenhuma das Unidades da Federação. Esta medida, porém, não se estende a outros equipamentos, como inversores e medidores tampouco à energia que também é tributada por ICMS.

Mais recentemente, o convênio 16/2015 do CONFAZ determinou a isenção de pagamento de ICMS sobre o montante de energia elétrica produzida em microgerações distribuídas.

Dessa forma, o tributo incide somente sobre o excedente consumido da rede elétrica (consumo líquido).

Essa forma de tributação pode parecer a mais natural, no entanto, é resultante do atual alinhamento das interpretações entre Aneel e Confaz. Anterior ao convênio 16/2015 vigorava outro, de numeração 06/2013, que tinha como base de cálculo para o ICMS toda energia que chega à unidade consumidora, sem considerar qualquer compensação de energia produzida pelo microgerador. Este novo entendimento tributário é importante pois aumenta o retorno financeiro de quem investe em energia solar pois desta forma toda a geração de seu sistema será abatida da conta de energia (SC Energia).

Atualmente 23 Unidades da Federação integram este convênio, situação ilustrada pela Figura 28. Alguns estados, como Minas Gerais já haviam, por conta própria, promovido tal isenção que vigoraria por determinado período de tempo. A isenção promovida por este convenio, no entanto, não possui período determinado para cessação do benefício tributário. Diferentemente dos impostos abordados no item anterior, o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) é um tributo estadual. Assim, a isenção não poderia ser realizada por meio de lei federal como ocorrido com PIS/COFINS e IPI, abordado no item anterior.

Dentre os estados que tardam a aderir ao convênio 16/2015 estão, surpreendentemente, os estados do Paraná e Santa Catarina que acolhem importantes empresas e centros de pesquisa do setor fotovoltaico, além de Espírito Santo e Amazonas. Com efeito, a associação das isenções apresentadas nos tópicos 4.3 e 4.4 reduzem significativamente a carga tributária sobre a cadeia fotovoltaica como um todo.

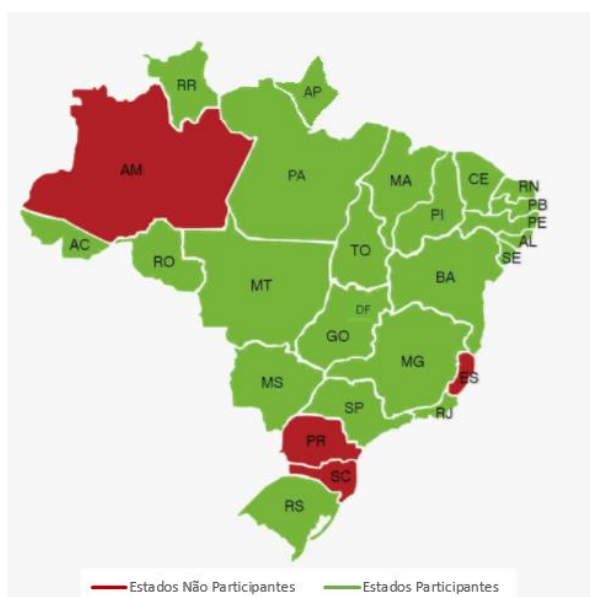


Figura 28: Estados Participantes do Convênio ICMS 16/2015 do CONFAZ

Fonte: Produção própria

3.6.PRO GD

Em dezembro de 2015 o Ministério de Minas e Energia – MME publicou portaria que cria o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica o ProGD para estímulo da geração de energia pelos próprios consumidores através de fontes renováveis de energia. Neste programa a energia solar fotovoltaica possui lugar de destaque. A previsão do próprio governo é de que este programa movimente 100 bilhões de reais em investimentos até 2030. No mesmo prazo estima-se que existirão 2,7 milhões de unidades geradoras da própria energia, produzindo um total de 48 TWh anuais de energia limpa e renovável, equivalente a aproximadamente metade do produzido por Itaipu (MME).

Também foi anunciada, como parte do ProGD, a instalação de placas solares flutuantes nos reservatórios de Sobradinho, operado pela Chesf, e Balbina, pertencente à Eletronorte (O GLOBO, 2015). Outro destaque é a atualização dos Valores Anuais de Referência Específicos (VRES) bem como seu mecanismo automático de correção, anualmente pelo IPCA, durante a vigência do contrato. Esta medida traz previsibilidade e confiança para investir no setor e realizar o potencial do país na geração distribuída por fontes renováveis.

Um dos catalizadores do programa foi a renovação da concessão das empresas distribuidoras de energia elétrica até 2045 sem pagamento do bônus de outorga. Para receber tal benefício as distribuidoras se comprometem a realizar metas de qualidade e de investimentos. Pretende-se com isso alavancar recursos para modernização da rede elétrica e outras melhorias e modernizações do setor. (MME)

3.7.LINHAS DE FINANCIAMENTO PARA ENERGIA SOLAR

Outra medida do ProGD é a criação do grupo de trabalho multi-setorial com objetivo de criar novas linhas de crédito específicas para projetos de geração distribuída nos diferentes segmentos (residencial, comercial e industrial) (MME). Paralelo à essa iniciativa do governo e atentos à expansão dos sistemas de geração de energia por fontes renováveis, muitos bancos criaram nos últimos anos linhas de crédito específicas para esses projetos.

O aspecto do financiamento também foi abordado durante a conferência Brasil Solar Power 2017. Em um dos workshops apresentados ao público a consultoria Greener divulgou

em primeira mão os resultados da sua mais recente pesquisa de mercado. Para isso, 454 empresas integradoras do setor fotovoltaico foram contatadas ao longo do mês de junho deste ano. Como podemos ver na Figura 29, na opinião das empresas do setor, o financiamento é o fator de maior relevância para alavancar o crescimento do setor.

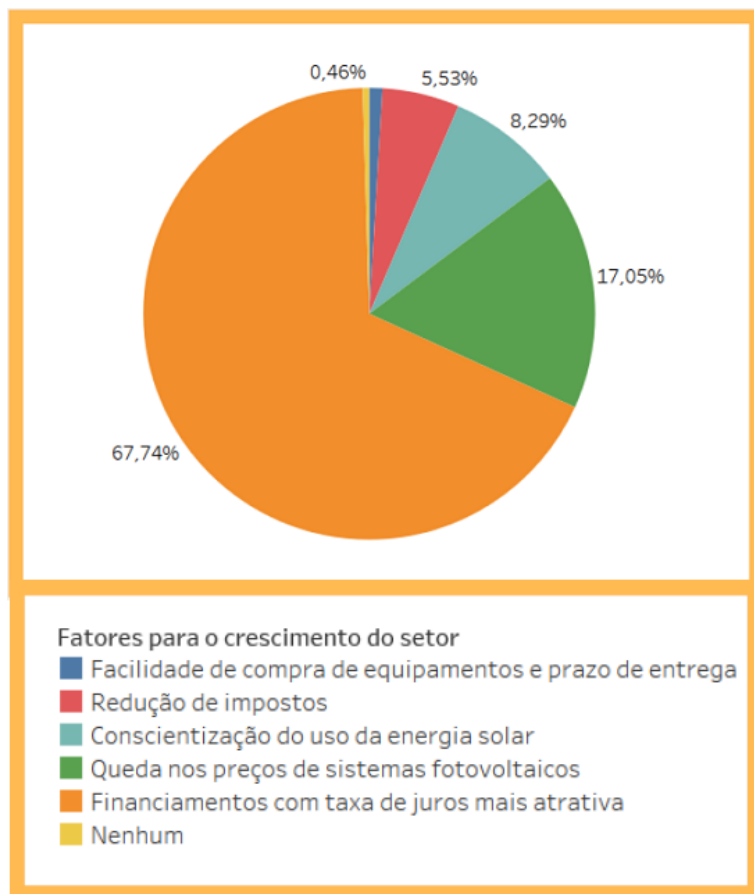


Figura 29: Principal fator para o crescimento do setor fotovoltaico

Fonte: Greener – Análise do Mercado Fotovoltaico, 2º semestre de 2017

Quando consultados sobre o principal modelo de venda dos projetos comercializados pelas empresas encontramos outro indício que aponta para a falta de financiamento do setor. A grande maioria dos sistemas vendidos é pago à vista pelo cliente ou via parcelamento com a própria empresa que realizou o projeto. Esta situação é retratada na Figura 30.

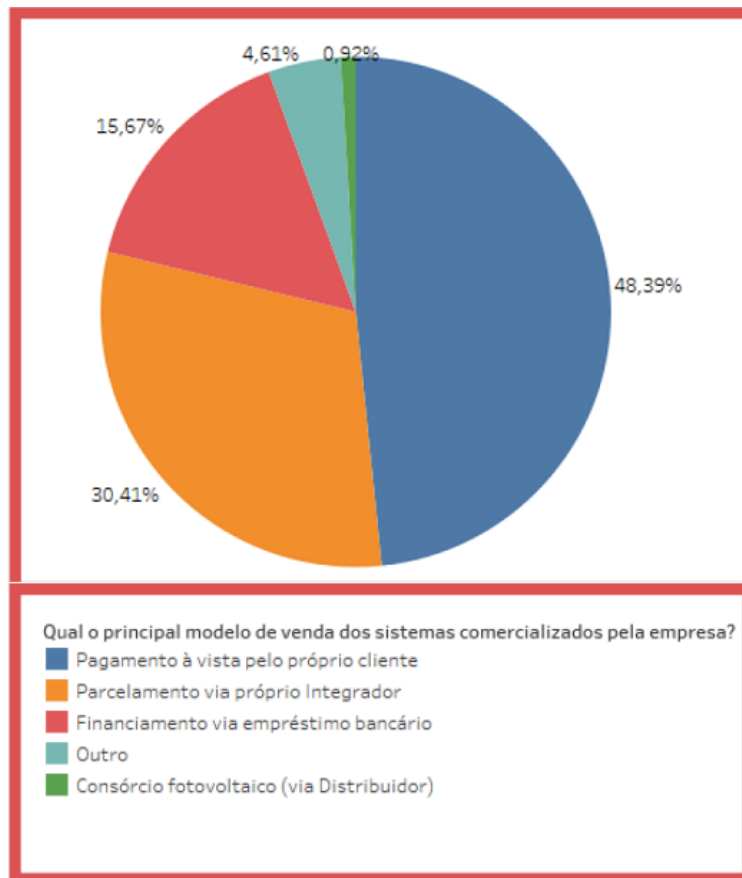


Figura 30: Principal modelo de venda dos projetos realizados

Fonte: Greener – Análise do Mercado Fotovoltaico, 2º semestre de 2017

Dentre aqueles que realizam financiamento destaca-se a participação da linha de crédito oferecida pelo banco Santander, conforme pode-se ver na Figura 31. Segundo o diretor da Greener, Márcio Takata, apresentador do workshop durante a Brasil Solar Power 2017, essa participação marcante do banco é resultado da abrangência nacional e do volume de crédito disponibilizado. Os bancos de fomento, por outro lado, poderiam ter maior participação do mercado não fosse a baixa liberação de crédito que praticam, uma vez que oferecem taxas de juros mais atraentes.

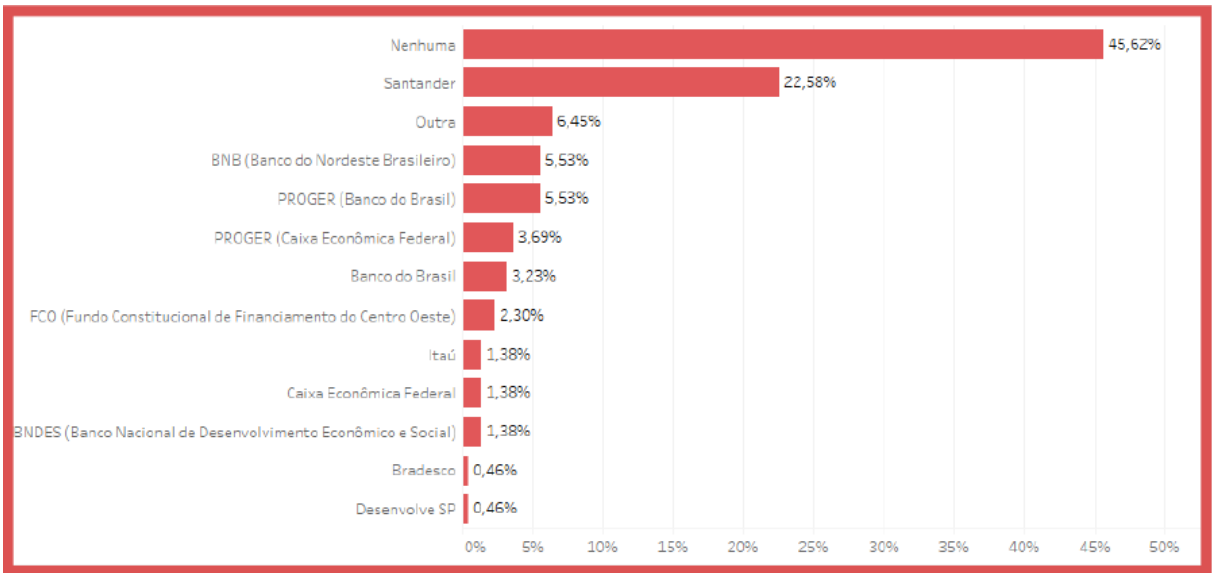


Figura 31: Principal linha de crédito utilizada nos projetos realizados pela empresa

Fonte: Greener – Análise do Mercado Fotovoltaico, 2º semestre de 2017

4. MÉTODOS DE DIMENSIONAMENTO DE SFCR

O objetivo deste capítulo é apresentar três diferentes abordagens para realizar um SFCR. Cada uma delas irá resultar em um dimensionamento diferente, com potências instaladas, performances e custos diferentes. Para que o único fator em comparação sejam as diferentes abordagens no dimensionamento do projeto fotovoltaico, vários aspectos serão compartilhados. Esse capítulo será iniciado apresentando os aspectos comuns a todos os projetos.

4.1.LOCALIZAÇÃO

A localização de um projeto fotovoltaico é possivelmente um dos fatores mais importantes do projeto. Isto é, o termo “localização” refere-se, ao mesmo tempo, à localização geográfica e à localização da instalação na residência.

A parcela da localização que informa em que local do planeta será realizado o projeto é importante, principalmente, para se determinar o recurso solar disponível. Sistemas fotovoltaicos idênticos desempenharão de modo bastante diferente se submetidos a condições de irradiação solar distintas. Atualmente existem diversas bases de dados disponíveis para consulta. As nacionais possuem maior diversidade de informações sobre nosso país, no entanto mesmo em bases de dados internacionais existe satisfatória representação. Como exemplo, a base de dados da NREL (National Renewable Energy Laboratory) que atende pelo nome de SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) possui informações sobre mais de 20 localidades diferentes no Brasil. A temperatura também é outro fator importante para o dimensionamento atrelado à localização.

Menos óbvio quanto à radiação solar, a localização também determina o sistema de compensação energética ao qual estará submetido o sistema fotovoltaico. Isto é relevante pois, a depender do sistema praticado, pode ser mais ou menos vantajoso seguir uma determinada estratégia de dimensionamento. Os aspectos legais e regulatórios brasileiros que se aplicam a esses projetos foram apresentados no Capítulo 3 deste trabalho.

O outro significado da localização que detalha onde serão alocados os painéis fotovoltaicos também é extremamente relevante. Tanto a inclinação quanto a orientação dos painéis (mais tecnicamente, o azimute) impactam de forma muito significativa a performance do sistema como um todo.

Desse modo, para todos os dimensionamentos, a localização será a mesma. Um apartamento de cobertura, localizado na cidade do Rio de Janeiro, Recreio dos Bandeirantes servirá como estudo de caso. A Figura 32 exhibe a localização exata do projeto. Seu sistema é trifásico significando que a ele se aplica um custo de disponibilidade equivalente a 100 kWh. Especificamente, o recurso solar disponível para localidade é de 5,05 kWh/m².dia, proveniente da base de dados do SWERA.

A área disponível para instalação não será limitante para nenhum dos dimensionamentos uma vez que mede aproximadamente 180m². Além disso, os painéis serão instalados em suportes fixos na laje da cobertura com elevação de 1m de altura, evitando o sombreamento do guarda corpo. O posicionamento dos painéis levará em conta o melhor ajuste para o espaço disponível. Em todas as simulações a inclinação será de 23° em relação ao solo numa orientação com azimute 345° (ou -15°).



Figura 32: Localização do Projeto

Fonte: Google Maps, 2017

4.2. SOMBREAMENTO

Sem dúvida, outro fator de máxima importância ao se determinar o local do projeto é o sombreamento. Causado por edificações ou árvores adjacentes o sombreamento é responsável por grandes perdas de produtividade e, em certos casos, até mesmo danificar placas. Mas devido ao espaço disponível local de instalação, posicionando os módulos na porção leste da laje, não há qualquer tipo de sombreamento possível. As edificações no entorno são todas de altura semelhante e já estão construídas de modo que mesmo a longo prazo o sombreamento casado por novas edificações pode ser desconsiderado.

4.3. PERFIL DE CONSUMO ELÉTRICO

Ao definir o mesmo apartamento como objeto de todos os projetos indiretamente fica estabelecido que eles terão de lidar com o mesmo cliente e seu perfil de consumo elétrico. Tal perfil consiste em dados reais dos últimos doze meses, contidos na fatura de energia elétrica e serão apresentados a cada dimensionamento, ressaltando o parâmetro utilizado em cada um deles.

Todos os projetos também possuem em comum o objetivo de reduzir a conta de luz do cliente por meio da energia solar. A forma de atingir esse objetivo e como estabelecer a demanda alvo da produção, a partir desse perfil de consumo, é o que difere um projeto do outro.

Deve-se ressaltar, à luz do exposto no item anterior, que não se pretende gerar créditos excedentes para ser descontado em outros locais de consumo², somente que esta unidade consumidora reduza suas próprias despesas com energia elétrica.

² Caso fosse o objetivo produzir para compensar remotamente em outra unidade consumidora o cálculo da potência do sistema teria também que considerar o consumo desta unidade adicional.

4.4. COMPONENTES DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Alinhado ao objetivo de isolar os parâmetros de dimensionamento como os únicos fatores geradores de diferenças de desempenho, todos os métodos contarão com o mesmo modelo de painel solar, dessa forma todos os projetos possuem mais um fator em comum.

A justificativa para escolha desse fabricante apoia-se, novamente, nos resultados da Análise do Mercado Fotovoltaico. A Figura 33 mostra qual o fabricante mais utilizado pelas empresas integradoras do setor fotovoltaico. Não se trata de *Market Share*, mas sim, preferência de compra. De uma forma ou de outra é indicativo claro da grande presença da marca no mercado brasileiro.

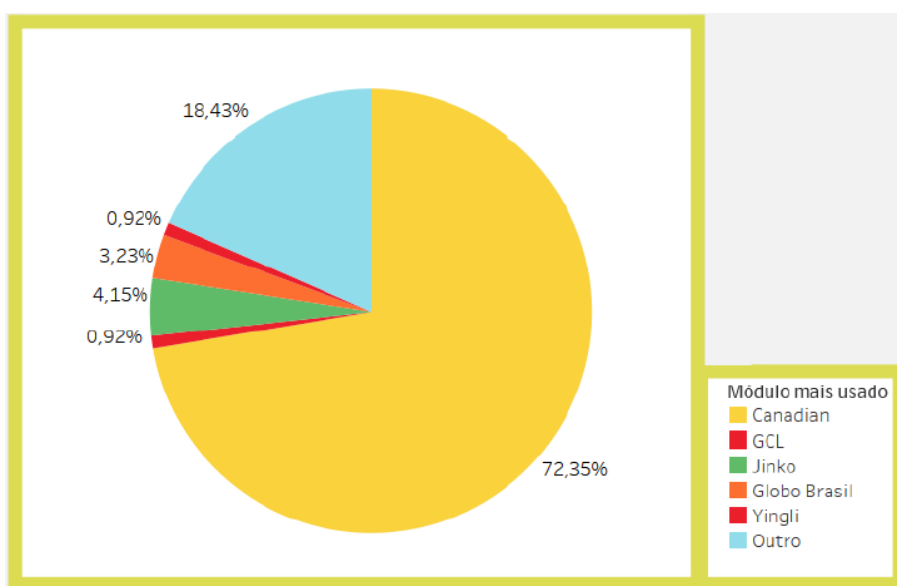


Figura 33: Preferência de Compra de Painéis Solares por Fabricante

Fonte: Greener – Análise do Mercado Fotovoltaico, 2º semestre de 2017

E dentre os diversos modelos da Canadian disponíveis no Brasil a opção pelo modelo CSI CSP-265P-BR foi preferido por conta da alta relação potência/área e baixo preço por Wp comprado.³ Alguns dados referentes ao modulo escolhido são apresentados na Figura 34.

³ Em 31/07/2017 consultas ao site da NeoSolar, um dos maiores sites de venda de produtos fotovoltaicos, informavam preço unitário de R\$ 569,00 o que significa R\$ 2,15/Wp, equivalente a US\$ 0,69/Wp.

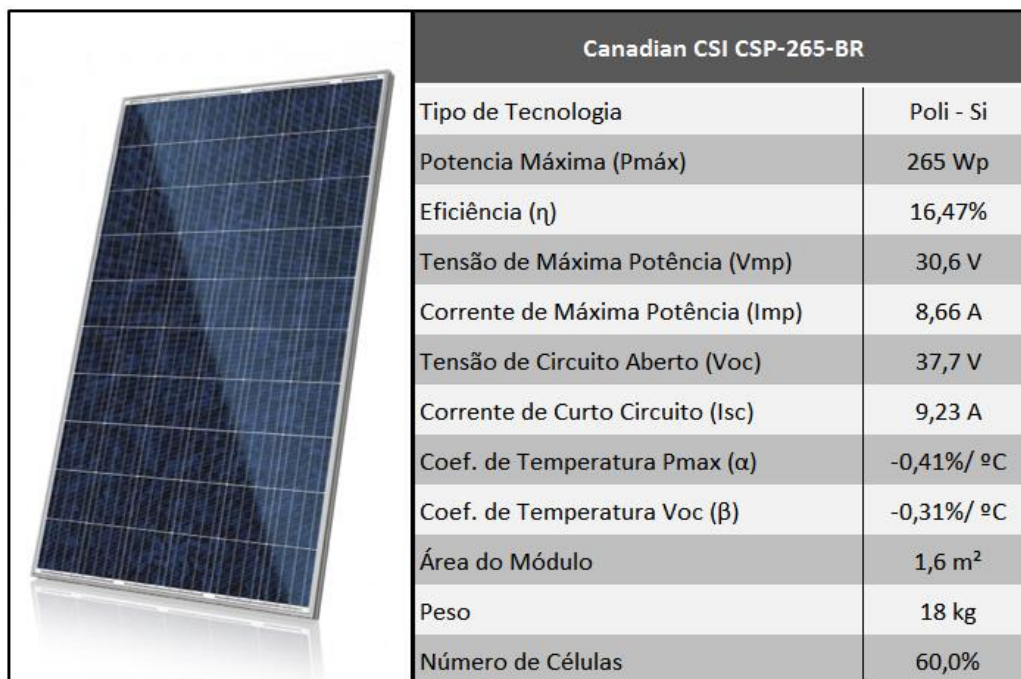


Figura 34: Informações sobre o painel Canadian CSI CSP-265-BR

Fonte: Produção Própria baseada na ficha técnica do equipamento

Algo semelhante ocorre com os inversores, que serão todos do mesmo fabricante. Para o caso dos inversores, seria muito difícil e incorreto definir um único modelo que atendesse de forma eficiente aos três projetos. Como a definição do modelo de inversor mais adequado só pode ser realizado após a quantificação e arranjo dos painéis cada um será apresentado individualmente a cada abordagem. Na Figura 35 é possível observar a preferência relativa ao fabricante ao se tratar de inversores.

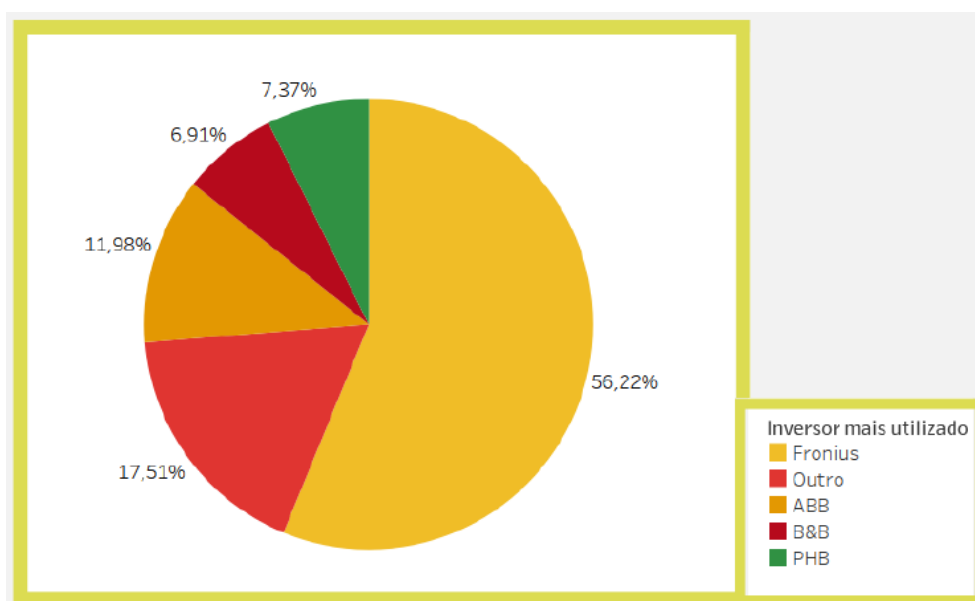


Figura 35: Preferência de Compra de Inversores por Fabricante

Fonte: Greener – Análise do Mercado Fotovoltaico, 2º semestre de 2017

4.5. TAXA DE DESEMPENHO

Diversos fatores influem na taxa de desempenho de um sistema de geração fotovoltaico. Sombreamento, *mismatching*, temperatura, desvios de potência, acúmulo de sujeira, perdas ôhmicas nos cabos e perdas por ineficiências se somam para degradar o desempenho máximo possível. Para efeitos de dimensionamento, será considerado uma Taxa de Desempenho de 80% em todas as abordagens.⁴

4.6. MÉTODO 1: CONSUMO MÉDIO - CD

A primeira abordagem é aquela recomendada pelo Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos do CEPEL (publicada em 2014). Talvez seja o método de dimensionamento mais difundido no meio.

A filosofia por trás dessa estratégia de dimensionamento é que em virtude do sistema de compensação de energia (*net metering*) estabelecido pela ANEEL pode não ser interessante que o SFCR gere, ao longo do ano, mais energia que aquela consumida na própria unidade consumidora-geradora⁵. Isto torna-se ainda mais verdadeiro ao considerar o pagamento mínimo estabelecido pelo custo de disponibilidade e seu impacto no sistema de compensação de energia, conforme explicado no capítulo anterior.

Essa abordagem utiliza como parâmetro central de dimensionamento a média do consumo mensal dos últimos 12 meses descontado o valor do Custo de Disponibilidade. Com isso, pretende-se que seja reduzido o desperdício de produção⁶. Apresenta-se na Tabela 2 o perfil de consumo elétrico com destaque para o consumo médio mensal.

⁴ Após rodar as simulações no SAM as Taxas de Desempenho obtidas foram próximas a 79% para todos os casos.

⁵ Essa afirmação só é verdadeira pois o caso estudado não pratica a modalidade de autoconsumo remoto, ou nenhuma outra que possa aproveitar os créditos gerados em excesso.

⁶ Em caso de dúvida, recorra aos Exemplos de Net Metering Figuras 25, 26 e 27 para entender melhor o desperdício de produção referido.

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	896
Fevereiro	800
Março	694
Abril	462
Maio	418
Junho	454
Julho	400
Agosto	447
Setembro	434
Outubro	492
Novembro	486
Dezembro	584
Total	6.567
Média	547

Tabela 2: Consumo Residencial dos últimos 12 meses

Fonte: Produção Própria baseada na última fatura disponível

Conforme a aula introdutória sobre dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos da Fotovoltaica UFSC, do professor Lucas Nascimento⁷, a potência pico de um sistema de geração fotovoltaico pode ser calculada através da seguinte fórmula.

$$Pot_{pico} = \frac{E * P_{sol}}{G_{POA} * TD}$$

Na qual:

Pot_{pico} = Potência pico da geração fotovoltaica (kWp)

E = Energia média consumida diariamente (kWh/dia)

P_{sol} = Irradiância de referência (1kWh/m².dia)

G_{POA} = Irradiação média diária no plano dos módulos (kWh/m².dia)

TD = Taxa de Desempenho ou Performance Ratio (adimensional)

⁷ Videoaula ministrada em 05/11/2015 disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=HVeubgyGVig>

Considerando os dados de consumo, o recurso solar disponível e a equação acima, temos:

$$\text{Consumo Mensal Médio} = 547 \text{ kWh/mês}$$

$$\text{Custo de Disponibilidade Trifásico} = 100 \text{ kWh/mês}$$

$$\text{Consumo Médio Mensal descontado o CD} = 447 \text{ kWh/mês}$$

$$\text{Consumo Médio Diário descontado o CD} = 14,9 \text{ kWh/dia}$$

De modo que:

$$Pot_{pico} = \frac{14,9 \text{ kWh/dia} * 1 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}}{5,05 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia} * 0,80} = 3,68 \text{ kWp}$$

Em conformidade com o que foi descrito no item sobre componentes do sistema de geração, serão utilizados painéis da Canadian de 265w de potência unitária. Com isso temos que o número de painéis será:

$$Qtdd_{\text{painéis } 265Wp} = \frac{3.680 \text{ Wp}}{265 \text{ Wp}} = 13,8 \text{ painéis} \approx 14 \text{ painéis}$$

Com isso:

$$Pot_{\text{pico Corrigida}} = 14 * 265Wp = 3,71Wp$$

$$Geração \text{ Alvo } Anual \text{ Estimada} = 12 * 447 \text{ kWh/mês} = 5,4 \text{ MWh/ano}$$

Outra parte importantíssima de um sistema fotovoltaico é o inversor que deve ser escolhido, dentre os modelos disponíveis no mercado, respeitando-se os seguintes itens:

- Potência Nominal do Inversor adequada
- Tensão e Corrente Máxima de Entrada respeitadas
- Condições típicas de operação do SFCR dentro da Faixa de SPPM
- Tensão Máxima em Circuito Aberto na menor temperatura anual respeitada

O inversor escolhido para esse dimensionamento é o Fronius Galvo 3.1-1 modelo do fabricante apresentado no item 5.4, sobre Componentes do Sistema de Geração. Os dados básicos e uma pequena foto do modelo encontram-se na Figura 36. Resta verificar se ele atende a todas as demandas do sistema.

	Fronius Galvo 3.1-1	
	Potência Nominal (kWc.a.)	3100 W
	Potencia FV Recomendada (kWp)	2,1 - 4,1 kWp
	Corrente de Entrada Máxima (Icc máx)	20,7 A
	Tensão de Entrada Máxima (Vcc máx)	550 V
	Faixa de SPPM (Vcc)	165 - 440 V
	Máxima Eficiência	96,1%

Figura 36: Informações básicas do inversor Fronius Galvo 3.1-1

Fonte: Produção Própria baseada na ficha técnica do equipamento

O mesmo Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos do CEPEL preconiza o FDI – Fator de Dimensionamento de Inversores - como um parâmetro básico para determinação do inversor adequado. Ele consiste na relação entre a potência nominal em corrente alternada do inversor e a potência instalada pico do arranjo de painéis. Segundo o documento, “a análise de literatura mostra que os valores inferiores de FDI recomendados por fabricantes e instaladores situam-se entre 0,75 e 0,85, enquanto que o limite superior é de 1,05.”.

$$FDI = \frac{PNI_{CA} (W)}{Pot_{Pico} (Wp)}$$

Para verificar a adequação quanto a Potência Nominal do Inversor calculamos seu FDI considerando sua potência nominal de 3,1kWc.a. e a potência pico dos painéis que é de 3,71kWp.

$$FDI = \frac{3,10 \text{ kW}}{3,71 \text{ kWp}} = 0,84$$

Este valor encontra-se dentro do intervalo recomendado. Dessa forma verificamos o próximo item que é a tensão e corrente máxima de entrada.

Os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série ou em paralelo de modo a alcançar os níveis de tensão e corrente de objetivo. Muitas vezes, essa escolha é feita considerando a escolha do inversor, que pode ser, tanto pela corrente quanto pela tensão, um limitante. Na associação de painéis em série incrementa-se a tensão enquanto a corrente é mantida. Na associação em paralelo, o oposto ocorre, soma-se as correntes e as tensões são mantidas fixas. A Figura 37 ilustra os efeitos dessas associações de módulos.

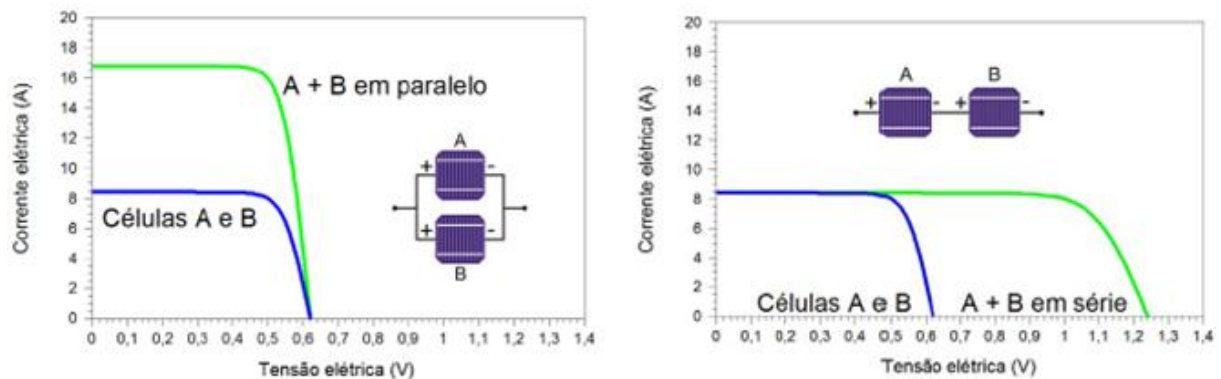


Figura 37: Associação de Módulos

Fonte: CEPEL, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos 2014

Para este dimensionamento o desenho consiste em dois *strings* em paralelo, cada um com sete painéis em série. O cálculo a seguir utiliza a tensão e corrente de máxima potência dos painéis escolhidos, apresentados na Figura 34.

$$V_{mp} = 7 * 30,6 \text{ V} = 214,2 \text{ V} < 550 \text{ V}$$

$$I_{mp} = 2 * 8,7 \text{ A} = 17,4 \text{ A} < 20,7 \text{ A}$$

Com isso, verifica-se que tanto a corrente quanto a tensão de entrada gerados pelo arranjo dos painéis são inferiores ao limite do inversor escolhido durante seu funcionamento a 25°C.

O próximo item de checagem é verificar a influência térmica sobre a geração dos painéis, mais precisamente, sobre a tensão de operação do sistema. Desse modo pretende-se verificar se mediante as temperaturas normais de funcionamento o sistema permanece dentro da faixa de SPPM do inversor. Isto é interessante pois é nesta faixa que os inversores trabalham de modo mais eficiente utilizando seus buscadores de máxima potência.

Para essa verificação foi utilizada 10 °C como limite inferior de temperatura pois trata-se do recorde histórico de temperatura mínima na cidade do Rio de Janeiro. Como temperatura máxima de funcionamento, uma vez que o manual de engenharia reporta que durante o verão brasileiro a temperatura dos módulos pode atingir valores superiores a 70 °C, adotarei, conservadoramente, 80 °C. Nesses cálculos será necessário conhecer o Coeficiente de Temperatura (α) dos painéis.

Verificando a queda de tensão sob temperatura máxima:

$$\begin{aligned} \text{Queda de Tensão } V_{mp} &= \text{Cof. } T(\alpha) * V_{mp} * \Delta T \\ \text{Queda de Tensão } V_{mp} &= -0,41\% * 214,2 \text{ V} * 55 = -48,3 \text{ V} \\ V_{mp \text{ } 80 \text{ } ^\circ\text{C}} &= 214,2 - 48,3 = 165,9 \text{ V} \end{aligned}$$

Verificando o aumento de tensão sob temperatura mínima:

$$\begin{aligned} \text{Aumento de Tensão } V_{mp} &= \text{Cof. } T(\alpha) * V_{mp} * \Delta T \\ \text{Aumento de Tensão } V_{mp} &= -0,41\% * 214,2 \text{ V} * -15 = 13,7 \text{ V} \\ V_{mp \text{ } 10 \text{ } ^\circ\text{C}} &= 214,2 + 13,7 = 227,4 \text{ V} \end{aligned}$$

Em ambos os casos a voltagem de operação mantém-se dentro do intervalo desejado.

Falta somente testar o caso mais crítico para Tensão Máxima. O pior cenário possível ocorre pela associação de baixas temperaturas, e uma radiação pequena radiação solar suficiente para ativar os painéis, contudo menor que a necessária para conectar o inversor. Neste caso o cálculo envolve as tensões e coeficientes de circuito aberto (β).

Verificando condição crítica para tensão máxima de entrada no inversor:

$$V_{oc} = 37,7 V * 7 = 263,9 V$$

$$\text{Aumento de Tensão Crítica } V_{oc} = \text{Cof. } T(\beta) * V_{oc} * \Delta T$$

$$\text{Aumento de Tensão Crítica } V_{oc} = -0,31\% * 263,9 V * -15 = 12,3 V$$

$$V_{oc \ 10 \ ^\circ C} = 263,9 + 12,3 = 276,2 V$$

Valor este que também está distante do limite de 550V do inversor.

Com todos os aspectos verificados, termina o primeiro dimensionamento. A Figura 38 apresentada abaixo é um fragmento da tela do *software* SAM – System Advisor Model criado pela NREL e que foi utilizado para simular a produção deste SFCR pelo horizonte de projeto de 25 anos. Nela estão resumidas as grandezas mais importantes do projeto.

Modules		Inverters	
Nameplate capacity	3.710 kWdc	Total capacity	3.100 kWac
Number of modules	14	Total capacity	3.265 kWdc
Modules per string	7	Number of inverters	1
Strings in parallel	2	Maximum DC voltage	550.0 Vdc
Total module area	21.7 m ²	Minimum MPPT voltage	165.0 Vdc
String Voc	263.9 V	Maximum MPPT voltage	440.0 Vdc
String Vmp	214.2 V	Battery maximum power	0.000 kWdc

Figura 38: Resumo do Dimensionamento pelo Método 1: Consumo Médio Mensal - CD

Fonte: Produção própria via *software* SAM/NREL

4.7. MÉTODO 2: MENOR CONSUMO MENSAL - CD

A segunda abordagem consiste em realizar o dimensionamento somente em função mês de menor consumo descontando-se o Custo de Disponibilidade. Esse método pode ser considerado um desdobramento, ou refinamento, do primeiro pois também tem como objetivo reduzir as perdas de produção. No entanto aqui essa proposta é levada ao extremo.

Ao utilizar o consumo do menor mês como parâmetro único de dimensionamento, pretende-se que este seja o maior dimensionamento possível que não gere créditos de energia nem “desperdícios de produção”. Também é verdade que, dessa forma, a precisão do projeto pode ficar um pouco comprometida, sujeita a um consumo baixo demais ou alto demais em um determinado ano. Apresenta-se na Tabela 3 o perfil de consumo elétrico com destaque para o mês de menor consumo.

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	896
Fevereiro	800
Março	694
Abril	462
Maio	418
Junho	454
Julho	400
Agosto	447
Setembro	434
Outubro	492
Novembro	486
Dezembro	584
Total	6.567
Média	547

Tabela 3: Consumo Residencial dos últimos 12 meses

Fonte: Produção Própria baseada na última fatura disponível

As etapas de dimensionamento serão as mesmas que as utilizadas no Método 1. Por conta disso, é possível avançar mais rapidamente em cada item pois as explicações e justificativas podem ser conferidas no caso anterior.

Seguindo a mesma rotina anterior tem-se:

$$\text{Consumo do Mês de Menor Consumo} = 400 \text{ kWh/mês}$$

$$\text{Custo de Disponibilidade Trifásico} = 100 \text{ kWh/mês}$$

$$\text{Consumo do Mês de Menor Consumo descontado o CD} = 300 \text{ kWh/mês}$$

$$\text{Consumo Médio Diário descontado o CD} = 10 \text{ kWh/dia}$$

Nesse ponto já podemos concluir que o Método 2 levará a um SFCR de menor porte que o anterior e provavelmente o menor entre os apresentados neste trabalho.

Na sequência:

$$Pot_{pico} = \frac{10 \text{ kWh/dia} * 1 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}}{5,05 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia} * 0,80} = 2,48 \text{ kWp}$$

De posse da potência a ser instalada, pode-se calcular o número de painéis necessários e logo em seguida ajustar a potência de projeto e estimar a geração alvo anual.

$$Qtdd_{\text{painéis } 265Wp} = \frac{2.480 \text{ Wp}}{265 \text{ Wp}} = 9,34 \text{ painéis} \approx 9 \text{ painéis}$$

$$Pot_{\text{Pico Corrigida}} = 9 * 265Wp = 2,4Wp$$

$$Geração \text{ Alvo } Anual \text{ Estimada} = 12 * 300 \text{ kWh/mês} = 3,6 \text{ MWh/ano}$$

Relativo ao inversor, serão verificados os mesmos pontos:

- Potência Nominal do Inversor adequada
- Tensão e Corrente Máxima de Entrada respeitadas
- Condições típicas de operação do SFCR dentro da Faixa de SPPM
- Tensão Máxima em Circuito Aberto na menor temperatura anual respeitada

O inversor escolhido para esse dimensionamento é o Fronius Galvo 2.5-1. Os dados básicos e uma pequena foto do modelo encontram-se na Figura 39.


	Fronius Galvo 2.5-1	
	Potência Nominal (kWc.a.)	2500 W
	Potencia FV Recomendada (kWp)	1,5 - 3,5 kWp
	Corrente de Entrada Máxima (Icc máx)	16,6 A
	Tensão de Entrada Máxima (Vcc máx)	550 V
	Faixa de SPPM (Vcc)	165 - 440 V
	Máxima Eficiência	96,1%

Figura 39: Informações básicas do inversor Fronius Galvo 2.5-1

Fonte: Produção Própria baseada na ficha técnica do equipamento

Para verificar a adequação quanto a Potência Nominal do Inversor calculamos seu FDI considerando sua potência nominal de 2,5kWc.a. e a potência pico dos painéis que é de 2,4kWp.

$$FDI = \frac{2,5 \text{ kW}}{2,4 \text{ kWp}} = 1,04$$

Este valor encontra-se quase no limite, mas ainda dentro do intervalo recomendado. Dessa forma verificamos o próximo item que é a tensão e corrente máxima de entrada. Para este dimensionamento o desenho consiste em um único string com nove painéis em série.

$$V_{mp} = 9 * 30,6 \text{ V} = 275,4 \text{ V} < 550 \text{ V}$$

$$I_{mp} = 1 * 8,7 \text{ A} = 8,7 \text{ A} < 16,6 \text{ A}$$

Com isso, verifica-se que tanto a corrente quanto a tensão de entrada gerados pelo arranjo dos painéis são inferiores ao limite do inversor escolhido durante seu funcionamento a 25°C.

Verificando a queda de tensão sob temperatura máxima:

$$\text{Queda de Tensão } V_{mp} = \text{Cof. } T(\alpha) * V_{mp} * \Delta T$$

$$\text{Queda de Tensão } V_{mp} = -0,41\% * 275,4 V * 55 = -62,1 V$$

$$V_{mp\ 80\ ^\circ C} = 275,4 - 62,1 = 213,3 V$$

Verificando o aumento de tensão sob temperatura mínima:

$$\text{Aumento de Tensão } V_{mp} = \text{Cof. } T(\alpha) * V_{mp} * \Delta T$$

$$\text{Aumento de Tensão } V_{mp} = -0,41\% * 275,4 V * -15 = 16,9 V$$

$$V_{mp\ 10\ ^\circ C} = 275,4 + 16,9 = 292,3 V$$

Em ambos os casos a voltagem de operação mantém-se dentro do intervalo desejado.

Verificando condição crítica para tensão máxima de entrada no inversor:

$$V_{oc} = 37,7 V * 9 = 339,3 V$$

$$\text{Aumento de Tensão Crítica } V_{oc} = \text{Cof. } T(\beta) * V_{oc} * \Delta T$$

$$\text{Aumento de Tensão Crítica } V_{oc} = -0,31\% * 339,3 V * -15 = 15,8 V$$

$$V_{oc\ 10\ ^\circ C} = 339,3 + 15,8 = 355,1 V$$

Valor este que também está distante do limite de 550V do inversor. Com todos os aspectos verificados, encerra-se o segundo dimensionamento. Tela análoga àquela mostrada no Método 1 exibe abaixo (Figura 40) as grandezas mais importantes do projeto orientado pela segunda abordagem de dimensionamento.

Modules		Inverters	
Nameplate capacity	2.385 kWdc	Total capacity	2.500 kWac
Number of modules	9	Total capacity	2.622 kWdc
Modules per string	9	Number of inverters	1
Strings in parallel	1	Maximum DC voltage	550.0 Vdc
Total module area	13.9 m ²	Minimum MPPT voltage	165.0 Vdc
String Voc	339.3 V	Maximum MPPT voltage	440.0 Vdc
String Vmp	275.4 V	Battery maximum power	0.000 kWdc

Figura 40: Resumo do Dimensionamento pelo Método 2: Menor Consumo Mensal - CD

Fonte: Produção própria via *software* SAM/NREL

4.8. MÉTODO 3: CONSUMO MÉDIO MENSAL BRUTO

Por fim, a última das estratégias de dimensionamento é a mais simples e direta possível. Calcula-se o consumo médio mensal médio da residência desconsiderando completamente a existência do Custo de Disponibilidade. A proposta dessa vez é minimizar o máximo possível a conta de luz do cliente, que deve ser reduzida quase que somente ao pagamento do CD em todos os meses do ano. Isso se dará pela geração e consumo de créditos de maneira intensa, diferentemente dos dimensionamentos anteriores que evitavam total ou parcialmente esta dinâmica. O risco neste caso é gerar um excesso de créditos. Apresenta-se na Tabela 4 o perfil de consumo elétrico com destaque para o consumo médio mensal. O Método 3 ao SFCR e maior potência entre os apresentados neste trabalho.

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	896
Fevereiro	800
Março	694
Abril	462
Maio	418
Junho	454
Julho	400
Agosto	447
Setembro	434
Outubro	492
Novembro	486
Dezembro	584
Total	6.567
Média	547

Tabela 4: Consumo Residencial dos últimos 12 meses

Fonte: Produção Própria baseada na última fatura disponível

Seguindo a mesma rotina anterior temos:

$$\text{Consumo Mensal Médio} = 547 \text{ kWh/mês}$$

$$\text{Consumo Médio Diário descontado o CD} = 18,23 \text{ kWh/dia}$$

Na sequência:

$$Pot_{pico} = \frac{18,23 \text{ kWh/dia} * 1 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}}{5,05 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia} * 0,80} = 4,51 \text{ kWp}$$

De posse da potência a ser instalada, pode-se calcular o número de painéis necessários e logo em seguida ajustar a potência de projeto e estimar a geração alvo anual.

$$Qtdd_{\text{Painéis } 265Wp} = \frac{4.510 \text{ Wp}}{265 \text{ Wp}} = 17,03 \text{ painéis} \approx 17 \text{ painéis}$$

$$Pot_{\text{Pico Corrigida}} = 17 * 265Wp = 4,5Wp$$

$$Geração \text{ Alvo }_{\text{Anual Estimada}} = 12 * 547kWh/mês = 6,6 \text{ MWh/ano}$$

Relativo ao inversor, serão verificados os mesmos pontos:

- Potência Nominal do Inversor adequada
- Tensão e Corrente Máxima de Entrada respeitadas
- Condições típicas de operação do SFCR dentro da Faixa de SPPM
- Tensão Máxima em Circuito Aberto na menor temperatura anual respeitada

O inversor escolhido para esse dimensionamento é o Fronius Primo 4.0-1. Os dados básicos e uma pequena foto do modelo encontram-se na Figura 41.


	Fronius Primo 4.0-1	
	Potência Nominal (kWc.a.)	4000 W
	Potencia FV Recomendada (kWp)	3,0 - 5,0 kWp
	Conrrente de Entrada Máxima (Icc máx)	12 A
	Tensão de Entrada Máxima (Vcc máx)	1000 V
	Faixa de SPPM (Vcc)	200 - 800 V
	Máxima Eficiência	97,7%

Figura 41: Informações básicas do inversor Fronius Primo 4.0-1

Fonte: Produção Própria baseada na ficha técnica do equipamento

Para verificar a adequação quanto a Potência Nominal do Inversor calculamos seu FDI considerando sua potência nominal de 4,0kWc.a. e a potência pico dos painéis que é de 4,5kWp.

$$FDI = \frac{4,0 \text{ kW}}{4,5 \text{ kWp}} = 0,88$$

Este valor encontra-se dentro do intervalo recomendado. Dessa forma verificamos o próximo item que é a tensão e corrente máxima de entrada. Para este dimensionamento o desenho consiste em um único *string* com todos os 17 painéis ligados em série.

$$V_{mp} = 17 * 30,6 \text{ V} = 520,2 \text{ V} < 1000 \text{ V}$$

$$I_{mp} = 1 * 8,7 \text{ A} = 8,7 \text{ A} < 12,0 \text{ A}$$

Com isso, verifica-se que tanto a corrente quanto a tensão de entrada gerados pelo arranjo dos painéis são inferiores ao limite do inversor escolhido durante seu funcionamento a 25°C.

Verificando a queda de tensão sob temperatura máxima:

$$\text{Queda de Tensão } V_{mp} = -0,41\% * 520,2 \text{ V} * 55 = -117,3 \text{ V}$$

$$V_{mp \text{ } 80 \text{ } ^\circ\text{C}} = 520,2 - 117,3 = 402,9 \text{ V}$$

Verificando o aumento de tensão sob temperatura mínima:

$$\text{Aumento de Tensão } V_{mp} = -0,41\% * 520,2 \text{ V} * -15 = 32,0 \text{ V}$$

$$V_{mp \text{ } 10 \text{ } ^\circ\text{C}} = 520,2 + 32,0 = 552,2 \text{ V}$$

Em ambos os casos a voltagem de operação mantém-se dentro do intervalo desejado que é bastante amplo. Resta agora verificar a condição crítica para tensão máxima de entrada no inversor:

$$V_{oc} = 37,7 V * 17 = 640,9 V$$

$$\text{Aumento de Tensão Crítica } V_{oc} = \text{Cof. } T(\beta) * V_{oc} * \Delta T$$

$$\text{Aumento de Tensão Crítica } V_{oc} = -0,31\% * 640,9 V * -15 = 29,8 V$$

$$V_{oc\ 10\ ^\circ C} = 640,9 + 29,8 = 670,7 V$$

Valor este que também está distante do limite de 1000V do inversor.

Encerra-se o último dimensionamento apresentado neste trabalho, a síntese dos dados mais importantes é apresentada na Figura 42.

Modules		Inverters	
Nameplate capacity	4.505 kWdc	Total capacity	4.000 kWac
Number of modules	17	Total capacity	4.186 kWdc
Modules per string	17	Number of inverters	1
Strings in parallel	1	Maximum DC voltage	1,000.0 Vdc
Total module area	26.3 m ²	Minimum MPPT voltage	200.0 Vdc
String Voc	640.9 V	Maximum MPPT voltage	800.0 Vdc
String Vmp	520.2 V	Battery maximum power	0.000 kWdc

Figura 42: Resumo do Dimensionamento pelo Método 3: Consumo Mensal Bruto

Fonte: Produção própria via *software* SAM/NREL

4.9. RESUMO DOS 3 DIMENSIONAMENTOS

Com todos os dimensionamentos prontos este capítulo se encerra reunindo os aspectos básicos de comparação entre os métodos em um só lugar, a Tabela 5. Com isso percebe-se como diferenças sutis na abordagem produzem projetos bastante díspares. No próximo capítulo será apresentada uma comparação energética e econômica dos diferentes projetos gerados pelos três métodos apresentados.

	Método 1	Método 2	Método 3
Parametro Central	Consumo Mensal Médio - CD	Menor Consumo Mensal - CD	Consumo Mensal Médio Bruto
Objetivo	Reduzir geração de crédito e desperdício de produção	Eliminar geração de crédito e desperdício de produção	Minimizar a fatura mensal de energia utilizando o Sistema de Compensação de Energia
Potência	3,7 kWp	2,4 kWp	4,5 kWp
Área Ocupada	21,7 m ²	13,9 m ²	26,3 m ²
Estimativa de Produção Anual	5,4MWh/ano	3,6 MWh/ano	6,6 MWh/ano

Tabela 5: Resumo dos Diferentes Métodos

Fonte: Produção própria

5. SIMULAÇÕES E ANÁLISES DE PERFORMANCE

Deste ponto em diante o foco será realizar comparações entre as performances energéticas e econômicas das três abordagens de dimensionamento estudadas neste trabalho. Faz-se necessário, porém, explicar ao leitor a metodologia de produção de dados de modo mais detalhado. Dessa forma será mais fácil compreender e discutir os resultados obtidos. Indiretamente, também facilita a reprodução e melhoramento dessa metodologia em trabalhos futuros.

5.1 DETALHAMENTO DE ETAPAS

Na Figura 43 temos o fluxo das etapas deste trabalho:

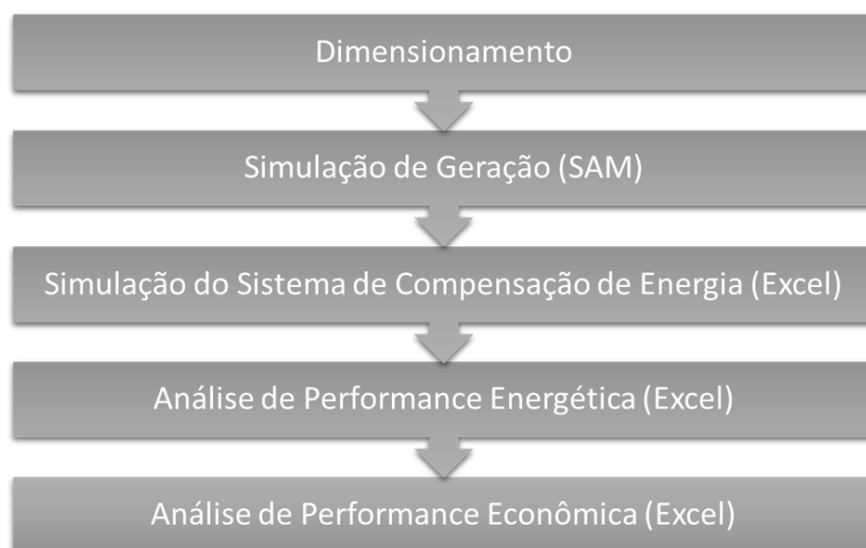


Figura 43: Fluxograma de Etapas de Produção e Comparação de Dados

Fonte: Produção própria

Os dimensionamentos apresentados no capítulo anterior, com todos os detalhes de arranjo de painéis, quantidade e modelos de painéis e inversor, foram levados ao *software*

SAM – System Advisor Model⁸. Este *software* é uma ferramenta de simulação de performance para aproveitamento de energias renováveis. Muito empregado no segmento fotovoltaico, ele também é capaz de simular geração eólica, geotérmica, biomassa e outros. Para realizar esta tarefa, este programa conta com uma grande biblioteca de dados que reúne informações dos mais diversos equipamentos utilizados em projetos deste tipo. Além disso, também possui dados referentes às localidades onde os projetos serão instalados consultando o SWERA, complementando sua capacidade de simulação de performance. Dessa forma, o SAM torna-se um dos principais programas de simulação e apoio na tomada de decisão no segmento de energias renováveis.

Para este trabalho, a principal informação extraída do SAM foram as produções mensais de energia para cada um dos três projetos. A degradação na produção dos painéis é de 0,5% ao ano, e no primeiro ano 1,5% (SAM). Na Figura 44 é possível observar os resultados das simulações de geração mensais e anuais produzidas por este *software*.

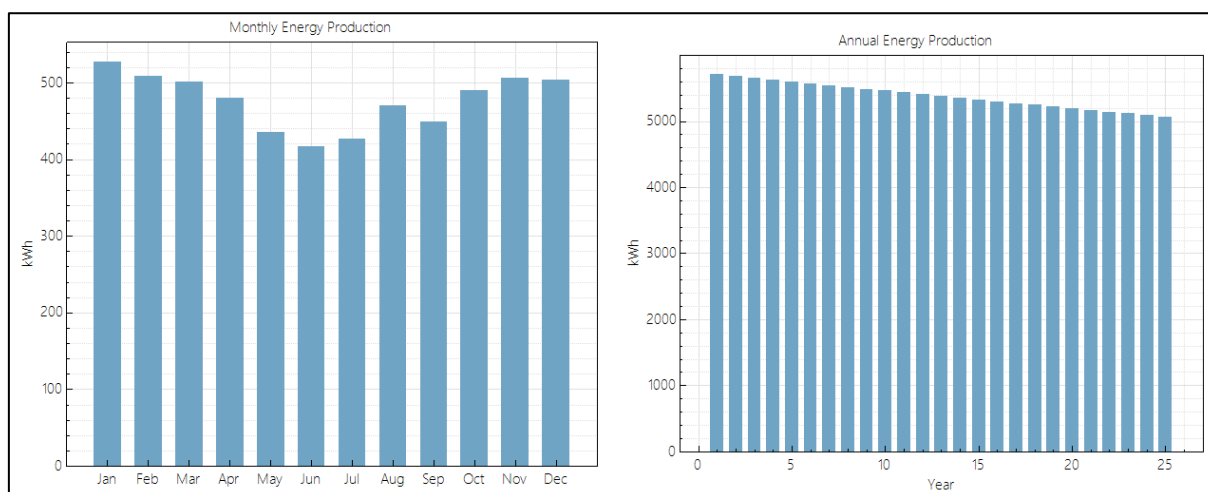


Figura 44: Telas da simulação SAM sobre produção mensal (esquerda) e anual (direita)

Fonte: Produção própria via *software* SAM/NREL

Os dados de produção mensal foram levados ao Excel para que o ambiente regulatório brasileiro fosse reproduzido. Nesta etapa ocorre a simulação de funcionamento do SFCR mês a mês. É de extrema importância mencionar que para realização desta simulação foi considerada uma hipótese forte: manutenção do perfil de consumo anual. Em outras palavras, isto significa que em todos os 25 meses de setembro simulados o consumo foi mantido constante (434kWh), e algo análogo ocorre com os demais meses. Esta opção parece

⁸ O *software* SAM é oferecido gratuitamente pelo NREL e pode ser baixado diretamente em seu site.

adequada uma vez que não há nenhum indicativo que aponte para o aumento ou redução do atual nível de consumo.

Cada um dos três projetos teve seus 300 meses simulados com o objetivo de verificar 6 parâmetros importantes para análise de performance energética. Esses parâmetros são apresentados a seguir.

- Consumo Líquido: Diferença entre o Consumo Mensal e a Simulação de Geração.
- Saldo de Créditos: Consiste no somatório dos créditos existentes com os gerados naquele mês descontando os que foram usados e expirados no mês anterior.
- Créditos Usados: Se existir saldo de crédito e consumo a ser abatido esta célula calcula o montante de créditos a serem usados para reduzir a energia faturada no mês, observando-se o mínimo estabelecido pelo custo de disponibilidade.
- Energia Faturada: Se o Consumo Líquido for maior que o limite do custo de disponibilidade, será faturado o Consumo Líquido menos os créditos usados neste mês. Do contrário a energia faturada será o custo de disponibilidade.
- Créditos Gerados: Quando a Geração Simulada for maior que o consumo mensal essa diferença positiva será transformada em créditos em kWh.
- Créditos Expirados: Verifica se os créditos gerados a 60 meses foram devidamente utilizados, do contrário são eliminados do saldo do mês seguinte.

A Figura 45 exibe a porção inicial da simulação mensal realizada com o projeto de 3,7 kWp mostrando os 6 parâmetros mensais utilizados.

Método 1 3,7kWp	Consumo Mensal	Sim. Geração Mensal	Consumo Líquido	Saldo de Créditos	Créditos Usados	Energia Faturada	Créditos Gerados	Créditos Expirados
jan/18	896	526	369,8	0,0	0,0	369,8	0,0	0,0
fev/18	800	508	291,9	0,0	0,0	291,9	0,0	0,0
mar/18	694	502	192,4	0,0	0,0	192,4	0,0	0,0
abr/18	462	476	-14,5	0,0	0,0	100,0	14,5	0,0
mai/18	418	434	-15,9	14,5	0,0	100,0	15,9	0,0
jun/18	454	414	39,9	30,4	0,0	100,0	0,0	0,0
jul/18	400	423	-23,3	30,4	0,0	100,0	23,3	0,0
ago/18	445	467	-22,3	53,7	0,0	100,0	22,3	0,0
set/18	434	450	-15,6	76,0	0,0	100,0	15,6	0,0
out/18	492	489	3,4	91,6	0,0	100,0	0,0	0,0
nov/18	486	510	-23,7	91,6	0,0	100,0	23,7	0,0
dez/18	584	502	81,5	115,3	0,0	100,0	0,0	0,0
jan/19	896	518	377,7	115,3	115,3	262,4	0,0	0,0
fev/19	800	501	299,5	0,0	0,0	299,5	0,0	0,0
mar/19	694	494	199,9	0,0	0,0	199,9	0,0	0,0
abr/19	462	469	-7,3	0,0	0,0	100,0	7,3	0,0
mai/19	418	427	-9,4	7,3	0,0	100,0	9,4	0,0
jun/19	454	408	46,1	16,7	0,0	100,0	0,0	0,0
jul/19	400	417	-17,0	16,7	0,0	100,0	17,0	0,0
ago/19	445	460	-15,3	33,7	0,0	100,0	15,3	0,0
set/19	434	443	-8,9	49,0	0,0	100,0	8,9	0,0
out/19	492	481	10,8	57,9	0,0	100,0	0,0	0,0
nov/19	486	502	-16,0	57,9	0,0	100,0	16,0	0,0
dez/19	584	495	89,1	73,9	0,0	100,0	0,0	0,0

Figura 45: Tela de parâmetros mensais do Sistema de Compensação de Energia em Excel

Fonte: Produção própria via EXCEL

Além desses 6 parâmetros mensais, outros 4 são calculados anualmente pois são dados secundários, produzidos a partir dos dados mensais.

- Produção Anual: Somatório da Simulação de Geração dos meses de um ano.
- Economia de Energia Anual: Consiste no somatório das diferenças mensais entre a energia que seria faturada sem a geração FV e a energia efetivamente faturada com a geração FV. Ou seja, é o somatório das diferenças entre o Consumo Mensal e a Energia Faturada Mensal.
- Créditos Gerados no Ano: Somatório dos créditos gerados ao longo dos meses de um ano.
- Produção Não Aproveitada: Consiste na quantidade de energia produzida anualmente que não gerou créditos futuros nem reduziu as mensais.

Método 3 4,5kWp	Consumo Mensal		Sim. Geração Mensal		Produção de Energia Anual	Economia de Energia Anual	Produção Não Aproveitada	Créditos Gerados no Ano	Eficiência de Produção
	jan/18	896	639			6.934,7	5.127,3	915,1	892,3
fev/18	800	619							
mar/18	694	609							
abr/18	462	584							
mai/18	418	528							
jun/18	454	505							
jul/18	400	518							
ago/18	445	571							
set/18	434	544							
out/18	492	594							
nov/18	486	614							
dez/18	584	610							
jan/19	896	630			6.830,7	5.365,0	649,4	816,3	98,5%
fev/19	800	610							
mar/19	694	600							
abr/19	462	575							
mai/19	418	520							
jun/19	454	498							
jul/19	400	510							
ago/19	445	563							
set/19	434	536							
out/19	492	585							
nov/19	486	605							
dez/19	584	600							

Figura 46: Tela de parâmetros anuais do Sistema de Compensação de Energia em Excel

Fonte: Produção própria via EXCEL

A Figura 46 exibe os parâmetros anuais utilizados na análise energética. Em especial, os parâmetros de “Economia de Energia Anual” e “Produção Não Aproveitada” são muito importantes para análise comparativa de performance pois são mencionados explicitamente nos objetivos de cada abordagem de dimensionamento. Apesar de serem parâmetros anuais só é possível calculá-los via cuidadosa simulação mensal. Somente desta forma percebe-se que a produção anual não é totalmente revertida em economia na fatura de energia pois existe perda sempre que se gera créditos ou que o “Consumo Líquido” é inferior ao custo de disponibilidade. Parte da geração neste mês é perdida na faixa entre o limite do CD e o início da geração de créditos para os meses futuros (faixa de 0 – 100 kWh). Além disso, a cada ano, o somatório da “Economia de Energia Gerada”, “Créditos Gerados” e “Produção Não Aproveitada” equivale ao total da “Produção Anual”.

Também deve ser considerado que só foi possível realizar a simulação mensal pois havia um caso real do qual se pode extrair o padrão de consumo. Outros trabalhos que possuam

objetivo mais amplo, para além de um caso específico, terão dificuldades em realizar algo semelhante.

Uma vez de realizada a simulação mensal dos SFCR passamos para análise comparativa em duas esferas, uma energética e outra econômica. A vantagem de proceder desta forma é que, embora a performance econômica seja, para muitos, a comparação definitiva, ela é extremamente influenciada pela incerteza sobre os valores futuros de inflação e tarifa de energia elétrica, principalmente. No momento mais oportuno retomaremos esse ponto, por hora basta justificar a necessidade de duas análises isoladas. A análise energética é menos vulnerável a incertezas deste tipo e compara somente o desempenho técnico de cada projeto.

5.2 COMPARATIVO DE PERFORMANCE ENERGÉTICA

Com todas as devidas explicações fornecidas é possível avançar para análise de performance energética. Esta análise foi feita anualmente para cada um dos projetos possui nove quesitos de comparação. Desses, quatro deles são os parâmetros anuais apresentados anteriormente. Os demais são o percentual de consumo produzido, percentual do consumo que foi revertido em economia e o percentual da produção que não foi aproveitado, além dos créditos usados e expirados.

Método 1 3,7kWp	Eficiência de Produção	Consumo Anual (kWh)	Produção de Energia Anual (kWh)	% do Consumo Produzido	Economia de Energia Anual (kWh)	% do Consumo Economizado	Produção Não Aproveitada (kWh)	% da Produção Não Aproveitada	Créditos Gerados no Ano (kWh)	Créditos Usados no Ano (kWh)	Créditos Expirados no Ano (kWh)
2018	100,0%	6.565	5.701,3	86,8%	4.810,9	73,3%	775,1	13,6%	115,3	0,0	0,0
2019	98,5%	6.565	5.615,8	85,5%	4.903,2	74,7%	638,8	11,4%	73,9	115,3	0,0
2020	98,0%	6.565	5.587,3	85,1%	4.854,1	73,9%	673,1	12,0%	60,1	73,9	0,0
2021	97,5%	6.565	5.558,8	84,7%	4.832,6	73,6%	679,9	12,2%	46,3	60,1	0,0
2022	97,0%	6.565	5.530,3	84,2%	4.811,1	73,3%	686,7	12,4%	32,5	46,3	0,0
2023	96,5%	6.565	5.501,8	83,8%	4.789,6	73,0%	691,1	12,6%	21,0	32,5	0,0
2024	96,0%	6.565	5.473,3	83,4%	4.770,5	72,7%	689,5	12,6%	13,3	22,6	0,0
2025	95,5%	6.565	5.444,8	82,9%	4.753,4	72,4%	685,1	12,6%	6,3	15,8	0,0
2026	95,0%	6.565	5.416,3	82,5%	4.731,7	72,1%	682,4	12,6%	2,1	4,2	0,0
2027	94,5%	6.565	5.387,7	82,1%	4.717,3	71,9%	670,4	12,4%	0,0	0,0	0,0
2028	94,0%	6.565	5.359,2	81,6%	4.707,1	71,7%	652,2	12,2%	0,0	0,0	0,0
2029	93,5%	6.565	5.330,7	81,2%	4.696,9	71,5%	633,9	11,9%	0,0	0,0	0,0
2030	93,0%	6.565	5.302,2	80,8%	4.686,7	71,4%	615,5	11,6%	0,0	0,0	0,0
2031	92,5%	6.565	5.273,7	80,3%	4.676,5	71,2%	597,2	11,3%	0,0	0,0	0,0
2032	92,0%	6.565	5.245,2	79,9%	4.666,3	71,1%	578,9	11,0%	0,0	0,0	0,0
2033	91,5%	6.565	5.216,7	79,5%	4.656,1	70,9%	560,6	10,7%	0,0	0,0	0,0
2034	91,0%	6.565	5.188,2	79,0%	4.645,9	70,8%	542,3	10,5%	0,0	0,0	0,0
2035	90,5%	6.565	5.159,7	78,6%	4.635,7	70,6%	524,0	10,2%	0,0	0,0	0,0
2036	90,0%	6.565	5.131,2	78,2%	4.625,5	70,5%	505,7	9,9%	0,0	0,0	0,0
2037	89,5%	6.565	5.102,7	77,7%	4.615,3	70,3%	487,3	9,6%	0,0	0,0	0,0
2038	89,0%	6.565	5.074,2	77,3%	4.605,1	70,1%	469,0	9,2%	0,0	0,0	0,0
2039	88,5%	6.565	5.045,7	76,9%	4.595,0	70,0%	450,7	8,9%	0,0	0,0	0,0
2040	88,0%	6.565	5.017,2	76,4%	4.584,8	69,8%	432,4	8,6%	0,0	0,0	0,0
2041	87,5%	6.565	4.988,7	76,0%	4.574,6	69,7%	414,1	8,3%	0,0	0,0	0,0
2042	87,0%	6.565	4.960,1	75,6%	4.564,4	69,5%	395,8	8,0%	0,0	0,0	0,0
2043	86,5%	6.565	4.931,6	75,1%	4.554,2	69,4%	377,5	7,7%	0,0	0,0	0,0
Média	92,8%	6.565	5.290	80,6%	4.695	71,5%	581	10,9%	14,3	14,3	0,0
Total			137.544		122.064		15.109		370,7	370,7	0,0

Tabela 6: Performance Energética do Projeto 3,7 kWp

Fonte: Produção própria via EXCEL

O primeiro método de dimensionamento tinha como objetivo operar com pequena geração de créditos de energia e com alto aproveitamento da geração. Com geração anual se reduzindo (via perda de eficiência) e o consumo permanecendo constante a geração de créditos fica menor a cada ano. É possível observar na Tabela 6 Neste projeto os créditos só foram produzidos até 2026, o que não é necessariamente negativo pois era a premissa do dimensionamento. Os créditos eram obtidos principalmente nos meses de julho e agosto e compensados na fatura de janeiro do ano seguinte.

O ano de 2019 apresenta a maior utilização de créditos anuais, propiciando também o maior percentual de economia de energia (74,7%). Jamais houve crédito expirado e o percentual médio de geração não aproveitada foi de 10,9%. A análise atenta do resultado mensal informa que as faturas mensais do intervalo de meses que vai de abril até novembro foram reduzidas ao mínimo por todos os anos do projeto.

Método 2 2,4kWp	Eficiência de Produção	Consumo Anual (kWh)	Produção de Energia Anual (kWh)	% do Consumo Produzido	Economia de Energia Anual (kWh)	% do Consumo Economiza do	Produção Não Aproveitad a (kWh)	% da Produção Não Aproveitad a	Créditos Gerados no Ano (kWh)	Créditos Usados no Ano (kWh)	Créditos Expirados no Ano (kWh)
2018	100,0%	6.565	3.656,0	55,7%	3.656,0	55,7%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2019	98,5%	6.565	3.601,2	54,9%	3.601,2	54,9%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2020	98,0%	6.565	3.582,9	54,6%	3.582,9	54,6%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2021	97,5%	6.565	3.564,6	54,3%	3.564,6	54,3%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2022	97,0%	6.565	3.546,3	54,0%	3.546,3	54,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2023	96,5%	6.565	3.528,0	53,7%	3.528,0	53,7%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2024	96,0%	6.565	3.509,8	53,5%	3.509,8	53,5%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2025	95,5%	6.565	3.491,5	53,2%	3.491,5	53,2%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2026	95,0%	6.565	3.473,2	52,9%	3.473,2	52,9%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2027	94,5%	6.565	3.454,9	52,6%	3.454,9	52,6%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2028	94,0%	6.565	3.436,6	52,3%	3.436,6	52,3%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2029	93,5%	6.565	3.418,4	52,1%	3.418,4	52,1%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2030	93,0%	6.565	3.400,1	51,8%	3.400,1	51,8%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2031	92,5%	6.565	3.381,8	51,5%	3.381,8	51,5%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2032	92,0%	6.565	3.363,5	51,2%	3.363,5	51,2%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2033	91,5%	6.565	3.345,2	51,0%	3.345,2	51,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2034	91,0%	6.565	3.327,0	50,7%	3.327,0	50,7%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2035	90,5%	6.565	3.308,7	50,4%	3.308,7	50,4%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2036	90,0%	6.565	3.290,4	50,1%	3.290,4	50,1%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2037	89,5%	6.565	3.272,1	49,8%	3.272,1	49,8%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2038	89,0%	6.565	3.253,8	49,6%	3.253,8	49,6%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2039	88,5%	6.565	3.235,6	49,3%	3.235,6	49,3%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2040	88,0%	6.565	3.217,3	49,0%	3.217,3	49,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2041	87,5%	6.565	3.199,0	48,7%	3.199,0	48,7%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2042	87,0%	6.565	3.180,7	48,4%	3.180,7	48,4%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
2043	86,5%	6.565	3.162,4	48,2%	3.162,4	48,2%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
Média	92,8%	6.565	3.392	51,7%	3.392	51,7%	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
Total			88.201		88.201		0,0		0,0	0,0	0,0

Tabela 7: Performance energética projeto 2,4 kWp

Fonte: Produção própria via EXCEL

Foi dito anteriormente que esta segunda metodologia poderia ser um desdobramento mais radical do primeiro por se propor a eliminar tanto a geração de crédito quando os desperdícios da geração. E os resultados comprovam isso. De certa forma essa abordagem ignora o sistema de créditos também sem jamais cruzar o limite do custo de disponibilidade. Conforme exposto na Tabela 7, a consequência é apresentar um percentual mais reduzido de economia (51,7%), mas isto está de acordo com a filosofia do segundo dimensionamento. Para alguns, talvez, isto seja um subdimensionamento.

Ao longo dos 25 anos de projeto a menor fatura registrada foi em julho de 2018 equivalente a 128,6 kWh, e a maior em janeiro de 2043 equivalente a 604,2 kWh. Isto já produz grande diferença pois o consumo mínimo bruto era de 400 kWh em julho e o máximo 896 kWh em janeiro. A inexistência de créditos gerados e utilização em compensação futura impossibilita que este dimensionamento atenuar ainda mais as oscilações da fatura de energia.

Método 3 4,5kWp	Eficiencia de Produção	Consumo Anual (kWh)	Produção de Energia Anual (kWh)	% do Consumo Produzido	Economia de Energia Anual (kWh)	% do Consumo Economiza do	Produção Não Aproveitad a (kWh)	% da Produção Não Aproveitad a	Créditos Gerados no Ano (kWh)	Créditos Usados no Ano (kWh)	Créditos Expirados no Ano (kWh)
2018	100,0%	6.565	6.934,7	105,6%	5.127,3	78,1%	915,1	13,2%	892,3	0,0	0,0
2019	98,5%	6.565	6.830,7	104,0%	5.365,0	81,7%	649,4	9,5%	816,3	256,6	0,0
2020	98,0%	6.565	6.796,0	103,5%	5.365,0	81,7%	640,0	9,4%	791,0	262,9	0,0
2021	97,5%	6.565	6.761,3	103,0%	5.365,0	81,7%	630,7	9,3%	765,6	269,3	0,0
2022	97,0%	6.565	6.726,7	102,5%	5.365,0	81,7%	621,4	9,2%	740,3	278,6	0,0
2023	96,5%	6.565	6.692,0	101,9%	5.365,0	81,7%	612,0	9,1%	715,0	288,0	0,0
2024	96,0%	6.565	6.657,3	101,4%	5.365,0	81,7%	658,6	9,9%	689,6	297,3	55,9
2025	95,5%	6.565	6.622,6	100,9%	5.365,0	81,7%	1.092,3	16,5%	666,1	306,6	500,8
2026	95,0%	6.565	6.588,0	100,3%	5.365,0	81,7%	1.042,2	15,8%	643,8	316,0	463,0
2027	94,5%	6.565	6.553,3	99,8%	5.365,0	81,7%	992,1	15,1%	621,6	325,3	425,3
2028	94,0%	6.565	6.518,6	99,3%	5.365,0	81,7%	942,0	14,5%	599,3	334,7	387,6
2029	93,5%	6.565	6.483,9	98,8%	5.365,0	81,7%	891,8	13,8%	577,0	344,0	349,9
2030	93,0%	6.565	6.449,3	98,2%	5.365,0	81,7%	843,6	13,1%	554,7	353,3	314,0
2031	92,5%	6.565	6.414,6	97,7%	5.365,0	81,7%	798,4	12,4%	532,4	362,7	281,2
2032	92,0%	6.565	6.379,9	97,2%	5.365,0	81,7%	754,4	11,8%	510,1	372,0	249,6
2033	91,5%	6.565	6.345,3	96,7%	5.365,0	81,7%	710,4	11,2%	487,8	381,3	217,9
2034	91,0%	6.565	6.310,6	96,1%	5.365,0	81,7%	666,3	10,6%	465,5	390,7	186,3
2035	90,5%	6.565	6.275,9	95,6%	5.365,0	81,7%	622,3	9,9%	443,3	400,0	154,7
2036	90,0%	6.565	6.241,2	95,1%	5.365,0	81,7%	578,3	9,3%	421,0	409,4	123,1
2037	89,5%	6.565	6.206,6	94,5%	5.365,0	81,7%	532,7	8,6%	400,3	418,7	91,4
2038	89,0%	6.565	6.171,9	94,0%	5.365,0	81,7%	486,2	7,9%	380,5	428,0	59,8
2039	88,5%	6.565	6.137,2	93,5%	5.365,0	81,7%	439,6	7,2%	360,8	437,4	28,2
2040	88,0%	6.565	6.102,5	93,0%	5.365,0	81,7%	396,6	6,5%	341,0	446,7	0,0
2041	87,5%	6.565	6.067,9	92,4%	5.365,0	81,7%	381,6	6,3%	321,2	456,0	0,0
2042	87,0%	6.565	6.033,2	91,9%	5.365,0	81,7%	366,7	6,1%	301,5	465,4	0,0
2043	86,5%	6.565	5.998,5	91,4%	5.365,0	81,7%	351,8	5,9%	281,7	474,7	0,0
Média	92,8%	6.565	6.435	98,0%	5.356	81,6%	678	10,5%	551	349	150
Total			167.300		139.252		17.616		14.320	9.076	3.889

Tabela 8: Performance energética projeto 4,5 kWp

Fonte: Produção própria via EXCEL

Por fim, o terceiro método de dimensionamento que pretendia provocar a maior redução na fatura elétrica do consumidor apresentou resultados bastante interessantes. A primeira informação que se destaca ao observar a Tabela 8 é a grande e duradoura geração de créditos, além da redução de 81,6% na fatura de energia. Essa economia é praticamente a máxima teórica pois fevereiro de 2018 foi o último mês que a energia faturada não foi o mínimo estabelecido pelo custo de disponibilidade, ou seja, o objetivo foi atingido.

Destaca-se também que durante os primeiros 9 anos de funcionamento a geração ultrapassou o consumo anual. A consequência foi a expiração de créditos que se inicia em 2024 e perdura até 2039. Isto inclusive incrementa o percentual de geração não aproveitada. Por conta desses pontos, é possível argumentar que este método gerou um projeto ligeiramente superdimensionado. Foi somente em 2037 que a geração de crédito passou a ser menor que a utilização dos mesmos.

Surpreendentemente o percentual médio de energia não aproveitada não é tão elevado quando poderia se supor. Em nível de 10,5% consegue ser levemente melhor do primeiro método que falhou em aproveitar 10,9% da energia gerada. Este fato pode ser explicado pela massiva geração de créditos que foi positiva até que começou a expiração dos créditos não utilizados. A Tabela 9 reúne os resultados dos parâmetros de desempenho energética.

Critério	Método 1	Método 2	Método 3
Parametro Central	Consumo Mensal Médio - CD	Menor Consumo Mensal - CD	Consumo Mensal Médio Bruto
Objetivo	Reduzir geração de crédito e desperdício de produção	Eliminar geração de crédito e desperdício de produção	Minimizar a fatura mensal de energia utilizando o Sistema de Compensação de Energia
Atendimento ao Objetivo	Baixo % de geração não aproveitada e poucos créditos gerados	Nenhum desperdício de geração e produção de créditos nula	Todas as faturas de energia foram minimizadas apartir de Março/18
Potência Instalada (kWp)	3,7	2,4	4,5
Área Ocupada	21,7 m ²	13,9 m ²	26,3 m ²
Produção Anual Média (MWh)	5,29	3,39	6,43
Produção Mensaç Média (kWh)	440,85	282,70	536,22
Média do % do Consumo Atendido pela Geração	81%	52%	98%
Média do % de Geração Não Aproveitada	11%	0%	10%
Créditos Totais Gerados (kWh eqv.)	370,7	0,0	14.319,6
Créditos Totais Expirados (kWh eqv.)	0,0	0,0	3.888,7
Média do % do Consumo Economizado	72%	52%	82%
% de Redução da Fatura em relação ao Máximo Teórico	87,5%	63,2%	99,8%

Tabela 9: Comparativo de Performance Energética entre os diferentes métodos

Fonte: Produção própria

5.3 LEVANTAMENTO DE CUSTOS

Uma das partes mais essenciais para realizar uma análise econômica é o levantamento de preços para realizar um orçamento de cada um dos projetos. Neste momento opta-se por uma abordagem mista na qual o preço de inversores e módulos serão provenientes de um dos sites mais relevantes em matéria de venda de produtos fotovoltaicos, o Neosolar, enquanto que o resto dos itens será calculado via coeficiente oriundo da pesquisa da consultoria Greener. Os orçamentos de cada um dos projetos são exibidos nas Tabelas 10, 11 e 12.

Orçamento Método 1 (3,7kWp)				
Componete	Preço Unitário	Qtdd	Valor	%
Painéis	R\$569	14	R\$7.966,00	27,3%
Fronius Galvo 3.1-1	R\$8.790	1	R\$8.790,00	30,1%
Outros Equipamentos e Instalação	0,44	R\$8.790,20	R\$3.867,69	13,2%
Projeto	0,33	3700	R\$1.221,00	4,2%
Impostos	0,46	3700	R\$1.702,00	5,8%
Conexão à Rede	0,16	3700	R\$592,00	2,0%
Margem de Lucratividade da Empresa	1,37	3700	R\$5.069,00	17,4%
TOTAL			R\$29.207,69	

Tabela 10: Estimativa de custos do Método 1

Fonte: Produção própria a partir de Neosolar e Greener

Orçamento Método 2 (2,4kWp)				
Componete	Preço Unitário	Qtdd	Valor	%
Painéis	R\$569,00	9	R\$5.121,00	30,3%
Fronius Galvo 2.5-1	R\$5.154,00	1	R\$5.154,00	30,5%
Outros Equipamentos e Instalação	0,44	2400	R\$1.056,00	6,2%
Projeto	0,33	2400	R\$792,00	4,7%
Impostos	0,46	2400	R\$1.104,00	6,5%
Conexão à Rede	0,16	2400	R\$384,00	2,3%
Margem de Lucratividade	1,37	2400	R\$3.288,00	19,5%
TOTAL			R\$16.899,00	

Tabela 11: Estimativa de custos do Método 2

Fonte: Produção própria a partir de Neosolar e Greener

Orçamento Método 3 (4,5kWp)				
Componete	Preço Unitário	Qtdd	Valor	%
Painéis	R\$569	17	R\$9.673,00	30,8%
Fronius Primo 4.0-1	R\$9.290	1	R\$9.290,00	29,6%
Outros Equipamentos e Instalação	0,44	4500	R\$1.980,00	6,3%
Projeto	0,33	4500	R\$1.485,00	4,7%
Impostos	0,46	4500	R\$2.070,00	6,6%
Conexão à Rede	0,16	4500	R\$720,00	2,3%
Margem de Lucratividade	1,37	4500	R\$6.165,00	19,6%
TOTAL			R\$31.383,00	

Tabela 12: Estimativa de custos do Método 3

Fonte: Produção própria a partir de Neosolar e Greener

Com o objetivo de verificar diretamente se as estimativas guardam semelhança com os preços praticados no mercado, três empresas⁹ especializadas em SFCR em escala residencial foram contatadas visando a obtenção de um orçamento para um sistema baseado no consumo do caso estudado. O resultado, na média, sugeriu um sistema de 3,3 kWp por um custo de 23.340,00 o que equivale a 6,88 reais por Wp. O valor obtido para esse parâmetro (R\$/Wp) via consulta às empresas mostrou-se inferior que aqueles obtidos via estimativas de custos de modo que é possível argumentar que os orçamentos apresentados neste trabalho estejam de acordo com os padrões de mercado ou ligeiramente acima deles, numa perspectiva conservadora.

5.4 COMPARATIVO DE PERFORMANCE ECONÔMICA

Foram eleitos quatro indicadores para avaliar a performance econômica dos projetos:

- Valor Presente Líquido (VPL): Nada mais é do que a diferença entre os benefícios gerados pelo projeto e seus custos. Para o cálculo do VPL, os fluxos de caixa do projeto são trazidos a valor presente, descontados a uma determinada taxa. Tradicionalmente essa taxa é conhecida como TMA (taxa de atratividade mínima) e representa o custo de oportunidade do capital. Considerando uma pessoa física essa taxa poderia ser a taxa SELIC, a remuneração da poupança ou até mesmo a inflação que será usada neste trabalho.

$$VPL = I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

Onde:

I = Investimento Inicial

FC_t = Fluxo de Caixa no período t

r = Taxa de Desconto

⁹ As empresas contatadas foram SolarGrid, Engie Solar e EDB

Se o VPL for positivo, as receitas geradas pelo projeto superam os custos e, portanto, o investimento é considerável viável. A atualização dos valores pelo VPL gera o fluxo de caixa descontado. Esse desconto se faz necessário por dois motivos: primeiro, o dinheiro de hoje vale mais que o dinheiro de amanhã e, segundo, um dinheiro seguro vale mais que um dinheiro incerto. O VPL fornece uma avaliação econômica absoluta sobre o investimento.

- Taxa Interna de Retorno (TIR): representa eficiência marginal do capital. Do ponto de vista matemático, a TIR é a taxa em que, empregada como a taxa de desconto no cálculo do VPL faz com que seu valor fique igual a zero, ou seja, é a raiz da função VPL. Calculada por métodos numéricos (nesse caso Excel) não há fórmula algébrica a ser apresentada. A TIR apresenta uma avaliação relativa (proporcional) sobre eficiência de remuneração do investimento.

É interessante expor a relação existente entre VPL, TMA e TIR:

$$TIR > TMA \leftrightarrow VPL > 0$$

$$TIR = TMA \leftrightarrow VPL = 0$$

$$TIR < TMA \leftrightarrow VPL < 0$$

- *Payback* Descontado: O termo *payback* representa o número de períodos de tempo necessários para que as receitas geradas pelo investimento superem os investimentos. Existem duas formas de *payback*, o simples e o descontado. Neste trabalho será utilizado o *Payback* Descontado por ser o mais adequado para análises econômicas de longo prazo. Esse indicador oferece uma avaliação temporal do investimento.

- Retorno sobre Investimento (ROI): Exprime o quanto que os benefícios gerados pelo investimento representam do capital investido demonstrando uma avaliação relativa (proporcional) sobre o retorno gerado pelo investimento.

$$ROI = L/I$$

Onde:

L = Benefício descontado os investimentos (lucro)

I = Investimento total

Não existe um único parâmetro superior ou mais adequado que os demais para fins de tomada de decisão ou para montar comparativos. Mesmo porque cada um desses indicadores oferece um viés de análise diferente. É mais adequado dizer que são complementares que concorrentes.

Realizar a análise econômica de projetos de tão longa duração pode ser desafiador. Grande parte desse desafio encontra-se na tarefa nada trivial de tentar prever fatores econômicos como taxa de inflação e reajuste de energia elétrica.

Na maneira como as análises de performance foram produzidas, a inflação desempenha os papéis de reajustar o custo anual de manutenção além de ser a taxa utilizada no cálculo de Valor Presente Líquido (VPL) para corrigir o valor do capital a cada ano do projeto. Para resolver esse problema foram utilizadas as projeções de longo prazo do Banco Itaú para a economia brasileira até o ano de 2020, calculando a média geométrica dos últimos 6 anos e aplicando este valor de modo constante por todo horizonte de projeto. O resultado é uma inflação anual de 4,7% a.a.

Já o reajuste da tarifa de energia também possui papel de destaque pois é o componente de reajuste de todas as receitas geradas ao longo dos 25 anos do projeto. Pode-se dizer que é o fator econômico de maior influência na análise. A solução para essa questão se apoia no trabalho de Renny Nakabayashi que, em seu trabalho de 2015, tratou longamente sobre a viabilidade econômica de microgeração fotovoltaica no Brasil e que foi particularmente útil nesta etapa do trabalho.

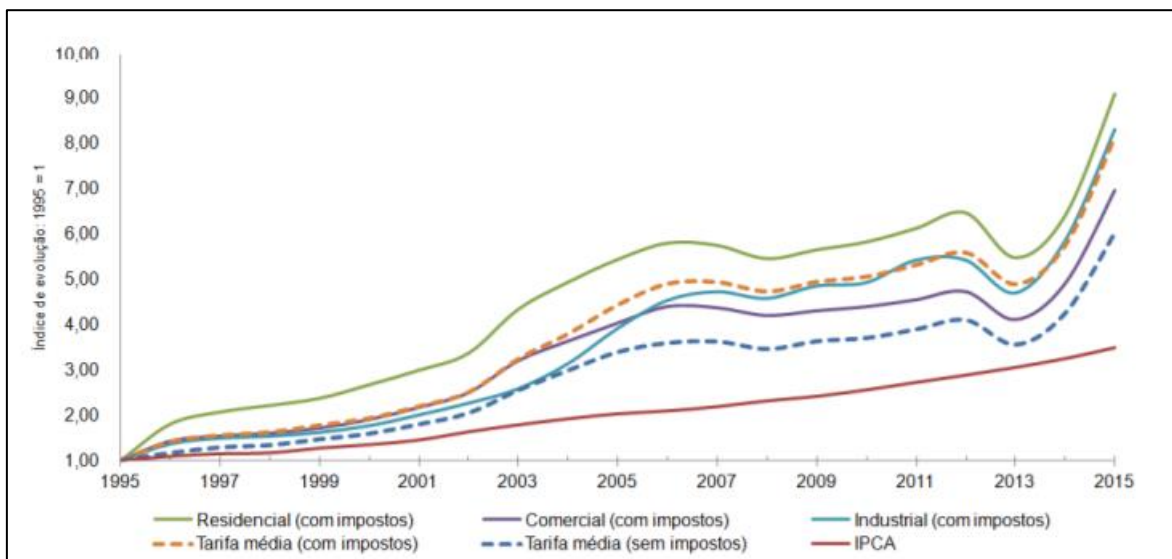


Figura 47: Evolução das tarifas de energia elétrica e do IPCA

Fonte: Adaptado de NAKABAYASHI, 2015

Em seu trabalho, Nakabayashi argumenta que historicamente a evolução das tarifas foi superior à inflação média. Adicionalmente, aponta a tendência de que futuras usinas de energia sejam mais custosas que as atuais, encarecendo a tarifa final que chega ao consumidor. Considerando esses fatores, Nakabayashi considerou uma inflação de 5,6% a.a. e, para seu cenário padrão, uma previsão de reajuste da tarifa de energia e seus impostos de 9,6% a.a. (nominal) o que significa um crescimento real de 3,8% a.a. A Figura 47 apresenta o comparativo entre evolução inflação IPCA e diversas tarifas de energia, a depender da classe de consumo.

Adoto, portanto, neste trabalho a mesma taxa de crescimento real utilizada no documento de referência que, considerando a inflação previamente determinada resulta numa taxa nominal de reajuste de 8,68% a.a.

$$(1 + Taxa Real) * (1 + Inflação) = (1 + Taxa Nominal)$$

$$(1 + 3,8\%) * (1 + 4,7\%) = (1 + Taxa Nominal)$$

$$(1 + Taxa Nominal) = 1,0867$$

$$Taxa Nominal = 8,67\%$$

O valor da tarifa inicial de energia já incluindo os impostos foi obtido no site da concessionária de energia, Light S.A., equivale a 0,7974 R\$/kWh, conforme a Figura 48. O custo anual de O&M foi estipulado em 1% do custo inicial de cada projeto. O gasto em

manutenção de sistemas como esse poderia ser desprezado, no entanto como a vida útil do inversor é prevista na faixa de 10 a 15 anos, preferiu-se incluir como custo de manutenção anual um valor equivalente a 1% do orçamento do projeto, que seria suficiente para, no mínimo, realizar uma vez a substituição de inversor. Este valor é corrigido anualmente de acordo com a inflação adotada na simulação futura. Essa abordagem, de distribuir os custos de manutenção ao longo da vida útil do projeto, evita as distorções causadas pela inclusão da totalidade das despesas de manutenção no custo inicial do projeto. Agora só resta analisar os resultados de performance econômica.

TARIFAS DE BAIXA TENSÃO - R\$/kWh - Agosto/2017							
Classe de consumo	Tarifa com PIS/COFINS e ICMS					Tarifa homologada pela ANEEL sem incidência de ICMS/PIS/COFINS	Tarifa com PIS/COFINS isenta de ICMS
	Faixa consumo						
	até 50 kWh	de 51 até 300 kWh	até 300 kWh	de 301 até 450 kWh	acima de 450 kWh		
	Residencial (isento de ICMS)	Residencial (ICMS de 18%)	Demais Classes (ICMS de 20%)	Todas as Classes (ICMS de 31%)	Todas as Classes (ICMS de 32%)		
Residencial	0,55943	0,69169	-	0,83410	0,84752	0,52665	0,55943
Tarifa Social							
· até 30 kWh	0,18719	0,23144	-	0,27909	0,28358	0,1762180	0,18719
· 31 até 50 kWh	0,32089	0,39675	-	0,47844	0,48614	0,3020880	0,32089
· 51 até 100 kWh	-		-				
· 101 até 220 kWh	-	0,59513	-	0,71766	0,72921	0,4531320	0,48134
· acima de 220 kWh	-	0,66126	-	0,79740	0,81023	0,50348	0,53482
Não residencial	-	-	0,71035	0,83410	0,84752	0,52665	0,55943
Rural	-	-	0,49725	0,58388	0,59327	0,36866	0,39161
Iluminação Pública							
· Rede de Distribuição	-	-	0,39069	0,45876	0,46614	0,28966	0,30769
· Bulbo da Lâmpada	-	-	0,42621	0,50046	0,50851	0,31599	0,33566

Figura 48: Tarifa de baixa tensão em agosto de 2017

Fonte: Site da Light S.A.

Método 1 3,7kWp	Economia Energética (kWh)	Tarifa de Energia* (R\$/kWh)	Economia Financeira (R\$)	O&M* (R\$)	Receita Gerada (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Corrigido (R\$)
2017						-R\$29.208	R\$0	-R\$29.208
2018	4.810,9	R\$0,797	R\$3.836	R\$292	R\$3.544	-R\$25.664	R\$3.385	-R\$25.823
2019	4.903,2	R\$0,867	R\$4.249	R\$306	R\$3.943	-R\$21.720	R\$3.597	-R\$22.225
2020	4.854,1	R\$0,942	R\$4.572	R\$320	R\$4.252	-R\$17.469	R\$3.704	-R\$18.521
2021	4.832,6	R\$1,024	R\$4.947	R\$335	R\$4.611	-R\$12.857	R\$3.837	-R\$14.684
2022	4.811,1	R\$1,112	R\$5.352	R\$351	R\$5.001	-R\$7.856	R\$3.975	-R\$10.709
2023	4.789,6	R\$1,209	R\$5.791	R\$367	R\$5.423	-R\$2.433	R\$4.117	-R\$6.592
2024	4.770,5	R\$1,314	R\$6.268	R\$385	R\$5.883	R\$3.450	R\$4.266	-R\$2.326
2025	4.753,4	R\$1,428	R\$6.788	R\$403	R\$6.385	R\$9.835	R\$4.422	R\$2.096
2026	4.731,7	R\$1,552	R\$7.343	R\$422	R\$6.922	R\$16.757	R\$4.578	R\$6.674
2027	4.717,3	R\$1,687	R\$7.956	R\$442	R\$7.515	R\$24.272	R\$4.747	R\$11.421
2028	4.707,1	R\$1,833	R\$8.628	R\$462	R\$8.166	R\$32.437	R\$4.927	R\$16.348
2029	4.696,9	R\$1,992	R\$9.357	R\$484	R\$8.873	R\$41.310	R\$5.113	R\$21.461
2030	4.686,7	R\$2,165	R\$10.147	R\$507	R\$9.640	R\$50.950	R\$5.306	R\$26.768
2031	4.676,5	R\$2,353	R\$11.004	R\$531	R\$10.473	R\$61.423	R\$5.506	R\$32.273
2032	4.666,3	R\$2,557	R\$11.933	R\$556	R\$11.377	R\$72.801	R\$5.713	R\$37.986
2033	4.656,1	R\$2,779	R\$12.940	R\$582	R\$12.359	R\$85.159	R\$5.927	R\$43.913
2034	4.645,9	R\$3,020	R\$14.033	R\$609	R\$13.424	R\$98.583	R\$6.149	R\$50.061
2035	4.635,7	R\$3,283	R\$15.217	R\$638	R\$14.580	R\$113.163	R\$6.378	R\$56.440
2036	4.625,5	R\$3,568	R\$16.502	R\$668	R\$15.834	R\$128.997	R\$6.616	R\$63.056
2037	4.615,3	R\$3,877	R\$17.895	R\$699	R\$17.196	R\$146.192	R\$6.863	R\$69.918
2038	4.605,1	R\$4,214	R\$19.405	R\$732	R\$18.673	R\$164.865	R\$7.118	R\$77.036
2039	4.595,0	R\$4,580	R\$21.043	R\$766	R\$20.276	R\$185.142	R\$7.382	R\$84.418
2040	4.584,8	R\$4,977	R\$22.818	R\$802	R\$22.016	R\$207.158	R\$7.655	R\$92.073
2041	4.574,6	R\$5,409	R\$24.744	R\$840	R\$23.904	R\$231.062	R\$7.939	R\$100.012
2042	4.564,4	R\$5,879	R\$26.832	R\$879	R\$25.952	R\$257.014	R\$8.232	R\$108.244
2043	4.554,2	R\$6,389	R\$29.096	R\$921	R\$28.175	R\$285.189	R\$8.536	R\$116.780
Resultados	VPL: R\$116.780		TIR: 19%		Payback: 7,5 anos		ROI: 236%	

Tabela 13: Performance energética projeto 3,7 kWp

Fonte: Produção própria via EXCEL

Ao observar a Tabela 13 e perceber um valor para o VPL tão positivo, é possível concluir que o projeto é viável. Além disso, o tempo de *payback* de 7 anos e meio, com todas as hipóteses conservadoras certamente pode caracterizá-lo como um investimento atraente, especialmente porque está atrelado a um longo período de vida útil. Destaca-se o valor final do Fluxo de Caixa Acumulado (R\$ 285 mil), que pode ser usado para comparar este investimento com outros de natureza diferente.

Método 2 2,4kWp	Economia Energética (kWh)	Tarifa de Energia* (R\$/kWh)	Economia Financeira (R\$)	O&M* (R\$)	Receita Gerada (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Corrigido (R\$)
2017						-R\$16.899	R\$0	-R\$16.899
2018	3.656,0	R\$0,797	R\$2.915	R\$169	R\$2.746	-R\$14.153	R\$2.623	-R\$14.276
2019	3.601,2	R\$0,867	R\$3.121	R\$177	R\$2.944	-R\$11.209	R\$2.686	-R\$11.590
2020	3.582,9	R\$0,942	R\$3.374	R\$185	R\$3.189	-R\$8.020	R\$2.779	-R\$8.812
2021	3.564,6	R\$1,024	R\$3.649	R\$194	R\$3.455	-R\$4.565	R\$2.875	-R\$5.937
2022	3.546,3	R\$1,112	R\$3.945	R\$203	R\$3.742	-R\$823	R\$2.974	-R\$2.963
2023	3.528,0	R\$1,209	R\$4.265	R\$213	R\$4.053	R\$3.230	R\$3.077	R\$114
2024	3.509,8	R\$1,314	R\$4.612	R\$223	R\$4.389	R\$7.619	R\$3.182	R\$3.296
2025	3.491,5	R\$1,428	R\$4.986	R\$233	R\$4.753	R\$12.372	R\$3.291	R\$6.588
2026	3.473,2	R\$1,552	R\$5.390	R\$244	R\$5.146	R\$17.518	R\$3.404	R\$9.991
2027	3.454,9	R\$1,687	R\$5.827	R\$255	R\$5.572	R\$23.089	R\$3.520	R\$13.511
2028	3.436,6	R\$1,833	R\$6.300	R\$268	R\$6.032	R\$29.121	R\$3.640	R\$17.151
2029	3.418,4	R\$1,992	R\$6.810	R\$280	R\$6.530	R\$35.651	R\$3.763	R\$20.914
2030	3.400,1	R\$2,165	R\$7.361	R\$293	R\$7.068	R\$42.719	R\$3.890	R\$24.804
2031	3.381,8	R\$2,353	R\$7.957	R\$307	R\$7.650	R\$50.370	R\$4.022	R\$28.826
2032	3.363,5	R\$2,557	R\$8.601	R\$321	R\$8.280	R\$58.650	R\$4.157	R\$32.983
2033	3.345,2	R\$2,779	R\$9.297	R\$337	R\$8.961	R\$67.610	R\$4.297	R\$37.281
2034	3.327,0	R\$3,020	R\$10.049	R\$352	R\$9.696	R\$77.307	R\$4.441	R\$41.722
2035	3.308,7	R\$3,283	R\$10.861	R\$369	R\$10.492	R\$87.799	R\$4.590	R\$46.312
2036	3.290,4	R\$3,568	R\$11.739	R\$386	R\$11.352	R\$99.151	R\$4.744	R\$51.056
2037	3.272,1	R\$3,877	R\$12.687	R\$404	R\$12.282	R\$111.433	R\$4.902	R\$55.957
2038	3.253,8	R\$4,214	R\$13.711	R\$423	R\$13.287	R\$124.721	R\$5.065	R\$61.022
2039	3.235,6	R\$4,580	R\$14.817	R\$443	R\$14.374	R\$139.095	R\$5.233	R\$66.255
2040	3.217,3	R\$4,977	R\$16.012	R\$464	R\$15.548	R\$154.643	R\$5.406	R\$71.662
2041	3.199,0	R\$5,409	R\$17.303	R\$486	R\$16.817	R\$171.460	R\$5.585	R\$77.247
2042	3.180,7	R\$5,879	R\$18.698	R\$509	R\$18.189	R\$189.649	R\$5.770	R\$83.016
2043	3.162,4	R\$6,389	R\$20.204	R\$533	R\$19.671	R\$209.321	R\$5.960	R\$88.976
Resultados	VPL: R\$88.976		TIR: 23%		Payback: 6 anos		ROI: 321%	

Tabela 14: Performance energética projeto 2,4 kWp

Fonte: Produção própria via EXCEL

O menor dos três dimensionamentos também apresenta o menor *Payback* o que certamente é um fato interessante. Na Figura 14 é possível perceber excelentes indicadores percentuais (TIR e ROI) até mais elevados que os dos outros dimensionamentos. O VPL final não é tão elevado, mas é compensado por estar atrelado ao menor dos investimentos.

Método 3 4,5kWp	Economia Energética (kWh)	Tarifa de Energia* (R\$/kWh)	Economia Financeira (R\$)	O&M* (R\$)	Receita Gerada (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Corrigido (R\$)
2017						-R\$31.383	R\$0	-R\$31.383
2018	5.127,3	R\$0,797	R\$4.088	R\$314	R\$3.775	-R\$27.608	R\$3.605	-R\$27.778
2019	5.365,0	R\$0,867	R\$4.649	R\$329	R\$4.321	-R\$23.288	R\$3.942	-R\$23.836
2020	5.365,0	R\$0,942	R\$5.053	R\$344	R\$4.709	-R\$18.579	R\$4.103	-R\$19.733
2021	5.365,0	R\$1,024	R\$5.492	R\$360	R\$5.131	-R\$13.447	R\$4.270	-R\$15.463
2022	5.365,0	R\$1,112	R\$5.968	R\$377	R\$5.591	-R\$7.856	R\$4.444	-R\$11.019
2023	5.365,0	R\$1,209	R\$6.486	R\$395	R\$6.091	-R\$1.765	R\$4.624	-R\$6.395
2024	5.365,0	R\$1,314	R\$7.049	R\$413	R\$6.636	R\$4.871	R\$4.811	-R\$1.584
2025	5.365,0	R\$1,428	R\$7.661	R\$433	R\$7.228	R\$12.099	R\$5.006	R\$3.422
2026	5.365,0	R\$1,552	R\$8.326	R\$453	R\$7.873	R\$19.972	R\$5.207	R\$8.629
2027	5.365,0	R\$1,687	R\$9.049	R\$474	R\$8.574	R\$28.547	R\$5.417	R\$14.046
2028	5.365,0	R\$1,833	R\$9.834	R\$497	R\$9.337	R\$37.884	R\$5.634	R\$19.680
2029	5.365,0	R\$1,992	R\$10.688	R\$520	R\$10.168	R\$48.052	R\$5.860	R\$25.540
2030	5.365,0	R\$2,165	R\$11.616	R\$545	R\$11.071	R\$59.123	R\$6.094	R\$31.633
2031	5.365,0	R\$2,353	R\$12.624	R\$570	R\$12.054	R\$71.177	R\$6.337	R\$37.970
2032	5.365,0	R\$2,557	R\$13.720	R\$597	R\$13.123	R\$84.299	R\$6.589	R\$44.559
2033	5.365,0	R\$2,779	R\$14.910	R\$625	R\$14.285	R\$98.585	R\$6.851	R\$51.410
2034	5.365,0	R\$3,020	R\$16.205	R\$654	R\$15.550	R\$114.135	R\$7.123	R\$58.533
2035	5.365,0	R\$3,283	R\$17.611	R\$685	R\$16.926	R\$131.061	R\$7.405	R\$65.937
2036	5.365,0	R\$3,568	R\$19.140	R\$717	R\$18.423	R\$149.484	R\$7.698	R\$73.635
2037	5.365,0	R\$3,877	R\$20.801	R\$751	R\$20.050	R\$169.534	R\$8.002	R\$81.637
2038	5.365,0	R\$4,214	R\$22.607	R\$786	R\$21.820	R\$191.354	R\$8.317	R\$89.954
2039	5.365,0	R\$4,580	R\$24.569	R\$823	R\$23.746	R\$215.100	R\$8.645	R\$98.599
2040	5.365,0	R\$4,977	R\$26.702	R\$862	R\$25.840	R\$240.939	R\$8.985	R\$107.584
2041	5.365,0	R\$5,409	R\$29.019	R\$903	R\$28.117	R\$269.056	R\$9.338	R\$116.922
2042	5.365,0	R\$5,879	R\$31.538	R\$945	R\$30.593	R\$299.649	R\$9.704	R\$126.626
2043	5.365,0	R\$6,389	R\$34.276	R\$989	R\$33.286	R\$332.936	R\$10.084	R\$136.710
Resultados	VPL: R\$136.710		TIR: 19%		Payback: 7,3 anos		ROI: 260%	

Tabela 15: Performance energética projeto 4,5 kWp

Fonte: Produção própria via EXCEL

Com um payback intermediário em relação aos outros 2 dimensionamentos o sistema de 4,5 kWp é detentor do maior VPL. Os demais indicadores também são bastante positivos, conforme é possível observar na Tabela 15.

Critério	Método 1	Método 2	Método 3
Parametro Central	Consumo Mensal Médio - CD	Menor Consumo Mensal - CD	Consumo Mensal Médio Bruto
Objetivo	Reduzir geração de crédito e desperdício de produção	Eliminar geração de crédito e desperdício de produção	Minimizar a fatura mensal de energia utilizando o Sistema de Compensação de Energia
Atendimento ao Objetivo	Baixo % de geração não aproveitada e poucos créditos gerados	Nenhum desperdício de geração e produção de créditos nula	Todas as faturas de energia foram minimizadas apartir de Março/18
Potência Instalada (kWp)	3,7	2,4	4,5
Orçamento	R\$29.207,69	R\$16.899,00	R\$31.383,00
Relação R\$/Wp	R\$7,89	R\$7,04	R\$6,97
Número de Módulos	14	9	17
Área Ocupada	21,7 m ²	13,9 m ²	26,3 m ²
Média de Economia Anual	R\$5.407	R\$3.921	R\$6.226
Payback Descontado	7 anos e 6 meses	6 anos	7 anos e 3 meses
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$116.780	R\$88.976	R\$136.710
Retorno sobre Investimento (ROI)	236%	321%	260%
Taxa Interna de Retorno (TIR)	19%	23%	19%

Tabela 16: Comparativo de Performance Econômica entre os diferentes métodos

Fonte: Produção própria

6. CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo irá apresentar as conclusões sobre o comparativo das performances dos projetos e recomendações para trabalhos futuros.

6.1 O MÉTODO MAIS RECOMENDÁVEL DE DIMENSIONAMENTO

Após realizar análises tanto energéticas quanto econômicas temos diversos parâmetros para orientar e justificar a preferência por um ou outro método. Mas, como não houve um método que fosse absolutamente superior aos demais em todos os quesitos, eleger uma única metodologia de dimensionamento pode não ser algo tão direto.

Existe uma conclusão que é mais importante que a determinação do melhor método: é que todos os três dimensionamentos são viáveis e economicamente atraentes. As boas performances apresentadas são prova de que dificilmente algum possa ser chamado de inadequado ou incorreto. Especialmente porque cada uma das filosofias de dimensionamento atendeu aos objetivos pré-estabelecidos.

Nos últimos anos houve significativo aumento dos trabalhos acadêmicos de alguma forma relacionados à energia solar fotovoltaica. Grande parte deles inclui análise de desempenho econômico com especial interesse no tempo de *payback* que também é um dos pontos que desperta maior curiosidade entre potenciais usuários-geradores.

Em relação a isso é preciso salientar que a metodologia de levantamento de custos, em especial aqueles que dizem respeito à manutenção de SF_{CR}, pode causar grande divergência de resultados se forem incluídos em sua totalidade no custo inicial do projeto. Muitas das empresas do ramo alegam não haver necessidade de despesas com manutenção recorrente, no entanto, como dito anteriormente, neste trabalho optou-se por incluir uma despesa de manutenção de 1% do valor do projeto ao ano, corrigido pela inflação, que se apresenta como uma alternativa bastante conservadora. Eliminar tais custos de manutenção impactaria os resultados econômicos.

Tendo em mente todas as incertezas relativas ao desempenho econômico dos projetos, e, com o intuito de enriquecer a análise apresentada, alguns cenários hipotéticos são

apresentados como anexos deste trabalho. Estes cenários incluem a ausência de previsão de gastos associados à O&M desses sistemas, TMA de 10% e TMA de 12%, numa resumida de análise de sensibilidade relativa a esses parâmetros.

Também é necessário salientar que todos os resultados e análises deste trabalho são válidos somente para o atual ambiente regulatório, enquanto ele permanecer desta forma. Alterações, supressões ou inclusões ou de fatos novos que afetem os dispositivos de Custo de Disponibilidade ou no Sistema de Compensação de Energia terão grande impacto nos resultados aqui apresentados. Se, por exemplo, as unidades geradoras-consumidoras se tornarem isentas do pagamento do Custo de Disponibilidade os projetos se tornarão ainda mais interessantes economicamente.

Mas, em análise objetiva, se tivesse a obrigação de escolher um dimensionamento para este caso especificamente, acabaria optando pelo segundo método que projetou um sistema de 2,4kWp. A primeira das razões está ligada ao tempo de *payback* que é o menor de todos. Segundamente é a melhor alternativa em relação ao ROI (preferência pessoal minha como investidor) e ainda, é o que exige o menor dos investimentos iniciais (realidade pessoal minha como investidor).

No entanto de nada serviriam essas justificativas caso um cliente desejasse obter a maior redução possível em sua fatura de energia elétrica. Nesse caso ele deve proceder de acordo com terceiro método. E, para uma recomendação genérica, em que não se consideram as particularidades de cada projeto, o método proveniente do Manual de Engenharia certamente é um bom ponto inicial. Muito provavelmente, a eleição do melhor dimensionamento está em função da preferência e dos objetivos que o cliente ou projetista pretende atingir com o investimento em energia solar.

Concordando com outra ideia exposta no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos do CEPTEL, a precisa determinação da demanda energética alvo a ser suprida pelo Sistema Fotovoltaico é muito mais crítica em sistemas isolados (SFI) que nos sistemas conectados à rede (SFCR). No entanto o objetivo deste trabalho foi exatamente compreender melhor como pequenas diferenças na demanda alvo de produção na fase de concepção de projeto afetam a performance tanto energética quanto econômica desses projetos.

Os resultados possivelmente serão relevantes para atuais e futuros usuários da energia solar, projetistas e também para integradores do mercado de energia fotovoltaica especialmente no momento de grande concorrência como o atual. Do ponto de vista do usuário em especial, se considerar o investimento em energia solar como um investimento

típico, é sempre interessante entender melhor quais fatores podem promover melhor rendimento. Também pode-se concluir que existe uma metodologia adequada para cada objetivo a ser atendido, conforme exposto na Tabela 17.

Conclusão		
Objetivo	Reduzir ao máximo a fatura mensal de energia elétrica	Realizar o investimento em energia solar com menor tempo de retorno e melhores resultados proporcionais
Parâmetro Central	Consumo Mensal Médio Bruto	Menor Consumo Mensal - CD
Método Aconselhado	Método 3	Método 2

Tabela 17: Conclusão sobre metodologias de dimensionamento

Fonte: Produção própria

Por outro lado, também há de se reconhecer que projetos SFCR são muitas vezes orientados por outros fatores limitantes como espaço, estética ou valor disponível para o investimento e não prioritariamente por razões técnicas.

Há de se destacar que talvez a principal vulnerabilidade do Método 2 (que tem como parâmetro o mês de menor consumo descontado o CD) foi anulada pela hipótese utilizada nas simulações de consumo constante para um mesmo mês em todos os anos da simulação. Entretanto, isso não descarta o resultado obtido pois continua sendo a maior alternativa de dimensionamento que não gera créditos nem o chamado “desperdício de produção”. Como explicado anteriormente, a opção por manter constante o consumo de cada mês na simulação ocorreu por não entender que haja outra alternativa mais adequada, nem de acréscimo, nem de decréscimo, para uma residência num horizonte de 25 anos de projeto.

A análise financeira realizada nesse trabalho trata como receita gerada a economia proveniente da redução das faturas de energia durante o horizonte de projeto. Outro ponto que deve ser tornado explícito é que foi considerado o pagamento integral dos custos do projeto no ano 0 (2017). Poderia ser interessante verificar como seria o resultado financeiro simulando a utilização de uma das linhas de crédito tratadas no Capítulo 3.

Esta abordagem simples só observa parâmetros financeiros e energéticos. Existem outras vantagens que não são tangíveis, ou pelo menos não são tão facilmente traduzíveis em resultados financeiros, e não foram citadas até o momento, como valorização do imóvel, redução da pagada de carbono individual dos moradores, segurança contra aumentos futuros do preço de energia e satisfação pessoal em participar e financiar medidas que contribuam positivamente para os objetivos globais sobre o clima. As vantagens da intensificação do uso de energias renováveis, principalmente na estratégia conjugada com incentivos à Geração Distribuída gera dividendos positivos para todos os envolvidos. A sociedade, a economia e o meio ambiente são contemplados no emprego de sistemas fotovoltaicos.

Trabalhos como este também cumprem o objetivo de desmistificar a impressão comum de que a energia solar é cara a ponto de ser inviável como investimento, ou coisa para ambientalistas. Certamente, os preços ainda não são baixos a ponto de tornar-se uma tecnologia acessível ao cidadão brasileiro comum, mas a progressiva queda nos preços, sem dúvida, continuará a torná-la cada vez mais interessante do simples ponto de vista econômico e cativante para os naturalmente inclinados às energias renováveis.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Seria interessante a realização de um comparativo entre um investimento em GD Solar *versus* outros investimentos típicos do mercado como Poupança, Tesouro Direto e outras aplicações de baixo risco típicas dos brasileiros.

Outra possibilidade a ser estudada em trabalhos futuros é a comparação entre a análise econômica de uma instalação fotovoltaica residencial *versus* outra, de maior porte, como uma usina de geração fotovoltaica. O objetivo seria entender melhor quais fatores são os responsáveis por melhorar o retorno financeiro além da simples economia de escala.

Adicionalmente, um estudo integrado de arquitetura e engenharia que estimasse o ganho financeiro ao se projetar casas e outras estruturas tendo, desde o projeto, a previsão de instalação de painéis fotovoltaicos *versus* a inclusão de sistema equivalente em estruturas convencionais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (Modulo 3)*.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, *Resolução Normativa N° 414/2010*. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, *Resolução Normativa N° 482/2012*. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, *Resolução Normativa N° 687/2015*. Altera a Resolução Normativa n° 482/2012.

Banco Itaú, **Projeções de Longo Prazo**. Acesso em 03/08/2017. Disponível em: <https://www.itaubba.com.br/itaubba-pt/analises-economicas/projecoes/longo-prazo-julho-2017>

BARBOSA W., AZEVEDO A., 2013, **Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens**. Artigo apresentado no Segundo Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia. Acesso em 24/08/2017. Disponível em: http://www.feam.br/images/stories/arquivos/mudnacaclimatica/2014/artigo_gd.pdf.

BESSO R., 2017, **Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede – Estudo de Caso no Centro de Tecnologia da UFRJ**. Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola Politécnica da UFRJ.

BRASIL. *Lei N° 13.169/201*. Reduz a zero as alíquotas a zero as alíquotas da contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e dá outras providências.

CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, 2004. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.

CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, 2006. **Energia Solar - Princípio e Aplicações**. Rio de Janeiro: CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.

CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, 2014. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.

CHAMMA B. C., 2017, **Projeto de uma Microgeração Fotovoltaica Aplicada a uma Residência**. Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola Politécnica da UFRJ.

COGEN - Associação da Indústria de Cogeração de Energia. **Geração Distribuída – Novo Ciclo de Desenvolvimento**. Acesso em 26/08/2017. Disponível em: http://www.cogen.com.br/workshop/2013/Geracao_Distribuida_Calabro_22052013.pdf.

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária, Ministério da Fazenda. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/>, acessado em 12/07/2017.

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária, Ministério da Fazenda. **Convênio 101/1997**. Acessado em 13/07/2017.

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária, Ministério da Fazenda. **Convênio 06/2013**. Acessado em 13/07/2017.

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária, Ministério da Fazenda. **Convênio 16/2015**. Acessado em 13/07/2017.

CPTEC – Glossário de Termos Técnicos em Radiação Atmosférica. Acessado em 15/09/2017. Disponível em: http://pyata.cptec.inpe.br/radiacao/glossar/gloss_fo.htm

EPE – Empresa de Planejamento Energético. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica** / Mauricio Tiomno Tolmasquim – EPE: Rio de Janeiro, 2016

FARMER, J. D., LAFOND F, 2015. **How Predictable is Technological Progress** Reaserch Policy, Volume 45.

Greener Consultoria, 2017. **Análise Estratégica do Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 2º Semestre 2017**. Acesso em: 03/07/2017. Disponível em: <http://www.greener.com.br/analise-estrategica-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-2o-semester2017/>

IDEC – Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor. Acesso em 09/7/2017. Disponível em: <http://www.idec.org.br/consultas/dicas-e-direitos/conheca-o-papel-das-agencias-reguladoras>,

IEA – International Energy Agency, 2010. **World Energy Outlook 2010**. OECD/IEA, Paris, França.

IEA – International Energy Agency, 2011. **Solar Energy Perspectives**. OECD/IEA, Paris, França.

IEA – International Energy Agency, 2014. **Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy**. OECD/IEA, Paris, França.

IEA – International Energy Agency, 2017. **Getting Wind and Sun into the Grid**. OECD/IEA, Paris, França.

INEE – Instituto Nacional de eficiência energética. **Notas sobre Geração Distribuída**. Acesso em 26/08/2017. Disponível em: <http://www.inee.org.br/download/forum/Notas%20sobre%20GD.pdf>.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 2001. **The Climate System: an Overview, The Scientific Basis**, Report from Working Group I, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 2015. **Adoption of the Paris Agreement**, Framework Convention on Climate Change, Conference of the Parties, Paris, 30 de novembro a 11 de dezembro de 2015.

Lawrence S. B., Thomas A. H., 2009. **Química Geral Aplicada à Engenharia**. Cengage Learning, São Paulo, Brasil.

Light, **Composição da sua Tarifa**. Acesso em 03/08/2017. Disponível em: <http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx> agosto de 2017

MIT – Massachusetts Institute of Technology, 2015, **The Future of Solar Energy – An Interdisciplinary MIT Study**.

MME – Ministério de Minas e Energia, “*Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar*” Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030, Acesso em 12/07/2017.

MME – Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Energia Elétrica, Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**, junho de 2017.

MOEHLECKE, A., ZANESCO, I, 2005. **Mercado, Física e Processamento de Células Solares**. Metalurgia e Materiais, v. 61.

NAKABAYASHI, R., 2015. **Viabilidade Econômica da Minigeração Fotovoltaica no Brasil**, Instituto de Engenharia e Ambiente da USP, Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos.

Neosolar. Acesso em 02/08/2017. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/>

NREL – National Renewable Energy Laboratory. **Research Cell Efficiency Records** Acesso em 25/07/2017. Disponível em: <https://energy.gov/eere/sunshot/downloads/research-cell-efficiency-records>.

O Globo – “*Governo cria programa de Incentivo à Geração de Energia Solar*” Disponível em: <https://oglobo.globo.com/economia/governo-cria-programa-de-incentivo-geracao-de-energia-solar-18302233>. Acesso em 12/07/2017.

OLADE – Organização Latino-Americana de Energia. **Curso de la Generación Distribuida**. SABA System., 2011. Acesso em 26/08/2017. Disponível em: <http://www.olade.org/elearning>.

Portal Brasil. Acesso em 09/07/2017. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/governo/2009/11/agencias-reguladoras>

Portal Solar, “*Nova Lei deverá promover mais atratividade*”. Disponível em: <http://www.portalsolar.com.br/blog-solar/incentivos-a-energia-solar/energia-solar-fotovoltaica--nova-lei-devera-promover-mais-atratividade-.html>, Acesso em 30/06/2017.

REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2016, **Renewables 2016: Global Status Report**, France.

SC Energia – Programa Catarinense de Energias Limpas. Disponível em: http://www.scmaisenergia.sc.gov.br/sds/?page_id=11, Acesso em 12/07/2017.

SWERA – **Solar and Wind Energy Resource Assesment** (Beta Release), 2017. Acesso em 01/08/2017. Disponível em: <https://maps.nrel.gov/swera/>

TRENBERTH, K. E., FASULO, J. T. KIEHL J., 2009. **Earth’s Global energy Budget**. Bulletin of the American Meterological Society.

WIREs - Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change, 2015. **International Trends in Public Perceptions of Climate Change over the Past Quarter Century**. Acesso em: 08/07/2017. Disponível em: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/wcc.321/full>.

ANEXO 1: COMPARATIVO COMPLETO ENTRE OS MÉTODOS

Critério	Método 1	Método 2	Método 3
Parametro Central	Consumo Mensal Médio - CD	Menor Consumo Mensal - CD	Consumo Mensal Médio Bruto
Objetivo	Reduzir geração de crédito e desperdício de produção	Eliminar geração de crédito e desperdício de produção	Minimizar a fatura mensal de energia utilizando o Sistema de Compensação de Energia
Atendimento ao Objetivo	Baixo % de geração não aproveitada e poucos créditos gerados	Nenhum desperdício de geração e produção de créditos nula	Todas as faturas de energia foram minimizadas apartir de Março/18
Potência Instalada (kWp)	3,7	2,4	4,5
Orçamento	R\$29.207,69	R\$16.899,00	R\$31.383,00
Relação R\$/Wp	R\$7,89	R\$7,04	R\$6,97
Número de Módulos	14	9	17
Área Ocupada	21,7 m ²	13,9 m ²	26,3 m ²
Produção Anual Média (MWh)	5,29	3,39	6,43
Produção Mensal Média (kWh)	440,85	282,70	536,22
Média do % do Consumo Atendido pela Geração	81%	52%	98%
Média do % de Geração Não Aproveitada	11%	0%	10%
Créditos Totais Gerados (kWh eqv.)	370,7	0,0	14.319,6
Créditos Totais Expirados (kWh eqv.)	0,0	0,0	3.888,7
Média do % do Consumo Economizado	72%	52%	82%
% de Redução da Fatura em relação ao Máximo Teórico	87,5%	63,2%	99,8%
Média de Economia Anual	R\$5.407	R\$3.921	R\$6.226
Payback Descontado	7 anos e 6 meses	6 anos	7 anos e 3 meses
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$116.780	R\$88.976	R\$136.710
Retorno sobre Investimento (ROI)	236%	321%	260%
Taxa Interna de Retorno (TIR)	19%	23%	19%

ANEXO 2: CENÁRIO ONDE CUSTOS DE O&M SÃO DESPREZADOS

Método 1 3,7kWp	Economia Energética (kWh)	Tarifa de Energia* (R\$/kWh)	Economia Financeira (R\$)	O&M* (R\$)	Receita Gerada (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Corrigido (R\$)
2017						-R\$29.208	R\$0	-R\$29.208
2018	4.810,9	R\$0,797	R\$3.836	R\$0	R\$3.836	-R\$25.371	R\$3.664	-R\$25.544
2019	4.903,2	R\$0,867	R\$4.249	R\$0	R\$4.249	-R\$21.122	R\$3.876	-R\$21.667
2020	4.854,1	R\$0,942	R\$4.572	R\$0	R\$4.572	-R\$16.551	R\$3.983	-R\$17.684
2021	4.832,6	R\$1,024	R\$4.947	R\$0	R\$4.947	-R\$11.604	R\$4.116	-R\$13.568
2022	4.811,1	R\$1,112	R\$5.352	R\$0	R\$5.352	-R\$6.252	R\$4.254	-R\$9.314
2023	4.789,6	R\$1,209	R\$5.791	R\$0	R\$5.791	-R\$461	R\$4.396	-R\$4.918
2024	4.770,5	R\$1,314	R\$6.268	R\$0	R\$6.268	R\$5.807	R\$4.545	-R\$373
2025	4.753,4	R\$1,428	R\$6.788	R\$0	R\$6.788	R\$12.595	R\$4.701	R\$4.327
2026	4.731,7	R\$1,552	R\$7.343	R\$0	R\$7.343	R\$19.938	R\$4.857	R\$9.184
2027	4.717,3	R\$1,687	R\$7.956	R\$0	R\$7.956	R\$27.894	R\$5.026	R\$14.211
2028	4.707,1	R\$1,833	R\$8.628	R\$0	R\$8.628	R\$36.522	R\$5.206	R\$19.417
2029	4.696,9	R\$1,992	R\$9.357	R\$0	R\$9.357	R\$45.879	R\$5.392	R\$24.809
2030	4.686,7	R\$2,165	R\$10.147	R\$0	R\$10.147	R\$56.026	R\$5.585	R\$30.394
2031	4.676,5	R\$2,353	R\$11.004	R\$0	R\$11.004	R\$67.030	R\$5.785	R\$36.179
2032	4.666,3	R\$2,557	R\$11.933	R\$0	R\$11.933	R\$78.963	R\$5.992	R\$42.170
2033	4.656,1	R\$2,779	R\$12.940	R\$0	R\$12.940	R\$91.903	R\$6.206	R\$48.376
2034	4.645,9	R\$3,020	R\$14.033	R\$0	R\$14.033	R\$105.936	R\$6.428	R\$54.804
2035	4.635,7	R\$3,283	R\$15.217	R\$0	R\$15.217	R\$121.153	R\$6.657	R\$61.461
2036	4.625,5	R\$3,568	R\$16.502	R\$0	R\$16.502	R\$137.655	R\$6.895	R\$68.356
2037	4.615,3	R\$3,877	R\$17.895	R\$0	R\$17.895	R\$155.550	R\$7.141	R\$75.498
2038	4.605,1	R\$4,214	R\$19.405	R\$0	R\$19.405	R\$174.954	R\$7.397	R\$82.894
2039	4.595,0	R\$4,580	R\$21.043	R\$0	R\$21.043	R\$195.997	R\$7.661	R\$90.555
2040	4.584,8	R\$4,977	R\$22.818	R\$0	R\$22.818	R\$218.815	R\$7.934	R\$98.489
2041	4.574,6	R\$5,409	R\$24.744	R\$0	R\$24.744	R\$243.559	R\$8.218	R\$106.707
2042	4.564,4	R\$5,879	R\$26.832	R\$0	R\$26.832	R\$270.391	R\$8.511	R\$115.218
2043	4.554,2	R\$6,389	R\$29.096	R\$0	R\$29.096	R\$299.487	R\$8.815	R\$124.033
Resultados	VPL: R\$124.033		TIR: 20%		Payback: 7,1 anos		ROI: 425%	

Método 2 2,4kWp	Economia Energética (kWh)	Tarifa de Energia* (R\$/kWh)	Economia Financeira (R\$)	O&M* (R\$)	Receita Gerada (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Corrigido (R\$)
2017						-R\$16.899	R\$0	-R\$16.899
2018	3.656,0	R\$0,797	R\$2.915	R\$0	R\$2.915	-R\$13.984	R\$2.784	-R\$14.115
2019	3.601,2	R\$0,867	R\$3.121	R\$0	R\$3.121	-R\$10.863	R\$2.847	-R\$11.268
2020	3.582,9	R\$0,942	R\$3.374	R\$0	R\$3.374	-R\$7.488	R\$2.940	-R\$8.328
2021	3.564,6	R\$1,024	R\$3.649	R\$0	R\$3.649	-R\$3.840	R\$3.036	-R\$5.291
2022	3.546,3	R\$1,112	R\$3.945	R\$0	R\$3.945	R\$105	R\$3.136	-R\$2.156
2023	3.528,0	R\$1,209	R\$4.265	R\$0	R\$4.265	R\$4.371	R\$3.238	R\$1.082
2024	3.509,8	R\$1,314	R\$4.612	R\$0	R\$4.612	R\$8.982	R\$3.344	R\$4.426
2025	3.491,5	R\$1,428	R\$4.986	R\$0	R\$4.986	R\$13.968	R\$3.453	R\$7.879
2026	3.473,2	R\$1,552	R\$5.390	R\$0	R\$5.390	R\$19.358	R\$3.565	R\$11.444
2027	3.454,9	R\$1,687	R\$5.827	R\$0	R\$5.827	R\$25.185	R\$3.681	R\$15.125
2028	3.436,6	R\$1,833	R\$6.300	R\$0	R\$6.300	R\$31.485	R\$3.801	R\$18.926
2029	3.418,4	R\$1,992	R\$6.810	R\$0	R\$6.810	R\$38.295	R\$3.924	R\$22.851
2030	3.400,1	R\$2,165	R\$7.361	R\$0	R\$7.361	R\$45.656	R\$4.052	R\$26.902
2031	3.381,8	R\$2,353	R\$7.957	R\$0	R\$7.957	R\$53.614	R\$4.183	R\$31.086
2032	3.363,5	R\$2,557	R\$8.601	R\$0	R\$8.601	R\$62.215	R\$4.319	R\$35.405
2033	3.345,2	R\$2,779	R\$9.297	R\$0	R\$9.297	R\$71.512	R\$4.459	R\$39.863
2034	3.327,0	R\$3,020	R\$10.049	R\$0	R\$10.049	R\$81.561	R\$4.603	R\$44.466
2035	3.308,7	R\$3,283	R\$10.861	R\$0	R\$10.861	R\$92.422	R\$4.752	R\$49.218
2036	3.290,4	R\$3,568	R\$11.739	R\$0	R\$11.739	R\$104.161	R\$4.905	R\$54.122
2037	3.272,1	R\$3,877	R\$12.687	R\$0	R\$12.687	R\$116.847	R\$5.063	R\$59.186
2038	3.253,8	R\$4,214	R\$13.711	R\$0	R\$13.711	R\$130.558	R\$5.226	R\$64.412
2039	3.235,6	R\$4,580	R\$14.817	R\$0	R\$14.817	R\$145.375	R\$5.394	R\$69.806
2040	3.217,3	R\$4,977	R\$16.012	R\$0	R\$16.012	R\$161.388	R\$5.568	R\$75.374
2041	3.199,0	R\$5,409	R\$17.303	R\$0	R\$17.303	R\$178.691	R\$5.747	R\$81.120
2042	3.180,7	R\$5,879	R\$18.698	R\$0	R\$18.698	R\$197.389	R\$5.931	R\$87.051
2043	3.162,4	R\$6,389	R\$20.204	R\$0	R\$20.204	R\$217.593	R\$6.121	R\$93.172
Resultados	VPL: R\$93.172		TIR: 24%		Payback: 5,7 anos		ROI: 551%	

Método 3 4,5kWp	Economia Energética (kWh)	Tarifa de Energia* (R\$/kWh)	Economia Financeira (R\$)	O&M* (R\$)	Receita Gerada (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Corrigido (R\$)
2017						-R\$31.383	R\$0	-R\$31.383
2018	5.127,3	R\$0,797	R\$4.088	R\$0	R\$4.088	-R\$27.295	R\$3.905	-R\$27.478
2019	5.365,0	R\$0,867	R\$4.649	R\$0	R\$4.649	-R\$22.645	R\$4.241	-R\$23.237
2020	5.365,0	R\$0,942	R\$5.053	R\$0	R\$5.053	-R\$17.592	R\$4.403	-R\$18.834
2021	5.365,0	R\$1,024	R\$5.492	R\$0	R\$5.492	-R\$12.101	R\$4.570	-R\$14.264
2022	5.365,0	R\$1,112	R\$5.968	R\$0	R\$5.968	-R\$6.132	R\$4.744	-R\$9.521
2023	5.365,0	R\$1,209	R\$6.486	R\$0	R\$6.486	R\$354	R\$4.924	-R\$4.597
2024	5.365,0	R\$1,314	R\$7.049	R\$0	R\$7.049	R\$7.403	R\$5.111	R\$514
2025	5.365,0	R\$1,428	R\$7.661	R\$0	R\$7.661	R\$15.064	R\$5.305	R\$5.820
2026	5.365,0	R\$1,552	R\$8.326	R\$0	R\$8.326	R\$23.390	R\$5.507	R\$11.327
2027	5.365,0	R\$1,687	R\$9.049	R\$0	R\$9.049	R\$32.439	R\$5.716	R\$17.043
2028	5.365,0	R\$1,833	R\$9.834	R\$0	R\$9.834	R\$42.273	R\$5.934	R\$22.977
2029	5.365,0	R\$1,992	R\$10.688	R\$0	R\$10.688	R\$52.961	R\$6.159	R\$29.136
2030	5.365,0	R\$2,165	R\$11.616	R\$0	R\$11.616	R\$64.577	R\$6.393	R\$35.530
2031	5.365,0	R\$2,353	R\$12.624	R\$0	R\$12.624	R\$77.201	R\$6.636	R\$42.166
2032	5.365,0	R\$2,557	R\$13.720	R\$0	R\$13.720	R\$90.920	R\$6.889	R\$49.055
2033	5.365,0	R\$2,779	R\$14.910	R\$0	R\$14.910	R\$105.831	R\$7.151	R\$56.206
2034	5.365,0	R\$3,020	R\$16.205	R\$0	R\$16.205	R\$122.035	R\$7.422	R\$63.628
2035	5.365,0	R\$3,283	R\$17.611	R\$0	R\$17.611	R\$139.647	R\$7.705	R\$71.333
2036	5.365,0	R\$3,568	R\$19.140	R\$0	R\$19.140	R\$158.787	R\$7.997	R\$79.330
2037	5.365,0	R\$3,877	R\$20.801	R\$0	R\$20.801	R\$179.588	R\$8.301	R\$87.632
2038	5.365,0	R\$4,214	R\$22.607	R\$0	R\$22.607	R\$202.195	R\$8.617	R\$96.249
2039	5.365,0	R\$4,580	R\$24.569	R\$0	R\$24.569	R\$226.764	R\$8.945	R\$105.193
2040	5.365,0	R\$4,977	R\$26.702	R\$0	R\$26.702	R\$253.465	R\$9.285	R\$114.478
2041	5.365,0	R\$5,409	R\$29.019	R\$0	R\$29.019	R\$282.485	R\$9.638	R\$124.116
2042	5.365,0	R\$5,879	R\$31.538	R\$0	R\$31.538	R\$314.023	R\$10.004	R\$134.119
2043	5.365,0	R\$6,389	R\$34.276	R\$0	R\$34.276	R\$348.299	R\$10.384	R\$144.504
Resultados	VPL: R\$144.504		TIR: 20%		Payback: 6,9 anos		ROI: 460%	

ANEXO 3: CENÁRIO COM TMA DE 10%

Método 1 3,7kWp	Economia Energética (kWh)	Tarifa de Energia* (R\$/kWh)	Economia Financeira (R\$)	O&M* (R\$)	Receita Gerada (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Corrigido (R\$)
2017						-R\$29.208	R\$0	-R\$29.208
2018	4.810,9	R\$0,797	R\$3.836	R\$292	R\$3.544	-R\$25.664	R\$3.222	-R\$25.986
2019	4.903,2	R\$0,867	R\$4.249	R\$306	R\$3.943	-R\$21.720	R\$3.259	-R\$22.727
2020	4.854,1	R\$0,942	R\$4.572	R\$320	R\$4.252	-R\$17.469	R\$3.194	-R\$19.533
2021	4.832,6	R\$1,024	R\$4.947	R\$335	R\$4.611	-R\$12.857	R\$3.150	-R\$16.383
2022	4.811,1	R\$1,112	R\$5.352	R\$351	R\$5.001	-R\$7.856	R\$3.105	-R\$13.278
2023	4.789,6	R\$1,209	R\$5.791	R\$367	R\$5.423	-R\$2.433	R\$3.061	-R\$10.216
2024	4.770,5	R\$1,314	R\$6.268	R\$385	R\$5.883	R\$3.450	R\$3.019	-R\$7.197
2025	4.753,4	R\$1,428	R\$6.788	R\$403	R\$6.385	R\$9.835	R\$2.979	-R\$4.219
2026	4.731,7	R\$1,552	R\$7.343	R\$422	R\$6.922	R\$16.757	R\$2.935	-R\$1.283
2027	4.717,3	R\$1,687	R\$7.956	R\$442	R\$7.515	R\$24.272	R\$2.897	R\$1.614
2028	4.707,1	R\$1,833	R\$8.628	R\$462	R\$8.166	R\$32.437	R\$2.862	R\$4.476
2029	4.696,9	R\$1,992	R\$9.357	R\$484	R\$8.873	R\$41.310	R\$2.827	R\$7.303
2030	4.686,7	R\$2,165	R\$10.147	R\$507	R\$9.640	R\$50.950	R\$2.792	R\$10.096
2031	4.676,5	R\$2,353	R\$11.004	R\$531	R\$10.473	R\$61.423	R\$2.758	R\$12.854
2032	4.666,3	R\$2,557	R\$11.933	R\$556	R\$11.377	R\$72.801	R\$2.724	R\$15.577
2033	4.656,1	R\$2,779	R\$12.940	R\$582	R\$12.359	R\$85.159	R\$2.690	R\$18.267
2034	4.645,9	R\$3,020	R\$14.033	R\$609	R\$13.424	R\$98.583	R\$2.656	R\$20.923
2035	4.635,7	R\$3,283	R\$15.217	R\$638	R\$14.580	R\$113.163	R\$2.622	R\$23.545
2036	4.625,5	R\$3,568	R\$16.502	R\$668	R\$15.834	R\$128.997	R\$2.589	R\$26.134
2037	4.615,3	R\$3,877	R\$17.895	R\$699	R\$17.196	R\$146.192	R\$2.556	R\$28.690
2038	4.605,1	R\$4,214	R\$19.405	R\$732	R\$18.673	R\$164.865	R\$2.523	R\$31.213
2039	4.595,0	R\$4,580	R\$21.043	R\$766	R\$20.276	R\$185.142	R\$2.491	R\$33.704
2040	4.584,8	R\$4,977	R\$22.818	R\$802	R\$22.016	R\$207.158	R\$2.459	R\$36.163
2041	4.574,6	R\$5,409	R\$24.744	R\$840	R\$23.904	R\$231.062	R\$2.427	R\$38.590
2042	4.564,4	R\$5,879	R\$26.832	R\$879	R\$25.952	R\$257.014	R\$2.395	R\$40.985
2043	4.554,2	R\$6,389	R\$29.096	R\$921	R\$28.175	R\$285.189	R\$2.364	R\$43.349
Resultados	VPL: R\$43.349		TIR: 19%		Payback: 9,4 anos		ROI: 67%	

Método 2 2,4kWp	Economia Energética (kWh)	Tarifa de Energia* (R\$/kWh)	Economia Financeira (R\$)	O&M* (R\$)	Receita Gerada (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Corrigido (R\$)
2017						-R\$16.899	R\$0	-R\$16.899
2018	3.656,0	R\$0,797	R\$2.915	R\$169	R\$2.746	-R\$14.153	R\$2.497	-R\$14.402
2019	3.601,2	R\$0,867	R\$3.121	R\$177	R\$2.944	-R\$11.209	R\$2.433	-R\$11.969
2020	3.582,9	R\$0,942	R\$3.374	R\$185	R\$3.189	-R\$8.020	R\$2.396	-R\$9.573
2021	3.564,6	R\$1,024	R\$3.649	R\$194	R\$3.455	-R\$4.565	R\$2.360	-R\$7.214
2022	3.546,3	R\$1,112	R\$3.945	R\$203	R\$3.742	-R\$823	R\$2.323	-R\$4.890
2023	3.528,0	R\$1,209	R\$4.265	R\$213	R\$4.053	R\$3.230	R\$2.288	-R\$2.603
2024	3.509,8	R\$1,314	R\$4.612	R\$223	R\$4.389	R\$7.619	R\$2.252	-R\$350
2025	3.491,5	R\$1,428	R\$4.986	R\$233	R\$4.753	R\$12.372	R\$2.217	R\$1.867
2026	3.473,2	R\$1,552	R\$5.390	R\$244	R\$5.146	R\$17.518	R\$2.182	R\$4.049
2027	3.454,9	R\$1,687	R\$5.827	R\$255	R\$5.572	R\$23.089	R\$2.148	R\$6.198
2028	3.436,6	R\$1,833	R\$6.300	R\$268	R\$6.032	R\$29.121	R\$2.114	R\$8.312
2029	3.418,4	R\$1,992	R\$6.810	R\$280	R\$6.530	R\$35.651	R\$2.081	R\$10.392
2030	3.400,1	R\$2,165	R\$7.361	R\$293	R\$7.068	R\$42.719	R\$2.047	R\$12.440
2031	3.381,8	R\$2,353	R\$7.957	R\$307	R\$7.650	R\$50.370	R\$2.015	R\$14.454
2032	3.363,5	R\$2,557	R\$8.601	R\$321	R\$8.280	R\$58.650	R\$1.982	R\$16.436
2033	3.345,2	R\$2,779	R\$9.297	R\$337	R\$8.961	R\$67.610	R\$1.950	R\$18.386
2034	3.327,0	R\$3,020	R\$10.049	R\$352	R\$9.696	R\$77.307	R\$1.918	R\$20.305
2035	3.308,7	R\$3,283	R\$10.861	R\$369	R\$10.492	R\$87.799	R\$1.887	R\$22.192
2036	3.290,4	R\$3,568	R\$11.739	R\$386	R\$11.352	R\$99.151	R\$1.856	R\$24.048
2037	3.272,1	R\$3,877	R\$12.687	R\$404	R\$12.282	R\$111.433	R\$1.826	R\$25.874
2038	3.253,8	R\$4,214	R\$13.711	R\$423	R\$13.287	R\$124.721	R\$1.796	R\$27.669
2039	3.235,6	R\$4,580	R\$14.817	R\$443	R\$14.374	R\$139.095	R\$1.766	R\$29.435
2040	3.217,3	R\$4,977	R\$16.012	R\$464	R\$15.548	R\$154.643	R\$1.736	R\$31.172
2041	3.199,0	R\$5,409	R\$17.303	R\$486	R\$16.817	R\$171.460	R\$1.707	R\$32.879
2042	3.180,7	R\$5,879	R\$18.698	R\$509	R\$18.189	R\$189.649	R\$1.679	R\$34.558
2043	3.162,4	R\$6,389	R\$20.204	R\$533	R\$19.671	R\$209.321	R\$1.651	R\$36.208
Resultados	VPL: R\$36.208		TIR: 23%		Payback: 7,2 anos		ROI: 111%	

Método 3 4,5kWp	Economia Energética (kWh)	Tarifa de Energia* (R\$/kWh)	Economia Financeira (R\$)	O&M* (R\$)	Receita Gerada (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Corrigido (R\$)
2017						-R\$31.383	R\$0	-R\$31.383
2018	5.127,3	R\$0,797	R\$4.088	R\$314	R\$3.775	-R\$27.608	R\$3.432	-R\$27.951
2019	5.365,0	R\$0,867	R\$4.649	R\$329	R\$4.321	-R\$23.288	R\$3.571	-R\$24.381
2020	5.365,0	R\$0,942	R\$5.053	R\$344	R\$4.709	-R\$18.579	R\$3.538	-R\$20.843
2021	5.365,0	R\$1,024	R\$5.492	R\$360	R\$5.131	-R\$13.447	R\$3.505	-R\$17.338
2022	5.365,0	R\$1,112	R\$5.968	R\$377	R\$5.591	-R\$7.856	R\$3.472	-R\$13.866
2023	5.365,0	R\$1,209	R\$6.486	R\$395	R\$6.091	-R\$1.765	R\$3.438	-R\$10.428
2024	5.365,0	R\$1,314	R\$7.049	R\$413	R\$6.636	R\$4.871	R\$3.405	-R\$7.023
2025	5.365,0	R\$1,428	R\$7.661	R\$433	R\$7.228	R\$12.099	R\$3.372	-R\$3.651
2026	5.365,0	R\$1,552	R\$8.326	R\$453	R\$7.873	R\$19.972	R\$3.339	-R\$312
2027	5.365,0	R\$1,687	R\$9.049	R\$474	R\$8.574	R\$28.547	R\$3.306	R\$2.994
2028	5.365,0	R\$1,833	R\$9.834	R\$497	R\$9.337	R\$37.884	R\$3.273	R\$6.267
2029	5.365,0	R\$1,992	R\$10.688	R\$520	R\$10.168	R\$48.052	R\$3.240	R\$9.507
2030	5.365,0	R\$2,165	R\$11.616	R\$545	R\$11.071	R\$59.123	R\$3.207	R\$12.714
2031	5.365,0	R\$2,353	R\$12.624	R\$570	R\$12.054	R\$71.177	R\$3.174	R\$15.888
2032	5.365,0	R\$2,557	R\$13.720	R\$597	R\$13.123	R\$84.299	R\$3.141	R\$19.029
2033	5.365,0	R\$2,779	R\$14.910	R\$625	R\$14.285	R\$98.585	R\$3.109	R\$22.138
2034	5.365,0	R\$3,020	R\$16.205	R\$654	R\$15.550	R\$114.135	R\$3.077	R\$25.215
2035	5.365,0	R\$3,283	R\$17.611	R\$685	R\$16.926	R\$131.061	R\$3.044	R\$28.259
2036	5.365,0	R\$3,568	R\$19.140	R\$717	R\$18.423	R\$149.484	R\$3.012	R\$31.271
2037	5.365,0	R\$3,877	R\$20.801	R\$751	R\$20.050	R\$169.534	R\$2.980	R\$34.251
2038	5.365,0	R\$4,214	R\$22.607	R\$786	R\$21.820	R\$191.354	R\$2.949	R\$37.200
2039	5.365,0	R\$4,580	R\$24.569	R\$823	R\$23.746	R\$215.100	R\$2.917	R\$40.117
2040	5.365,0	R\$4,977	R\$26.702	R\$862	R\$25.840	R\$240.939	R\$2.886	R\$43.003
2041	5.365,0	R\$5,409	R\$29.019	R\$903	R\$28.117	R\$269.056	R\$2.855	R\$45.857
2042	5.365,0	R\$5,879	R\$31.538	R\$945	R\$30.593	R\$299.649	R\$2.824	R\$48.681
2043	5.365,0	R\$6,389	R\$34.276	R\$989	R\$33.286	R\$332.936	R\$2.793	R\$51.474
Resultados	VPL: R\$51.474		TIR: 19%		Payback: 9,1 anos		ROI: 77%	

ANEXO 4: CENÁRIO COM TMA DE 12%

Método 1 3,7kWp	Economia Energética (kWh)	Tarifa de Energia* (R\$/kWh)	Economia Financeira (R\$)	O&M* (R\$)	Receita Gerada (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Corrigido (R\$)
2017						-R\$29.208	R\$0	-R\$29.208
2018	4.810,9	R\$0,797	R\$3.836	R\$292	R\$3.544	-R\$25.664	R\$3.164	-R\$26.043
2019	4.903,2	R\$0,867	R\$4.249	R\$306	R\$3.943	-R\$21.720	R\$3.144	-R\$22.900
2020	4.854,1	R\$0,942	R\$4.572	R\$320	R\$4.252	-R\$17.469	R\$3.026	-R\$19.873
2021	4.832,6	R\$1,024	R\$4.947	R\$335	R\$4.611	-R\$12.857	R\$2.931	-R\$16.943
2022	4.811,1	R\$1,112	R\$5.352	R\$351	R\$5.001	-R\$7.856	R\$2.838	-R\$14.105
2023	4.789,6	R\$1,209	R\$5.791	R\$367	R\$5.423	-R\$2.433	R\$2.748	-R\$11.358
2024	4.770,5	R\$1,314	R\$6.268	R\$385	R\$5.883	R\$3.450	R\$2.661	-R\$8.696
2025	4.753,4	R\$1,428	R\$6.788	R\$403	R\$6.385	R\$9.835	R\$2.579	-R\$6.118
2026	4.731,7	R\$1,552	R\$7.343	R\$422	R\$6.922	R\$16.757	R\$2.496	-R\$3.622
2027	4.717,3	R\$1,687	R\$7.956	R\$442	R\$7.515	R\$24.272	R\$2.420	-R\$1.202
2028	4.707,1	R\$1,833	R\$8.628	R\$462	R\$8.166	R\$32.437	R\$2.348	R\$1.146
2029	4.696,9	R\$1,992	R\$9.357	R\$484	R\$8.873	R\$41.310	R\$2.277	R\$3.423
2030	4.686,7	R\$2,165	R\$10.147	R\$507	R\$9.640	R\$50.950	R\$2.209	R\$5.632
2031	4.676,5	R\$2,353	R\$11.004	R\$531	R\$10.473	R\$61.423	R\$2.143	R\$7.775
2032	4.666,3	R\$2,557	R\$11.933	R\$556	R\$11.377	R\$72.801	R\$2.079	R\$9.854
2033	4.656,1	R\$2,779	R\$12.940	R\$582	R\$12.359	R\$85.159	R\$2.016	R\$11.870
2034	4.645,9	R\$3,020	R\$14.033	R\$609	R\$13.424	R\$98.583	R\$1.955	R\$13.825
2035	4.635,7	R\$3,283	R\$15.217	R\$638	R\$14.580	R\$113.163	R\$1.896	R\$15.721
2036	4.625,5	R\$3,568	R\$16.502	R\$668	R\$15.834	R\$128.997	R\$1.838	R\$17.559
2037	4.615,3	R\$3,877	R\$17.895	R\$699	R\$17.196	R\$146.192	R\$1.783	R\$19.342
2038	4.605,1	R\$4,214	R\$19.405	R\$732	R\$18.673	R\$164.865	R\$1.728	R\$21.070
2039	4.595,0	R\$4,580	R\$21.043	R\$766	R\$20.276	R\$185.142	R\$1.676	R\$22.746
2040	4.584,8	R\$4,977	R\$22.818	R\$802	R\$22.016	R\$207.158	R\$1.625	R\$24.370
2041	4.574,6	R\$5,409	R\$24.744	R\$840	R\$23.904	R\$231.062	R\$1.575	R\$25.945
2042	4.564,4	R\$5,879	R\$26.832	R\$879	R\$25.952	R\$257.014	R\$1.527	R\$27.472
2043	4.554,2	R\$6,389	R\$29.096	R\$921	R\$28.175	R\$285.189	R\$1.480	R\$28.952
Resultados	VPL: R\$28.952		TIR: 19%		Payback: 10,5 anos		ROI: 34%	

Método 2 2,4kWp	Economia Energética (kWh)	Tarifa de Energia* (R\$/kWh)	Economia Financeira (R\$)	O&M* (R\$)	Receita Gerada (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Corrigido (R\$)
2017						-R\$16.899	R\$0	-R\$16.899
2018	3.656,0	R\$0,797	R\$2.915	R\$169	R\$2.746	-R\$14.153	R\$2.452	-R\$14.447
2019	3.601,2	R\$0,867	R\$3.121	R\$177	R\$2.944	-R\$11.209	R\$2.347	-R\$12.100
2020	3.582,9	R\$0,942	R\$3.374	R\$185	R\$3.189	-R\$8.020	R\$2.270	-R\$9.830
2021	3.564,6	R\$1,024	R\$3.649	R\$194	R\$3.455	-R\$4.565	R\$2.196	-R\$7.635
2022	3.546,3	R\$1,112	R\$3.945	R\$203	R\$3.742	-R\$823	R\$2.123	-R\$5.511
2023	3.528,0	R\$1,209	R\$4.265	R\$213	R\$4.053	R\$3.230	R\$2.053	-R\$3.458
2024	3.509,8	R\$1,314	R\$4.612	R\$223	R\$4.389	R\$7.619	R\$1.985	-R\$1.473
2025	3.491,5	R\$1,428	R\$4.986	R\$233	R\$4.753	R\$12.372	R\$1.920	R\$447
2026	3.473,2	R\$1,552	R\$5.390	R\$244	R\$5.146	R\$17.518	R\$1.856	R\$2.303
2027	3.454,9	R\$1,687	R\$5.827	R\$255	R\$5.572	R\$23.089	R\$1.794	R\$4.097
2028	3.436,6	R\$1,833	R\$6.300	R\$268	R\$6.032	R\$29.121	R\$1.734	R\$5.831
2029	3.418,4	R\$1,992	R\$6.810	R\$280	R\$6.530	R\$35.651	R\$1.676	R\$7.507
2030	3.400,1	R\$2,165	R\$7.361	R\$293	R\$7.068	R\$42.719	R\$1.620	R\$9.127
2031	3.381,8	R\$2,353	R\$7.957	R\$307	R\$7.650	R\$50.370	R\$1.565	R\$10.692
2032	3.363,5	R\$2,557	R\$8.601	R\$321	R\$8.280	R\$58.650	R\$1.513	R\$12.205
2033	3.345,2	R\$2,779	R\$9.297	R\$337	R\$8.961	R\$67.610	R\$1.462	R\$13.666
2034	3.327,0	R\$3,020	R\$10.049	R\$352	R\$9.696	R\$77.307	R\$1.412	R\$15.079
2035	3.308,7	R\$3,283	R\$10.861	R\$369	R\$10.492	R\$87.799	R\$1.364	R\$16.443
2036	3.290,4	R\$3,568	R\$11.739	R\$386	R\$11.352	R\$99.151	R\$1.318	R\$17.761
2037	3.272,1	R\$3,877	R\$12.687	R\$404	R\$12.282	R\$111.433	R\$1.273	R\$19.034
2038	3.253,8	R\$4,214	R\$13.711	R\$423	R\$13.287	R\$124.721	R\$1.230	R\$20.264
2039	3.235,6	R\$4,580	R\$14.817	R\$443	R\$14.374	R\$139.095	R\$1.188	R\$21.452
2040	3.217,3	R\$4,977	R\$16.012	R\$464	R\$15.548	R\$154.643	R\$1.147	R\$22.599
2041	3.199,0	R\$5,409	R\$17.303	R\$486	R\$16.817	R\$171.460	R\$1.108	R\$23.707
2042	3.180,7	R\$5,879	R\$18.698	R\$509	R\$18.189	R\$189.649	R\$1.070	R\$24.777
2043	3.162,4	R\$6,389	R\$20.204	R\$533	R\$19.671	R\$209.321	R\$1.033	R\$25.810
Resultados	VPL: R\$25.810		TIR: 23%		Payback: 7,8 anos		ROI: 70%	

Método 3 4,5kWp	Economia Energética (kWh)	Tarifa de Energia* (R\$/kWh)	Economia Financeira (R\$)	O&M* (R\$)	Receita Gerada (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Corrigido (R\$)
2017						-R\$31.383	R\$0	-R\$31.383
2018	5.127,3	R\$0,797	R\$4.088	R\$314	R\$3.775	-R\$27.608	R\$3.370	-R\$28.013
2019	5.365,0	R\$0,867	R\$4.649	R\$329	R\$4.321	-R\$23.288	R\$3.445	-R\$24.568
2020	5.365,0	R\$0,942	R\$5.053	R\$344	R\$4.709	-R\$18.579	R\$3.352	-R\$21.217
2021	5.365,0	R\$1,024	R\$5.492	R\$360	R\$5.131	-R\$13.447	R\$3.261	-R\$17.955
2022	5.365,0	R\$1,112	R\$5.968	R\$377	R\$5.591	-R\$7.856	R\$3.173	-R\$14.783
2023	5.365,0	R\$1,209	R\$6.486	R\$395	R\$6.091	-R\$1.765	R\$3.086	-R\$11.697
2024	5.365,0	R\$1,314	R\$7.049	R\$413	R\$6.636	R\$4.871	R\$3.002	-R\$8.695
2025	5.365,0	R\$1,428	R\$7.661	R\$433	R\$7.228	R\$12.099	R\$2.919	-R\$5.776
2026	5.365,0	R\$1,552	R\$8.326	R\$453	R\$7.873	R\$19.972	R\$2.839	-R\$2.937
2027	5.365,0	R\$1,687	R\$9.049	R\$474	R\$8.574	R\$28.547	R\$2.761	-R\$176
2028	5.365,0	R\$1,833	R\$9.834	R\$497	R\$9.337	R\$37.884	R\$2.684	R\$2.508
2029	5.365,0	R\$1,992	R\$10.688	R\$520	R\$10.168	R\$48.052	R\$2.610	R\$5.118
2030	5.365,0	R\$2,165	R\$11.616	R\$545	R\$11.071	R\$59.123	R\$2.537	R\$7.655
2031	5.365,0	R\$2,353	R\$12.624	R\$570	R\$12.054	R\$71.177	R\$2.466	R\$10.122
2032	5.365,0	R\$2,557	R\$13.720	R\$597	R\$13.123	R\$84.299	R\$2.397	R\$12.519
2033	5.365,0	R\$2,779	R\$14.910	R\$625	R\$14.285	R\$98.585	R\$2.330	R\$14.850
2034	5.365,0	R\$3,020	R\$16.205	R\$654	R\$15.550	R\$114.135	R\$2.265	R\$17.114
2035	5.365,0	R\$3,283	R\$17.611	R\$685	R\$16.926	R\$131.061	R\$2.201	R\$19.315
2036	5.365,0	R\$3,568	R\$19.140	R\$717	R\$18.423	R\$149.484	R\$2.139	R\$21.454
2037	5.365,0	R\$3,877	R\$20.801	R\$751	R\$20.050	R\$169.534	R\$2.079	R\$23.533
2038	5.365,0	R\$4,214	R\$22.607	R\$786	R\$21.820	R\$191.354	R\$2.020	R\$25.553
2039	5.365,0	R\$4,580	R\$24.569	R\$823	R\$23.746	R\$215.100	R\$1.962	R\$27.515
2040	5.365,0	R\$4,977	R\$26.702	R\$862	R\$25.840	R\$240.939	R\$1.907	R\$29.422
2041	5.365,0	R\$5,409	R\$29.019	R\$903	R\$28.117	R\$269.056	R\$1.852	R\$31.274
2042	5.365,0	R\$5,879	R\$31.538	R\$945	R\$30.593	R\$299.649	R\$1.800	R\$33.074
2043	5.365,0	R\$6,389	R\$34.276	R\$989	R\$33.286	R\$332.936	R\$1.748	R\$34.822
Resultados	VPL: R\$34.822		TIR: 19%		Payback: 7,3 anos		ROI: 42%	



*Black frame product can be provided upon request.




QUARTECH CS6P-260 | 265 | 270P

Canadian Solar's new Quartech modules have significantly raised the standard of module efficiency in the solar industry. They introduced innovative four busbar cell technology, which demonstrates higher power output and higher system reliability. Worldwide, our customers have embraced this next generation of modules for their excellent performance, superior reliability and enhanced value.

NEW TECHNOLOGY

- Reduces cell series resistance
- Reduces stress between cell interconnectors
- Improves module conversion efficiency
- Improves product reliability

KEY FEATURES

- 
Higher energy yield
 - Outstanding performance at low irradiance
 - Maximum energy yield at low NOCT
 - Improved energy production through reduced cell series resistance
- 
Increased system reliability
 - Long-term system reliability with IP67 junction box
 - Enhanced system reliability in extreme temperature environment with special cell level stress release technology
- 
Extra value to customers
 - Positive power tolerance of up to 5 W
 - Stronger 40 mm robust frame to hold snow load up to 5400 Pa and wind load up to 2400 Pa
 - Anti-glare project evaluation
 - Salt mist, ammonia and blowing sand resistance apply to seaside, farm and desert environments*

25
years
linear power output warranty

10
years
product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / MCS / CE / JET / SIL / CEC AU / INMETRO / CQC
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / PSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
Take-e-way / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1

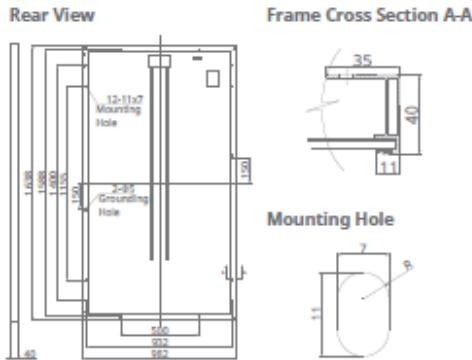


CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with over 14 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

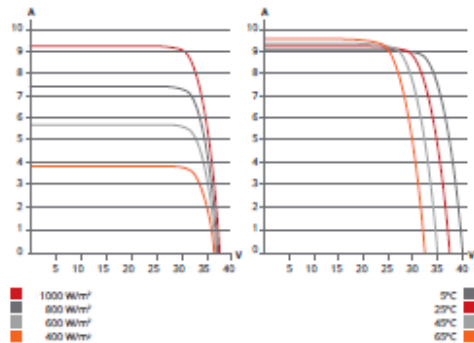
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6P-265P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA / STC*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A
Module Efficiency	16.16 %	16.47 %	16.79 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA / NOCT*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.5 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6x10)
Dimensions	1638x982x40 mm (64.5x38.7x1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	Friends PV2a (IEC), Friends PV2b (IEC / UL)
Standard	26 pieces, 515 kg (1135.4 lbs)
Packaging	(quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	728 pieces (40' HQ)

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module



ANEXO 6: FICHA TÉCNICA DOS INVERSORES FRONIUS GALVO 2.5-1 E 3.1-1

/ Carregadores de Bateria / Tecnologia de Soldagem / Energia Solar

FRONIUS GALVO

/ O inversor à prova do futuro para os sistemas de pequeno porte de auto-consumo.



SHIFTING THE LIMITS



/ Processo de substituição da placa PC



/ Sistema de Monitoramento



/ HF transformador de transição



/ Interface WLAN



/ Dados de comunicação de abertura



/ Smart Grid Ready



/ Com categorias que vão de energia 1,5-3,1 kW, o Fronius Galvo é otimizado para sistemas de auto-consumo. O relé integrado de gestão de energia permite uma maximização do auto-consumo. Uma série de outros recursos inteligentes tornam o Fronius Galvo um dos inversores mais à prova de futuro da sua classe: por exemplo, o registro de dados integrado, a simples conexão à internet por WLAN, ou a tecnologia plug-in card para adaptação funções adicionais.

DADOS TÉCNICOS FRONIUS GALVO

DADOS DE ENTRADA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
Potência CC máxima para cos φ = 1	1,600 W	2,140 W	2,650 W	3,160 W	3,310 W
Máx. corrente de entrada	13,3 A	17,8 A	16,6 A	19,8 A	20,7 A
Máx. tensão de entrada	20,0 A	26,8 A	24,8 A	29,6 A	31,0 A
Faixa de tensão MPP		120 V		165 V	
Mín. tensão de entrada		120 V		165 V	
Fusível em tensão inicial		260 V		330 V	
Tensão nominal de entrada		420 V		550 V	
Máx. tensão de entrada (UDC max)		120 - 395 V		165 - 440 V	
Número de ligações CC			3		

DADOS DE SAÍDA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
Saída Nominal	1,500 W	2,000 W	2,500 W	3,000 W	3,100 W
Potência de saída máx.	1,500 VA	2,000 VA	2,500 VA	3,000 VA	3,100 VA
Corrente de saída máx.	7,2 A	9,7 A	12,1 A	14,5 A	15,0 A
Grid de conexão			1-NPE 230 V		
Tensão de saída mín.			180 V		
Tensão de saída máx.			270 V		
Frequência			50 Hz / 60 Hz		
Faixa de frequência			45 - 65 Hz		
Fator de distorção			< 4 %		
Fator de Potência			0,85 - 1 ind./cap.		

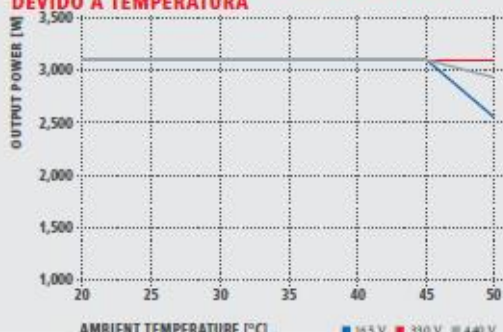
DADOS GERAIS	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
Dimensões (altura x largura x profundidade)			645 x 431 x 204 mm		
Peso			16,8 kg		
Grado de Proteção			IP 55		
Classe de Proteção			I		
Categoria de sobretensão (DC / AC)			2 / 3		
Consumo Noturno			< 1 W		
Conceito retificador			Transformador HF		
Resfriamento			Refrigeração de ar controlado		
Instalação			Montagem interna e externa		
Faixa de temperatura ambiente			-25 - +50 °C		
Umidade relativa permitida			0 a 100 %		
Tecnologia de conexão de fuso			Parafuso terminal de conexão 2,5 mm ² - 16 milímetros		
Principal tecnologia de conexão			Parafuso terminal de conexão 2,5 mm ² - 16 milímetros		
Certificações and compliance with standards			OVE / ONORM E 8001-4-712, AS 4777-2, AS 4777-3, AS3100, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1-2, IEC 62116, IEC 61727, CER 06-190, CEI 0-21, EN 50438, G83, G59, ARNT NBR 16149		

¹⁾Disponível para os países onde as restrições 3 kW aplicam. Mais informações sobre a disponibilidade dos inversores no seu país pode ser encontrada em www.fronius.com.br

FRONIUS GALVO 3.1-1 CURVA DE EFICIÊNCIA



REDUÇÃO DA POTÊNCIA DO FRONIUS GALVO 3.1-1 DEVIDO À TEMPERATURA



DADOS TÉCNICOS FRONIUS GALVO

EFICIÊNCIA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
Max. eficiência	95,9 %	96,0 %		95,4 %	
Eficiência Europeia (η _{EU})	94,5 %	94,9 %	95,2 %	95,4 %	95,4 %
η _{at 5 % P_{MPP,nom}} ²⁾	84,5 / 86,0 / 86,0 %	84,2 / 86,1 / 85,9 %	88,6 / 89,6 / 89,4 %	88,2 / 89,2 / 89,1 %	88,4 / 89,4 / 89,4 %
η _{at 10 % P_{MPP,nom}} ²⁾	87,5 / 89,7 / 89,6 %	89,6 / 91,4 / 91,3 %	91,2 / 92,3 / 91,4 %	91,8 / 93,1 / 92,1 %	91,8 / 93,3 / 92,3 %
η _{at 20 % P_{MPP,nom}} ²⁾	91,3 / 93,3 / 93,1 %	92,6 / 94,3 / 93,9 %	94,0 / 94,8 / 94,5 %	94,4 / 95,0 / 94,9 %	94,5 / 95,0 / 95,0 %
η _{at 25 % P_{MPP,nom}} ²⁾	92,4 / 94,1 / 93,9 %	93,3 / 94,9 / 94,5 %	94,5 / 95,1 / 95,0 %	94,8 / 95,5 / 95,3 %	94,8 / 95,5 / 95,4 %
η _{at 30 % P_{MPP,nom}} ²⁾	93,0 / 94,6 / 94,3 %	93,6 / 95,2 / 94,9 %	94,8 / 95,5 / 95,3 %	94,8 / 95,7 / 95,6 %	94,9 / 95,8 / 95,6 %
η _{at 50 % P_{MPP,nom}} ²⁾	93,9 / 95,5 / 95,2 %	94,3 / 95,8 / 95,2 %	95,0 / 95,7 / 95,2 %	95,0 / 96,0 / 95,5 %	95,0 / 96,1 / 95,6 %
η _{at 75 % P_{MPP,nom}} ²⁾	94,2 / 95,6 / 95,4 %	94,0 / 95,9 / 95,6 %	94,8 / 95,9 / 95,6 %	94,6 / 95,8 / 95,6 %	94,5 / 95,6 / 95,6 %
η _{at 100 % P_{MPP,nom}} ²⁾	94,0 / 95,9 / 95,6 %	93,5 / 95,6 / 95,3 %	94,4 / 95,7 / 95,5 %	93,9 / 95,4 / 95,3 %	93,7 / 95,2 / 95,3 %
MPP adaptação eficiente			> 99,9 %		

DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
Medição de isolamento CC		Alerta/intercepção da luz solar (depende da configuração de cada país) com risco < 600 L0			
Comportamento de sobrecarga		Mudança do ponto de operação, limitação da produção			
Disjuntor CC		Integrado			

INTERFACES	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solarweb / Fronius Solarweb, Fronius Modbus TCP, ISON			
8 inputs or 4 digital inputs/outputs		Interface com receptor de telecomando			
USB (A socket) ³⁾		Para entradas USB			
2x RS422 (RJ45 socket) ³⁾		Fronius SolarNet, protocolo In-terface			
Signalling output ³⁾		Gerenciamento de energia (saída de relé livre de potencial)			
Datalogger and Webserver		Integrado			

¹⁾ disponível para os países onde as restrições 3 kW aplicam ²⁾ E a $U_{MPP,nom} / U_{dc} / U_{MPP,max}$ ³⁾ também disponível na versão simples. Mais informações sobre a disponibilidade dos inversores no seu país pode ser encontrada em www.fronius.com.br

/ Carregadores de Bateria / Tecnologia de Soldagem / Energia Solar

NÓS TEMOS TRÊS DIVISÕES E UM OBJETIVO: SUPERAR LIMITES.

/ Seja em Carregadores de Bateria, Tecnologia de Soldagem ou na Energia Solar - a nossa missão é claramente definida: ser líder em tecnologia e qualidade. Com mais de 3.000 funcionários em todo o mundo, nós superamos os limites do que é possível, como prova disso temos 737 patentes ativas. Enquanto os outros se desenvolvem lentamente, nós ultrapassamos barreiras. Para obter mais informações sobre todos os produtos Fronius e nossos parceiros de distribuição e representantes, visite www.fronius.com

v02 2013 FR

Filial RS
R. Inspetor Valdemar F. Arruda,
309, Cinquentenário
Caxias do Sul
CEP 95012-640 - RS

Filial SP Interior
R. Padre Francisco Van
Der Maas, 12-25
Jd. Contorno - Bauru
CEP 17047-020

Filial MG
Rua LL, 213
Arvoredo
Contagem - MG
CEP. 323113-188
Tel +55 31 3472-6000

Home Office AM
+55 92 8249-1415

Filial PR/SC
Rua John Lennon, 225
Afonso Pena, São José
dos Pinhais - PR
CEP. 83050-380
Tel +55 41 3283-6217

Fronius do Brasil Comércio
Indústria e Serviços Ltda

Escritório central
Av. Dr. Ulysses Guimarães, 3389
Vila Nogueira, Diadema, SP
CEP: 09990-080
Telefone +55 11 3563-3800
Fax +55 11 3563-3777
ventas.solar@fronius.com
www.fronius.com.br

ANEXO 7: FICHA TÉCNICA DO INVERSOR FRONIUS PRIMO 4.0-1

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS PRIMO

/ The communicative inverter for optimised energy management.








/ SnapINverter Technology / Integrated data communication / SuperFlex Design / Dynamic Peak Manager / Smart Grid Ready

/ The Fronius Primo in power categories from 3.0 to 8.2 kW perfectly completes the new SnapINverter generation. This single-phase, transformerless device is the ideal inverter for private households. Its innovative SuperFlex Design provides maximum flexibility in system design, while the SnapINverter mounting system makes installation and maintenance easier than ever before. The communication package included as standard, with WLAN, energy management, several interfaces and much more besides, makes the Fronius Primo a communicative inverter for owner-occupiers.

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

INPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. input current ($I_{di\ max\ 1}$ / $I_{di\ max\ 2}$)			12.0 A / 12.0 A		
Max. array short circuit current (MPP/MPP ₂)			18.0 A / 18.0 A		
Min. input voltage ($U_{di\ min}$)			80 V		
Feed-in start voltage ($U_{di\ start}$)			80 V		
Nominal input voltage ($U_{di\ n}$)			710 V		
Max. input voltage ($U_{di\ max}$)			1,000 V		
MPP voltage range ($U_{mpp\ min}$ - $U_{mpp\ max}$)		200 - 800 V		210 - 800 V	240 - 800 V
Number of MPP trackers			2		
Number of DC connections			2 + 2		

OUTPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
AC nominal output ($P_{ac,n}$)	3,000 W	3,500 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W
Max. output power	3,000 VA	3,500 VA	3,680 VA	4,000 VA	4,600 VA
AC output current ($I_{ac\ max}$)	13.0 A	15.2 A	16.0 A	17.4 A	20.0 A
Grid connection (voltage range)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	< 5 %				
Power factor ($\cos\ \phi_{ac,n}$)	0.85 - 1 ind. / cap.				

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

GENERAL DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm				
Weight	21.5 kg				
Degree of protection	IP 65				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC/ AC) ¹⁾	2/ 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-40 -+55 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
Max. altitude	4,000 m				
DC connection technology	2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC-screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
AC connection technology	3-pole AC-screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21				

EFFICIENCY	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. efficiency	97.9 %	98.0 %	98.0 %	98.0 %	98.0 %
European efficiency (η_{EU})	96.1 %	96.8 %	96.8 %	97.0 %	97.0 %
η at 5 % $P_{AC,r}$ ²⁾	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %
η at 10 % $P_{AC,r}$ ²⁾	84.1 / 86.5 / 86.1 %	86.3 / 93.6 / 91.8 %	86.3 / 93.6 / 91.8 %	86.6 / 93.9 / 92.2 %	88.9 / 94.4 / 92.9 %
η at 20 % $P_{AC,r}$ ²⁾	90.3 / 95.5 / 94.8 %	91.6 / 96.2 / 95.2 %	91.6 / 96.2 / 95.2 %	92.2 / 96.7 / 95.6 %	93.0 / 97.0 / 95.9 %
η at 25 % $P_{AC,r}$ ²⁾	91.8 / 96.4 / 95.1 %	92.7 / 96.9 / 95.8 %	92.7 / 96.9 / 95.8 %	93.2 / 97.2 / 96.1 %	93.9 / 97.2 / 96.6 %
η at 30 % $P_{AC,r}$ ²⁾	92.7 / 96.9 / 96.0 %	93.5 / 97.2 / 96.3 %	93.5 / 97.2 / 96.3 %	94.0 / 97.2 / 96.8 %	94.5 / 97.3 / 96.9 %
η at 50 % $P_{AC,r}$ ²⁾	94.5 / 97.4 / 97.0 %	95.0 / 97.7 / 97.3 %	95.0 / 97.7 / 97.3 %	95.2 / 97.8 / 97.4 %	95.6 / 97.9 / 97.6 %
η at 75 % $P_{AC,r}$ ²⁾	95.4 / 97.9 / 97.7 %	95.6 / 97.8 / 97.8 %	95.6 / 97.8 / 97.8 %	95.8 / 97.9 / 97.8 %	96.0 / 97.9 / 97.8 %
η bei 100 % $P_{AC,r}$ ²⁾	95.7 / 97.9 / 97.8 %	95.8 / 98.0 / 97.8 %	95.8 / 98.0 / 97.8 %	95.9 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 97.9 / 98.0 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				

PROTECTIVE DEVICES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift, Power limitation				
DC disconnect	Yes				

INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs and 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) ³⁾	Datalogging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (R)45 socket) ³⁾	Fronius Solar Net				
Signalling output ³⁾	Energy management (potential-free relay output)				
Datalogger and Webserver	Included				
External input ³⁾	SO-Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection				

¹⁾ According to IEC 62109-1.

²⁾ And at $U_{MPP\ min} / U_{DC,r} / U_{MPP\ max}$

³⁾ Also available in the light version.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.