



Davi Gabriel Lopes

**Análise de Sistemas Fotovoltaicos Conectados
à Rede no Âmbito do Mecanismo de
Desenvolvimento Limpo: Estudo de Caso dos
Projetos da Chamada Estratégica N°13 da
ANEEL**

03/2014

CAMPINAS
2013



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

Davi Gabriel Lopes

Análise de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: Estudo de Caso dos Projetos da Chamada N°13 da ANEEL

Orientadora: Prof^ª. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA TESE DEFENDIDA PELO ALUNO DAVI GABRIEL LOPES E ORIENTADO PELA PROF^ª. DRA. CARLA KAZUE NAKAO CAVALIERO.

ORIENTADORA

CAMPINAS, 2013

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Elizangela Aparecida dos Santos Souza - CRB 8/8098

L881a Lopes, Davi Gabriel, 1981-
Análise de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no âmbito do mecanismo de desenvolvimento limpo: estudo de caso dos projetos da chamada N° 13 da ANEEL / Davi Gabriel Lopes. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.

Orientador: Carla Kazue Nakao Cavaliero.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Mecanismo de desenvolvimento limpo. 3. Desenvolvimento sustentável. 4. Gases de efeito estufa. 5. Energia solar - Brasil. I. Cavaliero, Carla Kazue Nakao, 1971-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Analysis of the grid-connected photovoltaic systems within the framework of the clean development mechanism: a case report of the strategic projects call N°13 from ANEEL

Palavras-chave em inglês:

Photovoltaic solar energy
Clean development mechanism
Sustainable development
Greenhouse gases
Solar energy - Brazil

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora:

Carla Kazue Nakao Cavaliero [Orientador]
Ennio Peres da Silva
Paula Duarte Araújo Chrestan
José Antonio Donizete Rossi
João Carlos Camargo

Data de defesa: 28-11-2013

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

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

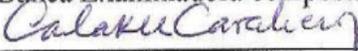
TESE DE DOUTORADO

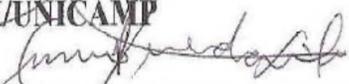
**Análise de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à
Rede no Âmbito do Mecanismo de
Desenvolvimento Limpo: Estudo de Caso dos
Projetos da Chamada Estratégica N°13 da
ANEEL**

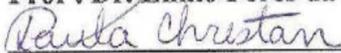
Autor: Davi Gabriel Lopes

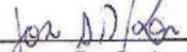
Orientadora: Prof^ª. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero

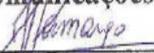
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:


Prof^ª. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero, Presidente
FEM/UNICAMP


Prof^º. Dr. Ennio Peres da Silva - IFGW/LH2/UNICAMP


Dra. Paula Duarte Araújo Chrestan - Horizonte Verde Consultoria Ambiental


Prof. Dr. José Antonio Donizete Rossi - Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em
Telecomunicações - CPqD


Dr. João Carlos Camargo – Hytron Tecnologia em Hidrogênio

Campinas, 28 novembro de 2013.

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais Antônio Serra e Valéria Gabriel e aos meus irmãos Daniel Gabriel e Antônio Filho.

Agradecimento

À Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero pela orientação e confiança depositadas durante todos os anos de trabalho e pela dedicação em aproveitar minhas virtudes e lapidar meus pontos fracos. Ensinou-me o caminho profissional com valores sociais indispensáveis para um pesquisador nos tempos atuais. Sempre dando outro olhar as minhas angústias e me apoiando em pesquisas multidisciplinares. Foram 6 anos de intenso trabalho (2 anos no mestrado e 4 anos de doutorado) dedicados à pesquisa nas áreas correlatas do Planejamento Energético Nacional, seja no sistema isolado, seja no sistema interligado. Não há palavras que materializem o meu respeito e minha admiração. Será sempre uma bússola para os novos desafios que virão!

Ao Prof. Dr. Ennio Peres da Silva, pela co-orientação, mesmo que informal, pela paciência e dedicação em me mostrar o caminho para a melhor qualidade dessa tese.

Ao João Camargo, pela ajuda indispensável nas simulações realizadas na presente tese.

À equipe do Laboratório de Hidrogênio da UNICAMP: Newton Pimenta e Edgar.

À equipe da Empresa Hytron: Daniel, Antônio, André Furlan, Cristiano, Paulo, Claudemir, Claudinha, Tércion, Diego, João. As conversas técnicas e as discussões da vida trouxeram tranquilidade para enfrentar os desafios diários.

Às pesquisadoras que fazem do Instituto AQUAGENESIS uma realidade: Paula, Cristiane, Fabiana, Karina e Tatiane, pelo companheirismo e espírito de equipe.

Aos Professores Sebastião Sousa, Walda Viana, Cel. Adyr e a todos rondonistas da Universidade Federal do Ceará. Eterna gratidão à essas instituições e a todos seus integrantes!

À Mariana, companheira de todas as horas que tolerou os momentos de “estresse” na realização desse trabalho. Noites mal dormidas, noites não dormidas ficam muito melhor quando se pode contar com alguém. Obrigado por tudo!!!

Aos companheiros e às companheiras de jornada: Thiago DaHora, André Teixeira e Gabriela, Juan Ayarza, José Manoel, Cinthia Rúbio, Viviane Romeiro, Filipe Nassau, Paulinho e família (recanto do Pedim), Família Gabriel, Alcides Janja, Jorge Melo, Bárbara Duarte e Marcelo Vilela, Geórgia e Ivan Sztutman, Alex Silva e Natalia Kataoka, Lucio Leonn, Ana Luiza, Agnaldo Martins (eterno mestre de Taekwondo), Elias Boutala (tio querido; quase avô), Gustavo Riveros, Sarah Kopf (prima querida), Giovanni Salomão, Taísa Brosler, Professora Sônia Bergamasco, Sabum Nim Ricardo Ramirez, Sabum Nim Ednea Vidoto e a todas e a todos Taekwondistas da academia Harmonia (Taekwon!!!!), Beatriz Figueiredo, Ricardo Figueiredo, Eliana Figueiredo, Sara Almeida, Priscila Pessoa, Regiane Barros e Edgar, Professor Sandro Tonso, Bebel, Laíssa Máximo, Natalia Gouveia, Fernando Rejane (meu aluno!!!), João Briganti (aqui num é conversa de mesa de bar não, dá um tempo), Lauro e Marildes Lopes, Emilena, Sheimy Rahman, Ylo Barroso, Gabriel Neto, Dona Fátima Anselmo, Jeffesron Peba, Aline Guadalupe, Karen.

A todas e a todos que fazem parte do Grupo Espírita Aprendizizes do Evangelho – GEAE, sempre disponíveis a ajudar ao próximo e passar o ensinamento do Mestre. Obrigado pela paz espiritual!

Aos Funcionários da UNICAMP: Jonas Roberto, Denise Aparecida Villela, Bruna Freitas Romero e André dos Santos. Profissionais dedicados, sempre disponíveis para ajudar nas papeladas da CPG/FEM!

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro.

Este trabalho não poderia ser realizado sem a ajuda dessas pessoas e instituições, às quais presto minhas sinceras homenagens.

*“Nada é impossível mudar
Desconfiai do mais trivial,
na aparência singela.
E examinai, sobretudo, o que parece habitual.
Suplicamos expressamente:
não aceiteis o que é de hábito como coisa natural,
(...)nada deve parecer natural
nada deve parecer impossível de mudar.”*
Bertold Brecht.

Resumo

Atingir o desenvolvimento sustentável é algo relativo e difícil de ser mensurado, haja vista a complexidade do tema e as discussões em diversas esferas institucionais, porém o passo para se discutir esse tema no âmbito da geração de energia elétrica passa necessariamente pelas emissões de gases de efeito estufa (GEEs). Isso porque o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) está consolidado em esfera mundial como uma ferramenta que mensura e aponta os possíveis benefícios socioambientais de atividades de projetos executados em países em desenvolvimento que utilizam, por exemplo, fontes de energia renováveis. Assim, a presente tese busca inserir os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) nesse contexto e utiliza a Chamada Estratégica nº 13 da ANEEL (Chamada 13) para avaliar quantitativamente a sua contribuição para a redução das emissões de CO₂e. A partir da estimativa da energia elétrica gerada pelos 13 projetos aprovados nessa Chamada, realizada com o Software PVsyst 6.1.0, e da aplicação da metodologia aprovada pela UNFCCC, adequada às condições de geração, foi estimada a emissão evitada de CO₂e com a inserção dessa energia na rede do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, descreveu-se e analisou-se a contribuição desses projetos para o desenvolvimento sustentável, avaliação indispensável para qualquer projeto de MDL. Dentre os resultados encontrados verificou-se que a geração de energia elétrica total será de 25.315 MWh/ano e que a Chamada 13 pode evitar emissões de 6.212 tCO₂e/ano, usando o ano base 2011; e 11.009 tCO₂e/ano, no ano base 2012. Os projetos de SFCR podem colaborar para o desenvolvimento sustentável gerando 454 “empregos solares” diretos, aumentando direta e indiretamente a renda da população local, contribuindo para a capacitação tecnológica nacional e auxiliando diversos setores da economia brasileira que fazem parte da cadeia dos SFCR. Ao final, visando aplicar os resultados obtidos, preencheu-se o Documento de Concepção do Projeto (DCP), exigido para a submissão das atividades de projeto no âmbito do MDL, com os dados da Usina Solar de Tanquinho/CPFL, um dos 13 projetos aprovados na Chamada 13 e que foi adotado como projeto de referência para as estimativas realizadas nessa tese.

Palavras chaves: Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Chamada nº 13 da ANEEL, Desenvolvimento Sustentável, Protocolo de Quioto.

Abstract

Achieving sustainable development is relative and difficult to measure, given the complexity of the issue and the discussions in institutional spheres, but the first step to discuss this topic in power generation necessarily involves the estimation of greenhouse gases emissions (GHGs). That is partly because the Clean Development Mechanism (CDM) is a global tool consolidated that measures and indicates the possible social and environmental benefits of project activities implemented in developing countries that use renewable energy sources, for example. Thus, within the context describe above, this thesis has the objective to analyze the Grid-Connected Photovoltaic Systems of the Strategic Call n°13 from ANEEL to quantitatively evaluate its contribution to the reduction of emissions of CO₂e. The estimation of electrical power generated by the 13 projects approved in this Call was held with the PVsyst Software 6.1.0, and then the methodology adopted by UNFCCC was applied to estimate avoided emissions of CO₂e in the National Grid. Furthermore, the contribution of these projects to sustainable development was described and analyzed, which is an evaluation indispensable for any CDM project. Among the findings it was determined that the total electricity generation will be 25,315 MWh/year and that can avoid emissions of 6,212 tCO₂e/year , if using the base year 2011, and 11,009 tCO₂e/year, if using base year 2012. The Grid-Connected Photovoltaic Systems projects can contribute to sustainable development by direct generating 454 "solar employments", as well as indirect jobs increasing the income of local people, encouraging the national technological capability and helping various sectors of the Brazilian economy. Finally, the results were applied and the Project Design Document (PDD) was filled in with data from the Solar Power Plant of Tanquinho/CPFL, one of 13 projects approved on Call 13. This document is required for project activities under the CDM, and it was adopted as the reference design for the estimates made in this thesis.

Keywords: Grid-Connected Photovoltaic Systems, Clean Development Mechanism, Strategic Call n°13 by ANEEL, Sustainable Development, Kyoto Protocol.

Lista de Ilustrações

Figura 2.1 Emissões antrópicas de GEEs.	8
Figura 2.2 Possíveis impactos relacionados ao aumento da temperatura média da superfície terrestre.	10
Figura 2.3 Países que reduziram ou aumentaram suas emissões no primeiro período do Protocolo de Quioto.	15
Figura 2.4 Emissões Globais de CO ₂ E (Gt) de 1990 a 2011.	15
Figura 2.5 Conceito de adicionalidade.	20
Figura 2.6 Fluxograma do trâmite dos projetos de MDL na AND brasileira.	24
Figura 2.7 Ciclo de projeto do MDL.	27
Figura 2.8 Participação de atividades de projeto no âmbito do MDL no mundo.	29
Figura 2.9 Potencial de redução de emissões no mundo.	30
Figura 2.10 Projetos no Brasil por escopo setorial	30
Figura 2.11 Porcentagem de projetos de pequenas e grande escala no Brasil.	31
Figura 2.12 Capacidade instalada em MW das atividades de projeto no Brasil.	32
Figura 2.13 Variação dos preços e variação das toneladas de CO ₂ e no mercado mundial.	37
Figura 2.14 Célula fotovoltaica e módulo fotovoltaico.	42
Figura 2.15 Influência da irradiação nas características <i>i-V</i> de uma célula fotovoltaica a temperatura constante (25°C).	43
Figura 2.16 Influência da temperatura nas características <i>i-V</i> de uma célula solar sob irradiação constante (1000W/m ²).	43
Figura 2.17 Inversor com topologia do tipo central.	46
Figura 2.18 Inversor com topologia do tipo descentralizado.	46
Figura 2.19 Diagrama esquemático básico de um sistema fotovoltaico autônomo.	47
Figura 2.20 SFCR centralizado.	49
Figura 2.21 Esquema de um SFCR descentralizado.	49
Figura 2.22 Irradiação solar global diária média anual (MJ/m ² .dia)	57
Figura 3.1 Fluxograma da metodologia de pesquisa.	59
Figura 3.2 Interface do software PVsyst e em destaque a escolha do tipo de projeto a ser simulado na presente tese.	60

Figura 3.3 (a) Tela de especificação da localidade onde será instalado o sistema; (b) Uso do Google Maps para definir latitude, longitude e altitude; (c) Uso do banco de dados da NASA para ajuste dos dados; (d) Média mensal e anual da Irradiação Global, Irradiação Difusa e Temperatura.....	61
Figura 3.4 Escolha do albedo.	62
Figura 3.5 Escolha do suporte e angulação dos painéis.	63
Figura 3.6 Parâmetros do sistema para simulação.....	64
Figura 4.1 Subestação Tanquinho em Campinas – SP	75
Figura 4.2 Área A1, A2 e A3 destinadas à instalação do PV1	76
Figura 4.3 Módulo Fotovoltaico YL 280-35b	76
Figura 4.4 Inversor Central da Ingeteam - modelo IngeconSun 500 TL U 275.....	77
Figura 4.5 Estrutura fixa (em amarelo) e estrutura móvel (em vermelho) da área A1.....	78
Figura 4.6 Painel Fotovoltaico da Apollo-Dupont – modelo DA 142.....	79
Figura 4.7 Inversor Fronius IG Plus 120 V-3.....	79
Figura 4.8 Instalação dos painéis da A2 próximo ao talude com inclinação de 6° e com “duas águas”.	81
Figura 4.9 Painéis da A2 na parte central: meia água com inclinação de 12°	82
Figura 4.10 Área de instalação do PV2 no campus da PUC-Rio	85
Figura 4.11 Área onde será instalada a planta do Projeto Jaíba Solar.....	87
Figura 4.12 Planta do PV4 que foi instalada próxima ao estádio de futebol “Arena Pernambuco”.	88
Figura 4.13 Disposição dos módulos solares da Arena Pernambuco.....	89
Figura 4.14 Localização da instalação do SFRC proposto pela CHESF.....	91
Figura 4.15 Disposição do projeto Villa Lobos da CESP.	94
Figura 4.16 Disposição do projeto no Campi da USP.....	97
Figura 4.17 Disposição dos módulos solares no Projeto Petrobrás.....	99
Figura 4.18 Disposição dos módulos solares no projeto PV9	101
Figura 4.19 disposição do projeto PV10	103
Figura 4.20 Disposição dos módulos solares no Projeto da CEEE-GT.	106
Figura 4.21 Localização do projeto PV13	108

Figura 4.22 Mapa da irradiação global diária com os projetos da Chamada 13. Em vermelho, os cinco projetos com melhores média de números de horas de isolação equivalente (PV4, PV5, PV8, PV13, PV3); em azul os três os projetos com piores médias (PV12, PV9, PV10); em verde os demais projetos (PV1, PV2, PV7, PV11, PV6)	111
Figura 4.23 Evolução dos fatores da margem de construção e margem de operação do SIN.....	116
Figura 4.24 Evolução da geração térmica convencional do SIN.....	117
Figura 5.1 Índice de geração de emprego por MW instalado para diversas fontes e tecnologias.	126
Figura 5.2 Distribuição de empregos gerados pela indústria fotovoltaica nos EUA em 2011....	126

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Aumento da temperatura média da superfície terrestre relativamente ao nível de concentração de GEEs na atmosfera.	9
Tabela 2.2 Fator de redução das Partes do Anexo 1.....	14
Tabela 2.3 Diferença entre escala no ciclos de projetos.....	25
Tabela 2.4 EODs no Brasil.....	25
Tabela 2.5 Lista de metodologias aprovadas para projetos de MDL que utilizam energia renovável	26
Tabela 2.6 distribuição das atividades de projeto no Brasil.....	31
Tabela 2.7 Equipamentos fotovoltaicos isentos de ICMS.....	52
Tabela 2.8 Dados gerais dos projetos da Chamada 13 da ANEEL	56
Tabela 3.1 Sistemas modelos usados, quando necessário, para as estimativas dos projetos da Chamada 13	65
Tabela 3.2 Tabela modelo de apresentação dos resultados das simulações	66
Tabela 4.1 Resposta das empresas proponentes ao questionário.....	73
Tabela 4.2 Especificações do painel fotovoltaico Yingli	76
Tabela 4.3 Características técnicas do inversor.....	77
Tabela 4.4 Especificações do painel fotovoltaico da Apollo-Dupont.....	79
Tabela 4.5 Características técnicas inversor Fronius IG Plus 120 V-3	80
Tabela 4.6 Tecnologia, fabricante e modelo dos painéis fotovoltaicos e inversor da A3	82
Tabela 4.7 Dados e resultados da simulação do PV1	84
Tabela 4.8 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV1	85
Tabela 4.9 Dados e resultados da simulação do PV2.....	86
Tabela 4.10 Dados e resultados da simulação PV3.....	87
Tabela 4.11 Dados e resultados da simulação PV4.....	90
Tabela 4.12 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV4.....	91
Tabela 4.13 Dados e resultados da simulação PV5.....	93
Tabela 4.14 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV5.....	94
Tabela 4.15 Fabricante, modelo, tecnologia, angulação e potência (PV6)	95
Tabela 4.16 Dados e resultados da simulação da PV6	96
Tabela 4.17 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV6.....	97

Tabela 4.18 Dados e resultados da simulação PV7	98
Tabela 4.19 Dados e resultados da simulação PV8-a.....	100
Tabela 4.20 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV8.....	101
Tabela 4.21 Dados e resultados da simulação do PV9	102
Tabela 4.22 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV9.....	102
Tabela 4.23 Dados e resultados da simulação do PV10.....	104
Tabela 4.24 Dados e resultados da simulação do PV11	105
Tabela 4.25 Dados e resultados da simulação PV12 instalação 1	107
Tabela 4.26 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV12.....	108
Tabela 4.27 Dados e resultados da simulação do PV13.....	109
Tabela 4.28 resultado da estimativa de energia elétrica gerada dos 13 projetos	110
Tabela 4.29 Dados da MC e MO do ano de 2011.	113
Tabela 4.30 Parâmetros e estimativa do fator de emissão do SIN no Cenário 2011	114
Tabela 4.31 Resultado das emissões evitadas do projeto – Cenário 2011	114
Tabela 4.32 Dados da margem de construção e margem de operação do ano de 2012	115
Tabela 4.33 Parâmetros e estimativa do fator de emissão do SIN no ano base 2012.....	115
Tabela 4.34 Resultado das emissões de linha de base e emissões dos projetos – ano base de 2012	116
Tabela 5.1 Tempo de retorno da energia para sistemas fotovoltaicos incluindo todos os componentes.	122
Tabela 5.2 Proporções aproximadas de materiais que compõe os diversos módulos	122
Tabela 5.3 Consumo de energia de um módulo convencional fotovoltaico novo e reciclado	123
Tabela 5.4 Estimativa de empregos gerados no Brasil com os projetos da Chamada 13.....	127
Tabela 5.5 Custos dos projetos	130
Tabela 5.6 Custo total dos projetos e os aportes que ficarão no país e de importação.....	130
Tabela 5.7 dados gerais do projeto da CEMIG e do PV1.....	135

Lista de Abreviaturas e Siglas

Abreviações

ABDI - Agencia Brasileira de Desenvolvimento Industrial

ACM - Metodologia Aprovada Consolidada

AND - Autoridade Nacional Designada

ANEEL - Agencia Nacional de Energia Elétrica

AMS - Metodologia para pequena escala

BM - *build margin*

CAR - *Climate Action Reserve*

CCB - *Climate Community and Biodiversity Standard*

CCX - *Chicago Climate Exchange*

CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

CESP - Companhia Energética de São Paulo

CHESF - Companhia Hidrelétrica do São Francisco

CIMCG - Comissão Interministerial das Mudanças Climáticas Globais

COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

CONFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

COP - Conferência das Partes

CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz

CM - *Combined margin*

CMMAD - Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento

CNUMAD - Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento

CQNUMC - Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima

CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

DCP - Documento de Concepção de Projeto

EB - Conselho Executivo do MDL

EOD - Entidade Operacional Designada

EUA - Estados Unidos da América

GEE - Gases de Efeito Estufa

GS - *Gold Standard*

IARC - Agência Internacional de Pesquisa Sobre o Câncer

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços

IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change*

IPI - Imposto sobre Produtos Industrializados

IR - Imposto de Renda

LpT - Programa Luz para Todos

MCTI - Ministério de Ciências Tecnologia e Inovação

MDL - Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MIT - *Massachusetts Institute of Technology*

NAMAs - Ações de Mitigação Nacional

NOC - Condição Padrão de Operação

OM - *Operation margin*

OMS - Organização Mundial de Saúde

ONS - Operador Nacional do Sistema

ONGs - Organizações Não-Governamentais

ONU - Organizações das Nações Unidas

PANA - Planos Nacionais de Ação e de Adaptação

PAN - Planos Nacionais de Adaptação

PDD - *Project Design Document*

Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A

PIS - Programa de Integração Social

PNMC - Plano Nacional de Mudanças Climáticas

PoA - Programa de Atividades

PPM - Partes por Milhão

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

RCE - Reduções Certificadas de Emissões

RCEI - Reduções Certificadas de Emissões Longo Prazo

RCEt - Reduções Certificadas de Emissões temporária

RGR - Reserva Global de Reversão

SFCR - Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

SFA - Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

SIGFI - Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes

SIN - Sistema Interligado Nacional

STC - *Standard Test Condition*

UHE - Usina Hidrelétricas

UNFCCC - *United Nations Framework Climate Change Convention*

USF - Usina Solar Fotovoltaica

VER - *Verification of Emission Reduction*

VCS - *Verified Carbon Standard*

Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Objetivos	5
1.2	Estrutura da Tese	5
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	7
2.1	Mudanças Climáticas e Protocolo de Quioto	7
2.1.1	1º período do Protocolo de Quioto (2008 a 2012)	13
2.1.2	2º período do Protocolo de Quioto (2013 a 2020)	16
2.2	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL	17
2.2.1	Fundamentos, trâmites e instituições envolvidas na concepção de um projeto de MDL	19
2.2.2	Documentos necessários para avaliação de uma atividade de projeto	23
2.2.3	Atividades de projeto.....	25
2.2.4	Metodologias de linha de base	26
2.2.5	Ciclos de projetos	27
2.2.6	Panorama do MDL no mundo e no Brasil.....	29
2.2.7	MDL Programático ou Programa de Atividades (PoA)	32
2.2.8	Mercado de Carbono	33
2.3	Energia solar.....	38
2.3.1	As células fotovoltaicas.....	39
2.3.2	Os módulos fotovoltaicos	41
2.3.3	Inversores de frequência para conexão à rede.....	45
2.3.4	Sistemas Fotovoltaicos Autônomos (SFA)	47
2.3.5	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR)	48
2.3.6	Políticas Brasileiras de Incentivo ao uso de Energia Fotovoltaica.....	50
2.4	Chamada Estratégica nº 013/2011 da ANEEL.....	52
3	METODOLOGIA	58
3.1	Descrição dos Projetos de P&D	58
3.2	Estimativa da energia elétrica gerada utilizando o software de simulação PVsyst.....	59
3.3	Estimativa da emissão evitada de carbono	67
3.3.1	Identificação da escala dos projetos e da metodologia de contabilização adequada.....	67
3.3.2	Limite do projeto e definição do cenário de linha de base	68
3.4	Contribuições da Chamada 13 para o Desenvolvimento Sustentável	71

4	ESTIMATIVA DA ENERGIA ELÉTRICA GERADA E DAS EMISSÕES DE CO ₂ e DA CHAMADA 13.....	73
4.1	Energia elétrica estimada dos Projetos Chamada 13.....	74
4.1.1	Projeto Inserção Técnico-Comercial de Geração Solar Fotovoltaica na Rede da CPFL - Diversificando A Matriz Energética Brasileira – CPFL (PV1) - “Projeto de Referência”. 74	
	Fonte: Elaboração própria a partir de Camargo (2013).	82
4.1.2	Projeto PUCSOLAR (PV2).....	85
4.1.3	Projeto Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira – FURNAS (PV3).....	86
4.1.4	Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira – Arena Pernambuco – COELBA (PV4).....	88
4.1.5	Central Fotovoltaica da Plataforma Solar de Petrolina – CHESF (PV5).....	91
4.1.6	Projeto Desenvolvimento e instalação piloto de geração fotovoltaica para Modelo Estratégico de Referência Tecnológica, Regulatória, Econômica e Comercial, inserindo esta energia na matriz energética nacional – Projeto Villa Lobos – CESP (PV6).....	94
4.1.7	Desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede – ISA-CTEEP (PV7) 97	
4.1.8	Estudo do Impacto da Geração Fotovoltaica Centralizada no Sistema Elétrico – PETROBRÁS (PV8)	98
4.1.9	Implantação de Usina Solar Fotovoltaica de 3MWp e Avaliação do Desempenho Técnico e Econômico da Geração FV em Diferentes Condições Climáticas na Matriz Elétrica Brasileira – TRACTEBEL (PV9)	101
4.1.10	Ampliação da usina Megawatt Solar com novas soluções tecnológicas e estratégias comerciais (Projeto SOL+) – ELETROSUL (PV10).....	103
4.1.11	Projeto estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira - CEMIG-D (PV11).....	104
4.1.12	Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre - CEEE-GT (PV12).....	105
4.1.13	Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética Brasileira – MPX (PV13).....	108
4.2	Estimativa das Emissões Evitadas com a Chamada 13.....	112
4.2.1	Ano base 2011	113
4.2.2	Ano Base 2012	114
5	CONTRIBUIÇÕES DA CHAMADA Nº13/2011 PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL.....	118
5.1	Contribuição para sustentabilidade local.....	119

5.2	Contribuições para o desenvolvimento das condições de trabalho e geração líquida de empregos	125
5.3	Contribuição para a distribuição de renda.....	128
5.4	Contribuição para a capacidade e desenvolvimento tecnológico.....	131
5.5	Contribuição para a integração regional e articulação com outros setores	132
5.6	Preenchimento do Documento de Concepção do Projeto - CPFL PV1	134
6	CONCLUSÕES.....	165
7	REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	170
	APÊNDICE A: Questionário enviados as empresas proponentes para informações técnicas dos projetos da Chamada 13	176
	APÊNDICE B: Simulações do Projeto PV1	180

1 INTRODUÇÃO

Na década de 1970, o mundo vivenciou os efeitos negativos da elevada dependência dos combustíveis fósseis através das duas grandes crises do preço do petróleo. Como consequência, os países desenvolvidos optaram por diversificar suas matrizes energéticas, investindo na busca de jazidas em seus territórios ou em países nos quais exerciam influência econômica, além de investirem em eficiência energética e em fontes renováveis de energia. A grande disponibilidade de petróleo, aparentemente infinita no início de sua exploração, e o baixo custo de sua extração foram utilizados, durante muitas décadas, como argumentos daqueles que defenderam seu aproveitamento.

No âmbito das discussões ambientais, as décadas de 1960 e 1970 foram marcadas pelo início do questionamento, por parte da comunidade científica mundial, quanto à forma de desenvolvimento econômico pautada, principalmente, por devastação ambiental e uso intensivo de combustíveis fósseis. Em 1972, com a intensificação dessas discussões (em âmbito acadêmico), a Organização das Nações Unidas (ONU) promoveu a Conferência Internacional para o Meio Ambiente em Estocolmo, na Suécia, e, no mesmo ano, o “*Massachusetts Institute of Technology*”(MIT) lançou o Relatório Meadows, ou “Limites do Crescimento”, financiado pelo Clube de Roma¹, que fazia o alerta de que não se poderia crescer infinitamente em um planeta finito (MIT, 1972).

A Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento (CMMAD) foi criada em 1983, pela ONU, com o objetivo de propor mecanismos para se promover o desenvolvimento sustentável. O resultado dessa Comissão foi o lançamento de “O Nosso Futuro Comum” em 1987, conhecido como Relatório Brundtland, que fez parte de uma série de iniciativas anteriores à Agenda 21 e reafirmava uma visão crítica do modelo de desenvolvimento adotado pelos países desenvolvidos, replicado pelas nações pobres. O Relatório ressaltava, ainda, os riscos do uso excessivo dos recursos naturais sem considerar a resiliência dos ecossistemas e apontava, dentre outras preocupações, a incompatibilidade entre desenvolvimento sustentável e os padrões de produção e consumo vigentes (BRUNDTLAND, 1987).

¹ Clube de Roma foi criado em 1968 para discutir, além de economia, política e o meio ambiente.

Após o Relatório Brundtland, a discussão sobre o meio ambiente progrediu, culminando na Conferência Eco-92, ocorrida em 1992 no Rio de Janeiro, na qual se construiu o consenso sobre a importância de que cada país refletisse sobre as questões ambientais de forma global, lançando sua Agenda 21 com metas para se atingir o desenvolvimento sustentável a partir de contribuições locais.

Segundo Romeiro (2010), o marco mais significativo dentre as ações multilaterais dos países que fazem parte da ONU foi a criação da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (CQNUMC)². Esse tratado internacional foi resultante da Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (CNUMAD/RIO-92) e seu objetivo era “evitar interferências antropogênicas perigosas no sistema climático”, o que deveria ser feito rapidamente para proteger as fontes alimentares, os ecossistemas e o desenvolvimento social. Dessa forma, foi imputado a todos os países a responsabilidade de proteção do clima (GREENPEACE, 2012).

Com a intensificação da discussão ambiental referente às emissões de gases do efeito estufa³ (GEEs), foi assinado, em 1997, o Protocolo de Quioto, que estabeleceu metas de redução de emissões dos GEEs para os países do Anexo I⁴. Tais metas baseavam-se na hipótese de que, historicamente, o aumento observado nas emissões de GEEs geravam um crescimento na concentração desses gases na atmosfera terrestre e, conseqüentemente, um incremento ao efeito estufa natural. Como resultado, verificar-se-ia a elevação da temperatura média da biosfera, a qual ocasiona diversos danos climáticos e socioambientais que afetam as condições de vida no planeta (IPEA, 2011).

O Protocolo, que só começou a vigorar em fevereiro de 2005 com a assinatura da Rússia, criou as bases formais para o surgimento de um mercado internacional de créditos de carbono. Através de formas inovadoras para auxiliar os países desenvolvidos no atendimento das metas estabelecidas, foram criados mecanismos que permitiram a criação de projetos de redução de emissões em diferentes países para o atendimento de metas locais (PILEGGI, 2013).

² Sigla em inglês: *United Nations Framework Climate Change Convention* (UNFCCC).

³ Segundo o Protocolo de Quioto (1997), os gases que contribuem ao efeito estufa são: dióxido de carbono (CO₂E); metano (CH₄); óxido nitroso (N₂O); hexafluoreto de enxofre (SF₆); família dos hidrofluorcarbonos (HFCs) e família dos perfluorcarbonos (PFCs).

⁴ Países do Anexo I do Protocolo de Quioto: são países desenvolvidos responsáveis pela maior emissão histórica de GEEs.

Ainda segundo Pileggi (2013), um dos mecanismos criados foi o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), um instrumento econômico que visa facilitar o atendimento das metas estabelecidas com projetos de redução de GEEs em países em desenvolvimento⁵, ou seja, países que não têm metas obrigatórias de redução. Esses projetos podem negociar tais reduções de emissões por meio da comercialização de Reduções Certificadas de Emissões (RCEs)⁶, auxiliando, até certo ponto, os países desenvolvidos a cumprirem seus compromissos quantificados.

Uma parcela expressiva dos projetos de MDL desenvolvidos está relacionada à geração de energia elétrica utilizando fontes renováveis, como biomassa, energia eólica e energia solar fotovoltaica.

No caso do Brasil, apesar do predomínio da energia hidrelétrica, em tempos de estiagem, quando diminui o nível de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas, torna-se necessário utilizar usinas termelétricas que consomem combustíveis fósseis para assegurar a segurança do suprimento de energia. Com a descoberta do pré-sal e a necessidade de explorar economicamente o petróleo e o gás natural no país, existe uma preocupação de que, em nome dessa segurança elétrica, e devido aos empecilhos socioambientais nas construções de hidrelétricas, aumente a participação dos combustíveis fósseis na matriz elétrica brasileira.

Apesar de representar uma diversificação das fontes de energia, essa alternativa acarretará em um aumento da emissão de GEEs do Setor Elétrico Brasileiro e, conseqüentemente, na necessidade de estimular outras fontes de energia menos impactantes caso não se queira aumentar a contribuição do setor para as mudanças climáticas. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem realizado leilões de contratação de energia elétrica a partir de várias fontes energéticas, com destaque para a energia eólica, que vem se tornando competitiva com a geração tradicional em novos empreendimentos.

A energia solar fotovoltaica ainda apresenta custos de geração relativamente mais elevados, havendo espaço para que projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) sejam executados para reduzi-los. Nesse cenário, a ANEEL lançou em 2011 a Chamada nº 13/2011⁷ - Projeto

⁵ Partes não incluídas no Anexo I do Protocolo de Quioto.

⁶ RCEs são conhecidos informalmente como créditos de carbonos e cada RCE corresponde a 1 tonelada de CO₂E equivalente.

⁷ Ao longo da presente tese será chamado apenas como Chamada 13.

Estratégico: “Arranjos Técnicos e Comercias para Inserção da Geração Solar Fotovoltaico na Matriz Energética Brasileira”, na qual, dentre os vários objetivos, encontram-se (ANEEL, 2011):

- Facilitar a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira;
- Viabilizar economicamente a produção, instalação e monitoramento da geração solar fotovoltaica para injeção de energia elétrica nos sistemas de distribuição e/ou transmissão;
- Estimular a redução de custos da geração solar fotovoltaica com vistas a promover a sua competição com as demais fontes de energia.

Além disso, a Chamada 13 fixou a potência das plantas entre 0,5 MWp e 3,0 MWp e exigiu a análise dos impactos da interligação do sistema à rede nacional e das implicações socioambientais. Isso reflete a necessidade de se estudar os impactos técnicos, sociais, econômicos e ambientais da geração de energia elétrica proveniente de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) no Sistema Interligado Nacional (SIN) para que eles tornem-se parte das múltiplas escolhas energéticas brasileiras no que tange às energias renováveis.

Foram aprovados 18 projetos de P&D na Chamada 13, cuja potência instalada inicial nas diversas Usinas Solares Fotovoltaicas (USF)⁸ contratadas pela ANEEL correspondeu a cerca de 25 MWp. No entanto, houve cinco desistências, diminuindo para quase 17 MWp a potência nominal com 13 projetos em execução.

Assim, considerando o contexto de promoção da energia solar fotovoltaica no SIN e os benefícios ambientais associados à redução das emissões de GEEs, nessa tese foi realizada a estimativa de RCEs dos projetos da Chamada 13, além da avaliação das questões relacionadas ao desenvolvimento sustentável que os projetos de MDL devem apresentar.

⁸ Usina Solar Fotovoltaica (USF) refere-se a cada projeto aprovado da Chamada 13, ao passo que Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) referem-se à conexão da USF no SIN.

1.1 Objetivos

O objetivo da presente tese é estimar a redução de emissões de GEEs e avaliar a contribuição para o desenvolvimento sustentável de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede da Chamada 13 da ANEEL no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

Os itens seguintes constituem os objetivos específicos deste trabalho:

1. Estimar a energia elétrica gerada pelos 13 projetos da Chamada 13 utilizando o Software PVsyst versão 6.1.7;
2. Aplicar a metodologia de pequena escala aprovada pela UNFCCC para quantificar as emissões evitadas de CO₂e de SFCR;
3. Descrever e analisar as contribuições para o desenvolvimento sustentável da implementação das 13 USF. Segundo o ANEXO III da Resolução n°1/2003 da Comissão Interministerial de Mudança do Clima (CIMGC);
4. Preencher o Documento de Concepção do Projeto de MDL tomando como base o projeto da Usina Solar de Tanquinho, da CPFL Energia.

1.2 Estrutura da Tese

Esta tese está organizada em 6 capítulos, cuja estrutura está descrita a seguir:

- **Capítulo 1 Introdução:** Apresenta a contextualização, os objetivos principais, objetivos específicos e a estrutura da tese.
- **Capítulo 2 Revisão Bibliográfica:** Nesse capítulo foi realizada uma revisão bibliográfica que engloba os 2 temas básicos: o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e o uso da energia solar fotovoltaica conectados à rede, conhecido como Sistema Fotovoltaico

Conectados à Rede (SFCR), em especial no contexto da Chamada 13. Foram apresentadas as características do MDL, as instituições envolvidas com esse mecanismo no Brasil, além de descrever os principais mercados de carbono existente no mundo. Em seguida foram descritas as características gerais e os parâmetros importantes dos módulos solares para a estimativa de energia elétrica gerada. Por fim, contextualiza-se a Chamada 13 da ANEEL e apresentam-se informações gerais sobre os projetos aprovados.

- **Capítulo 3 Metodologia:** Apresenta a metodologia de pesquisa adotada neste trabalho para estimar a emissão evitada de CO_{2e} e a avaliação da contribuição para o desenvolvimento sustentável dos SFCR, utilizando como estudo de caso a Chamada 13.
- **Capítulo 4 Descrição dos Projetos de P&D Aprovados na Chamada Estratégica N° 13/2011 da ANEEL e a Estimativa das Emissões Evitadas:** Como resultado da metodologia, nesse capítulo apresentam-se as informações dos projetos e a estimativa da energia gerada por cada USF utilizando o software PVsyst versão 6.1.0. A partir da energia elétrica estimada e da aplicação da metodologia adequada às condições de geração e fornecimento de energia à rede, foram quantificadas as emissões evitadas.
- **Capítulo 5 Contribuição da Chamada n° 13/2011 para o Desenvolvimento Sustentável:** Avaliando qualitativamente os projetos de MDL, nesse capítulo são apresentadas as contribuições para o desenvolvimento sustentável segundo o ANEXO III da Resolução 1 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC). Ao final, apresenta-se o Documento de Concepção de Projeto (DCP) da Usina Solar de Tanquinho, da CPFL Energia, projeto esse considerado como referência para estimativas da presente tese.
- **Capítulo 6 Conclusão:** Finalmente, nesse capítulo são apresentadas as considerações finais e a sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são apresentados os principais temas que serviram de base para o desenvolvimento dessa tese: Protocolo de Quioto e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo; a energia solar fotovoltaica e os parâmetros necessários para estimar a geração de energia elétrica dela proveniente; e, por fim, as características da Chamada 13.

2.1 Mudanças Climáticas e Protocolo de Quioto

A mudança global do clima é um dos mais importantes desafios ambientais do século XXI até o momento. Nos últimos 100 anos, registrou-se um aumento de aproximadamente 0,7 °C na temperatura média da superfície da Terra. Há fortes evidências científicas de que isso se deve ao aumento da concentração de determinados gases na atmosfera, principalmente o CO₂e, CH₄ e o N₂O (IPEA, 2011).

A variação da concentração desses gases na atmosfera é medida em toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e)⁹. De 280 ppm¹⁰ em volume no período que antecede a Revolução Industrial, este índice passou para cerca de 380 ppm em volume no ano de 2005¹¹ (IPCC, 2007). O aumento da concentração de CO₂e na atmosfera é consequência do aumento das emissões antrópicas ao longo do tempo, das quais destacam-se: a geração de energia pela queima de combustíveis fósseis (carvão mineral, petróleo e gás natural); o desmatamento; a decomposição anaeróbica de matéria orgânica; o uso de fertilizantes nitrogenados e os processos industriais. A Figura 2.1 mostra as emissões medidas ao longo de 34 anos, entre 1970 e 2004.

⁹ Medida utilizada para comparar os diferentes GEEs. O CO₂e é o resultado da multiplicação das toneladas emitidas de GEEs pelo seu potencial de aquecimento global. Por exemplo, o potencial de aquecimento global do gás metano é 21 vezes maior do que o potencial do CO₂E. Então, o CO₂e do metano é igual a 21 (IPCC, 1995).

¹⁰ Partes por milhão.

¹¹ Relatório de 2013 do IPCC sobre mudanças climáticas revelam que já ultrapassou os 400 ppm.

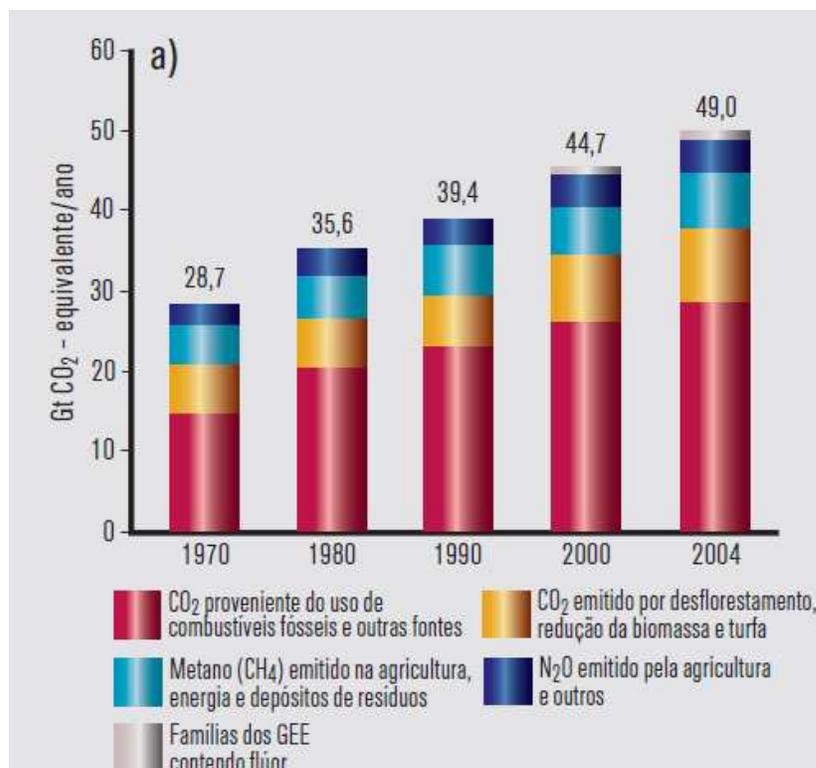


Figura 2.1 Emissões antrópicas de GEEs.

Fonte: IPCC (2007).

Os atuais níveis de concentração de GEEs já são preocupantes e há cenários que preveem que a temperatura média do planeta pode se elevar entre 1,8°C e 4°C até 2100, o que causaria uma alteração drástica no meio ambiente. Este é um dos resultados apresentados no 4º Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC¹²), que corresponde ao organismo de revisão da produção científica em diversas áreas do conhecimento relativa à mudança climática global, do qual participam cientistas do mundo todo (IPCC, 2007). Segundo os relatórios do IPCC, o aumento da eficiência do efeito estufa da Terra produz um aquecimento que pode ser expresso em termos da potência equivalente (energia por unidade de tempo), o qual atualmente corresponde a cerca de 2 W/m² na superfície terrestre (CGEE, 2010).

Esse cenário de elevação de temperatura pode provocar um aumento da intensidade de eventos extremos e, também, a alteração do regime das chuvas, com maior ocorrência de secas e enchentes. Além de colocarem em risco a vida de grandes contingentes urbanos, tais mudanças

¹² Sigla em inglês: *International Panel on Climate Change*.

no clima do planeta poderiam desencadear epidemias e pragas, ameaçar a infraestrutura de abastecimento de água e luz, bem como comprometer os sistemas de transporte. A agricultura seria também bastante afetada, principalmente em regiões onde já se verifica escassez de água, como o Nordeste brasileiro. Muitos desses impactos já poderiam ocorrer antes de 2050, com elevados efeitos econômicos (IPEA, 2011).

Cunha (2009) realizou em sua tese de doutorado uma compilação de 11 estudos que relacionaram o aumento de temperatura e de concentração de GEEs na atmosfera, cujos valores podem ser vistos na Tabela 2.1. Com base nos cenários de emissão, concentração desses gases na atmosfera e aumento médio da temperatura, os cientistas têm conseguido estimar os impactos que advirão das mudanças climáticas, como seca, migração de populações, perda da diversidade natural. Na Figura 2.2 observam-se os possíveis impactos ambientais decorrentes do aumento gradual da temperatura do planeta (CUNHA, 2009).

Tabela 2.1 Aumento da temperatura média da superfície terrestre relativamente ao nível de concentração de GEEs na atmosfera.

Concentração de GEE na atmosfera (ppm)	Estimativa de aumento da temperatura a partir de 11 estudos compilados (°C)
400	0,6 - 4,9
450	0,8 - 6,4
500	1,0 - 7,9
550	1,2 - 9,1
650	1,5 - 11,4
750	1,7 - 13,3
1.000	2,2 - 17,1

Fonte: CUNHA (2009).

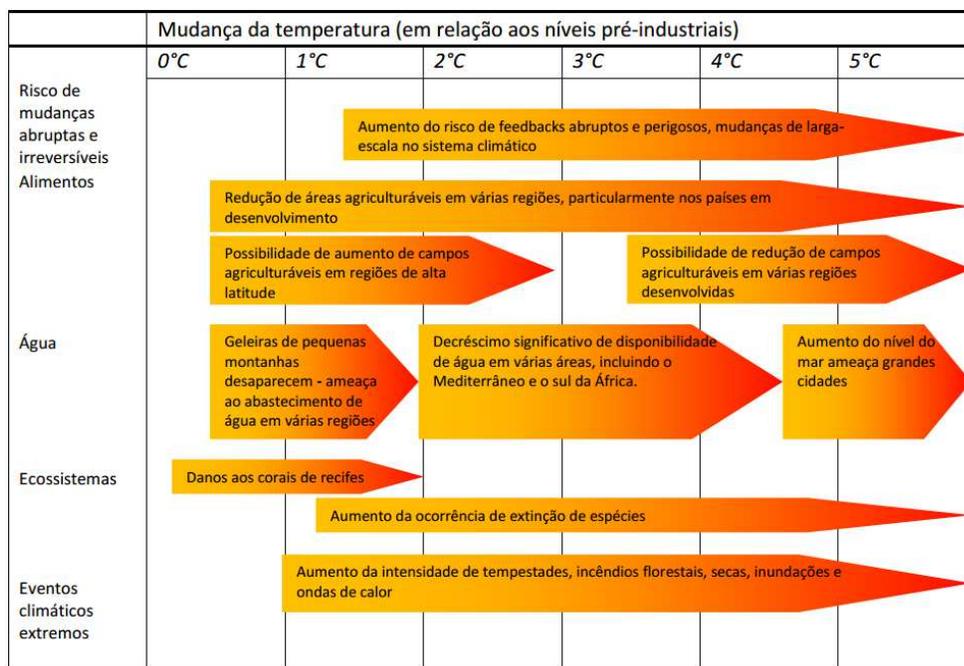


Figura 2.2 Possíveis impactos relacionados ao aumento da temperatura média da superfície terrestre.

Fonte: CUNHA (2009).

O reconhecimento das mudanças climáticas e dos efeitos adversos como uma preocupação comum da humanidade ocorreu em 1992 na Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, realizada no Rio de Janeiro. Dessa conferência resultou a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC) que corresponde a um acordo multilateral assinado pelas Partes com o objetivo de estabilizar a concentração dos GEEs na atmosfera em um nível que possa impedir interferências antrópicas perigosas ao sistema climático. Esse nível deve ser atingido dentro de um período de tempo suficiente para permitir a adaptação natural dos ecossistemas às mudanças climáticas; garantir que a produção de alimentos não seja ameaçada; e permitir o desenvolvimento econômico de forma sustentável.

O Artigo 3 da Convenção-Quadro estabelece o princípio das “responsabilidades comuns mas diferenciadas”. A responsabilidade é comum a todos os países porque todos contribuem para a mudança global do clima e todos serão atingidos pelas suas consequências. No entanto, a responsabilidade é diferenciada porque alguns países são mais responsáveis pelo aquecimento global do que outros, na medida em que contribuíram mais para o problema devido às suas

emissões históricas e atuais, e por terem mais possibilidades de enfrentar o problema, conforme suas capacidades econômicas e tecnológicas (MDL, 2009). Esses últimos países são chamados de Partes do Anexo I e englobam a maioria dos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e alguns Estados da Europa Central e Oriental.

A Convenção-Quadro estabeleceu também, em seu Artigo 7, a Conferência das Partes¹³ (COP), órgão supremo que se reúne uma vez por ano para monitorar e promover a implementação da Convenção-Quadro e de quaisquer instrumentos legais a ela relacionadas (MDL, 2009). Na primeira COP, em 1995 em Berlim, chegou-se à conclusão de que a grande maioria das Partes do Anexo I (países desenvolvidos) não conseguiria retornar suas emissões aos níveis de 1990 por volta do ano 2000, conforme compromissos firmados no âmbito da Convenção-Quadro. Foi, assim, necessário estabelecer uma Resolução, denominada Mandato de Berlim, com o objetivo de rever esses compromissos. Este Mandato estabeleceu que os países desenvolvidos deveriam, com base no princípio das responsabilidades comuns mas diferenciadas, estabelecer um Protocolo com metas quantitativas de redução de emissão, bem como descrever a metodologia que seria necessária para alcançar essas metas, com um prazo até a 3ª Conferência das Partes (COP 3) (CUNHA, 2009).

Após dois anos de intensas reuniões, foi realizada a COP 3, em Quioto em 1997, sendo adotado um Protocolo à Convenção sobre Mudança do Clima, chamado de Protocolo de Quioto. Ele estabeleceu compromissos quantificados para os países desenvolvidos de redução ou limitação das emissões antrópicas combinadas de GEEs e os mecanismos para seu atendimento (MDL, 2009). Destaca-se que o compromisso de redução ou limitação assumido por cada país no âmbito do Protocolo de Quioto decorreu de sua respectiva disposição política. Naquele momento não foi atingido consenso sobre um critério norteador da alocação do ônus para se mitigar a mudança global do clima de acordo com as responsabilidades históricas de cada nação pela elevada concentração de GEEs na atmosfera.

Apesar de contar inicialmente com 192 países, o Artigo 25 do Protocolo de Quioto mencionava que:

“(...)Este Protocolo entra em vigor no nonagésimo dia após a data em que pelo menos 55 Partes da UNFCCC, englobando as Partes incluídas no Anexo I que contabilizaram no total pelo menos 55% das emissões

¹³ Sigla em inglês: *Conference of the Parties*.

totais de dióxido de carbono em 1990 das Partes incluídas no Anexo I, tenham depositado seus instrumentos de ratificação, aceitação, aprovação ou adesão” (PROTOCOLO DE QUIOTO, 1997).

No início de 2001, o governo dos EUA anunciou que não iria ratificar o Protocolo, inaugurando um longo processo de negociação do regime, marcado por incertezas, jogos e barganhas políticas entre os principais atores internacionais. Em setembro de 2004, depois de complexas discussões, a Rússia anunciou sua ratificação, permitindo-se que o Protocolo entrasse em vigor em fevereiro de 2005 (CUNHA, 2009). Além dos EUA, a Austrália também se manteve fora até o final de 2007, quando, então, aderiu ao Protocolo de Quioto.

O Protocolo de Quioto estabeleceu três Mecanismos Adicionais de Implementação em complementação às medidas de redução de emissão e remoção de GEEs domésticas implementadas pelas Partes do Anexo I (PROTOCOLO DE QUIOTO, 1997):

- (i) Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)¹⁴: cujo objetivo é assistir às Partes não inclusas no Anexo I para que atinjam o desenvolvimento sustentável e contribuam para o objetivo final da Convenção, além de assistir às Partes do Anexo I para que cumpram seus compromissos de redução de emissões;
- (ii) Implementação Conjunta¹⁵: possibilita que qualquer Parte do Anexo I possa transferir para ou adquirir de qualquer outra Parte unidades de redução de emissões resultantes de projetos que visem a redução das emissões antrópicas;
- (iii) Comércio de Emissões¹⁶: possibilita que as Partes inclusas no Anexo B¹⁷ possam participar do comércio de emissões com o objetivo de cumprir os compromissos assumidos.

Vale ressaltar que o MDL é o único mecanismo adicional que permite a participação de Partes não Anexo I, tais como o Brasil, Índia e China. Esse instrumento econômico visa facilitar o cumprimento das metas das Partes do Anexo I, pois muitas vezes a redução ou remoção fora das suas fronteiras nacionais têm menor custo. Além disso, as mudanças climáticas têm dimensões globais e onde houver diminuição das emissões de GEEs no globo se estará interferindo positivamente para atingir a meta do Protocolo de Quioto.

¹⁴ Sigla em inglês: *Clean Development Mechanism* (CDM).

¹⁵ Em inglês: *Joint Implementation* (JI).

¹⁶ Em inglês: *Emissions Trading*.

¹⁷ Compromissos quantificados de limitação ou redução de emissões por Parte.

A regulamentação complementar que era necessária para a implementação do MDL fez parte dos Acordos de Marraqueche, estabelecidos em novembro de 2001, durante a COP 7. Nas COPs subsequentes essa regulamentação básica foi complementada: na COP 8, foram regulamentados os projetos de pequena escala; na COP 9, os projetos florestais; e na COP 10, os projetos florestais de pequena escala. A partir da entrada em vigor do Protocolo de Quioto, novas adições e detalhamentos de questões relacionadas ao MDL vêm ocorrendo no âmbito das COPs (MDL, 2009).

2.1.1 1º período do Protocolo de Quioto (2008 a 2012)

O cumprimento das metas das Partes do Anexo I deve ser verificado após o final do primeiro período de compromisso quando, então, os mesmos deveriam demonstrar que suas emissões no período de 2008 a 2012 diminuiriam em 5% aos níveis encontrados em 1990. O cálculo desse limite é sujeito a várias particularidades, mas em geral, de forma simplificada, esse limite é calculado a partir multiplicação das emissões do país no ano de 1990, do fator 5 e do fator estabelecido no Anexo B do Protocolo, o qual se refere às limitações de emissões compromissadas pelas Partes e cujos fatores são encontrados na Tabela 2.6¹⁸ (MDL, 2009).

Segundo Clark (2012), o desempenho dos países em relação às suas metas entre 1990 e 2010 pode ser visualizado pela Figura 2.12. Os resultados obtidos referem-se à diferença entre a meta e o valor conseguido efetivamente por cada país. Por exemplo, se uma nação tinha um alvo de reduzir 10% das suas emissões, porém elas aumentaram em 10%, o resultado verificado seria de 20% negativo, enquadrando-se do lado esquerdo do gráfico. Por outro lado, se o país tivesse uma meta de corte de 5%, mas conseguisse reduzir 15%, seu resultado final seria de 10% positivo, encontrando-se do lado direito do gráfico¹⁹. No gráfico inclui medidas internas e a compras de RCEs pelos países.

¹⁸ Um país como a Alemanha que emitisse, em 1990, 100 Gt CO₂e e que tem fator, no Anexo B, de 92%, teria um limite de (100 x 5 (fator descrito no Protocolo de Quioto) x 0,92) 460 Gt CO₂e. Se o país emitisse mais do que esse limite no período de 2008 a 2012, ele precisaria compensar a diferença com os créditos de carbono, que seriam gerados pelos três mecanismos especificados no Protocolo de Quioto, dentre os quais o MDL.

¹⁹ Na produção do gráfico, incluiu-se todas as emissões, inclusive as relacionadas ao uso da terra e a capacidade das florestas de sequestrarem carbono. As barras azuis que ficam à esquerda da linha base mostram países que ficaram aquém das suas metas (CLARK, 2012).

Tabela 2.2 Fator de redução das Partes do Anexo 1

Partes	Compromisso de redução de emissões (%)	Partes	Compromisso de redução de emissões (%)
Alemanha	92	Islândia	110
Austrália	108	Itália	92
Áustria	92	Japão	94
Bélgica	92	Letônia	92
Bulgária	92	Liechtenstein	92
Canadá	94	Lituânia	92
Comunidade Europeia	92	Luxemburgo	92
Croácia	95	Mônaco	92
Dinamarca	92	Noruega	101
Eslováquia	92	Nova Zelândia	100
Eslovênia	92	Países Baixos	92
Espanha	92	Polônia	94
Estados Unidos da América	93	Portugal	92
Estônia	92	Reino Unido da Grã-Bretanha e Irlanda do Norte	92
Federação Russa	100	República Tcheca	92
Finlândia	92	Romênia	92
França	92	Suécia	92
Grécia	92	Suíça	92
Hungria	94	Ucrânia	100
Irlanda	92		

Fonte: PROTOCOLO DE QUIOTO (1997).

Considerando o número de países que conseguiram atingir ou superar as suas metas, há mais sucessos que fracassos. Porém, a média mundial aumentou drasticamente devido principalmente às emissões das economias emergentes, como China e Índia. Os progressos alcançados pelo Protocolo são extremamente preocupantes já que a soma das reduções da Europa, por exemplo, foi de 1% (4% menor do que previsto). Considerando todos os países desenvolvidos, houve um aumento de 7% das emissões (CLARK, 2012), como pode ser visto na Figura 2.13.

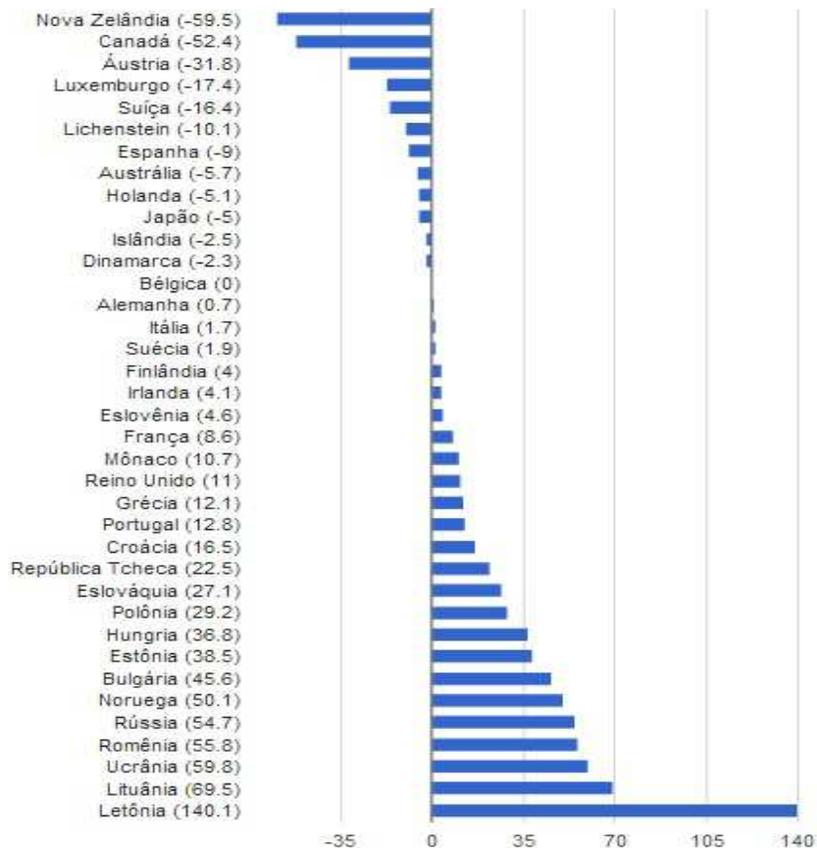


Figura 2.3 Países que reduziram ou aumentaram suas emissões no primeiro período do Protocolo de Quioto.

Fonte: Clark (2012).

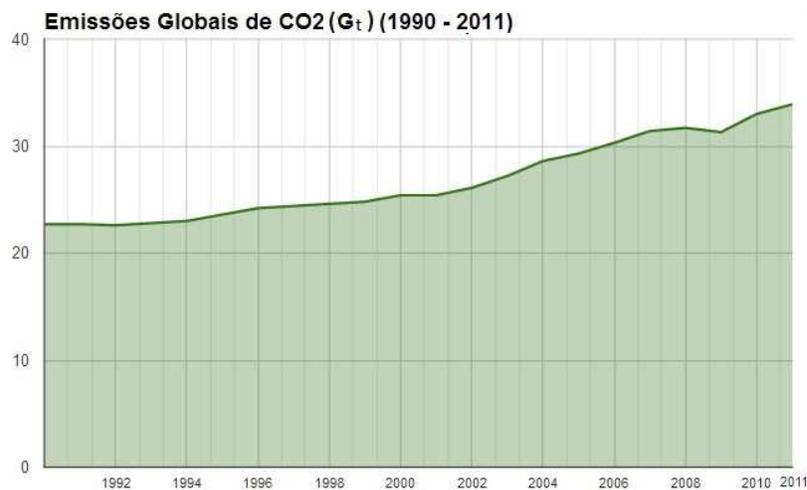


Figura 2.4 Emissões Globais de CO2E (Gt) de 1990 a 2011.

Fonte: Clark (2012).

Assim, avaliando-se os números mencionados pode-se afirmar que o primeiro período do Protocolo fracassou em atingir a sua meta específica, apesar de ter aberto um caminho para a discussão ambiental no âmbito mundial.

2.1.2 2º período do Protocolo de Quioto (2013 a 2020)

O segundo período do Protocolo se iniciou no dia 1 de Janeiro de 2013 e terminará no dia 31 de dezembro de 2020. Canadá, Rússia, Japão e Nova Zelândia, que haviam participado do primeiro período, não farão mais parte desse segundo período, resultando na participação de Partes do Anexo I que serão responsáveis apenas por 15% das emissões de GEE globais. Os EUA, que é o maior emissor entre os países desenvolvidos, continuam sem aceitar compromissos e não participaram também do segundo período (STELLA, 2012)

Há uma proposta ainda indefinida para que no final do segundo período (em 2020) não haja mais distinção absoluta entre países do Anexo I e não Anexo I. Na prática isto significa que os países em desenvolvimento, como China, Índia e Brasil também terão metas obrigatórias de redução de emissão de GEEs e sinaliza, em teoria, o fim dos projetos de MDL como são conhecidos atualmente. Para compensar, foi aprovado o instrumento que estabelece o “*Green Climate Fund*” (Fundo Verde para o Clima, tradução livre), como sendo um mecanismo financeiro da Convenção-Quadro para apoiar projetos, programas, políticas e outras atividades em países em desenvolvimento. O Fundo deverá ser composto por recursos financeiros de países desenvolvidos, além de outros interessados, tais como entidades do setor público e privado (STELLA, 2012).

No que se refere a elegibilidade, todos os países em desenvolvimento que sejam membros na COP serão elegíveis para receber recursos do Fundo, que poderá financiar atividades de adaptação, de mitigação e de desenvolvimento e transferência de tecnologia (incluindo a captação e armazenamento de carbono). O Fundo vai apoiar um desenvolvimento com baixa emissão de carbono, segundo as seguintes ações: Ações de Mitigação Nacionalmente Apropriadas (NAMAs)²⁰, Programas de Ação Nacional de Adaptação (NAPAs)²¹, Plano Nacional de adaptação

²⁰ Sigla em inglês: *Nationally appropriate mitigation actions*.

²¹ Sigla em inglês: *Nationally Action Programms os Adaptation*.

(NAPs)²², esses planos de ação, são intervenções do setor público para mobilizar o setor privado e que podem variar desde estratégias multisetoriais, com instrumentos de políticas específicas, até projetos pilotos (STELLA, 2012).

2.2 Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL

O MDL nasceu da junção de duas propostas: a proposta brasileira de criação de um Fundo de Desenvolvimento Limpo e a proposta dos EUA de atividades pilotos de implementação conjunta. Por um lado o Brasil reivindicou a criação de um marco regulatório punitivo, onde os países que não cumprissem as metas pagariam multas; e do outro, a criação de um mecanismo que incentivasse projetos sustentáveis em países em desenvolvimento (MICHAELOWA & DUTSCHKE, 2002).

A proposta brasileira de um Fundo foi rejeitada e criada, em seu lugar, mecanismos de flexibilização que iriam assistir às Partes do Anexo I na consecução de suas metas quantificadas de reduções, ao invés de puni-los com multas pelo não cumprimento. Para tanto, foi autorizado às Partes não pertencentes ao Anexo I o desenvolvimento de atividades de projetos que resultariam em Reduções Certificadas de Emissões (RCEs), as quais poderiam ser adquiridas diretamente por países desenvolvidos e somadas nas reduções internas de emissões. Além disso, abriu-se a possibilidade de alocar esses certificados em bolsa de valores, podendo ser adquiridos por qualquer país segundo as leis de mercado, chamado de mercado voluntário (CUNHA, 2009).

Assim, a ideia central do MDL consiste em que um projeto gere, ao ser implantado, um benefício ambiental na forma de um ativo financeiro, transacionável, que corresponde ao RCE. Tais projetos devem implicar reduções de emissões adicionais àquelas que não ocorreriam ausência do projeto registrado como MDL (chamado de emissões de linha de base e que será descrito a seguir), nos termos do Artigo 12 do Protocolo de Quioto (PROTOCOLO DE QUIOTO, 1997).

Além do caráter econômico que foi dada à questão ambiental, o MDL também permitiu a participação voluntária dos países em desenvolvimento na dinâmica de mitigação das mudanças

²² Em ingles: *National Adaptation Plans*.

climáticas instaurada pelo Protocolo de Quioto. Assim, a expectativa é que por intermédio do MDL, as Partes não Anexo I possam, além de contribuir para o esforço global, se desenvolver de forma sustentável.

Nesse contexto, há a possibilidade de os países desenvolvidos investirem em tecnologias menos poluentes nos países em desenvolvimento, cuja cadeia produtiva é menos onerosa, promovendo as reduções de emissões de CO₂e. Segundo Cunha (2007), o MDL pode atrair capital para projetos que apoiem a transição para uma economia mais próspera e menos intensiva em carbono; incentivar e permitir a participação ativa tanto do setor público como do setor privado; agir como ferramenta de transferência de tecnologias ambientalmente sustentáveis; e ajudar a definir prioridades de desenvolvimento sustentável (através de transferência de tecnologias e recursos financeiros, alternativas sustentáveis de geração de energia elétrica, incremento de medidas de conservação e eficiência energética, diminuição da pobreza através da geração de emprego e renda, além de benefícios ambientais locais etc.).

Qualquer projeto que comprove ter reduzido, sequestrado ou limitado emissões de GEEs é elegível como atividade de MDL, destacando-se os projetos de melhoria da eficiência no uso final e na oferta de energia; de uso de energia renovável; de substituição de combustíveis; de reduções de emissões de CH₄ e N₂O na agricultura e de CO₂, hidrofluorcarbonos (HFCs), perfluorcarbonos (PFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF₆) em processos industriais etc. Essas atividades de projetos devem envolver um ou mais gases previstos no Anexo A²³ do Protocolo de Quioto (PROTOCOLO DE QUIOTO, 1997).

Podem participar de uma atividade de projeto de MDL entidades públicas, privadas e parcerias público-privadas das Partes do Anexo I e das Partes não Anexo I, desde que devidamente autorizadas pelos respectivos países. Vale comentar que o MDL é um mecanismo que busca estimular a participação do setor privado, o qual é reconhecido pela sua agilidade, flexibilidade e capacidade de resposta (CGEE, 2010).

No que tange à redução de emissões e/ou o aumento de remoções de GEEs decorrentes da atividade de projeto, são medidas as emissões evitadas em toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO₂e). Cada tonelada de CO₂e reduzida ou removida da atmosfera, devidamente verificada, corresponde a uma unidade de RCE emitida pelo Conselho Executivo do MDL.

²³ Anexo A do Protocolo de Quioto é o anexo que apresenta os GEEs e os setores/categorias de fontes desses gases.

Desde o início do Mecanismo, tinha-se a expectativa de que sempre haveria um participante de projeto pertencente ao Anexo I e outro ao não Anexo I, uma vez que o MDL foi concebido para que os primeiros ajudassem com investimentos em projetos sustentáveis nos países que não integram o Anexo I. Porém, como o MDL utiliza-se das leis de mercado para se tornar dinâmico e ser alocado rapidamente nas estruturas econômicas de cada país, a UNFCCC foi pressionada por países em desenvolvimento para flexibilizar a exigência mínima de dois autores na concepção do projeto. Assim, surgiu o MDL unilateral, em que as Partes do não Anexo I podem desenvolver seus projetos sem nenhum apoio dos países desenvolvidos. Um exemplo é o fato de que a maior parte dos projetos brasileiros registrados pelo Conselho Executivo do MDL tem sido desenvolvida apenas por participantes nacionais, sem o envolvimento direto de Partes do Anexo I. As RCEs obtidas podem ser vendidas em negociações privadas, como no mercado voluntário de carbono (bolsas de valores) (CGEE, 2010).

Ao final, o MDL gera a RCE, referente aos projetos de redução de emissões, e as RCEt (temporária)²⁴ e RCEl (longo prazo)²⁵, estas últimas referentes aos projetos florestais. É importante ressaltar que os sistemas de emissões impõem limites quantitativos para aquisição desses RCEs de forma a incentivar a quebra de paradigma nos próprios territórios dos países do Anexo I no que se refere ao desenvolvimento sustentável e ao uso de tecnologia menos poluente (PROTOCOLO DE QUIOTO, 1997). Muito embora não se descreva no escopo do Protocolo qual seria esse limite.

2.2.1 Fundamentos, trâmites e instituições envolvidas na concepção de um projeto de MDL

Há basicamente dois conceitos no Protocolo de Quioto que fundamentam o princípio do MDL: a adicionalidade e a linha de base adotada. O conceito de adicionalidade, segundo a UNFCCC, é relacionado à atividade de projeto de MDL que reduzir emissões antrópicas de GEEs para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada. Um projeto é considerado adicional quando demonstrar/comprovar em seu escopo que

²⁴ RCE temporário: é a RCE emitida para uma atividade de florestamento ou reflorestamento de um projeto de MDL que expira no final do período de creditação subsequente do período que foi criado.

²⁵ RCE longo prazo: é a RCE emitida para uma atividade de florestamento ou reflorestamento de um projeto de MDL que expira no final do período de creditação para o qual foi criada.

não poderia ser implementado com a ausência de incentivos relacionados ao MDL, incentivos esses que podem ter o viés econômico e/ou tecnológico (MDL, 2009). Além disso, para ser adicional o projeto deve promover o desenvolvimento sustentável no país hospedeiro²⁶. A Figura 2.3 mostra o conceito de adicionalidade.

O conceito de linha de base refere-se às emissões antrópicas dos GEEs que ocorreriam na ausência do projeto de MDL, ou seja, pode ser definido como o nível de emissões de GEEs que uma determinada empresa ou país estaria emitindo na atmosfera caso a atividade de projeto de MDL não tivesse sido implementada. Dessa forma, é um cenário de referência em relação ao qual se pode estimar as reduções de emissões de GEEs efetivamente alcançadas pela atividade de projeto no âmbito do MDL (CGEE, 2010).

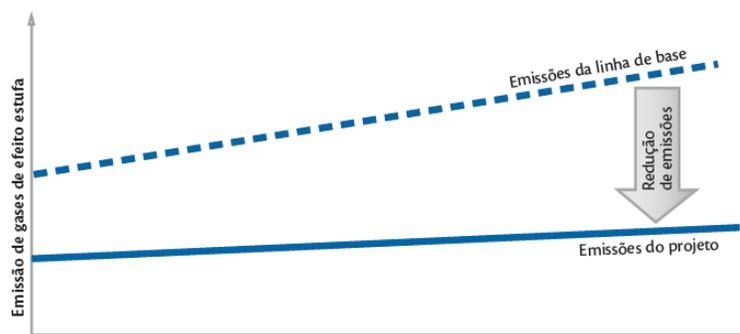


Figura 2.5 Conceito de adicionalidade.

Fonte: CGEE (2010).

Há também o requisito de participação voluntária das partes envolvidas na atividade do projeto, bem como sobre a necessidade da Autoridade Nacional Designada (AND) ser o órgão responsável por atestar a voluntariedade das partes nesta atividade (PROTOCOLO DE QUIOTO, 1997).

Segundo o Artigo 12 do Protocolo de Quioto, o conceito de desenvolvimento sustentável nas atividades de projeto é requisito obrigatório para sua adicionalidade, que além de provar a diminuição de GEEs deve também propor, segundo a Agenda 21 definida por cada país, quais os

²⁶ País hospedeiro é aquele que recebe fisicamente uma atividade de projeto no âmbito do MDL e que não pertence ao ANEXO I.

parâmetros de desenvolvimento sustentável a serem seguidos pelos projetos de MDL no país hospedeiro. Cabe também à AND definir esses parâmetros e atestar o cumprimento das atividades nacionais do projeto de MDL (PROTOCOLO DE QUIOTO, 1997).

No caso brasileiro, a adicionalidade de uma atividade de projeto deve conter uma breve descrição de sua contribuição para o desenvolvimento sustentável, de acordo com o ANEXO III da Resolução I da CIMCG , e deve levar em conta 5 aspectos:

(i) Contribuição para a sustentabilidade ambiental local: avalia a mitigação dos impactos ambientais locais (resíduos sólidos, efluentes líquidos, poluentes atmosféricos, dentre outros) propiciadas pelo projeto em comparação com os impactos ambientais locais estimados para o cenário de referência;

(ii) Contribuição para o desenvolvimento das condições de trabalho e a geração líquida de empregos: avalia o compromisso do projeto com responsabilidades sociais e trabalhistas, programas de saúde e educação e defesa dos direitos civis. Avalia, também, o incremento no nível qualitativo e quantitativo de empregos (diretos e indiretos), comparando-se este cenário com o cenário de linha de base;

(iii) Contribuição para a distribuição de renda: avalia os efeitos diretos e indiretos sobre a qualidade de vida das populações de baixa renda, observando os benefícios socioeconômicos propiciados pelo projeto em relação ao cenário de linha de base;

(iv) Contribuição para capacitação e desenvolvimento tecnológico: avalia o grau de inovação tecnológica do projeto em relação ao cenário de linha de base e às tecnologias empregadas em atividades passíveis de comparação com as previstas no projeto. Avalia também a possibilidade de reprodução da tecnologia empregada, observando o seu efeito demonstrativo; a origem dos equipamentos, a existência de royalties e de licenças tecnológicas e a necessidade de assistência técnica internacional;

(v) Contribuição para a integração regional e a articulação com outros setores: pode ser avaliada a partir da integração do projeto com outras atividades socioeconômicas na região de sua implantação.

Há várias instituições que atuam no âmbito das mudanças climáticas e do ciclo de uma atividade de projeto de MDL. Devido à importância no ciclos de projetos, destacam-se: i)

Conferência das Partes (COP); ii) Conselho Executivo do MDL (EB); iii) Autoridade Nacional Designada (AND); e iv) Entidade Operacional Designada (EOD) que seguem (IPAM, 2013):

(i) Conferência das Partes (COP): como já mencionado, é o “órgão supremo” da Convenção-Quadro. Formado por representantes de todos os Estados-partes, é a autoridade máxima na tomada de decisões. Tem como principais atribuições: exame periódico da implementação da Convenção-Quadro pelas Partes e de suas obrigações, da experiência adquirida em sua implementação e da evolução dos conhecimentos científicos e tecnológicos; promover o intercâmbio de informações sobre medidas de enfrentamento das mudanças climáticas; promover e orientar o desenvolvimento e aperfeiçoamento periódico de metodologias comparáveis; examinar e adotar relatórios periódicos sobre a implementação da Convenção-Quadro e garantir sua publicação; fazer recomendações sobre quaisquer assuntos e mobilizar recursos financeiros necessários à implementação da Convenção-Quadro; e estabelecer órgãos subsidiários.

(ii) Conselho Executivo (CE)²⁷: corresponde ao corpo governamental independente, estabelecido no Artigo 12 do Protocolo de Quioto, para supervisionar a implementação e a administração do MDL. O EB é o último ponto de contato para os participantes do MDL, tanto no que diz respeito ao registro dos projetos quanto para a emissão de RCEs. É um órgão internacional, entidade da ONU, composto por 10 (dez) partes do Protocolo e que tem como principais funções: o credenciamento das Entidades Operacionais Designadas e o aconselhamento das mesmas; o registro e o desenvolvimento das atividades de projeto do MDL; a emissão de RCEs; o estabelecimento e aperfeiçoamento das metodologias para a definição da linha de base, monitoramento e fugas; e o desenvolvimento e a publicidade do acervo de regras, procedimentos, metodologias e padrões aprovados.

(iii) Autoridade Nacional Designada (AND)²⁸: é a autoridade, composta por representantes do governo dos países envolvidos no projeto, que aprova, autoriza e monitora os projetos de MDL. A AND deverá estar bem auxiliada por pesquisadores que compreendam todos os procedimentos e regras do Protocolo de Quioto no que diz respeito à estruturação de um projeto, ao financiamento, ao investidor externo, às considerações do desenvolvimento sustentável e às leis ambientais. O Protocolo de Quioto e os Acordos de Marraqueche não

²⁷ Sigla em inglês: *Executive Board (EB)*.

²⁸ Siglas em inglês: *Designated National Authority (DNA)*.

normatizaram todas as atribuições de uma AND e essa função coube a cada país, que ao estipulá-las e desenhá-las deverá fazê-lo de maneira que o órgão tenha transparência, facilite a efetividade e a eficiência da aprovação de um projeto de MDL e preste coordenação ao governo para que, nenhuma requisição e aprovação necessária à implementação do MDL, em especial no país hospedeiro, seja obtida com atraso. Dentre as principais funções da AND encontra-se a elaboração de uma Carta de Aprovação (*Letter of Approval*), feita para capacitar os projetos. No Brasil a AND é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), estabelecida pelo Decreto Presidencial de 7 de julho de 1999.

(iv) **Entidade Operacional Designada (EOD)**²⁹: são entidades nacionais ou internacionais credenciadas pelo CE e designadas pela COP, as quais ratificarão ou não o credenciamento feito pelo Conselho para agir dentro do ciclo de projetos de MDL. As responsabilidades das EODs e a forma pela qual o CE irá credenciá-las e coordená-las podem ser encontradas nos itens 20 ao 27 dos Acordos de Marraqueche.

2.2.2 Documentos necessários para avaliação de uma atividade de projeto

No que se refere ao envio de projetos para CIMCG, são necessários os seguintes documentos para avaliação e transformação em uma atividade de projeto:

(i) Documento de Concepção de Projeto (DCP)³⁰, que é o documento “base” para avaliação de qualquer atividade de projeto e nele se encontram um breve histórico do projeto, todos os dados técnicos e os cálculos de linha de base das emissões evitadas;

(ii) Contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável;

(iii) Cópias das cartas-convite encaminhadas para os atores regionais e respectivos comprovantes de recebimento. Esses autores regionais são: sociedade civil organizada, poder judiciário, poder legislativo, poder executivo etc;

(iv) Relatório de Validação³¹, preparado pela EOD e sua respectiva tradução para o português;

²⁹ Sigla em inglês: *Designated Operational (DOE)*.

³⁰ Sigla em inglês: *Project Design Document (PDD)*.

³¹ Sigla em inglês: *Validation Report*.

(v) Declaração assinada pelos participantes nacionais do projeto, indicando o responsável, seus endereços eletrônicos e físico e contatos em geral, de modo a facilitar a comunicação com a Secretaria Executiva da CIMGC;

(vi) Documentos que assegurem a conformidade da atividade de projeto com a legislação ambiental e trabalhista em vigor, quando for o caso; e

(vii) Comprovação da legitimidade dos participantes do projeto para subscreverem os documentos encaminhados para a CIMGC, haja visto que só podem enviar projetos para comissão empresas e entidades cadastradas.

Após o envio e análise dos documentos, a Comissão poderá: aprovar o projeto, atestando através da Carta de Aprovação que todos os requisitos exigidos pela CIMGC foram atendidos; ou aprová-lo com ressalvas, indicando que alguma pendência deverá ser verificada por algum Ministério ou pela própria Comissão; ou, ainda, solicitar uma revisão, informando que há dúvidas quanto a algum aspecto na atividade do projeto e que necessita ser novamente apreciado pelo colegiado. Nesse último caso, é comunicado ao proponente que sejam sanadas as dúvidas e encaminhado novamente para Comissão (CGEE, 2010). A Figura 2.4 ilustra os resultados possíveis após avaliação da CIMGC.

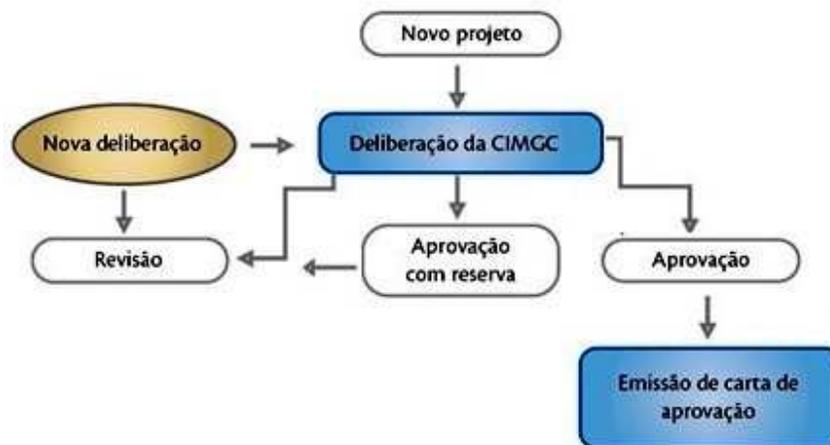


Figura 2.6 Fluxograma do trâmite dos projetos de MDL na AND brasileira.

FONTE: adaptado de CGEE (2010).

2.2.3 Atividades de projeto

As atividades de projetos são classificadas quanto à escala dos empreendimentos, cujas características são observadas na Tabela 2.3, e devem ser avaliadas por uma EOD com representação no país, como já comentado. A Tabela 2.4 mostra as EOD inscritas no Brasil.

Tabela 2.3 Diferença entre escala no ciclos de projetos.

Tipos de atividades de projeto	Características
MDL de grande escala	- Não há limites para sua extensão; devem ser verificados por no mínimo duas EODs; as metodologias podem ser propostas pela Partes; são metodologias mais conservadoras e restritas
MDL de pequena escala	- Há limites para sua extensão de acordo com o tipo de atividade: (i) tipo I: atividades de projetos de energia renovável com uma capacidade máxima de produção de 15MW, (ii) tipo II: atividades de projetos de melhoria da eficiência energética que reduzam o consumo em até o máximo de 60 GWh/ano ou equivalente apropriado, (iii) tipo III: outras atividades de projetos que resultem em reduções inferiores a 60 kt de CO2E ou equivalente. - É autorizada por apenas uma EOD. - As metodologias são desenvolvidas pelo Conselho Executivo e disponibilizadas ao público em geral.

Fonte: Elaboração própria a partir de CGEE (2010).

Tabela 2.4 EODs no Brasil.

EOD	Det Norske Veritas Certification AS	Noruega
	SCS United Kingdom Ltd.	Reino Unido
	TUEV SUED Industrie Service G GmdH	Alemanha
	TÜV NORD CERT GmdH	Alemanha
	Bureau Veritas Certifi cation Holding SAS	Bélgica
	RINA S.p.A.	Suíça
	Spanish Association for Standardisation and Certification	Espanha
	TUV RHEIN	Alemanha
	Lloyd`s Register Quality Assurance Ltd.	Reino Unido
	ERM Certification and Verification Service Ltd.	Reino Unido
	IBOPE Instituto Brasileiro de Opinião Pública e Estatística Ltda	Brasil

Fonte: Elaboração própria a partir de CGEE (2010).

2.2.4 Metodologias de linha de base

A metodologia é o primeiro passo a ser observado para qualquer atividade de projeto. Isso porque, é na metodologia que são definidos os parâmetros a serem seguidos para se quantificar as emissões evitadas, como também as adicionalidades. Dependendo da atividade de projeto, podem ser propostas novas metodologias ou pode-se adotar metodologias já existentes.

Após a escolha da metodologia é necessário fazer um planejamento da vida útil dos equipamentos que são utilizados a fim de definir o período que se solicitará a atividade de projeto, haja vista que há 2 tipos de solicitação de tempo máximo de atividade que são: de 10 anos, para projetos com períodos fixos sem possibilidade de renovação; ou de 7 anos, para projetos de período renovável por no máximo três períodos, totalizando 21 anos.

A Tabela 2.5 mostra as principais metodologias do MDL para projetos de grande e pequena escala envolvendo energias renováveis conectados à rede. Dentre essas, a mais utilizada de grande escala no Brasil é a ACM0002³². Nas atividades de pequena escala, a mais utilizada no Brasil é a AMS-I.D³³.

Tabela 2.5 Lista de metodologias aprovadas para projetos de MDL que utilizam energia renovável

Segmento	Escala	Número	Nome da metodologia Aprovada
Energia renovável	Grande escala	ACM0002	Metodologia de linha de base consolidada para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis
		AM0019	Atividades de projeto de energia renovável que substituem parte da produção de eletricidade de uma usina elétrica movida a combustível fóssil que seja a única ou abasteça uma rede, excetuando-se os projetos de biomassa
		AM0026	Metodologia para geração de eletricidade conectada à rede com emissões nulas, a partir de fontes renováveis no Chile ou em países com rede de despacho por ordem de mérito
		AM0072	Substituição de combustíveis fósseis por recursos geotérmicos para aquecimento de interiores
	Pequena escala	AMS-I.A.	Geração de eletricidade pelo usuário
		AMS-I.B.	Energia mecânica para o usuário com ou sem energia mecânica
		AMS-I.C.	Energia térmica para o usuário com ou sem eletricidade
		AMS-I.D.	Geração de eletricidade renovável conectada à rede

Fonte: Elaboração própria a partir de CGEE (2010).

³² ACM: Metodologia Aprovada Consolidada (*Approved Consolidated Methodology*)

³³ AMS: Metodologia para Pequena Escala (*Approved Methodology Small*)

2.2.5 Ciclos de projetos

O Ciclo de Projeto do MDL pode ser subdividido em sete passos, visualizado na Figura 2.5, que estão detalhados a seguir.

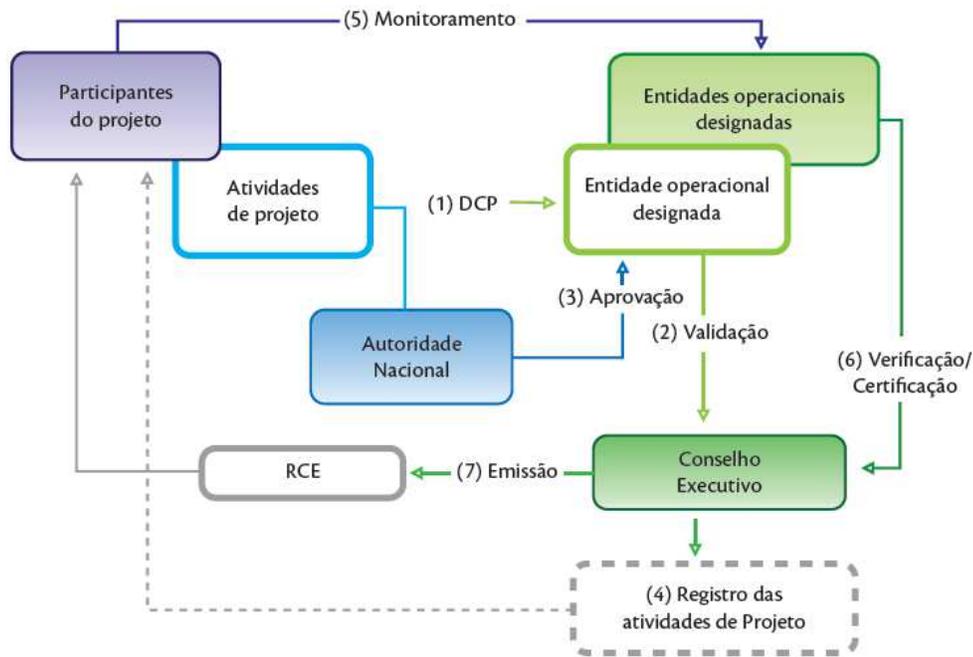


Figura 2.7 Ciclo de projeto do MDL.

Fonte: CGEE (2010).

(1) Elaboração do Documento de Concepção de Projeto: é a primeira etapa do ciclo. Esse documento deverá incluir, entre outros elementos, a descrição: da atividade de projeto; dos participantes da atividade de projeto; da metodologia da linha de base; das metodologias para o cálculo da redução de emissões de GEEs e para o estabelecimento dos limites da atividade de projeto, bem como das fugas (se houver); e do plano de monitoramento. Deve conter, ainda, a definição do período de obtenção de créditos; a descrição das informações para demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto; as informações sobre impactos ambientais; os comentários dos atores e informações quanto à utilização de fontes adicionais de financiamento. Os responsáveis por essa etapa do processo são os participantes do projeto, usando uma metodologia de linha de base e um plano de monitoramento aprovados elaborados pelo proponente.

(2) Validação: é o segundo passo e corresponde ao processo de avaliação independente de uma atividade de projeto por uma EOD, no tocante aos requisitos do MDL, com base no DCP. A aprovação, por sua vez, é o processo pelo qual a AND das Partes envolvidas confirmam a participação voluntária e a AND do país onde são implementadas as atividades de projeto atesta que tal atividade contribui para o desenvolvimento sustentável do país. No caso do Brasil, os projetos são analisados pelos integrantes da CIMGC, que avaliam o Relatório de Validação e a contribuição da atividade de projeto para o desenvolvimento sustentável do país, segundo os cinco critérios básicos já mencionados.

(3) Aprovação pela Autoridade Nacional Designada e (4) Submissão ao Conselho Executivo para registro: A aprovação pela CIMGC é necessária para a continuidade dos projetos, mas não é suficiente para sua aprovação pelo CE, que analisa também a metodologia escolhida, a adicionalidade do projeto, entre outros aspectos. Após a aprovação do CE é realizado o registro, que corresponde à aceitação formal de um projeto validado como atividade de projeto do MDL. O registro é o pré-requisito para o monitoramento, a verificação/certificação e emissão das RCEs relativas à atividade de projeto no âmbito do MDL.

(5) Monitoramento: O processo de monitoramento da atividade de projeto inclui o recolhimento e armazenamento de todos os dados necessários para calcular a redução das emissões de GEEs, de acordo com a metodologia de linha de base estabelecida no DCP, que tenha ocorrido dentro dos limites da atividade de projeto e dentro do período de obtenção de créditos. Os participantes do projeto são os responsáveis pelo processo de monitoramento.

(6) Verificação/certificação: a verificação é o processo de auditoria periódica e independente para revisar os cálculos acerca da redução de emissões de GEEs ou de remoção de CO₂e resultantes de uma atividade de projeto do MDL que foram enviados ao CE por meio do DCP. Após a verificação, o CE certifica que a atividade de projeto atingiu um determinado nível de redução de emissões de GEEs durante um período de tempo específico.

(7) Emissão de RCEs: quando o CE tem certeza de que, cumpridas todas as etapas, as reduções de emissões de GEEs decorrentes das atividades de projeto são reais, mensuráveis e de longo prazo, ele emite as RCEs. Elas são creditadas aos participantes da atividade de projeto na proporção por eles definida e, dependendo do caso, podem ser utilizadas como forma de cumprimento parcial dos compromissos quantificados de redução e limitação de emissão de GEEs por parte dos países desenvolvidos.

2.2.6 Panorama do MDL no mundo e no Brasil

Uma atividade de projeto entra no sistema do MDL quando o seu DCP é submetido para validação a uma EOD. Ao completar o ciclo de validação, aprovação e registro, a atividade torna-se efetivamente uma atividade de projeto no âmbito do MDL. A Figura 2.6 mostra o status atual das atividades de projeto em estágio de validação, aprovação e registro. Em 2011, um total de 7.092 projetos encontrava-se em alguma fase do ciclo de projetos do MDL, sendo 2.787 já registrados pelo Conselho Executivo e 4.305 em outras fases do ciclo. O Brasil ocupa o 3º lugar em número de atividades de projeto, com 477 projetos (7% do total), sendo que em primeiro lugar encontra-se a China, com 2.729 projetos (38%) e em segundo a Índia, com 1.938 projetos (27%) (MCTI, 2011).

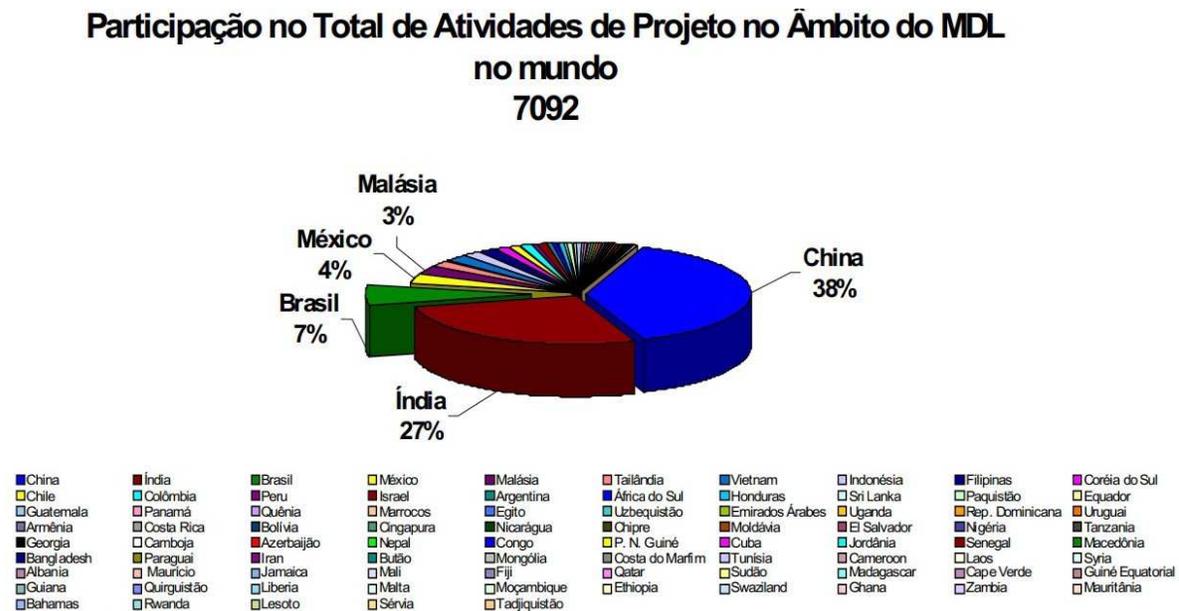


Figura 2.8 Participação de atividades de projeto no âmbito do MDL no mundo.

Fonte: MCTI (2011).

Em termos do potencial de reduções de emissões associado aos projetos de MDL, o Brasil ocupa a terceira posição, sendo responsável pela redução de 398.867.673 tCO₂e, o que corresponde a 5% do total mundial para o primeiro período de obtenção de créditos. A China ocupa o primeiro lugar com 3.724.718.500 tCO₂e a serem reduzidas (47%), seguida pela Índia com 1.914.957.607 de tCO₂e (24%) de emissões evitadas projetadas para o primeiro período de obtenção de créditos, como pode ser visto na Figura 2.7 (MCTI, 2011).

Participação no Potencial de Redução de Emissões para o Primeiro Período de Obtenção de Créditos (7.982 milhões t CO₂e)

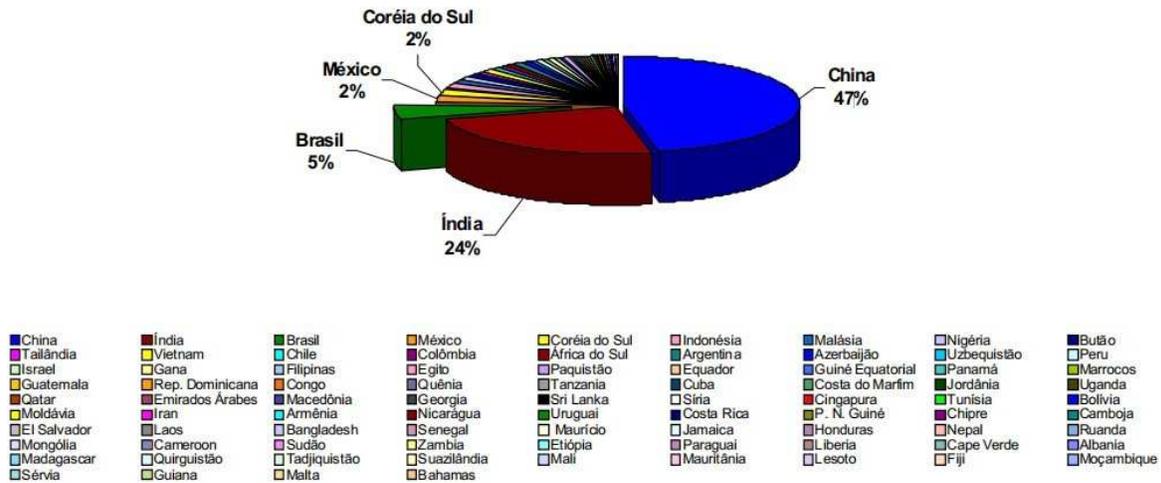


Figura 2.9 Potencial de redução de emissões no mundo.

Fonte: MCTI (2011).

Na Figura 2.8 pode-se observar que a maior parte das atividades de projeto desenvolvidas no Brasil está no setor energético, o que explica a predominância do CO₂E na balança de reduções de emissões de projetos de MDL brasileiros (MCTI, 2011).

Número de Projetos Brasileiros por Escopo Setorial

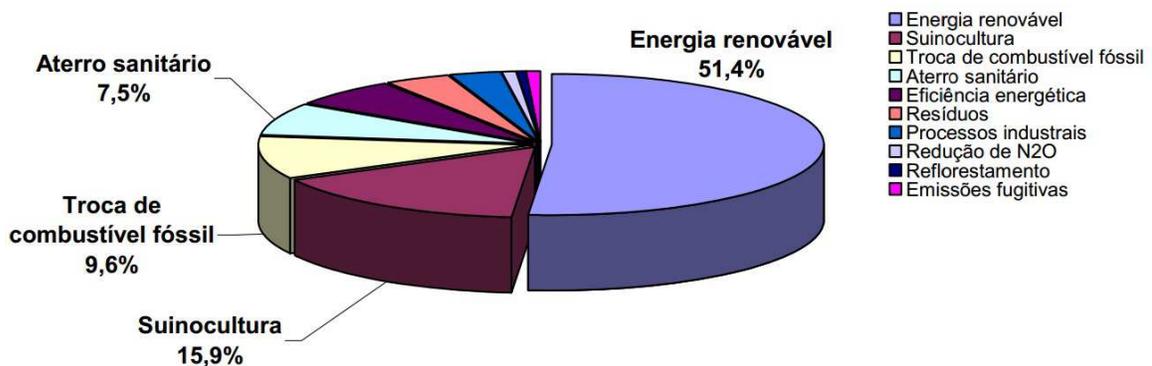


Figura 2.10 Projetos no Brasil por escopo setorial .

Fonte: MCTI (2011).

Com relação às escalas de projetos (grande e pequena), a Figura 2.9 mostra a distribuição das atividades de projeto no Brasil.



Figura 2.11 Porcentagem de projetos de pequenas e grande escala no Brasil.

Fonte: MCTI (2011).

Na Tabela 2.5 podem ver ser vistos os escopos que mais reduziram emissões de CO₂e, que são os de energia renovável, aterro sanitário e redução de N₂O. Esses três setores apresentam um potencial de redução de emissões de 279.953.983 tCO₂e durante o primeiro período de obtenção de créditos (MCTI, 2011).

Tabela 2.6 distribuição das atividades de projeto no Brasil.

Projetos em Validação/Aprovação	Número de projetos	Redução anual de emissão	Redução de emissão no 1º período de obtenção de crédito	Número de projetos	Redução anual de emissão	Redução de emissão no 1º período de obtenção de crédito
Energia renovável	245	20.112.215	150.195.413	51,4%	39,8%	37,6%
Aterro Sanitário	36	11.460.635	85.141.298	7,5%	22,7%	21,3%
Redução de N ₂ O	5	6.373.896	44.617.272	1,0%	12,6%	11,2%
Suinocultura	76	4.222.884	39.282.569	15,9%	8,4%	9,8%
Troca de combustível fóssil	46	3.329.139	27.958.720	9,6%	6,6%	7,0%
Eficiência Energética	30	2.180.709	20.928.010	6,3%	4,3%	5,2%
Reflorestamento	2	434.438	13.033.140	0,4%	0,9%	3,3%
Processos industriais	14	1.002.940	7.449.083	2,9%	2,0%	1,9%
Resíduos	19	706.602	5.588.778	4,0%	1,4%	1,4%
Emissões fugitivas	4	720.068	5.721.011	0,8%	1,4%	1,4%

Fonte: MCTI (2011).

Para o caso específico da geração de eletricidade, a Figura 2.10 apresenta a capacidade total instalada das atividades de projeto de MDL aprovadas pela CIMGC no setor elétrico. Pode-se observar que a maior parte dos projetos está associada à geração hidrelétrica (1.625 MW). Em seguida destaca-se a cogeração com bagaço (1.334 MW) e a geração a partir de pequenas centrais hidrelétricas (831 MW).

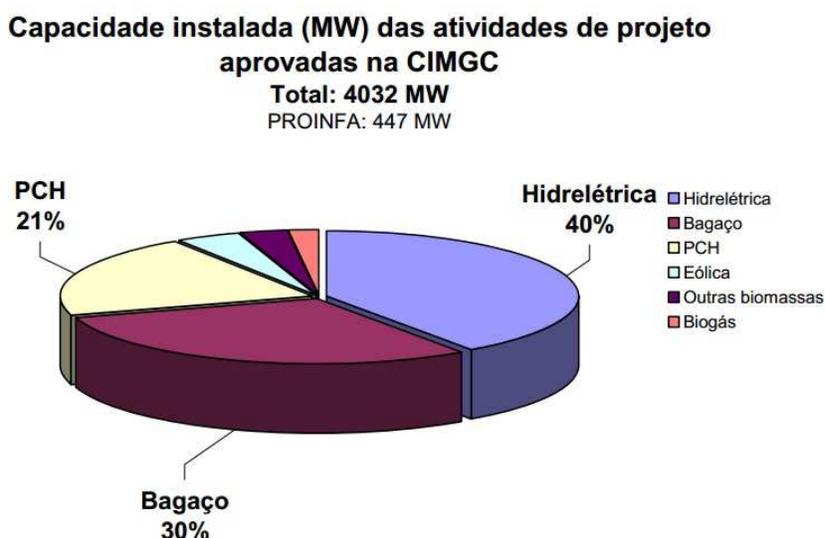


Figura 2.12 Capacidade instalada em MW das atividades de projeto no Brasil.

Fonte: MCTI (2011).

Em 2012 foi aprovado o primeiro projeto de MDL com energia fotovoltaica no Brasil, cuja proponente é a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). A potência instalada é de 3 MWp, as emissões evitadas foram estimadas em 942 tCO₂e/ano e o primeiro período da atividade para obtenção de créditos é de 7 anos (MCTI, 2012).

2.2.7 MDL Programático ou Programa de Atividades (PoA)

Segundo Cunha (2007), na COP 11 em 2005 (em Montreal, Canadá) foi reconhecida a incapacidade do MDL de servir como instrumento efetivo de promoção ao desenvolvimento sustentável. Ainda segundo Cunha (2007), essa COP ficou conhecida como a reunião dos três “I”: *Improvement* (aperfeiçoamento), *Implementation* (cumprimento) e *Imagination* (criatividade), referindo-se ao *aperfeiçoamento* dos mecanismos de adaptação, transferência de

tecnologia e fundos de assistências aos países menos desenvolvidos; ao *cumprimento* da aprovação formal das discussões dos Acordos de Marraqueche; e à *criatividade* relacionada ao cenário futuro do período pós-Quioto, ou seja, pós-2012.

Os altos custos de transação, complexidade de procedimentos dos ciclos de projetos e as diferenças regionais foram alguns temas discutidos na COP 11 e resultaram na concepção do Programa de Atividades (PoA), também conhecido no Brasil como MDL Programático. Assim, o MDL Programático constitui-se por uma ação voluntária, coordenada por entidades públicas ou privadas, que implementem políticas ou medidas que promovam a redução de emissões de GEEs, ou aumentem redes de remoção dos gases que sejam adicionais a um cenário sem as atividades dos projetos, podendo ser implementado em diferentes locais, com um conjunto de tecnologias e uma metodologia comum para todas as atividades (CGEE, 2010).

Uma vez que um PoA é registrado, um número ilimitado de atividades de projeto pode ser adicionado sem sofrer o ciclo completo do projeto de MDL, encurtando significativamente o tempo de registro. Comparado com atividades regulares de projetos de MDL, esta abordagem programática tem muitos benefícios, especialmente para países ou regiões menos desenvolvidas e projetos de pequena escala.

Segundo Serrano (2013), o MDL Programático é um “projeto guarda-chuva” que possibilita, além da geração de créditos de carbono para o projeto que serviu de base para sua composição, a inclusão no futuro, de modo simplificado, de outras unidades semelhantes de geração de créditos.

Com relação aos passos a serem seguidos pelos projetos no âmbito do MDL Programático, observa-se que são praticamente os mesmos seguidos no desenvolvimento de uma atividade de projeto de MDL tradicional, com a diferença de que as várias atividades de projeto individuais que compõem o PoA são unificadas e apresentadas conjuntamente. As atividades de projetos (CPA) desenvolvidas posteriormente podem ser adicionadas ao PoA, desde que sigam as mesmas regras e que sua inclusão seja informada ao Secretariado do CE.

2.2.8 Mercado de Carbono

O mercado de carbono regulado constitui-se em um ambiente institucional no qual os participantes estão submetidos à legislação e normas nacionais ou globais que estabelecem

critérios e regras para concepção de projetos e comercialização das RCEs oriundas dos projetos de MDL (SOUZA *et al.*, 2011). Com o surgimento de um mercado global de comercialização de créditos de carbono, oportunidades de negócios surgiram, gerando emprego, renda, como também novo negócios, a exemplo de empresas de consultoria para elaboração e implementação de projetos de redução de emissão. Além disso, geraram também perspectivas rentáveis para as empresas, os indivíduos e ao meio ambiente, além de contribuir para a redução dos riscos corporativos associados à mudança do clima (LABAT & WHITE, 2007).

A assinatura do Protocolo de Quioto, embora tenha formalizado o mercado de carbono regulado por meio do MDL, não se trata da única alternativa criada para compensação de emissões (como mencionado anteriormente existe também a Implementação Conjunta, Comércio de emissões). Além disso, tem recebido críticas constantes, já que não contemplou a participação dos EUA, o principal poluidor à época (1997), que se recusou a assinar o acordo sob o argumento que estaria prejudicando suas indústrias e, por consequência, o desenvolvimento de sua economia. Além disso, pelo Protocolo não foram fixadas metas de redução de emissão para os países em desenvolvimento, a exemplo da China, a segunda maior economia do mundo atualmente (VEIGA, 2010).

O fato desse acordo não ter contemplado todos os países do mundo abriu espaço para outras iniciativas que deram origem aos mercados voluntários de carbono nos quais são comercializadas as *Verification of Emission Reduction* (VER), motivadas pela atuação de Organizações Não-Governamentais (ONGs), empresas, governos e organizações da sociedade civil (LIMA, 2007). A participação desses agentes, que não possuem metas de redução de emissão, se dá de forma espontânea. Essa participação possivelmente é motivada por valores associados à marca da empresa, responsabilidade socioambiental, além da preocupação com a competitividade nos negócios, conhecido como “marketing verde” (SIMONI, 2009).

Assim, o mercado de carbono voluntário pode ser conceitualmente entendido como um ambiente no qual as regras e normas emergem das relações entre os agentes participantes desse mercado, cujos projetos de mitigação e/ou redução de GEEs estão submetidos a padrões internacionais que fixam regras próprias para concepção (SOUZA *et al.*, 2011), .

Nesses ambientes, não existe um único conjunto de regras a ser seguido, ficando os parâmetros de concepção de projetos ³⁴ fixados pelos diversos padrões internacionais. Esses

³⁴ No mercado regulado os parâmetros são definidos pelo Protocolo de Quioto e governos locais, como visto.

padrões funcionam como *guidelines*, ou seja, estabelecem regras e diretrizes que direcionam e avalizam o desenvolvimento de projetos de redução de emissões no mercado de carbono voluntário para os desenvolvedores de projetos. Assim, os padrões são peças-chave para dar confiabilidade nas transações nesse ambiente, considerando que não dispõem de estruturas regulatórias definidas. Além disso, eles se utilizam das metodologias aprovadas da UNFCCC para quantificar as emissões (SOUZA *et al.*, 2011).

Assim, segundo Simoni (2009) esses padrões vêm contribuindo para a consolidação do mercado voluntário, que constitui um ambiente de negócio de fundamental importância, juntamente com o mercado regulado, no combate às mudanças climáticas. Entre as iniciativas mundiais de concepção de projetos de redução de emissão de GEEs no mercado de carbono voluntário destacam-se os seguintes padrões: o *Verified Carbon Standard* (VCS), com 34% dos projetos negociados no mundo; o *Climate, Community and Biodiversity Standard* (CCB), com 19%; o *Climate Action Reserve* (CAR), que deteve 16% das transações no período; e o *Gold Standard* (GS), com 8% no ano de 2011 (SOUZA *et al.*, 2011).

No âmbito do mercado de carbono voluntário, o número de projetos, diferentemente dos projetos de MDL, é mais pulverizado entre os países do globo terrestre. A América Latina é a segunda maior hospedeira de projetos de redução de emissão de GEEs nesse mercado, participando com 28% do mercado global, estando os EUA em primeiro lugar, com 35% dos projetos (SOUZA *et al.*, 2011).

É importante salientar que os EUA lideram o ranking dos países com participações em projetos no mercado voluntário, embora não tenham ratificado o Protocolo de Quioto e, portanto, não estejam participando do mercado de carbono regulado. Eles são, também, o primeiro país a criar um mercado de bolsa para comercializar reduções de emissões no mundo: a Bolsa de Chicago (CCX³⁵). De acordo com Souza *et al.*, (2011), mais de 58% dos projetos negociados nesse mercado são oriundos de economias emergentes, sendo o setor florestal o mais dominante.

Para Labat e White (2007), os mercados de carbono (regulado e voluntário) contribuem para a redução dos riscos corporativos associados à mudança do clima. De acordo com eles, os principais impactos gerados pelas mudanças climáticas na economia podem ser entendidos em três dimensões de riscos: i) riscos regulatórios; ii) riscos físicos; iii) riscos de negócios:

³⁵ Sigla em inglês: *Chicago Climate Exchange*.

(i) Os riscos regulatórios estão associados às implicações que as políticas regulatórias de emissões de GEEs podem trazer para o desempenho financeiro das empresas, devendo, portanto, ser levado em consideração na gestão do negócio;

(ii) Os riscos físicos decorrem dos impactos causados pela mudança climática no curso natural do meio ambiente, como, por exemplo, aumento do nível dos oceanos, aumento das secas em função do aumento da temperatura do planeta, dentre outros, afetando diretamente a sociedade, seja nas áreas de saúde, agricultura, como também, turismo, consumo; e

(iii) Os riscos de negócios são os quais estão expostas as empresas, sobretudo associado à capacidade competitiva, riscos associados à imagem corporativa, os riscos legais, levando as empresas a estarem cada vez mais preocupadas em combater as mudanças climáticas.

Esses riscos têm ameaçado o crescimento econômico de países em desenvolvimento, sendo a criação dos projetos de redução e/ou mitigação de GEEs instrumentos econômicos chave para contribuir na equação desses problemas. À medida que os países passam a desenvolver suas economias, geram como consequência um aumento do volume de emissões, justificando, portanto, a concentração de projetos dessa natureza em países como a China, que tem crescido fortemente nos últimos anos a taxas que variam de 7% a 10%, ao contrário de outras economias do mundo que foram atingidas diretamente com a crise de 2008, como os EUA e da Europa (SOUZA, 2011; MCTI, 2011; Giddens, 2010).

Segundo o relatório “O Estado e Tendências do Mercado de Carbono do Banco Mundial” (BANCO MUNDIAL, 2012), o cenário econômico mundial de 2011 impactou os mercados de carbono devido às crises dos EUA e europeia como segue:

“Com a lembrança da crise financeira de 2008-2009 ainda presente na memória, o ano de 2011 começou mais uma vez de forma turbulenta para os mercados de capitais. A volatilidade das commodities relacionadas à energia, incluindo o carbono, aumentou com o início dos levantes nos países do Oriente Médio, o fechamento de centrais nucleares no Japão e na Alemanha decorrentes do desastre de Fukushima, e o rebaixamento da análise de risco de crédito AAA dos Estados Unidos. Igualmente relevante foi a crise de confiança resultante do aprofundamento dos problemas da dívida grega, estimulada por temores de contágio que pudessem levar as economias da União Europeia (UE) a uma segunda recessão.” (BANCO MUNDIAL, 2012)

Assim, a crise econômica fez com que os preços do crédito de carbono despencassem no final de 2012, exacerbados pelos sinais claros de excesso de oferta de longo prazo no regime de transações de emissões da EU ETS³⁶, a espinha dorsal da política climática da União Europeia e pilar do mercado de carbono global até o final de 2012 (na Europa os preços pagos pelo RCEs caíram 62% em relação a 2011). Ainda assim, mesmo com a redução dos preços, houve um aumento do mercado global de carbono no período 2011/2012, impulsionado principalmente pelo forte crescimento no volume de transações. O mercado de RCEs em 2011 cresceu 11% em comparação a 2010, chegando a US\$176 bilhões de dólares (€126 bilhões) e com volumes de transações atingindo o novo recorde de 10,3 bilhões de toneladas CO₂e, como pode ser visto na Figura 2.11 (BANCO MUNDIAL, 2012).

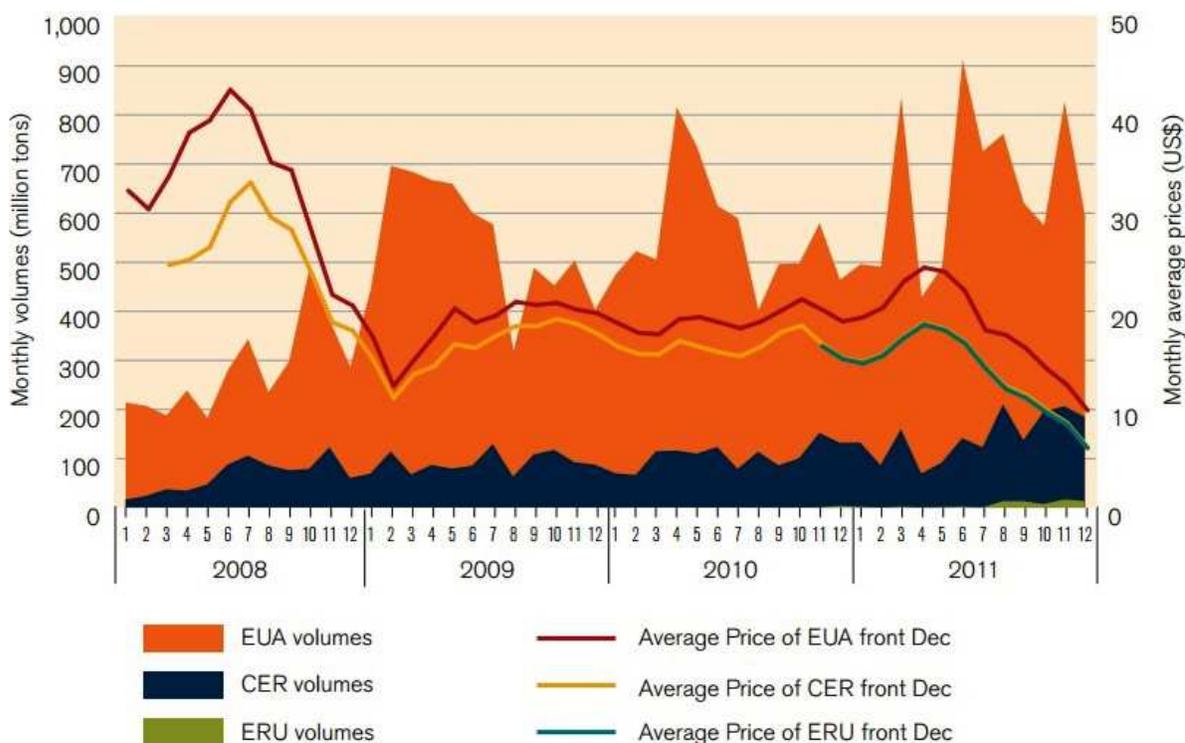


Figura 2.13 Variação dos preços e variação das toneladas de CO₂e no mercado mundial.

Fonte: BANCO MUNDIAL (2012).

³⁶ *European Union Emissions Trading Scheme* (esquema de comércio de emissões da União Europeia).

2.3 Energia solar

Sem a energia solar seria improvável a vida no planeta Terra como existe atualmente, pois essa luminosidade fornece energia para os organismos heterotróficos através dos alimentos orgânicos, que são base da cadeia alimentar. A energia proveniente do Sol é inesgotável. A quantidade de energia que atinge a superfície terrestre anualmente é em torno de $1,53 \times 10^{18}$ kWh.ano⁻¹. A transmissão da energia do Sol para a Terra se dá principalmente pela irradiação eletromagnética de ondas curtas (0,3 – 3,0 μm). Devido às flutuações climáticas, a irradiação solar incidente no limite superior da atmosfera sofre uma série de reflexões, dispersões e absorções durante o seu percurso até o solo. Sendo assim, a incidência total da irradiação solar sobre um determinado corpo é a soma entre a irradiação direta, irradiação difusa e irradiação refletida:

- irradiação direta: é proveniente diretamente do Sol sem sofrer mudança de direção além da provocada pela refração atmosférica;

- irradiação difusa: é a recebida por um corpo após a direção dos raios solares ter sido modificada por reflexão;

- irradiação refletida: depende das características da superfície (albedo) e da inclinação.

Os níveis de irradiação solar no plano horizontal na superfície terrestre variam de acordo com as estações do ano, latitude, condições meteorológicas, altitude e hora do dia. Há vários instrumentos que podem mensurar os diferentes tipos de irradiação solar, sendo os principais o piranômetro (que mede a irradiação total) e o piroheliômetro (que mede a irradiação direta). Já a irradiação solar incidente em uma superfície é estimada a partir de informações solarimétricas coletadas durante vários anos, nas quais são realizadas médias coletadas durante o dia. Ao nível do mar e em condições atmosféricas ótimas, ou seja, com céu claro, sem nenhuma nuvem e com iluminação máxima observada ao meio dia, essa constante solar é em torno de 1 kW.m^{-2} (REIS, 2011).

As possibilidades de aproveitamento energético na forma de energia solar direta se dão através dos aproveitamentos térmicos e fotovoltaicos. O primeiro consiste na captação da irradiação, sob a forma de calor; e o segundo consiste na transformação direta de energia radiante

em eletricidade, sem a produção, ao longo do processo, de nenhuma forma intermediária de energia.

Há alguns parâmetros necessários para o bom aproveitamento da irradiação solar que devem ser levados em conta. Primeiramente a localização geográfica, cuja influência direta são as variações de temperatura ao longo do ano, as características climáticas e a angulação da terra em relação ao Sol. Nas localizações mais perto da linha do Equador, menor o ângulo dos módulos solares em relação ao plano horizontal. Quanto mais longe dessa linha utiliza-se a aproximação do valor da latitude para maximizar a intensidade de irradiação nos módulos solares. Esse ângulo é denominado em inglês como “*tilt*” ou inclinação dos módulos em relação ao plano horizontal.

Outro parâmetro a ser observado é o albedo, que refere-se à medida da quantidade de irradiação solar refletida por um corpo ou superfície, sendo calculado como a razão entre a quantidade de irradiação refletida e a quantidade de irradiação recebida. Assim, para um dimensionamento mais preciso de um SFCR é necessário quantificar a irradiação refletida. Por exemplo, em regiões que são cobertas por neve, o albedo ultrapassa 80%; enquanto em regiões em que há solos mais escuros, esse valor é em média 10%.

2.3.1 As células fotovoltaicas

A transformação de energia contida na irradiação luminosa em energia elétrica é um fenômeno físico conhecido como efeito fotovoltaico. Primeiramente observado pelo físico francês Becquerel em 1839, o efeito fotovoltaico consiste na diferença de potencial verificada nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. A célula fotovoltaica, por sua vez, é o equipamento no qual ocorre o processo de conversão (STRANGUETO, 2012).

Em 1954 os laboratórios Bell produziram a primeira célula solar de silício para geração de energia elétrica, porém seus custos elevados em relação às fontes convencionais de eletricidade (combustíveis fósseis) fizeram com que inicialmente o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica fosse realizado por empresas do setor de telecomunicações, que buscavam fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas.

O segundo agente impulsionador foi o desenvolvimento científico aeroespacial realizado entre as décadas de 50 e 70 do século XX, que ficou conhecido como corrida espacial. A

vantajosa relação entre potência por unidade de peso da célula solar a torna o meio mais adequado (de menor custo e peso) para fornecer a quantidade de energia necessária ao suprimento dos satélites nos longos períodos de permanência no espaço (VARELLA, 2009).

As crises energéticas de 1973 e 1979 renovaram e ampliaram o interesse do uso das células em aplicações terrestres. No entanto, para tornar economicamente viável essa forma de conversão de energia seria necessário, naquele momento, reduzir em até 100 vezes o custo de produção das células solares em relação ao daquelas células usadas em programas espaciais (CRESESB, 2006). Apesar da disso, a utilização da energia solar fotovoltaica se tornou cada vez mais interessante, tanto pela evolução de suas eficiências, como pela redução dos custos de fabricação e ganhos de escala.

Também contribuíram para esse maior interesse as preocupações com o “esgotamento” de algumas fontes de energia primária convencionais e a busca por uma maior segurança (independência) no suprimento energético dos países, considerando que o consumo de energia elétrica é um fator em ascensão e sua utilização está normalmente ligada ao desenvolvimento do país (STRANGUETO, 2012).

Ainda segundo Strangueto (2012), o material mais utilizado na fabricação das células fotovoltaicas é o silício (Si), que é o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre, aparecendo normalmente na forma de dióxido de silício (sílica) e silicatos. Os processos de obtenção de sua forma mais purificada são bem conhecidos, devido a sua ampla utilização na microeletrônica. Boa parte do material que é considerado fora da especificação para os dispositivos microeletrônicos, que utilizam o silício com alto grau de pureza, é utilizada na fabricação das células fotovoltaicas (e, com isso, dos módulos fotovoltaicos), contribuindo também para a redução dos custos de fabricação.

Sendo extraído do quartzo, o Si passa por um processo de purificação e, então, é fundido e cristalizado através da técnica de crescimento, sendo transformado em um grande cilindro de silício monocristalino de aproximadamente 1 m de comprimento e normalmente entre 10 e 15 cm de diâmetro. Esse cilindro é, então, cortado em fatias circulares com espessura inferior a 0,5 milímetro, que são dopadas, dotadas de contatos elétricos e encapsuladas em módulos. Sua eficiência de conversão está entre aproximadamente 15% e 25% (GREEN, 2000; ASIF, 2008; PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS, 2008; VARELLA, 2009).

Já o Si policristalino é produzido a partir de blocos de Si obtidos por fusão de porções de Si puro em moldes especiais. Uma vez nos moldes, o Si resfria lentamente e solidifica-se. Neste processo, os átomos não se organizam em um único cristal e forma-se uma estrutura policristalina com superfícies de separação entre os cristais. A presença de interfaces entre os vários cristais reduz um pouco a eficiência destas células, cujos valores variam entre 14% e 20% (JANUZZI *et al.*, 2009).

A segunda geração de células solares utiliza na fabricação a tecnologia de filmes finos e tem a capacidade de utilizar bem menos material semicondutor (até 100 vezes menos), além de possibilitar que se trabalhe com uma unidade padrão bem maior que a célula unitária de primeira geração (GREEN, 2004), o que traz vantagens em termos de redução dos custos. Analisando o processo de fabricação, investigando a possibilidade da redução dos custos por unidade de área depositada e os valores de eficiência que podem ser obtidos, Zweibel (2000) estimou valores abaixo de 1 US\$.W⁻¹ nominal fabricado. Segundo Varella (2009), atualmente há três tipos principais de módulos fotovoltaicos de filme fino disponíveis no mercado, são esses: Silício Amorfo, com eficiência entre 5% e 9%; Disseleneto de Cobre e Índio, com eficiência entre 7% e 19%; e Telureto de Cádmio, com eficiência entre 8% e 16%

Os materiais utilizados para fabricar os dispositivos são escolhidos levando em conta a equivalência de suas características de absorção com o espectro solar, os custos de fabricação e os impactos ambientais causados na deposição do material (ZILLES *et al.*, 2012).

2.3.2 Os módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são compostos por células fotovoltaicas agrupadas em série e paralelo para produzir corrente e tensão adequadas às aplicações elétricas, como se pode observar na Figura 2.14. O módulo é encapsulado com polímeros transparente e isolante (normalmente acetato de vinil-etila – EVA), que protegem as células fotovoltaicas das intempéries, além de isolá-las eletricamente de contatos externos e garantir a rigidez mecânica do conjunto (ZILLES *et al.*, 2012).

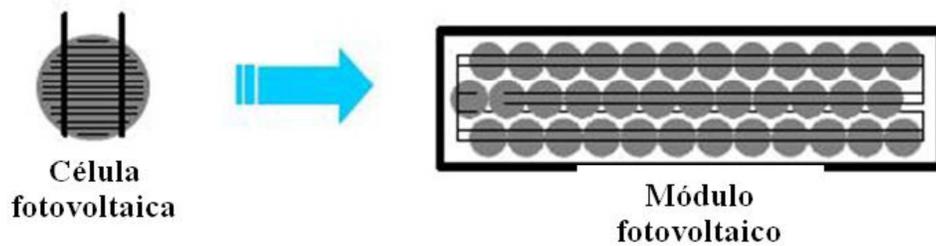


Figura 2.14 Célula fotovoltaica e módulo fotovoltaico.

Fonte: JANNUZZI *et al.* (2009).

Os módulos não possuem peças móveis, o que confere confiabilidade e longevidade, haja visto que o tempo de operação de um módulo fotovoltaico é de cerca de 25 anos em condições ideais de uso e 15 anos em uso real, sem praticamente a necessidade de manutenção (JANUZZI, 2009; SILVA, 2013).

A potência fornecida pelo módulo vai depender das características físicas das células e do nível de irradiação incidente. A eficiência da transformação pode ser influenciada tanto por fatores de natureza física (por exemplo, temperatura) quanto por processos tecnológicos de fabricação das células (material), sendo estes últimos melhorados constantemente (FURLAN, 2008).

A eficiência é um parâmetro importante para estimativa do fornecimento de energia elétrica pelo módulo. Dispositivos comerciais disponíveis atualmente possuem eficiências na faixa de 10% a 15%, enquanto que em laboratório este valor pode chegar a ser o dobro (GREEN, 2000). Para se determinar como ocorre a geração elétrica do painel é necessário entender as características de corrente e tensão ($i-V$) do fornecimento do mesmo e conhecer os valores da irradiação solar e da eficiência.

A fotocorrente gerada por um módulo fotovoltaico é diretamente proporcional à irradiação solar incidente. A Figura 2.15 mostra as características de uma célula fotovoltaica sob diferentes níveis de irradiação solar, onde se pode observar claramente essa dependência. Como o valor de tensão no qual ocorrem os máximos de fornecimento (identificados pela linha pontilhada) pouco varia para os diferentes níveis de irradiação, pode-se concluir também que o valor de máximo fornecimento de potência também é proporcional à irradiação. O valor da tensão de circuito aberto (V_{oc}) cresce com o aumento da irradiação, obedecendo a uma relação

logarítmica (CULVER, 1998), pois não depende da área exposta aos raios solares, sendo uma função apenas do material (LASNIER E ANG, 1990).

A eficiência da transformação fotovoltaica (η) depende fundamentalmente das características do material semiconductor e da temperatura de operação, conforme mostra a figura 2.16, que apresenta a variação desse parâmetro com a temperatura para o Si e para o Arseneto de Gálio (GaAs), dois semicondutores utilizados em módulos fotovoltaicos.

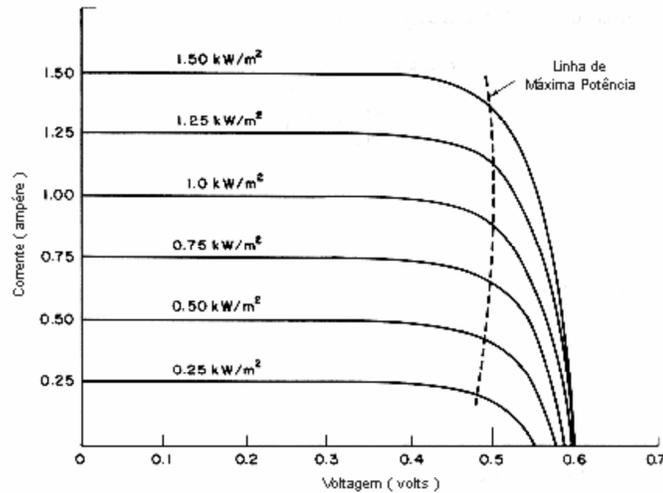


Figura 2.15 Influência da irradiação nas características i - V de uma célula fotovoltaica a temperatura constante (25°C).

Fonte: LASNIER E ANG (1990).

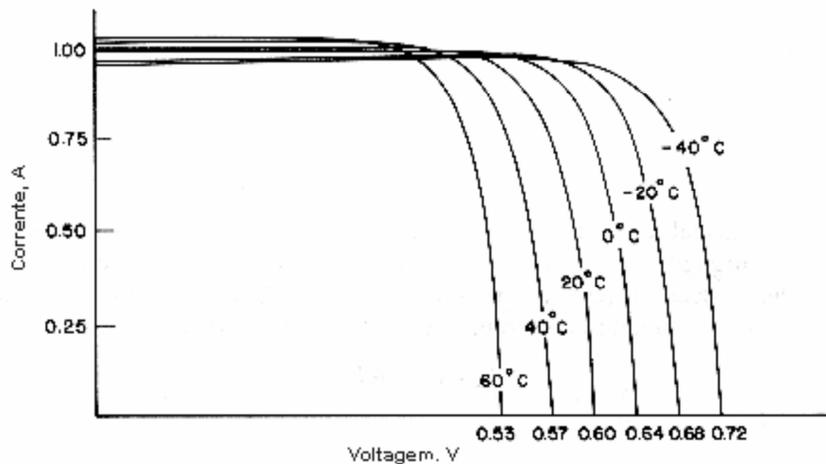


Figura 2.16 Influência da temperatura nas características i - V de uma célula solar sob irradiação constante ($1000\text{W}/\text{m}^2$).

Fonte: LASNIER E ANG (1990).

Esse valor é definido como a razão da potência elétrica fornecida no ponto máximo pela irradiação incidente sob o módulo, ou seja (LASNIER E ANG, 1990):

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{A.I}$$

Em que $P_{MAX}(W)$ é a potência elétrica no ponto de máximo fornecimento do painel, A (m^2) é a área efetivamente ocupada pelo material semicondutor e I (W/m^2), a intensidade da irradiação solar incidente sobre esta área (Figura 2.16).

A eficiência da conversão fotovoltaica é definida como a relação entre a potência elétrica de saída e a potência da irradiação incidente nas condições padrões de teste ³⁷ realizados em laboratório ($1.000 W.m^{-2}$, $25^{\circ}C$). Há também a condição padrão de operação (NOC³⁸), cuja incidência de irradiação é de $800 W.m^{-2}$ e temperatura ambiente de $20^{\circ}C$. Nos dois casos, a quantidade de energia elétrica fornecida por um painel fotovoltaico é tipicamente 80% daquela medida nas condições padrões de teste (DINIZ, 1999).

Nas condições reais de utilização, os painéis estão geralmente cerca de $20^{\circ}C$ mais quentes que a temperatura do ar e, desse modo, a eficiência de operação chega a ser reduzida em 10%. A diminuição de desempenho resulta da ligeira diferença de tensão entre os painéis quando eles estão conectados para formar um arranjo fotovoltaico. Perdas ôhmicas nos condutores de conexão, sujeira e outros efeitos podem também contribuir para a redução do desempenho dos painéis. A natureza dessas perdas depende dos detalhes de projeto do sistema e localização da instalação (LASNIER e ANG, 1990).

A utilização da energia solar fotovoltaica em grande escala se torna cada vez mais interessante em um cenário em que existe a tendência ao esgotamento de algumas das fontes primárias de energia tradicionalmente utilizadas e considerando o consumo crescente de energia elétrica. Mas o alto custo do processo de produção dos dispositivos ainda se apresenta como um obstáculo a ser superado. Altos investimentos são efetuados no setor, não somente com a finalidade de diminuir o custo de produção, como também com o intuito de aumentar a eficiência da conversão (FURLAN, 2009).

³⁷ Sigla em inglês: *Standard Test Condition (STC)*.

³⁸ Sigla em inglês: *Normal Operation Conditions (NOC)*.

2.3.3 Inversores de frequência para conexão à rede

O inversor corrente contínua/corrente alternada pode ser considerado o coração do SFCR. A seleção de um inversor de boa qualidade é fundamental para assegurar um bom desempenho em termos de produtividade e segurança de um SFCR. Para a seleção do inversor mais adequado, à um gerador fotovoltaico, deve levar-se em consideração os níveis de tensão e corrente, eficiência de conversão, flexibilidade de instalação, durabilidade e segurança (ZILLES *et al.*, 2012).

Ainda segundo Zilles *et al.*, (2012) os inversores largamente utilizados em SFCR são circuitos estáticos, ou seja, não possuem partes móveis, e têm por finalidade efetuar a conversão da potência c.c., fornecida pelo gerador fotovoltaico, em potência c.a., que será injetada diretamente na rede elétrica, sincronizado com tensão e a frequência de operação no ponto de conexão do inversor com a rede elétrica. Além disso, esse dispositivo tem por função efetuar o seguimento do ponto de máxima potencia do gerador fotovoltaico, fazendo com que sempre esteja disponível, na entrada do inversor, máxima potência que o gerador pode suprir em determinado momento. Entre as principais características técnicas do inversor, destacam-se aquelas referentes aos parâmetros elétricos, importantes durante o processo de dimensionamento e seleção do inversor.

Quanto ao tipo de topologia os inversores podem ser centralizado, descentralizado. Os inversores do tipo central são aqueles em que todo o arranjo fotovoltaico está conectado em um só inversor, como pode ser visto na Figura 2.17. No caso de uma falha no inversor todo o arranjo fotovoltaico é desconectado da rede. Devido a concentração de todo gerador fotovoltaico em apenas um inversor, essa topologia torna-se bastante inflexível (quanto à configuração do gerador fotovoltaico), porém, é a mais utilizada por ter o menor custo de instalação se comparado com o descentralizado (NETO, 2012).

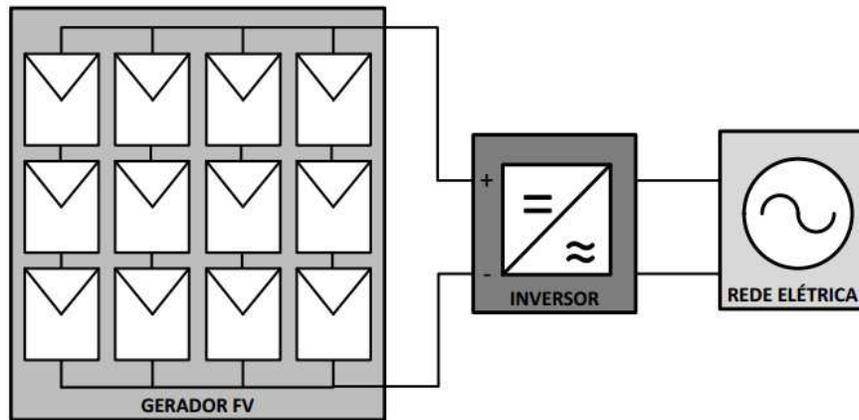


Figura 2.17 Inversor com topologia do tipo central.

Fonte: NETO (2012).

Os inversores do tipo descentralizados são aqueles em que cada série do gerador fotovoltaico tem seu próprio inversor, essa topologia é mais flexível, podendo ser montando, em diferentes pontos. Caso o inversor falhe compromete apenas parte do sistema, aumentando sua confiabilidade, contudo aumenta os custos de instalação (NETO, 2012).

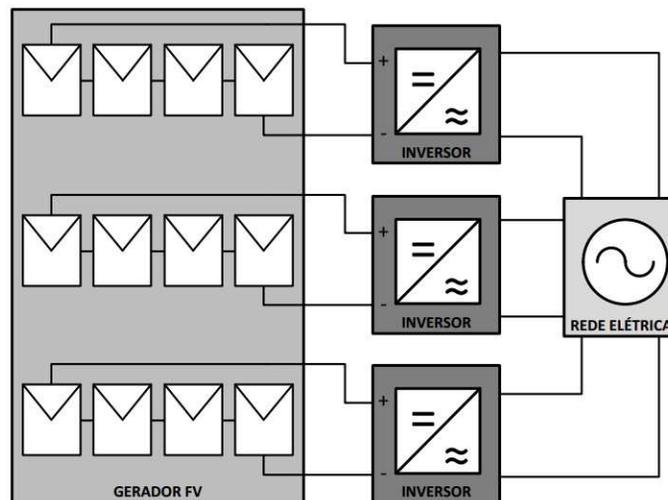


Figura 2.18 Inversor com topologia do tipo descentralizado.

Fonte: NETO (2012).

Segundo Zilles *et al.*,(2012), que avaliou a eficiência de 4 fabricantes de inversores, constatou que a eficiência de conversão entre estes não diferenciou em 2% no ponto de máxima

potência. Concluindo que não há diferença significativa do fabricante do inversor e da energia elétrica gerada final disponibilizada a rede. Sendo mais significativas as diferenças de eficiência da marca e modelo do módulo solar fotovoltaico.

2.3.4 Sistemas Fotovoltaicos Autônomos (SFA)

Os sistemas fotovoltaicos autônomos são normalmente utilizados em aplicações no meio rural, onde a interligação da rede não é feita por questões técnico-econômicas. No meio rural são utilizados normalmente para bombear água, eletrificações de cercas para criação animal e refrigeração de vacinas e remédios em postos de saúde.

Já no caso das aplicações técnicas, têm-se como exemplo as estações repetidoras de telecomunicações (microondas, TV, rádio, telefone celular), sinalização náutica (faróis e boias de navegação), sinalização rodoviária e telefones de socorro rodoviários, sinalização ferroviária, estações de monitoramento ambiental (estações meteorológicas, hidrológicas, poluição etc.), proteção catódica contra corrosão de estruturas metálicas (oleodutos, gasodutos, torres de linhas de transmissão etc.) e aplicações militares/policiais (instalações de acampamentos, postos avançados, postos de fronteira etc.) (FRAINDEIRAICH & LYRA, 1995; CRESESEB, 2005).

De maneira geral um sistema fotovoltaico de produção de energia elétrica compreende o agrupamento de módulos fotovoltaicos e de alguns equipamentos relativamente convencionais que garantem a transformação e/ou armazenamento de energia elétrica. Os principais componentes de um SFA são: bateria, controlador de carga e inversor. A Figura 2.17 mostra um diagrama esquemático básico para um sistema fotovoltaico autônomo.

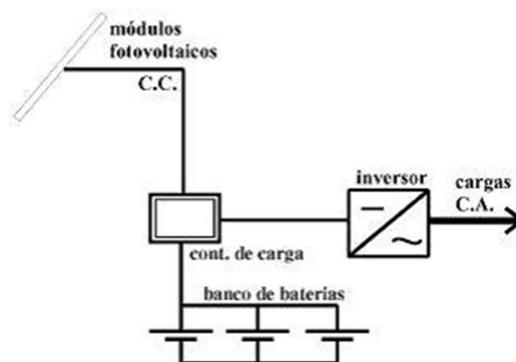


Figura 2.19 Diagrama esquemático básico de um sistema fotovoltaico autônomo.

Fonte: CAMARGO *et al.* (2003).

As configurações mais comuns de um SFA são (REIS, 2011):

- Carga em corrente contínua (CC) sem armazenamento: a energia é usada no momento da geração por equipamentos que operam em CC;

- Carga em CC com armazenamento: é o caso em que se deseja utilizar equipamentos elétricos em CC independente de haver geração fotovoltaica em tempo real, ou seja, é armazenado em um banco de baterias;

- Carga em corrente alternada (CA) sem armazenamento: utilizados pelo sistema fotovoltaico para equipamentos que funcionem com CA, bastando para isso a utilização de um inversor CC/CA entre a geração e o equipamento elétrico;

- Carga em CA com armazenamento: caso equivalente ao acima descrito, porém com o uso de banco de bateria, o que traz mais segurança energética já que pode ser utilizada a qualquer momento, além de servir para a maioria dos eletrodomésticos existentes no mercado, sendo o ideal para sistema isolados.

Há também os SFA híbridos, cuja configuração do sistema não se restringe à geração de energia elétrica a partir unicamente do sistema fotovoltaico, havendo outros sistemas que complementam a geração. Em outras palavras, a geração de energia é feita de forma contínua, independentemente das condições climáticas. Normalmente são módulos fotovoltaicos ligados a uma mini rede com geradores a óleo Diesel, geração eólica, etc. Estes sistemas necessitam de um sistemas de controle mais complexo, pois é preciso integrar todas as gerações (REIS, 2011).

2.3.5 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR)

Estes sistemas não utilizam armazenamento de energia já que toda a geração de eletricidade é despachada para a rede elétrica, representando uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual estão conectados. Todo o arranjo de módulo FV é conectado aos inversores e estes fazem a interface com a rede elétrica. Estes inversores devem satisfazer as exigências de qualidade e segurança para que a rede não seja afetada. O sistema pode ser centralizado (onde a geração de energia elétrica é realizada longe do centro de consumo) e descentralizado (onde a geração é feita normalmente perto do consumidor como, por exemplo, em telhado de

edificações). As Figuras 2.18 e 2.19 mostram o arranjo para o atendimento centralizado e descentralizado.



Figura 2.20 SFCR centralizado.

Fonte: CAMARGO (2013).



Figura 2.21 Esquema de um SFCR descentralizado.

Fonte: NT-SOLAR (2013).

A geração de energia centralizada exige a utilização, além dos módulos, de inversores e transformadores, enquanto que a descentralizada é constituída basicamente de um inversor (CC/CA) e medidor de consumo/geração de energia elétrica. No caso da geração exceder o consumo da residência, esse excedente poderia ser contabilizado e despachado na rede (ZILLES *et al.*, 2012).

2.3.6 Políticas Brasileiras de Incentivo ao uso de Energia Fotovoltaica

Existem atualmente no Brasil algumas leis, estaduais e municipais, que buscam incentivar a inserção da energia solar nas suas respectivas matrizes energéticas. Na Cidade de São Paulo, por exemplo, a Lei Municipal nº 14.459/2007, sancionada pelo Prefeito Gilberto Kassab, tornou obrigatória a preparação de todas as novas casas e edificações para o uso dos aquecedores solares de água. Com essa Lei, além das casas e apartamentos (com 4 ou mais banheiros, incluindo lavabos), outras edificações também ficam obrigadas a instalar aquecedores solares de água como, por exemplo, hotéis, clubes esportivos, clínicas de estética e de beleza, hospitais, unidades de saúde com leitos, escolas, creches, asilos, quartéis, indústrias (se a atividade setorial específica demandar água aquecida no processo de industrialização ou, ainda, quando disponibilizar vestiários para seus funcionários) etc. O Decreto Municipal nº 49.148/2008 regulamenta a lei e já se encontra em vigor (PREFEITURA MUNICIPAL DE SÃO PAULO, 2007).

No caso do aproveitamento da energia solar fotovoltaica, o maior programa nacional de estímulo a essa fonte foi o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), que instalou, entre junho de 1996 e dezembro de 2001, cerca de 9 mil sistemas fotovoltaicos para geração de energia e bombeamento de água em todos os estados brasileiros, especialmente nas regiões Nordeste (semi-árido) e Norte (Amazônia) (VARELLA, 2009). Neste Programa foram instalados três tipos de sistemas fotovoltaicos autônomos: os sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica, os sistemas fotovoltaicos de bombeamento de água e os sistemas fotovoltaicos de iluminação pública, todos atendendo às necessidades comunitárias, em escolas, postos de saúde e centros comunitários (GALDINO & LIMA, 2002).

Também no âmbito federal, a Lei nº 10.438/2002 dispõe sobre a utilização dos recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) para a criação de um programa de fomento a energia solar fotovoltaica. Como o maior beneficiário da RGR é o Programa Luz para Todos (LpT), programa federal iniciado em 2004 com o objetivo de acabar com a exclusão do acesso à energia elétrica no país utilizando preferencialmente fontes locais e renováveis, pode-se dizer que, de forma indireta, este dispositivo poderia ser atendido. Inclusive, o Plano Nacional de Mudanças Climáticas - PNMC (2008) sugere o aproveitamento do Programa LpT como uma oportunidade de inserção da indústria fotovoltaica brasileira no mercado, servindo como auxílio inicial de fomento à criação de um parque industrial competitivo de sistemas fotovoltaicos (PNMC, 2008).

No entanto, os poucos projetos que contemplam o uso da energia solar fotovoltaica no âmbito do LpT não permitem considerá-lo também um programa de fomento a esta tecnologia. A ANEEL ainda regulamentou, em sua Resolução Normativa nº 83/2004, os procedimentos e as condições de fornecimento por intermédio de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFIs). No entanto, os SIGFIs vêm sendo instalados apenas por poucas concessionárias de energia elétrica no âmbito do LpT, o que demonstra que essa Resolução ainda não está devidamente consolidada entre as empresas concessionárias.

Nesse sentido, vale comentar que em 2012 a ANEEL lançou a Resolução Normativa nº 482, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. A microgeração distribuída corresponde à central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A minigeração distribuída difere apenas na potência instalada, que deve ser superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para as mesmas fontes (ANEEL, 2012).

Mesmo sendo uma fonte renovável alternativa, a energia solar fotovoltaica não foi contemplada no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), estabelecido através da Lei Federal nº 10.438/2002e revisado pela Lei nº 10.762/2003. Segundo Varella (2009) acredita-se que esse fato tenha ocorrido em virtude do seu elevado custo de geração, quando comparado com as demais fontes tradicionais e alternativas, o que poderia onerar sobremaneira os consumidores cativos do SIN. Além disto, até o momento, a tecnologia solar fotovoltaica tem sido aplicada principalmente em regiões isoladas do Brasil, pois se apresenta como uma solução mais adequada técnica e economicamente, visto que a interligação do sistema isolado em comunidades é inviável do ponto de vista econômico principalmente pela característica de baixo consumo e de dispersão desses usuários.

No que se refere a estímulos específicos para SFCR no Brasil existem basicamente incentivos fiscais para alguns equipamentos como a isenção da alíquota do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS), de competência estadual; e do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), de competência federal. A Tabela 2.7 mostra os equipamentos isentos de tais tributos.

O benefício previsto somente se aplica aos equipamentos que forem isentos ou tributados através do Decreto nº 3827/2001, que reduz a zero o IPI sobre diversos equipamentos e acessórios destinados à geração de energia elétrica. Segundo Varella (2009), de acordo com fabricantes e revendedores de equipamentos fotovoltaicos, os módulos fotovoltaicos são os únicos equipamentos que atualmente são isentos de IPI e ICMS. Na compra de inversores no mercado nacional são incluídos 12% de ICMS e no caso dos controladores de carga são incluídos 12% de ICMS e 15% de IPI.

Tabela 2.7 Equipamentos fotovoltaicos isentos de ICMS

Discriminação equipamentos
Bomba para líquidos, para uso em sistema de energia solar fotovoltaico em corrente contínua, com potência não superior a 2 HP
Módulos fotovoltaicos
Células solares não montadas
Células solares em módulos ou painéis

Fonte: Elaboração própria adaptado de Convênio ICMS 101/97

2.4 Chamada Estratégica nº 013/2011 da ANEEL

Como mencionado anteriormente, as primeiras aplicações terrestres de tecnologia fotovoltaica se deu exatamente em sistemas isolados, capazes de abastecer cargas distantes da rede de distribuição de energia elétrica. A partir da década de 1990, as conexões SFCR passam a ter lugar de destaque no mundo. Segundo o IEA (2010) em meados de 1991 o número de SFA era menos de 100 MWp instalados e o número de SFCR era insignificante. Já em 2009 o número de SFCR era maior que 20.000 MWp instalados e o número de SFA não chegava aos 200 MWp instalados.

Essa rápida transformação, segundo Zilles *et al.* (2012), se deu inicialmente pelo programa japonês de incentivo a pequenos geradores fotovoltaicos conectados à rede, conhecidos como “PV ROOFS”, em 1999 e, posteriormente, com os semelhantes programas alemão e americano.

Posteriormente, outros países também passaram a investir nessa aplicação solar como, por exemplo, Espanha, Suíça e Austrália.

De acordo com Jannuzzi et al. (2009), as políticas públicas são as principais responsáveis por significativa evolução da capacidade instalada e da redução dos custos experimentada no mundo. As principais motivações para a criação dessas políticas são a diversificação das fontes de energia tradicionalmente utilizadas (visando garantir segurança no suprimento), o incentivo à indústria de equipamentos fotovoltaicos, o barateamento da tecnologia e a preocupação com o meio ambiente, principalmente com a redução das emissões de CO₂E.

É exatamente nesse contexto que a ANEEL lançou em agosto de 2011 a Chamada nº 13/2011 - PROJETO ESTRATÉGICO: “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, cujos objetivos são:

- Facilitar a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira;
- Viabilizar economicamente a produção, instalação e monitoramento da geração solar fotovoltaica para injeção de energia elétrica nos sistemas de distribuição e/ou transmissão;
- Incentivar o desenvolvimento no país de toda a cadeia produtiva da indústria solar fotovoltaica com a nacionalização da tecnologia empregada;
- Fomentar o treinamento e a capacitação de técnicos especializados neste tema em universidades, escolas técnicas e empresas;
- Propiciar a capacitação laboratorial em universidades, escolas técnicas e empresas nacionais;
- Identificar possibilidades de otimização dos recursos energéticos, considerando o planejamento integrado dos recursos e a identificação de complementaridade horosazonal e energética entre a fonte solar fotovoltaica e as fontes disponíveis;
- Estimular a redução de custos da geração solar fotovoltaica com vistas a promover a sua competição com as demais fontes de energia; e
- Propor e justificar aperfeiçoamentos regulatórios e/ou desonerações tributárias que favoreçam a viabilidade econômica da geração solar fotovoltaica, assim como o aumento da segurança e da confiabilidade do suprimento de energia.

As premissas básicas para o envio de projetos para avaliação da ANEEL foram:

- Instalação de uma usina solar fotovoltaica, conectada direta ou indiretamente por meio de unidades consumidoras à rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica, com capacidade instalada entre 0,5 MWp e 3,0 MWp;
- Instalação de estação solarimétrica com sistema de aquisição, monitoramento e análise de dados, capaz de fornecer dados indispensáveis à avaliação do desempenho técnico-econômico do projeto, tais como dados de irradiação global e difusa, temperatura e pressão;
- Parte dos custos do projeto deveria ter contrapartida de recursos financeiros externos ao programa de P&D regulado pela ANEEL ou equivalentes, os quais poderiam ser compensados por meio dos benefícios econômicos resultantes do projeto;
- Análise das tecnologias atuais de geração solar fotovoltaica, incluindo o estado da arte desse tipo de geração de energia elétrica;
- Análise dos impactos na rede elétrica decorrentes da interligação com geração solar fotovoltaica;
- Análise da legislação pertinente, incluindo geração, conexão e uso da rede e comercialização de energia gerada, bem como as possibilidades e implicações socioeconômicas e ambientais de mudança no marco regulatório;
- Intercâmbio com especialistas de países com notório conhecimento técnico-científico em geração e comercialização solar fotovoltaica de energia elétrica;
- Adequação e/ou adaptação de tecnologias existentes às condições de operação de plantas solares fotovoltaicas localizadas em território nacional;
- Inventário de locais mais adequados à instalação de usinas solares fotovoltaicas na região proposta no Brasil, considerando irradiação solar, ponto de conexão na rede, condições climáticas, entre outros;
- Análise dos custos dos componentes de uma planta de geração solar fotovoltaica, considerando todos os encargos de fabricação em território nacional, do Mercosul, e de importação de outros países;
- Análise dos custos de formação de tecnologia nacional para geração solar fotovoltaica com treinamento e capacitação de técnicos especializados em universidades e empresas nacionais;

- Análise das alternativas de receita, com venda ou comercialização de energia, ou de redução de despesas, com consumo ou intercâmbio de energia, para compensação dos gastos com o investimento em geração solar fotovoltaica de energia elétrica; e

- Prospecção dos mercados de consumo de energia elétrica produzida por geração solar fotovoltaica até o ano de 2020 no Brasil.

Segundo Junior (2011) após o lançamento da Chamada 13 mais de 100 empresas de diversos setores ligados à energia elétrica sinalizaram a intenção de enviar projetos, o que pode ser confirmado na página eletrônica da ANEEL, a qual registrou o envio de projetos de 117 empresas de todas as regiões do Brasil. Ao final, 18 projetos foram aprovados para compor essa Chamada, totalizando 25,319 MWp de potência instalada. No entanto, houve a desistência de cinco empresas, o que acarretou a diminuição da potência instalada em 8.406 MWp. Na Tabela 2.8 podem ser vistos os projetos aprovados pela ANEEL e que estão em execução, bem como o custo total disponibilizado pela agência e suas potências instaladas (ANEEL, 2013). Segundo Zilles (2012) a média de custo de instalação europeia, na geração solar fotovoltaico, é de € 1,10/Wp³⁹(equivalente a R\$ 2,16/Wp), como se observa na Tabela 2.8, todos os projetos apresentaram custos superiores.

³⁹Em seu trabalho Zilles (2012) considerou um módulo solar monocristalino e um inversor de 10 a 100 kW.

Tabela 2.8 Dados gerais dos projetos da Chamada 13 da ANEEL

Nomenclatura na presente tese	Empresa	Custo do Projeto (R\$)*	Valor da Contrapartida (R\$)	Capacidade Instalada (MWp)	R\$/Wp
PV1	CPFL-Piratininga	24.617.579,48	4.042.727,55	1,125	21,88
PV2	ELEKTRO	8.253.250,00	1.488.960,00	0,500	16,51
PV3	FURNAS	60.847.400,00	2.887.590,00	3,0	20,28
PV4	COELBA	10.003.664,00	2.451.969,92	1,0	10,00
PV5	CHESF	15.997.384,05	2.900.000,00	3,0	5,33
PV6	CESP	8.422.678,00	4.000.000,00	0,514	16,39
PV7	CTEEP	9.563.923,38	1.595.100,00	0,6	15,94
PV8	PETROBRÁS	24.509.878,72	1.420.000,00	1,1	22,28
PV9	TRACTEBEL	23.381.047,85	4.546.000,00	3,0	7,79
PV10	ELETROSUL	12.059.720,36	2.904.000,00	1,024	11,78
PV11	CEMIG-D	50.592.997,02	1.638.400,00	0,500	101,19
PV12	CEEE-GT	44.552.168,00	5.619.120,00	0,550	81,00
PV13	MPX	2.623.002,00	5.788.441,00	1,0	2,62
		295.424.692,86	R\$ 41.282.308,47	16,913	17,47

Fonte: ANEEL (2013)

Ao observar o Atlas Solarimétrico do Brasil, na Figura 2.20, é possível compreender o interesse de grande parte das empresas do setor elétrico. A irradiação global média anual varia entre a máxima de $20 \text{ MJ.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ ($5,6 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$) e a mínima de $14 \text{ MJ.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ ($3,9 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$). Comparando com a Alemanha, país com maior capacidade fotovoltaica instalada do mundo, a máxima irradiação média global anual é de $11,3 \text{ MJ.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ ($3,2 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$), ou seja, a mínima irradiação no território brasileiro é 20% maior que a máxima irradiação alemã.

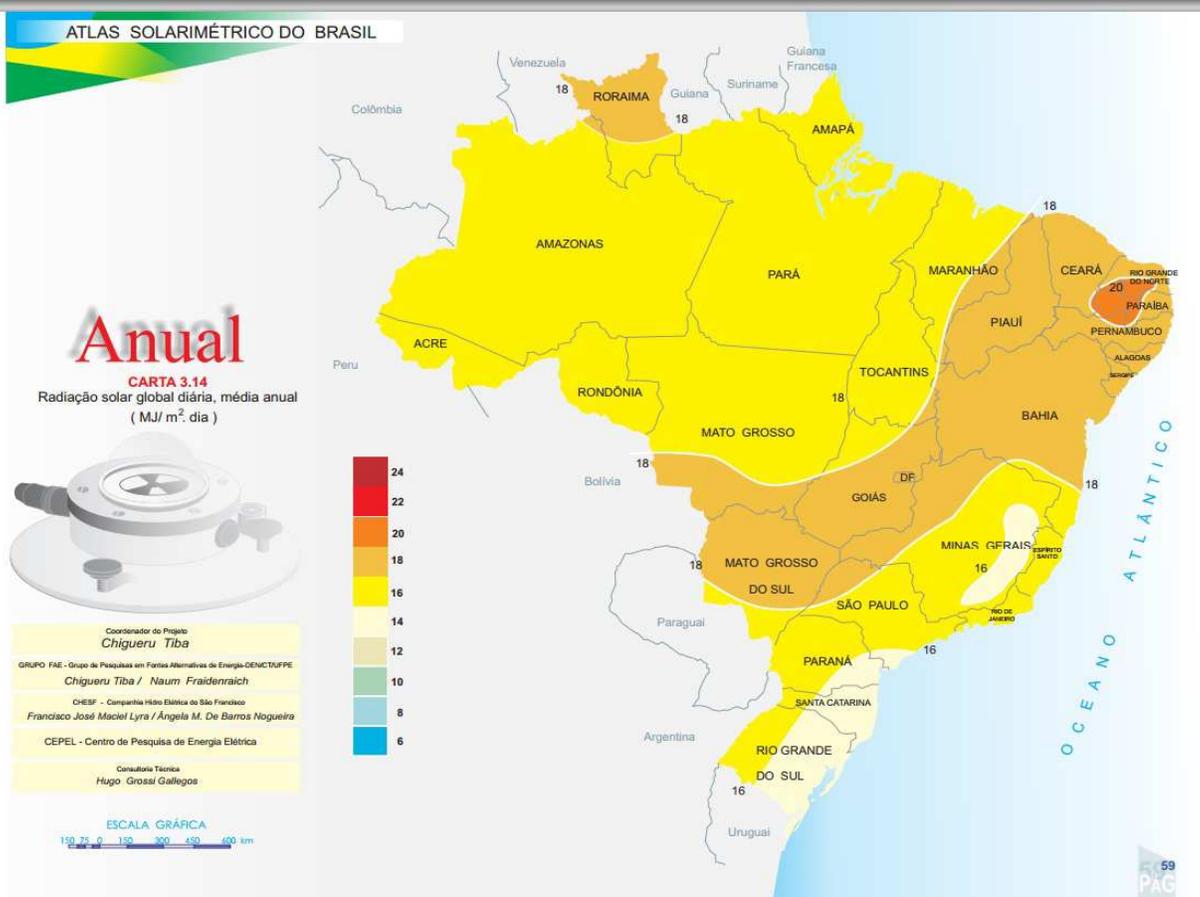


Figura 2.22 Irradiação solar global diária média anual (MJ/m².dia)

Fonte: TIBA (2000).

3 METODOLOGIA

A Chamada 13 tem como objetivo geral facilitar a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira através da execução de projetos estratégicos e de P&D. Assim, aspectos técnicos, tecnológicos, econômicos e energéticos foram inseridos como premissas para avaliar o uso desses sistemas conectados à rede do SIN.

Desta forma, partindo dos dados técnicos/tecnológicos dos projetos de P&D dessa Chamada, buscou-se nessa tese estimar as emissões evitadas de CO₂e com a implantação de SFCR considerando-os como projetos de MDL. Posteriormente, visando avaliar a contribuição desses projetos fotovoltaicos para o desenvolvimento sustentável do país, conforme se preconiza nos projetos de MDL, foi realizada uma análise dos aspectos elencados nos DCPs que corroborem essa questão. E, por fim, a partir de todos os resultados obtidos, foi elaborado o DCP de um dos projetos contemplados na Chamada 13.

Dentro desse contexto, foi adotada a metodologia de pesquisa apresentada na Figura 3.1, cujas etapas encontram-se detalhas a seguir.

3.1 Descrição dos Projetos de P&D

As premissas dessa Chamada preveem, entre elas, o uso de tecnologias distintas, tanto no que se refere aos módulos fotovoltaicos como também aos inversores. Assim, foi realizada a pesquisa bibliográfica (eletrônica) e o contato telefônico com alguns gerentes de projeto para obtenção dos dados técnicos e tecnológicos dos 13 projetos visando quantificar a energia elétrica gerada por todos eles e, posteriormente, a emissão evitada de carbono com essa iniciativa.

Para que as informações fossem as mais fidedignas possíveis, foi enviado um questionário para todas as empresas contempladas, o qual está no Apêndice A da presente tese. Do total de 18 projetos, sete responderam à mensagem enviada, dos quais cinco informaram que haviam desistido do projeto e apenas dois responderam ao questionário. Ao final, como o projeto da CPFL Energia (denominado nessa tese de PV1) disponibilizou a maior parte dos dados

necessários para a estimativa de energia elétrica gerada foi utilizado como projeto de referência. Os dados obtidos dos questionários, da pesquisa eletrônica e das entrevistas realizadas encontram-se no Capítulo 4.

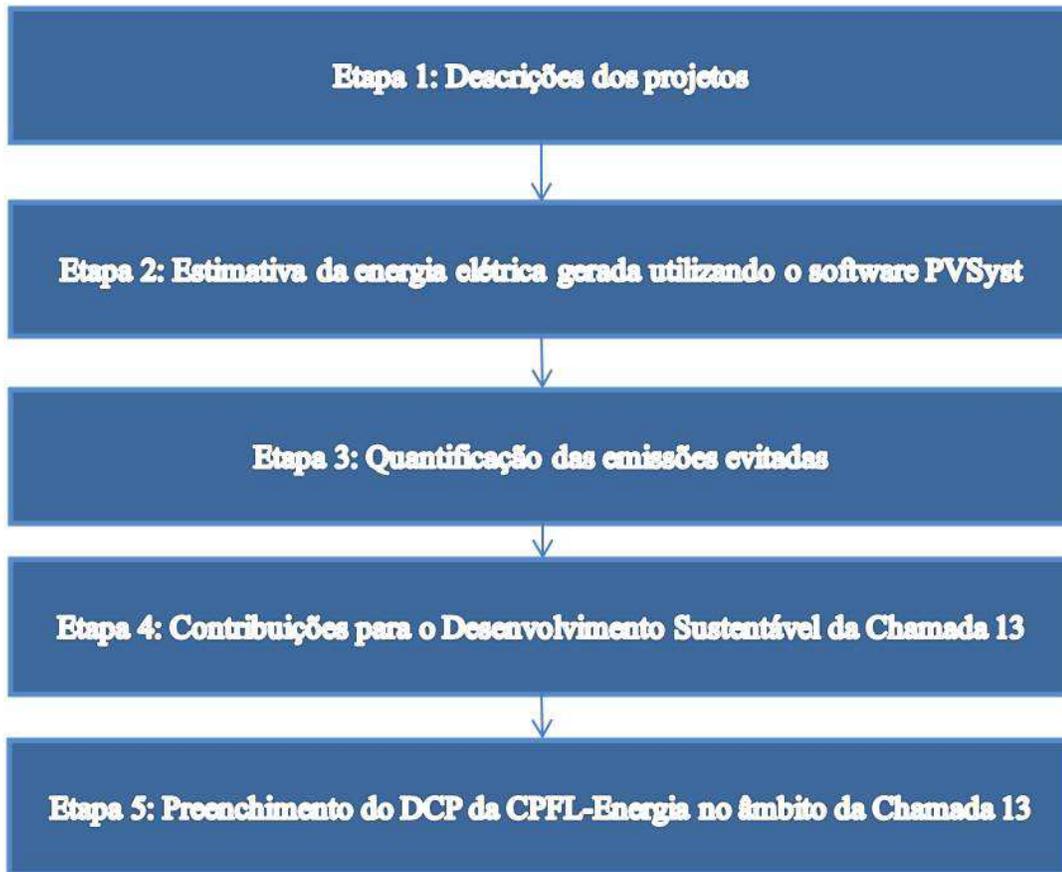


Figura 3.1 Fluxograma da metodologia de pesquisa.

Fonte: Elaboração própria.

3.2 Estimativa da energia elétrica gerada utilizando o software de simulação PVsyst

A estimativa da energia elétrica gerada foi realizada através do uso do programa computacional PVsyst. Esse programa foi criado em 1992 pelo Físico André Mermoud, professor da Universidade de Genebra. O PVsyst permite trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um sistema detalhado de simulação, com estudo de sombreamento, dados econômicos de investimento etc. Apresenta também uma ferramenta

adicional, tridimensional, que leva em conta as limitações do horizonte e de objetos que possam criar sombras sobre os módulos fotovoltaicos. Ao final, o programa fornece resultados sob a forma de relatório completo, com gráficos e tabelas. Este software é um dos mais utilizados no mundo para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

A interface do software é apresentada na Figura 3.2 onde estão em destaque o design do projeto e o tipo de sistema possível de ser simulado, que no caso dessa tese refere-se ao sistema interligado à rede.

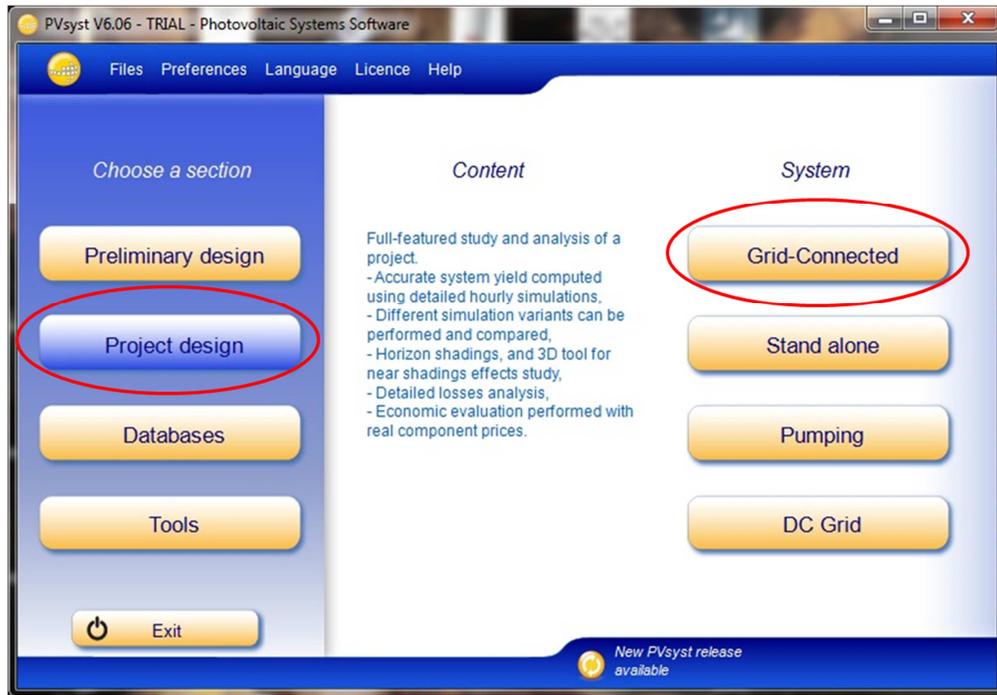


Figura 3.2 Interface do software PVsyst e em destaque a escolha do tipo de projeto a ser simulado na presente tese.

Fonte: Elaboração própria a partir do PVsyst.

Os parâmetros de entrada do PVsyst necessários para estimar a energia elétrica gerada pelos 13 projetos avaliados na presente tese foram:

1) Localização geográfica: antes de qualquer dado tecnológico o programa exige que se indique onde será instalado o sistema (nome da cidade). Utilizando o banco de dados do “GOOGLE MAPS” localizou-se geograficamente a cidade com latitude, longitude e altitude. Os dados foram ajustados com o banco de dados da NASA: “NASA-SSE satellite data, 1983-2005” ou pelo “Synthetic - Meteonorm 6.1”, que é o banco de dados do próprio software. Com os dados

ajustados de latitude, longitude e altitude, o software já calcula a média mensal e anual da Irradiação Global, Irradiação Difusa e Temperatura. A Figura 3.3 mostra as etapas (telas) que o programa gera automaticamente.

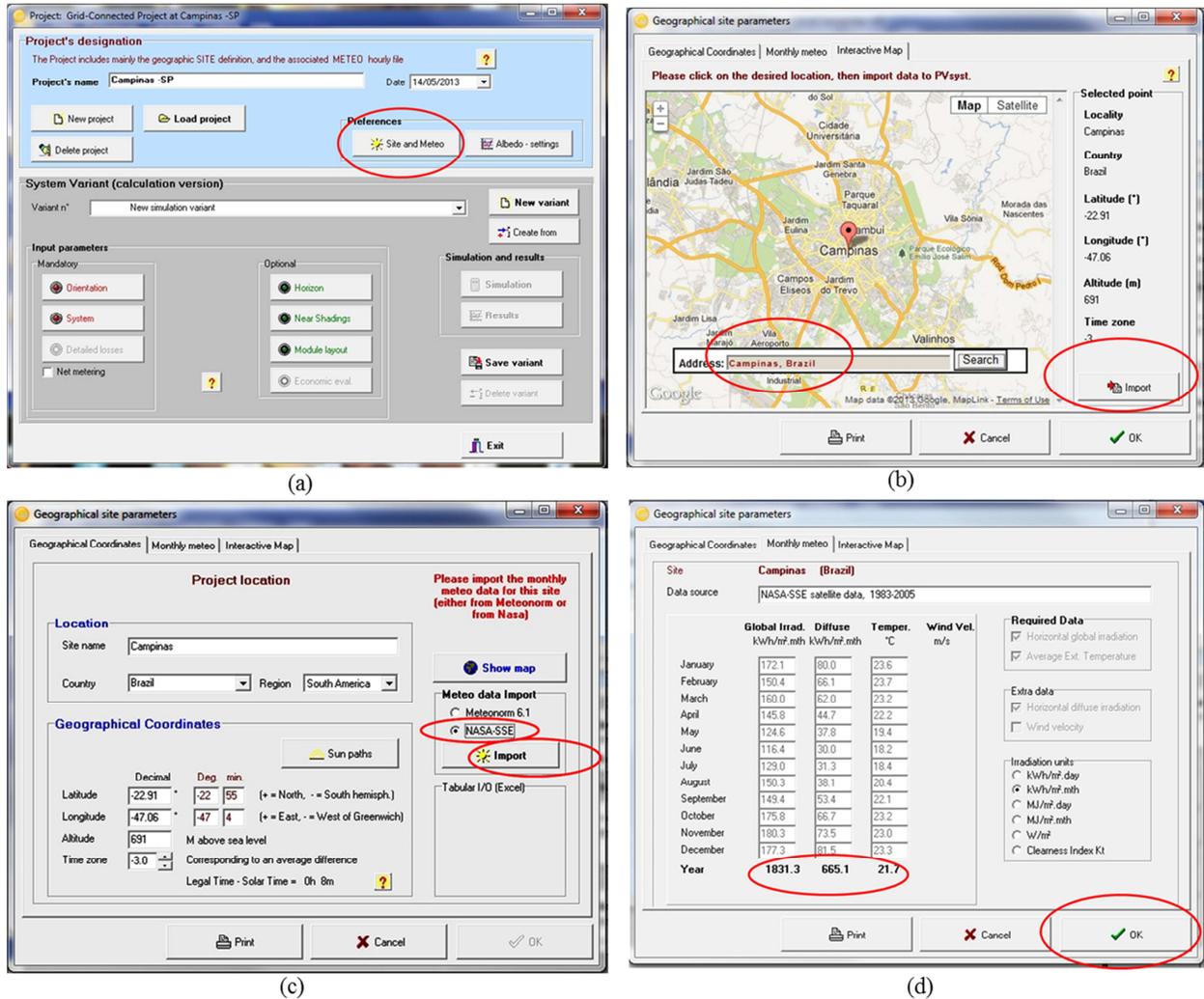


Figura 3.3 (a) Tela de especificação da localidade onde será instalado o sistema; (b) Uso do Google Maps para definir latitude, longitude e altitude; (c) Uso do banco de dados da NASA para ajuste dos dados; (d) Média mensal e anual da Irradiação Global, Irradiação Difusa e Temperatura.

Fonte: Elaboração própria a partir do software PVsyst.

2) Albedo (quantidade de irradiação refletida/irradiação incidente em determinada superfície): após a localização geográfica, o software permite a escolha do albedo onde será

instalado o sistema. O software já disponibiliza valores usuais de albedo, como pode ser visto na Figura 3.4, mas pode também ser alimentado manualmente com outros valores. Nas estimativas realizadas na presente tese foi utilizado o valor correspondente ao tipo de superfície onde cada projeto foi instalado ou está previsto de ser instalado. Um exemplo foram os projetos localizados na caatinga, cujo valor do albedo no programa é de 0,24.

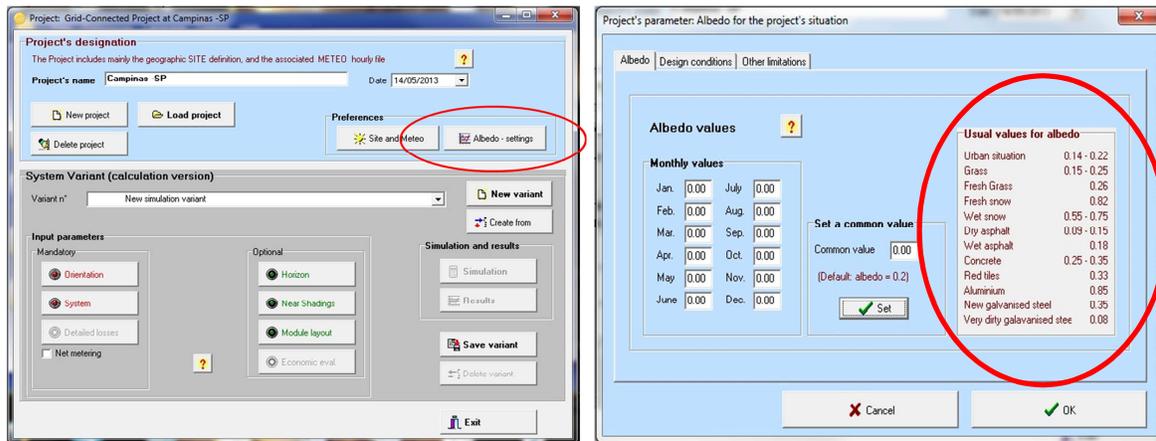


Figura 3.4 Escolha do albedo.

Fonte: Elaboração própria a partir do software PVsyst.

3) Tipo de suporte de fixação dos módulos fotovoltaicos (*Field type*): nessa opção, é possível utilizar os vários tipos de suporte existentes, que vão desde o mais simples (fixo), passando pelo sistema conhecido como *tracker*, que segue a movimentação aparente do Sol na superfície terrestre, além de outras composições mais detalhadas. Apesar de alguns projetos especificarem o uso do *tracker*, para simular a energia gerada com esse suporte é necessário desenhar a planta detalhada no software, o que não foi possível realizar haja vista a falta de várias informações, como dados topográficos, de arranjo dos módulos etc. Por isso, na simulação de todos os projetos foi utilizado o suporte fixo, exceto no PV1 como pode ser visto no Apêndice B da presente tese.

4) Inclinação do módulo fotovoltaico (*plane tilt*) e azimute geográfico (angulação formada a partir do Norte Magnético): na mesma interface *Field Type* é possível introduzir a angulação do módulo fotovoltaico em relação ao plano horizontal (tendo como parâmetro a latitude) para cada simulação realizada. Como alguns projetos não especificaram esses dados, adotou-se o seguinte procedimento: para os localizados próximos à em graus da linha do Equador utilizou-se a angulação de 10° e para os projetos para regiões Sul e Sudeste, variou-se entre 26° e 30°. Essa

variação de angulação pode ser modificada até a máxima energia coletada pelos módulos solares. O azimute geográfico utilizado em todas as simulações foi de 0° considerando, assim, que todos os módulos fotovoltaicos estavam direcionados para o Norte Geográfico, exceto no PV1 como pode ser visto no Apêndice B da presente tese. A Figura 3.5 mostra as telas para seleção da inclinação do módulo e do azimute geográfico.

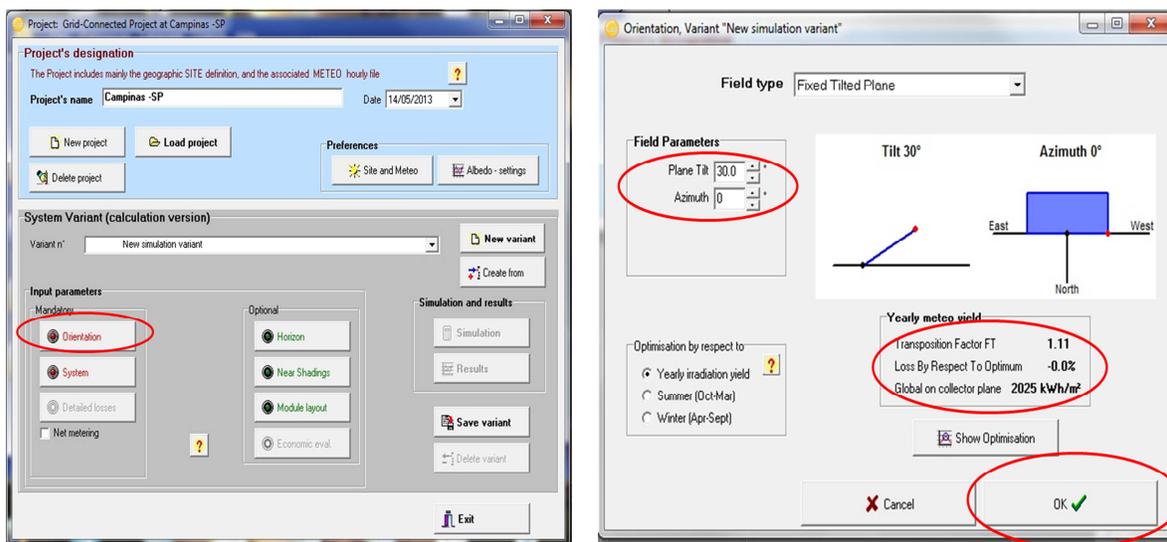


Figura 3.5 Escolha do suporte e angulação dos painéis.

Fonte: Elaboração própria a partir do software PVsyst.

5) Sistema: os últimos parâmetros para simular a energia elétrica gerada são os dados dos sistemas, os quais podem ser vistos na Figura 3.6:

i) Potência instalada: apesar das dificuldades em encontrar dados específicos das tecnologias utilizadas pelos projetos aprovados da Chamada 13, estão disponibilizadas na página eletrônica da ANEEL as respectivas potências nominais, os quais foram utilizados nas simulações;

ii) Seleção dos módulos fotovoltaicos: nesta seção é escolhida a tecnologia do painel fotovoltaico das empresas fabricantes dos diferentes módulos fotovoltaico (há um vasto banco de dados no próprio software). Para cada projeto foram utilizados os dados específicos disponíveis e para as empresas que não disponibilizaram fabricante/tecnologia foram utilizados os dados do PV1.

iii) Seleção do inversor de frequência (CC/CA): o banco de dados do software apresenta os fabricantes e modelos desse equipamento e, da mesma forma que a seleção dos módulos, para a seleção dos inversores foram utilizados dados específicos disponíveis em cada projeto, adotando-se a especificação do modelo de inversor usado no PV1 quando não estavam definidos nos demais projetos.

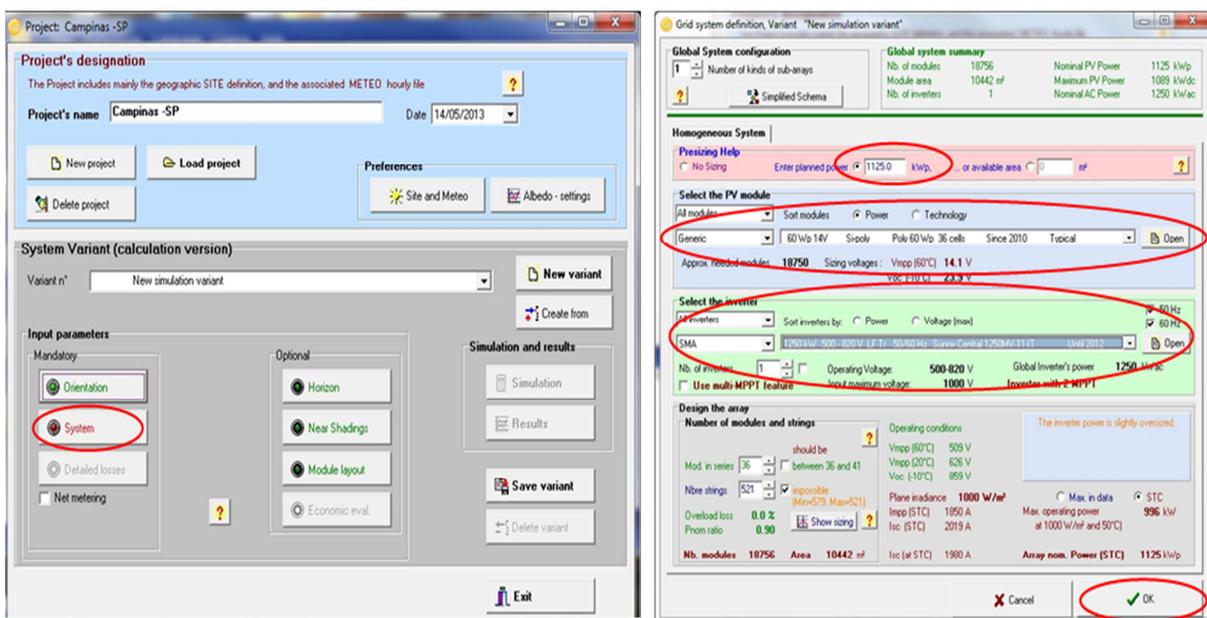


Figura 3.6 Parâmetros do sistema para simulação.

Fonte: Elaboração própria a partir software PVsyst.

A ausência de informações dos parâmetros de alguns projetos exigiu que fossem realizadas suposições para a simulação das plantas. Como o PV1, apresentou o maior número de dados e adotou cinco tecnologias fotovoltaicas diferentes, optou-se por usá-los quando necessário. Alguns projetos possuem uma planta comercial e outra planta experimental (P&D), classificação essa que também foi adotada nas simulações quando os projetos as mencionavam.

Para o caso de plantas comerciais, na ausência de informações foram considerados os dados da tecnologia de silício policristalino da empresa chinesa Yingli e do inversor centralizado da Ingeteam (usado na planta comercial do PV1 na área 1). Apenas quando se especificava o uso da tecnologia de filme fino de silício amorfo, foi usado o inversor da empresa austríaca Fronius International, pois na área 2 do PV1 foi utilizado inversores descentralizados dessa empresa para

essa tecnologia fotovoltaica. Já para o caso das plantas experimentais, foi utilizado o mesmo inversor (da empresa SMA) para todas as tecnologias adotadas na área 3 da planta experimental do PV1. Quando o projeto informava a tecnologia fotovoltaica prevista, mas não informou o fabricante/modelo, utilizou-se os respectivos dados do PV1. Quando o projeto informava a tecnologia fotovoltaica e os fabricante/modelo utilizou-se esse dado, mas não informaram fabricante/modelo do inversor, utilizou-se os dados dos inversores da PV1, ou seja, ou Fronius ou Ingeteam. As simulações encontram-se no Apêndice B da presente tese.

Quando o projeto não mencionava se a planta era comercial ou experimental e nem qual tecnologia usaria, adotou-se o modelo de planta comercial da área 1 do PV1. Todos dos dados específicos usados são encontrados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Sistemas modelos usados, quando necessário, para as estimativas dos projetos da Chamada 13

Características	Inversor	Tecnologia fotovoltaica	Fabricante	Modelo
Planta Comercial ou planta sem qualquer informação	Ingeteam (Centralizado)	Silício Policristalino	Yingli Solar	YL280P-35b
		Silício Monocristalino	SunPower	SPR-425E-WHT-D
		Disseleneto de Cobre Índio-Gálio	SoloPower	260 W SP3L
		Telureto de Cádmio	First Solar	FS-377
Planta Comercial de filme fino de a-Si	Fronius International (Descentralizado)	Silício Amorfo	DuPont Apollo	DA142-C1
Planta Experimental	SMA – Sunny Mini Central 5000A-11 (Descentralizado)	Silício Policristalino	Yingli Solar	YL250P-32b
		Telureto de Cádmio	First Solar	FS-377
		Silício Amorfo	DuPont Apollo	DA142-C1
		Disseleneto de Cobre Índio-Gálio	SoloPower	260 W SP3L
		Silício Monocristalino	SunPower	SPR-425E-WHT-D
		Silício Monocristalino	SunPower	SPR-425E-WHT-D

Fonte: Elaboração própria.

Após a definição de todos os parâmetros mencionados, foi realizada a estimativa para cada projeto e os resultados foram apresentados conforme o modelo da Tabela 3.2. Os resultados das estimativas de cada projeto são encontrados no Capítulo 4.

Tabela 3.2 Tabela modelo de apresentação dos resultados das simulações

Projeto (nome da empresa proponente)		
Localização geográfica da cidade: Latitude; Longitude; Altitude		
Satélite: Synthetic - NASA-SSE satellite data, 1983-2005 ou Synthetic - Meteonorm 6.1		
Tilt (ângulo do módulo): no plano horizontal		
Albedo: Média do valor		
Potência	MWp	Potência registrada na ANEEL
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	
	Fabricante	-
	Modelo	-
Inversor	Fabricante	-
	Modelo	-
Energia elétrica oficial do projeto	MWh	Quando há dados oficiais de energia elétrica
Energia elétrica estimada	MWh	Resultado gerado no Software PVsyst
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m²	Resultado gerado no Software PVsyst
Relação de desempenho do sistema	%	Resultado gerado no Software PVsyst
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	Equação 3.1

Fonte: Elaboração própria.

O número de horas de insolação equivalente foi calculado através da Equação 3.1 (SILVA, 2013):

$$NHIE = \frac{E.E}{365 * Pn} \quad \text{Eq 3.1}$$

Em que:

E.E = energia elétrica gerada em MWh;

365 = dias em 1 ano;

Pn = potência nominal (MW).

A relação de desempenho do sistema⁴⁰ é a razão entre a produtividade e a irradiação (no período considerado) sendo adimensional; já produtividade é a razão entre a energia gerada, em

⁴⁰ Sigla em inglês: *Perfomace Ratio*.

determinado período de tempo (mês ou ano), e a potência fotovoltaica nominal, é comumente especificada em kWh/kWh.

3.3 Estimativa da emissão evitada de carbono

3.3.1 Identificação da escala dos projetos e da metodologia de contabilização adequada

A partir dos resultados referentes à energia elétrica gerada nos projetos da Chamada 13, partiu-se para a estimativa da emissão evitada de carbono com o uso dos SFCR no SIN. Assim, foi realizada a pesquisa das metodologias utilizadas pela UNFCCC para projetos de MDL que utilizem energia elétrica renovável conectada à rede.

A seleção da metodologia depende das características gerais do projeto e do sistema ao qual ele irá fazer parte. Para o caso dos projetos da Chamada 13, a metodologia AMS-I.D (“Geração de energia renovável conectada à rede”) é a mais adequada, uma vez que se trata de unidades de geração de energia renovável, como fotovoltaica, hidrelétricas, de maré/ondas, eólicas, geotérmicas e de biomassa renovável, que forneçam eletricidade para um sistema de distribuição e/ou substituam a eletricidade de um sistema de distribuição que seja ou tenha sido abastecido por pelo menos uma unidade geradora de energia a partir de queima de combustíveis fósseis.

Além disso, essa metodologia é aplicável também às atividades de projeto que instalem uma nova planta de energia em um local onde não há plantas de energia renovável em operação antes da implementação da atividade de projeto (planta *greenfield*); envolvam adição de capacidade instalada e que envolvam o *retrofit* de planta(s) existente(s); ou envolvam a substituição de planta(s) existente(s). Atualmente, essa metodologia já se encontra em sua versão 17.0, que foi usada na estimativa dessa tese.

De acordo com os parâmetros utilizados para classificar os projetos de MDL quanto à sua escala, já mencionados no Capítulo 2, pode-se concluir que os projetos da Chamada 13 são classificados como de pequena escala do escopo setorial do Tipo I (energia renovável), pois apresentam capacidade instalada variando entre 0,5 e 3 MW, condizente com o limite máximo de 15 MW dessa classificação.

3.3.2 Limite do projeto e definição do cenário de linha de base

Com base na metodologia AMS-I.D, o limite do projeto abrange o local geográfico da fonte de geração renovável. A eletricidade produzida pelo projeto será entregue à rede e substituirá a energia elétrica gerada por outros combustíveis/fontes que emitam carbono. Portanto, de acordo com a metodologia, a extensão espacial do limite do projeto inclui a planta do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema de energia elétrica ao qual ela está conectada, o que no caso da Chamada 13 corresponde ao SIN. Além disso, o cenário de referência do projeto é a continuidade da operação das usinas existentes no sistema ligado à rede e a adição de novas fontes de geração.

No ato da construção dos novos projetos pode ocorrer a emissão de carbono, chamados de emissões de projeto, os quais devem ser contabilizados para estimar a emissão líquida reduzida. A AMS-I.D (versão 17.0) determina que as emissões de projeto devem ser consideradas conforme o procedimento descrito na versão mais recente da “Metodologia consolidada para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (ACM0002) apenas para as seguintes categorias de atividades de projeto:

- Emissões relacionadas à operação de usinas geotérmicas (e.g. gases não condensáveis, consumo de eletricidade/combustíveis fósseis);
- Emissões de reservatórios de água de usinas hidrelétricas.

Assim, para a estimativa das emissões evitadas de CO₂e com a implantação dos projetos da Chamada 13 deve-se considerar que não há emissões de projeto, por se tratar da energia solar fotovoltaica.

Além das emissões de projeto, podem ainda existir emissões decorrentes das fugas, que se referem àquelas resultantes da atividade de projeto, principalmente vinculados às atividades de projetos de grande escala, como por exemplo, grandes hidrelétricas que emitem metano devido a decomposição de matéria orgânica. Projetos “*greenfield*” de pequena escala como solar fotovoltaico possuem emissões de fuga nula.

Dessa forma, as emissões de CO₂E de cada projeto fotovoltaico é igual às emissões de linha de base, uma vez que (UNFCCC, 2013):

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (\text{Eq.3.2})$$

Em que:

ER_y = Redução das emissões no ano y (tCO₂e/ano);

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂e/ano);

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e/ano), que no caso da energia solar fotovoltaica é zero;

LE_y = Emissões decorrentes das fugas no ano y (tCO₂e/ano), que no caso da energia solar fotovoltaica também é zero.

Para o cálculo das emissões de linha de base, é necessário saber a quantidade de energia disponibilizada na rede de distribuição, bem como o fator de emissão do SIN, como pode ser visto na Equação 3.3 (UNFCCC, 2013)::

$$BE_y = EG_{BLy} * EF_{CO_2,grid,y} \quad (\text{Eq. 3.3})$$

Em que:

EG_{BLy} = Quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede elétrica como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh), que no caso foi estimada para cada projeto usando o PVsyst;

$EF_{CO_2,grid,y}$ = Fator de emissão de CO₂e da rede elétrica no ano y (tCO₂e/MWh).

O cálculo da quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede elétrica EG_{BLy} leva em consideração que o projeto consiste em uma nova planta de energia renovável conectada à rede, em uma localização onde não havia nenhuma energia renovável em operação (projeto *greenfield*). Assim, tem-se pela Equação 3.4 (UNFCCC, 2013)::

$$EG_{BLy} = EG_{facility,y} \quad (\text{Eq. 3.4})$$

Em que:

EG_{BLy} = Quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede elétrica como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh);

$EG_{facility,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade fornecida pela planta/unidade de projeto à rede elétrica no ano y (MWh)

O fator de emissão de CO₂E da rede elétrica no ano y (tCO₂e/MWh) é calculado como uma margem combinada (MC)⁴¹, que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (MO)⁴² e da margem de construção (MC)⁴³, conforme pode ser visto na Equação 3.5 (UNFCCC, 2013)::

$$EF_{gr,MC,y} = EF_{grid,MO,y} * w_{MO} + EF_{grid,MC,y} * w_{MC} \quad (\text{Eq. 3.5})$$

Em que:

$EF_{grid,MO,y}$ = Fator de emissão de CO₂e da margem de operação no ano y (tCO₂e/MWh);

w_{MO} = Ponderação do fator de emissão da margem de operação para novos empreendimentos de energia renováveis;

$EF_{grid,MC,y}$ = Fator de emissão de CO₂e da margem combinada no ano y (tCO₂e/MWh);

w_{MC} = Ponderação do fator de emissão para margem de construção para novos empreendimentos de energia renováveis.

No Brasil, o Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) disponibiliza o $EF_{grid,OM,y}$ e o $EF_{grid,BM,y}$ para estimativa do fator de emissão do SIN. No caso do $EF_{grid,OM,y}$, o MCTI utiliza o método da OM da análise dos dados de despacho⁴⁴, apresentando os fatores na forma horária, diária, mensal e anual. No caso do $EF_{grid,BM,y}$, o MCTI se baseia nas informações mais recentes disponíveis sobre as usinas já construídas⁴⁵ para fornecer o seu valor.

⁴¹ Sigla em inglês: *combined margin* (CM).

⁴² Sigla em inglês: *operation margin* (OM).

⁴³ Sigla em inglês: *build margin* (BM).

⁴⁴ Esse método leva em conta a ordem de funcionamento do despacho do sistema da rede para cada usina do sistema e a quantidade de energia (MWh) despachada de todas as usinas no sistema durante cada hora em que a atividade do projeto esteja em funcionamento (UNFCCC, 2013).

⁴⁵ Esse método considera as cinco usinas que foram construídas mais recentemente ou a capacidade adicional das usinas no sistema elétrico (que compreendam 20% da geração do sistema - em MWh - e que foram construídas mais recentemente). A opção a ser utilizada é aquela cujo grupo de amostra compreenda a maior geração anual (UNFCCC, 2013).

Com relação à ponderação dos respectivos fatores de emissão, a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” - Versão 2.2.1 determina que para os projetos de energia eólica e solar, os pesos padrão sejam os seguintes: $w_{MO} = 0,75$ e $w_{MB} = 0,25$, em razão da sua natureza intermitente (UNFCCC, 2013).

Com os parâmetros mencionados foram quantificadas as emissões evitadas pela Chamada 13 em dois cenários: um com os dados do ano base 2011, que foi chamado de Cenário 2011; e outro, com os do ano base 2012, chamado de Cenário 2012. Os resultados obtidos são apresentados no Capítulo 4.

3.4 Contribuições da Chamada 13 para o Desenvolvimento Sustentável

Segundo CIMGC, todo projeto de MDL tem que apresentar suas contribuições para o desenvolvimento sustentável, que deverão constar no DCP através do ANEXO III da Resolução I, que versa sobre as contribuições para o desenvolvimento sustentável da atividade de projeto. Essas contribuições são avaliadas, de acordo com a pertinência, no âmbito local, regional e nacional e devem levar em conta os cinco aspectos mencionados no Capítulo 2: contribuição para a sustentabilidade ambiental local; contribuição para o desenvolvimento das condições de trabalho e a geração líquida de empregos; contribuição para a distribuição de renda; contribuição para capacitação e desenvolvimento tecnológico; contribuição para a integração regional e a articulação com outros setores.

Assim, a contribuição com o uso de SFCR da Chamada 13 foi analisada de forma qualitativa considerando as especificidades dos sistemas fotovoltaicos e a realidade estrutural e econômica brasileira. Alguns dados estatísticos foram utilizados, como a quantidade de empregos gerados na cadeia de sistemas fotovoltaicos (NATIONAL SOLAR JOBS CENSUS, 2012 e SIMAS, 2012), mas referem-se à estimativas médias mundiais que, apesar de serem passíveis de questionamento quanto a sua adequação à realidade brasileira, servem, ainda, de parâmetro para determinar a dimensão das contribuições para o desenvolvimento sustentável. O resultado dessa análise qualitativa encontra no Capítulo 5.

Por fim, com as estimativas de redução de emissão de CO₂e e as análises realizadas acerca da contribuição para o desenvolvimento sustentável, foi realizado o preenchimento do Formulário do Documento de Concepção do Projeto (CDM-SSC-PDD) versão 3.0 da UNFCCC, formulário esse que é enviado a CIMGC para análise e aprovação como um projeto de MDL. Como o PV1 forneceu a maior parte dos dados necessários, ele foi utilizado como exemplo para esse preenchimento, resultando no DCP que também se encontra no Capítulo 5.

4 ESTIMATIVA DA ENERGIA ELÉTRICA GERADA E DAS EMISSÕES DE CO₂e DA CHAMADA 13

A estimativa da energia elétrica gerada pelos projetos da Chamada 13 foi realizada usando o software PVsyst versão 6.1.7, o qual exige a entrada de valores de parâmetros específicos, tais como localização geográfica, albedo, angulação dos painéis em relação ao plano horizontal, tecnologia fotovoltaica, inversores e potência em kWp.

Assim, foi enviado um questionário (apresentado no Apêndice A da presente tese) para todas as empresas contempladas na Chamada visando obter os resultados mais realistas possíveis. Do total de 18 projetos, apenas sete responderam: cinco informando que desistiram da Chamada e apenas dois responderam ao questionário. A Tabela 4.1 mostra as empresas que responderam ao questionário, as empresas que não responderam ao questionário e as empresas que notificaram o cancelamento e o andamento do projeto.

Tabela 4.1 Resposta das empresas proponentes ao questionário

Empresas que responderam ao questionário	Empresas que não responderam ao questionário e não comunicaram o andamento do projeto	Empresas que responderam comunicando o cancelamento do projeto
CPFL-PV1 CESP-PV6	ELEKTRO-PV2 FURNAS-PV3 COELBA-PV4 CHESF-PV5 CTEEP-PV7 PETROBRÁS-PV8 TRACTEBEL-PV9 ELETROSUL-PV10 CEMIG-D-PV11 CEEE-GT-PV12 MPX-PV13	AES ELETROPAULO CELG COELCE COPEL (2 PROJETOS)

Fonte: Elaboração própria

Com isso, a Chamada 13 da ANEEL conta com 13 projetos que totalizam a potência instalada de 16,913 MWp.

Para dar andamento às estimativas, foi realizada a pesquisa no endereço eletrônico da ANEEL, o qual consta alguns dados da reunião promovida pela agência em abril de 2013 para monitorar o andamento dos projetos. As empresas que não responderam ao questionário e apresentaram a formulação do projeto na página eletrônica da ANEEL foram: FURNAS, COELBA, CHESF, PETROBRAS, TRACTEBEL, CEMIG e CEEE-GT. As empresas que não responderam ao questionário e não apresentaram o projeto na reunião citada foram: ELEKTRO, CTEEP, ELETROSUL, MPX. O resultado da pesquisa e do questionário encontra-se na Seção 4.1.

Conforme mencionado no Capítulo 3, os projetos que não disponibilizaram os dados ou que os contém de forma mais genérica, ou seja, sem informar o tipo de tecnologia e fabricante/modelo de módulos fotovoltaicos, fabricante/modelo de inversores ou outros dados relevantes para simulação, tiveram a energia elétrica estimada com base no PV1, da CPFL Energia, projeto esse que forneceu o maior número de informações e já se encontra em operação. Esse sistema foi chamado de “projeto de referência” e apresenta-se descrito de forma mais detalhada a seguir.

Posteriormente, estimou-se as emissões evitadas com a implementação dos 13 projetos aprovados utilizando a metodologia AMS-I.D, aprovada pelo UNFCCC, como mencionado anteriormente. Os resultados encontram-se na subseção 4.2.

4.1 Energia elétrica estimada dos Projetos Chamada 13

4.1.1 Projeto Inserção Técnico-Comercial de Geração Solar Fotovoltaica na Rede da CPFL - Diversificando A Matriz Energética Brasileira – CPFL (PV1) - “Projeto de Referência”.

O projeto da CPFL Energia tem potência instalada de 1,085 MWp e é o único da Chamada 13 que está em funcionamento. Foi inaugurado em 27/11/2012 e está localizado na Subestação Tanquinho, da própria CPFL, no município de Campinas/SP, como pode ser visto em amarelo na Figura 4.1. Essa subestação recebe energia de Furnas Centrais Elétricas (FURNAS), localizada em área adjacente (em vermelho), e abriga o PV1 na área em branco. Segundo Camargo (2013), a

área foi escolhida em virtude da proximidade dos alimentadores, não havendo necessidade de construção de linhas de transmissão. Além disso, o terreno é plano e sem cobertura vegetal.



Figura 4.1 Subestação Tanquinho em Campinas – SP

Fonte: Camargo (2013).

O projeto previu a instalação de sistemas conectados ao sistema de média tensão e baixa tensão. A área selecionada para a instalação do PV1 de média tensão é mostrada na Figura 4.2 como A1 e A2. A área A1 foi designada para instalação da planta fotovoltaica com potência de 0,499 MWp e tecnologia de Si policristalino (poli c-Si), sendo a empresa responsável pela instalação a SunEdison. Na área A2, a tecnologia utilizada é de filme fino e a empresa responsável pela instalação é a Empresa Brasileira de Energia Solar Ltda. (EBES). As áreas A3 foram destinadas à instalação das plantas fotovoltaicas de menor potência, conectados ao sistema em baixa tensão.

Na área A1 a SunEdison escolheu utilizar os módulos fotovoltaicos de poli c-Si da empresa chinesa Yingli, totalizando 1.782 módulos instalados(homologado pelo INMETRO) que pode ser visualizado na Figura 4.3, e suas principais características técnicas encontram-se na Tabela 4.2.

O escopo do projeto previu a utilização de um inversor central e a SunEdison selecionou o inversor da empresa espanhola Ingeteam, visto na Figura 4.4. Na Tabela 4.3 encontram-se as principais características técnicas desse inversor.



Figura 4.2 Área A1, A2 e A3 destinadas à instalação do PV1

Fonte: CAMARGO (2013).



Figura 4.3 Módulo Fotovoltaico YL 280-35b

Fonte: Camargo (2013).

Tabela 4.2 Especificações do painel fotovoltaico Yingli

Modelo	YL 280-35b
Potência Máxima (W)*	280
Corrente em potência máxima (A)*	7,89
Tensão em potência máxima (V)*	35,5
Corrente de curto-circuito (A)*	8,35
Tensão de circuito aberto (V)*	45,0
Dimensões (CxLxA em mm)	1970 x 990 x 50
Peso (kg)	26,8
Eficiência de conversão (INMETRO)	14,3
Classificação Eficiência – INMETRO	A

Fonte: Camargo (2013).



Figura 4.4 Inversor Central da Ingeteam - modelo IngeconSun 500 TL U 275

Fonte: Camargo (2013).

Tabela 4.3 Características técnicas do inversor

Dados Técnicos	IngeconSun 500TL U 275
Entrada (C.C.)	
Faixa de potência FV recomendada (@ STC do módulo)	532 – 650 kW _p
Max. tensão CC	900 V
Intervalo tensão MPP	450 V – 750 V
Min. tensão CC	150 V
Max. corrente entrada C.C.	1.072 A
Numero de entradas C.C.	12
Número de MPP tracker	3
Saída (C.A.)	
Potência nominal CA modo HT ⁽³⁾	500 Kw
Max. potência C.A. modo HP ⁽⁴⁾	519 kW
Tensão nominal C.A.	275 V Sistema IT
Intervalo de tensão CA	160 – 280 V
Frequência nominal C.A.	50 / 60 Hz
Corrente máxima de saída C.A.	1.104 A
Fator de potência (cos φ) ajustável	0,9 atrasado ... 0,9 adiantado a P _{nom}
THD ⁽⁶⁾	≤ 3,0%
Max. eficiência	98,5%
Dimensões (L / A / P) em mm	3.075 / 1940 / 830
Peso	1.900 kg
Intervalo temperatura de operação (plena carga)	- 20 °C...+65 °C
Grau de Proteção	IP 20
Consumo noturno	< 5W
Consumo em standby	90 W

Fonte: Camargo (2013).

No que se refere à estrutura de sustentação dos painéis fotovoltaicos, na A1 foram utilizadas a estrutura fixa e a estrutura móvel (*tracker*). Na estrutura fixa foram instalados 1.188 módulos (como mencionado anteriormente), em 66 *strings*⁴⁶, em um ângulo de inclinação de 20° em relação ao solo. Na estrutura móvel foram instalados 594 módulos, em 33 *strings*, como pode se observar na Figura 4.5.

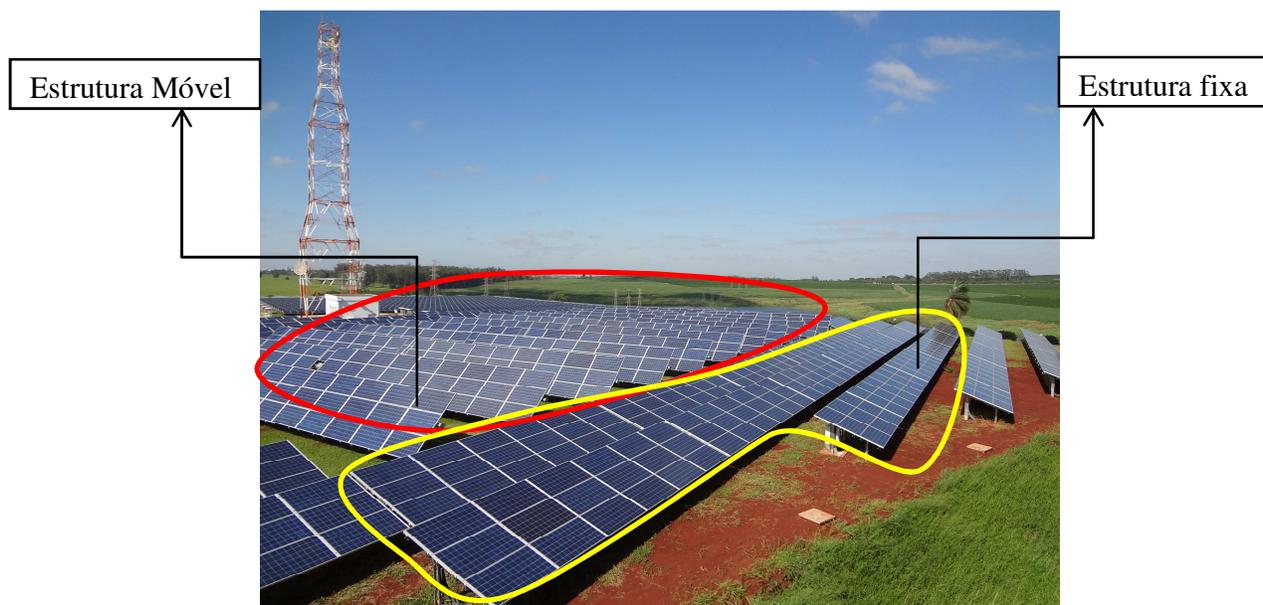


Figura 4.5 Estrutura fixa (em amarelo) e estrutura móvel (em vermelho) da área A1

Fonte: Elaboração própria.

Na área A2, com potência de 0,511 MWp, a empresa EBES optou por utilizar os painéis fotovoltaicos da Apollo-Dupont, com tecnologia de filme fino de silício amorfo microcristalino (a-Si), visualizado na Figura 4.6. No total foram instalados 3.600 painéis fotovoltaicos, cujas principais características técnicas encontram-se na Tabela 4.4.

⁴⁶ *Strings*: conjuntos de módulos fotovoltaicos ligados em série.



Figura 4.6 Painel Fotovoltaico da Apollo-Dupont – modelo DA 142.

Fonte: Camargo (2013).

Tabela 4.4 Especificações do painel fotovoltaico da Apollo-Dupont.

Modelo	DA142
Potência Máxima (W)*	142
Corrente em potência máxima (A)*	1,17
Tensão em potência máxima (V)*	121
Corrente de curto-circuito (A)*	1,43
Tensão de circuito aberto (V)*	156
Dimensões (C x L x E em mm)	1.100 x 1.400 x 7,6
Peso (kg)	30
Eficiência de conversão (INMETRO)	9,1
Classificação Eficiência – INMETRO	B

Fonte: Camargo (2013).

A EBES optou por usar inversores descentralizados, com potência individual de 0,010 MW. Dessa forma, a planta foi projetada para utilizar 50 inversores do fabricante austríaco Fronius International, mostrado na Figura 4.7, cujos dados técnicos encontram-se na Tabela 4.5.



Figura 4.7 Inversor Fronius IG Plus 120 V-3.

Fonte: Camargo (2013).

A tecnologia de filme fino utilizada na A2 necessita de uma área ocupada maior em relação às tecnologias tradicionais de Si, pois ela possui uma relação potência/área menor. Na A1, os painéis de poli c-Si possuem uma relação de 143,6 W/m², enquanto os painéis de filme fino da A2 é de 90,8 W/m² (CAMARGO, 2013).

Tabela 4.5 Características técnicas inversor Fronius IG Plus 120 V-3

Dados Técnicos	IG Plus 120 V-3
Entrada (C.C.)	
Max. potência CC (@ $\cos \varphi = 1$)	10.590 W
Max. tensão CC	600 V
Tensão nominal CC	370 V
Intervalo tensão MPP	230 V – 500 V
Min. tensão CC	230 V
Max. corrente entrada	46 A
Número de MPPT	1
Saída (C.A.)	
Potência nominal CA a 230 V, 50Hz	10.000 W
Max. potência aparente CA	10.000 VA
Tensão nominal CA	3~NPE 400 V / 230 V
Intervalo de tensão CA	180 – 270 V
Frequência CA da rede	50 Hz / 60 Hz
Corrente nominal máxima de saída	14,5 A
Fator de potência ($\cos \varphi$) ajustável	0,85 – 1 ind. / cap
Harmônicas total da corrente de saída C.A. tensão THD < 2%, potência C.A. > 0,5 potência A.C. nominal	≤ 3,0%
Max. Eficiência.	95,9%
Dimensões (L / A / P) em mm	1.263 / 434 / 250
Peso	49,2 kg
Intervalo temperatura de operação (plena carga)	- 20 °C...+55 °C
Topologia	Transformador HF
Grau de proteção	IP54

Fonte: Camargo (2013).

Essa característica exigiu da EBES maiores esforços de engenharia para o projeto das estruturas, pois foi necessário diminuir a inclinação dos painéis a fim de diminuir a distância entre as fileiras para acomodar os 3.600 painéis da instalação (CAMARGO, 2013). Esse aspecto,

aliado às características da estrutura do solo ⁴⁷, levaram a empresa a optar pelo projeto de dois tipos de estrutura com diferentes inclinações dos painéis em relação ao solo. Na área periférica da planta, na borda do talude, foi projetada uma estrutura tipo duas-águas com inclinação de 6°, como pode ser visto na Figura 4.8. Nessas estruturas as estacas utilizaram concreto na fundação, pois na borda do talude a incidência do vento é maior em relação ao solo (CAMARGO, 2013).



Figura 4.8 Instalação dos painéis da A2 próximo ao talude com inclinação de 6° e com “duas águas”.

Fonte: Elaboração própria.

Na área central da planta, a estrutura projetada foi a meia-água, tradicional, com inclinação de 12° dos painéis em relação ao solo e com as estacas inseridas sem utilização de concreto (Figura 4.9) (CAMARGO, 2013).

⁴⁷ A estrutura do solo mostrou-se com baixa resistência ao arrancamento das estacas que foram projetadas para suportar as estruturas de fixação dos painéis.



Figura 4.9 Painéis da A2 na parte central: meia água com inclinação de 12°.

Fonte: Elaboração própria.

Para as áreas A3 foi prevista a instalação de 5 diferentes painéis fotovoltaicos conectados em baixa tensão, com 5 tecnologias diferentes e potência total de 0,075 MWp: policristalino (poli c-Si), amorfo (a-Si), Telureto de Cádmio (CdTe), Disseleneto de Cobre Índio-Gálio (CIGS) e monocristalino (mono c-Si). Além disso, utilizaram-se inversores da fabricante SMA, descentralizados. A Tabela 4.6 sintetiza o fabricante, modelo e a potência total instalada com cada tecnologia fotovoltaica e o inversor usado (CAMARGO, 2013).

Tabela 4.6 Tecnologia, fabricante e modelo dos painéis fotovoltaicos e inversor da A3

Tecnologia fotovoltaica	Fabricante	Modelo	Potência (MWp)
poli c-Si	Yingli Solar	YL250P-32b	0,015
CdTe	First Solar	FS-377	0,015
a-Si	DuPont Apollo	DA142-C1	0,015
CuInSe ₂	SoloPower	260 W SP3L	0,015
mono-Si	SunPower	SPR-425E-WHT-D	0,015
Inversor	SMA	Sunny Mini Central 5000A-11	0,015

Fonte: Elaboração própria a partir de Camargo (2013).

A partir de todos os dados mencionados, foram feitas 7 simulações da energia gerada no PV1: uma na A1, uma na A2 e 6 na A3. Os dados de entrada do PVSyst e os resultados encontrados podem ser vistos na Tabela 4.7 e os dados consolidados encontram-se na Tabela 4.8.

Tabela 4.7 Dados e resultados da simulação do PV1

Projeto PV1 - CPFL								
Localização geográfica da cidade de Campinas/SP: Latitude 22,9°S; Longitude 47,1°W; Altitude 691 m								
Satélite: Synthetic - NASA-SSE satellite data, 1983-2005								
Tilt (ângulo do módulo): Área 1 = 20°; Área 2 = 12°; Área 3 = 25°								
Albedo médio da superfície grama (0,15 - 0,25): 0,20								
		Área 1	Área 2	Área 3				
Potência	MWp	0,499	0,511	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	Poli c-Si	a-Si	Poli c-Si	CdTe	a-Si	CIGS	Mono c-Si
	Fabricante	Yingli Solar	DuPont Apollo	Yingli Solar	First Solar	DuPont Apollo	SoloPower	SunPower
	Modelo	YL280P-35b	DA142-C1	YL250P-32b	FS-377	DA142-C1	260 W SP3L	SPR-425E-WHT-D
Inversor	Fabricante	Ingeteam	Fronius International	SMA	SMA	SMA	SMA	SMA
	Modelo	Ingecon Sun 500 TL U X275	IG Plus 120 V-3	Sunny Mini Central 5000A-11				
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	-	-	-	-	-	-	-
Energia elétrica estimada	MWh/ano	661,6	623,9	23,26	24,58	24,42	24,92	24,11
Área ocupada pelo módulos fotovoltaicos	m ²	3.119	5.544	108	138	164	151	78
Relação de desempenho do sistema	%	79,9	82,1	77,6	82,6	81,9	80	78,8
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	4,05	4,48	4,25	4,49	4,46	4,55	4,4

Fonte: Elaboração própria

Tabela 4.8 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV1

Potência	MWp	1.085
Energia elétrica estimada	MWh/ano	1.407
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	9.302
Média da Relação de Desempenho do sistema	%	80,4
Média de Horas de Insolação Equivalente	Horas/dia	4,4

Fonte: Elaboração própria a partir da Tabela 4.8.

4.1.2 Projeto PUCSOLAR (PV2)

O projeto PUCSOLAR prevê a instalação de módulos solares no Campus da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), com potência total de 0,5 MWp, que serão conectados à rede do Campus. São parceiros do projeto a Elektro (proponente) e PUC-Rio (executora) (ANEEL, 2013). Na Figura 4.10 pode-se observar o prédio e as áreas previstas para a instalação do PV2 (em destaque).



Figura 4.10 Área de instalação do PV2 no campus da PUC-Rio

Fonte: ANEEL (2013)

A ausência total de informação exigiu a utilização dos dados da planta comercial com poli c-Si usado no PV1. Os resultados da Tabela 4.9 mostram que, a partir do modelo definido será preciso no mínimo uma área de 3.483 m² para instalar os painéis, o que poderá impactar na produção de energia elétrica uma vez que, como se pode observar na Figura 4.10 (em destaque), há alguns obstáculos na cobertura da PUC/RIO que promovem o sombreamento de áreas.

Tabela 4.9 Dados e resultados da simulação do PV2

Projeto PV2 - Elektro		
Localização geográfica da cidade do Rio de Janeiro/RJ: latitude 23°S; Longitude 43,2°W; Altitude 25 m		
Satélite: Synthetic - NASA-SSE satellite data, 1983-2005		
Tilt (ângulo do módulo): 30°		
Albedo médio da superfície concreto (0,25 - 0,35): 0,30		
Potência	MWp	0,5
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	Poli c-Si
	Fabricante	Yingli Solar
	Modelo	YL280P-35b
Inversor	Fabricante	Ingeteam
	Modelo	Ingecon Sun 500 TL U X275
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	-
Energia elétrica Estimada	MWh/ano	721
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	3.483
Relação de desempenho do sistema	%	80,8
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	3,95

Fonte: Elaboração própria.

4.1.3 Projeto Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira – FURNAS (PV3)

O projeto proposto por FURNAS apresenta potência instalada de 3 MWp, dividida em 2 tecnologias (módulo fotovoltaico com concentrador - CPV e *tracker*; e módulos convencionais Poli c-Si com *tracker*) em 4 subsistemas, como pode ser visto na Figura 4.11. A área onde será instalado o sistema fica no município de Jaíba/MG e dista 647 km da capital Belo Horizonte, sendo prevista a sua conexão à rede das Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG).

Apesar de a empresa não ter respondido ao questionário, foram encontrados alguns dados gerais no site eletrônico da ANEEL, os quais foram usados na simulação. No entanto, devido a falta de informações técnicas específicas, foi considerada a potência nominal total (3 MWp) como planta comercial, cujos resultados podem ser observados na Tabela 4.10.

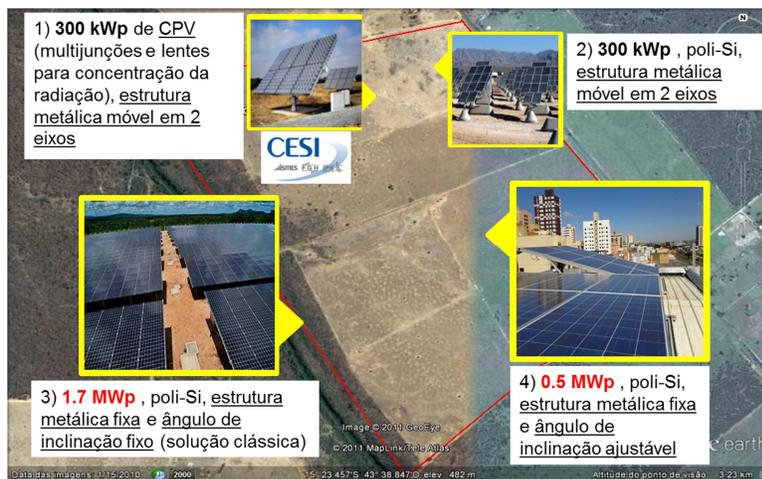


Figura 4.11 Área onde será instalada a planta do Projeto Jaíba Solar

Fonte: ANEEL (2013).

Tabela 4.10 Dados e resultados da simulação PV3

Projeto PV3 Furnas		
Localização geográfica da cidade de Jaíba/MG: latitude 15,3°S; Longitude 43,7°W; Altitude 482 m		
Satelite: Synthetic - NASA-SSE satellite data, 1983-2005		
Tilt (ângulo do módulo): 15°		
Albedo Caatinga (0,24): 0,24		
Potência	MWp	3,0
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	Poli c-Si
	Fabricante	Yingli Solar
	Modelo	YL280P-35b
Inversor	Fabricante	Ingeteam
	Modelo	Ingecon Sun 500 TL U X275
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	-
Energia elétrica estimada	MWh/ano	5.074
Área ocupada pelo módulos fotovoltaicos	m ²	20.899
Relação de desempenho do sistema	%	78,0
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	4,63

Fonte: Elaboração própria.

4.1.4 Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira – Arena Pernambuco – COELBA (PV4)

O projeto proposto pela Companhia Elétrica da Bahia (COELBA) refere-se à instalação de uma usina de geração solar fotovoltaica com potência de 1 MWp no estádio de futebol “Arena Pernambuco”, na cidade de Recife/PE. A planta prevista pode ser visualizada através da Figura 4.12 e seu detalhamento, da Figura 4.13.

Segundo ANEEL (2013) as tecnologias utilizadas são: 950 kWp com tecnologia mono c-Si (simulado como PV4-a) em uma planta comercial e uma planta experimental com 10 kWp de mono c-Si (PV4-b), 10 kWp de poli c-Si (PV4-c), 10 kWp de a-Si (PV4-d), 10 kWp de CdTe (PV4-e) e 10 kWp de CIGS (PV4-f). Apesar do detalhamento das potências e tecnologias previstas, não existem maiores detalhes sobre, por exemplo, os fabricantes dos módulos e inversores, tendo sido usados os dados dos modelos para cada tecnologia conforme Tabela 3.1.

Os resultados da simulação podem ser visto na Tabela 4.11 e o resultado consolidado na Tabela 4.12.



Figura 4.12 Planta do PV4 que foi instalada próxima ao estádio de futebol “Arena Pernambuco”.

Fonte: ANEEL (2013)

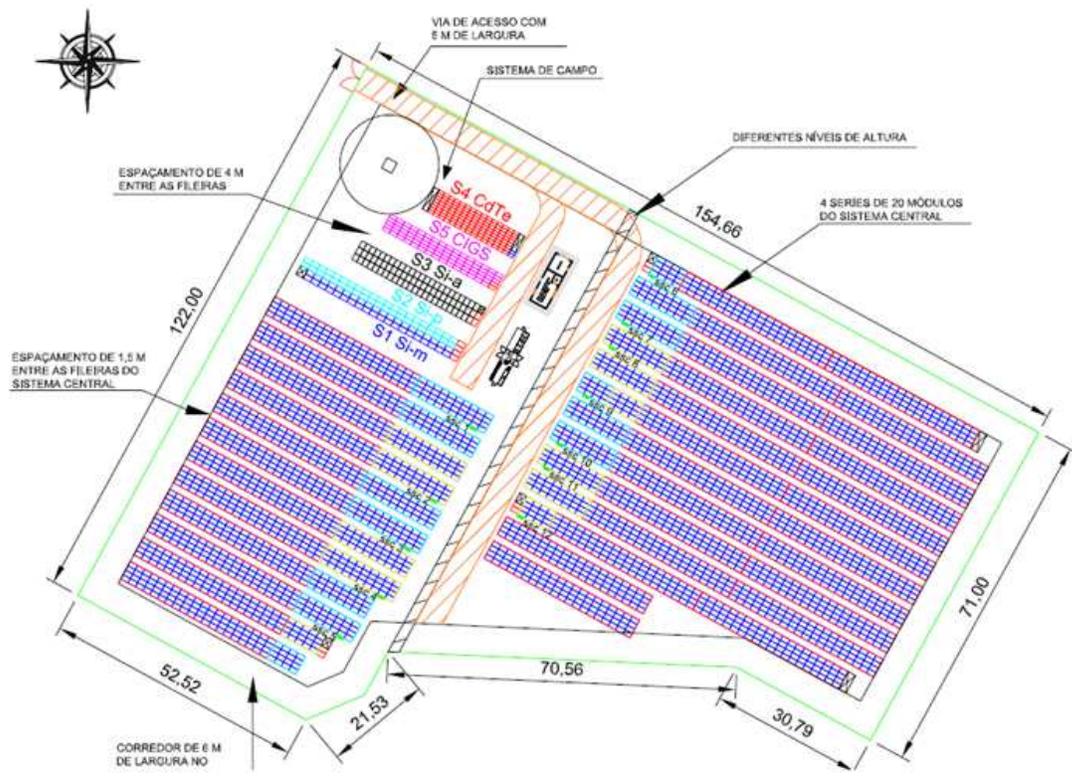


Figura 4.13 Disposição dos módulos solares da Arena Pernambuco

Fonte: ANEEL (2013)

Tabela 4.11 Dados e resultados da simulação PV4

Projeto PV4 COELBA							
Localização geográfica da cidade de Recife/PE: latitude 8,1°S; Longitude 34,9°W; Altitude 9 m							
Satélite: Synthetic - NASA-SSE satellite data, 1983-2005							
Tilt (ângulo do módulo): 10° em todas as plantas							
Albedo médio situação urbana (0,14 – 0,22): 0,18							
		PV4-a	PV4-b	PV4-c	PV4-d	PV4-e	PV4-f
Potência	MWp	0,950	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	Mono c-Si	Mono c-Si	Poli c-Si	a-Si	CdTe	CIGS
	Fabricante	SunPower	SunPower	Yingli Solar	DuPont Apollo	First Solar	SoloPower
	Modelo	SPR-425E-WHT-D	SPR-425E-WHT-D	YL250P-32B	DA142-C1	FS-377	260 W SP3L
Inversor	Fabricante	Ingeteam	SMA	SMA	SMA	SMA	SMA
	Modelo	Ingecon Sun 500 TL U X275	Sunny Mini Central 5000A-11				
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	1.343	-	-	-	-	-
Energia elétrica Estimada	MWh/ano	1.633	22,85	17,06	26,21	21,46	23,66
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	4.826	69	74	164	112	131
Relação de desempenho do sistema	%	79,9	77,5	77,5	81,1	81,9	80,8
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	4,71	6,26	4,67	7,18	5,88	6,48

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.12 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV4

Potência	MWp	1,0
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	1.500
Energia elétrica estimada	MWh/ano	1.744
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	5.376
Média da Relação de Desempenho do sistema	%	79,8
Média de Horas de Insolação Equivalente	Horas/dia	5,9

Fonte: Elaboração própria.

4.1.5 Central Fotovoltaica da Plataforma Solar de Petrolina – CHESF (PV5)

O projeto proposto pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) refere-se à instalação de uma usina de geração solar fotovoltaica com potência de 3,0 MWp, conectada à rede elétrica da Companhia de Eletricidade de Pernambuco (CELPE), na cidade de Petrolina/PE, distante 722 km da capital Recife. A Figura 4.14 mostra a localização prevista do projeto.

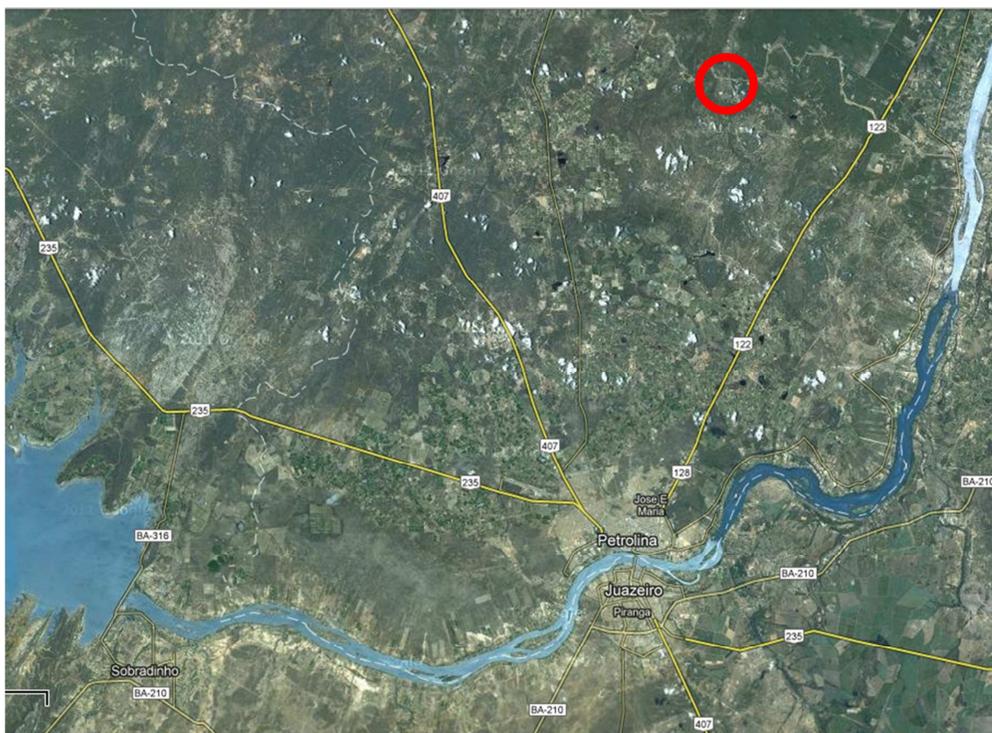


Figura 4.14 Localização da instalação do SFRC proposto pela CHESF.

Fonte: ANEEL (2013).

A planta é dividida em duas plantas: uma de 2,5 MWp, chamada de planta base (planta comercial); e outra de 0,5 MWp, chamada de planta tecnológica (planta experimental). Na planta base o projeto prevê a utilização de “*tecnologia reconhecidamente testada como silício cristalino*”, não sendo informando se é mono c-Si ou poli c-Si. Já na planta tecnológica, só se menciona que “*será testada diferentes materiais e configurações de gerações*”, sem se aprofundar sobre o assunto.

Assim, admitiu-se para a planta base os dados da planta comercial com poli c-Si (PV5-a) e para a planta tecnológica, de caráter experimental, dividiu-se a potência instalada em cinco tecnologias: 10 kWp mono c-Si (PV4-b), 10 kWp de poli c-Si (PV4-c), 10 kWp de a-Si (PV4-d); 10 kWp de CdTe (PV4-e) e 10 kWp de CIGS (PV4-f).

Os resultados obtidos de cada planta encontram-se na Tabela 4.13 e os resultados consolidados, na Tabela 4.14.

Tabela 4.13 Dados e resultados da simulação PV5

Projeto PV5 CHESF							
Localização geográfica da cidade de Petrolina/PE: latitude 9,4°S; Longitude 40,5°W; Altitude 377 m							
Satélite: Synthetic - NASA-SSE satellite data, 1983-2005							
Tilt (ângulo do módulo): 10° para todas plantas							
Albedo da caatinga (0,24) : 0,24							
		PV5-a	PV-B	PV5-c	PV5-d	PV5-e	PV5-f
Potência	MWp	2,500	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	Poli c-Si	Mono c-Si	Poli c-Si	a-Si	CdTe	CIGS
	Fabricante	Yingli Solar	SunPower	Yingli Solar	DuPont Apollo	First Solar	SoloPower
	Modelo	YL280P-35b	SPR-425E-WHT-D	YL250P-32B	DA142-C1	FS-377	260 W SP3L
Inversor	Fabricante	Ingeteam	SMA	SMA	SMA	SMA	SMA
	Modelo	Ingecon Sun 500 TL U X275	Sunny Mini Central 5000A-11				
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	-	-	-	-	-	-
Energia elétrica estimada	MWh/ano	4.146	22,25	16,55	26,69	20,97	23,12
Área ocupada pelo módulos fotovoltaicos	m ²	17.412	69	74	164	112	131
Relação de desempenho do sistema	%	80,8	76,9	76,9	81,0	81,6	80,4
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	4,54	6,10	4,53	7,31	5,75	6,33

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.14 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV5

Potência	MWp	3,0
Energia elétrica estimada	MWh/ano	4.256
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	17.962
Média da Relação de Desempenho do sistema	%	79,6
Média de Horas de Insolação Equivalente	Horas/dia	5,8

Fonte: Elaboração própria.

4.1.6 Projeto Desenvolvimento e instalação piloto de geração fotovoltaica para Modelo Estratégico de Referência Tecnológica, Regulatória, Econômica e Comercial, inserindo esta energia na matriz energética nacional – Projeto Villa Lobos – CESP (PV6)

O projeto proposto pela Companhia Energética de São Paulo (CESP) refere-se à usina de geração solar fotovoltaica com potência de 0,549 MWp que será instalada no Parque Villa Lobos e no Parque Cândido Portinari, localizados na cidade de São Paulo/SP. Esses parques ocupam, respectivamente, as áreas de 732.000 m² e 80.000 m². A Figura 4.15 mostra a localização das plantas no Parque Villa Lobos. A energia gerada será conectada à rede da concessionária de distribuição da cidade, que é a empresa AES Eletropaulo.

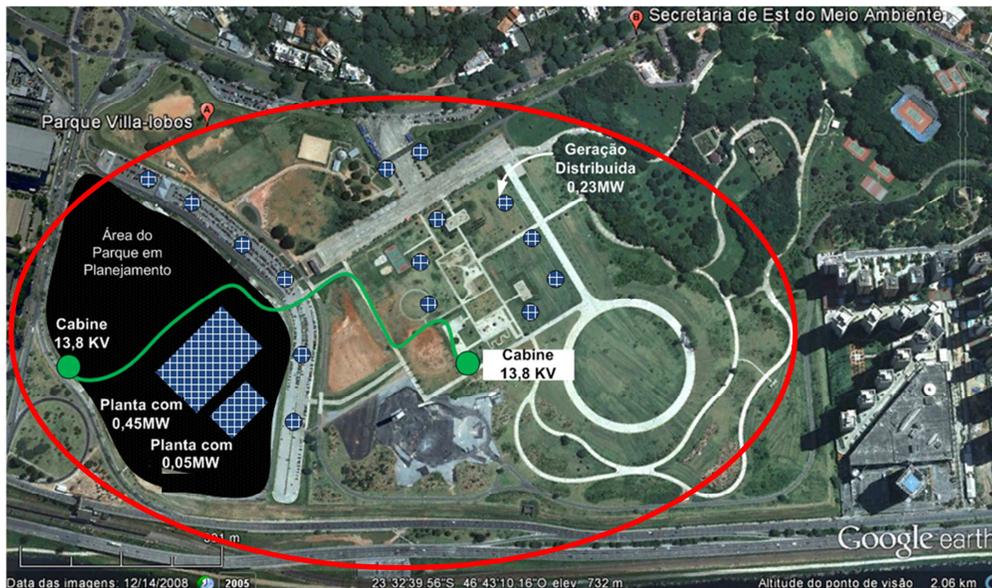


Figura 4.15 Disposição do projeto Villa Lobos da CESP.

Fonte: ANEEL (2013).

No que se refere à tecnologia fotovoltaica, o projeto prevê a utilização de componentes fotovoltaicos fabricados no Brasil e com tecnologia também desenvolvida no país. Assim, utilizará painéis fotovoltaicos fabricados pela empresa brasileira Tecnometal (Dya Solar), cujos modelos podem ser visto na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 Fabricante, modelo, tecnologia, angulação e potência (PV6)

	Fabricante	Modelo	Tecnologia	Angulação	Potência PV6 (MWp)
PV6-a	Dya Solar	SV-245D20	Poli c-Si	6°	0,450
PV6-b	Dya Solar	SV-240D20	Poli c-Si	23°	0,053
PV6-c	Dya Solar	SV-250D20	Mono c-Si	23°	0,040
PV6-d	Dya Solar	SV-245D12	Poli c-Si	23°	0,0056
				Total	0,5486

Fonte: Elaboração própria

Vale comentar que no escopo do PV6 há referência à utilização de *tracker* no subsistema PV6-b com angulação de 0° a 70°, porém como mencionado no Capítulo 3, a versão do PVsyst não permite a simulação com *tracker* sem um desenho da planta e, por isso, foi utilizado suporte fixo. No que tange ao inversor, a CESP ainda não escolheu o fabricante, tendo sido utilizados os respectivos inversores mencionados no sistema modelo. Os resultados obtidos em cada simulação e o consolidado encontram-se na Tabela 4.16 e Tabela 4.17, respectivamente.

Tabela 4.16 Dados e resultados da simulação da PV6

Projeto PV6 CESP					
Localização geográfica da cidade de São Paulo/SP: latitude 23,6°S; Longitude 46,6°W; Altitude 760 m					
Satélite: Synthetic - Meteonorm 6.1					
Tilt (ângulo do módulo): 6° PV6-a, 23° para as demais					
Albedo médio da situação urbana (0,14 - 0,22): 0,18					
		PV6-a	PV6-B	PV6-c	PV6-d
Potência	MWp	0,450	0,053	0,040	0,0056
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	Poli c-Si	Poli c-Si	Mono c-Si	Poli c-Si
	Fabricante	TECNOMETAL	TECNOMETAL	TECNOMETAL	TECNOMETAL
	Modelo	SV-245D20	SV-240D20	SV-250D20	SV-245D20
Inversor	Fabricante	SMA	SMA	Ingeteam	Ingeteam
	Modelo	Sunny Mini Central 5000A-11	Sunny Mini Central 5000A-11	Ingecon Sun 40 TL	Ingecon Sun 6 HF
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	-	-	-	-
Energia elétrica estimada	MWh/ano	682	71,2	63,9	5,3
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	2.969	315	258	23
Relação de desempenho do sistema	%	86,2	82,7	82,7	84,1
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	4,15	3,68	4,38	2,59

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.17 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV6

Potência	MWp	0,549
Energia elétrica estimada	MWh/ano	822
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	3.565
Média da Relação de Desempenho do sistema	%	83,9
Média de Horas de Insolação Equivalente	Horas/dia	3,7

Fonte: Elaboração própria.

4.1.7 Desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede – ISA-CTEEP (PV7)

O projeto da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (ISA-CTEEP) prevê a instalação de módulos solares no Campus da Universidade de São Paulo (USP), na cidade de São Paulo/SP, que totalizam 0,6 MWp de potência. A Figura 4.17 mostra a planta prevista, cuja geração de energia será interligada à rede de distribuição. O projeto é uma parceria entre ISA-CTEEP, Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente (SF-IEE/USP) e CESP.

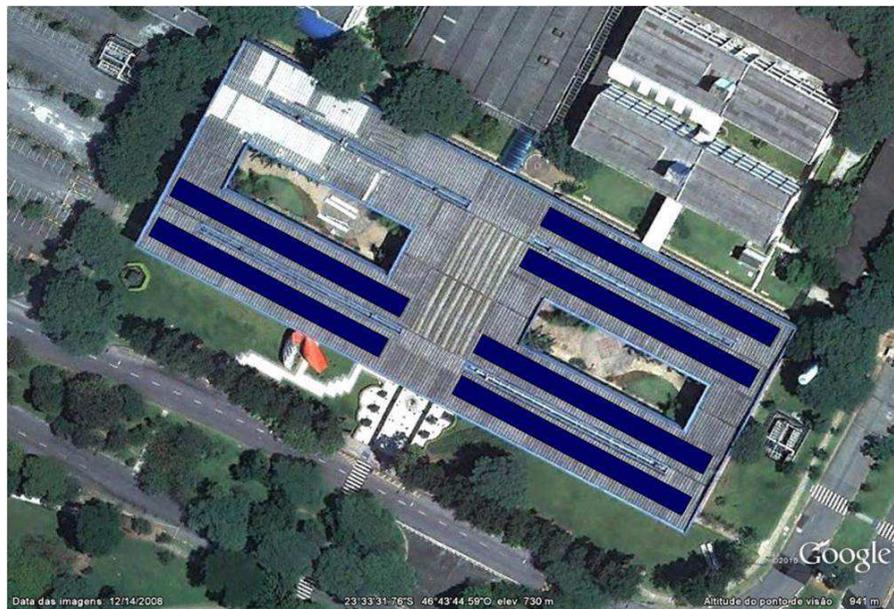


Figura 4.16 Disposição do projeto no Campi da USP.

Fonte: ANEEL (2013).

A falta de maiores informações do projeto levou a utilização do modelo para planta comercial na simulação, cujo resultado encontra-se na Tabela 4.18.

Tabela 4.18 Dados e resultados da simulação PV7

Projeto PV7 CTEEP		
Localização geográfica da cidade de São Paulo/SP: latitude 23,6°S; Longitude 46,6°W; Altitude 760 m		
Satélite: Synthetic - Meteonorm 6.1		
Tilt (ângulo do módulo): 30°		
Albedo médio da superfície concreto (0,25 - 0,35): 0,30		
Potência	MWp	0,6
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	Poli c-Si
	Fabricante	Yingli Solar
	Modelo	YL280P-35b
Inversor	Fabricante	Ingeteam
	Modelo	Ingecon Sun 500 TL U X275
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	-
Energia elétrica Simulada	MWh/ano	847
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	3.965
Relação de desempenho do sistema	%	80,4
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	3,87

Fonte: Elaboração própria.

4.1.8 Estudo do Impacto da Geração Fotovoltaica Centralizada no Sistema Elétrico – PETROBRÁS (PV8)

O projeto proposto pela empresa Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) será instalado no município de Alto Rodrigues/RN. O projeto prevê a instalação de módulos solares com 1,1 MWp de potência total e sua disposição pode ser vista na Figura 4.8.

Segundo ANEEL (2013), o projeto prevê a instalação de 4 subsistemas: 1,0 MWp de silício cristalino com rastreador de 1 eixo (não menciona a tecnologia); 0,050 MWp de silício cristalino com estrutura fixa (não informa a tecnologia); 0,025MWp com CdTe e estrutura fixa; e 0,025 MWp de CIGS e estrutura fixa. Assim, com base nas respectivas características de cada

tecnologia foi realizada a simulação e os resultados de cada planta e consolidados são apresentados nas Tabelas 4.19 e 4.20, respectivamente.

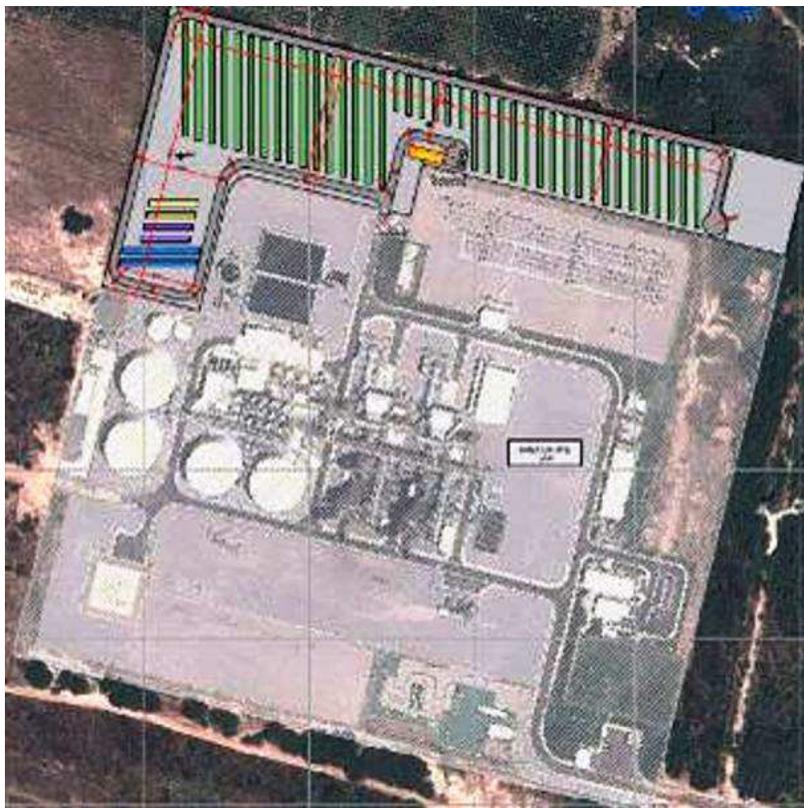


Figura 4.17 Disposição dos módulos solares no Projeto Petrobrás.

Fonte: ANEEL (2013).

Tabela 4.19 Dados e resultados da simulação PV8-a

Projeto PV8 PETROBRAS					
Localização geográfica da cidade de Alto Rodrigues/RN: latitude 5,4°S; Longitude 36,8°W; Altitude 22 m					
Satélite: Synthetic - NASA-SSE satellite data, 1983-2005					
Tilt (ângulo do módulo): 10°					
Albedo da caatinga (0,24): 0,24					
		PV8-a	PV8-b	PV8-c	PV8-d
Potência	MWp	1,0	0,050	0,025	0,025
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	Poli c-Si	Mono -Si	CdTe	CIGS
	Fabricante	Yingli Solar	SunPower	First Solar	SoloPower
	Modelo	YL280P-35b	SPR-425E-WHT-D	FS-377	260 W SP3L
Inversor	Fabricante	Ingeteam	SMA	SMA	SMA
	Modelo	Ingecon Sun 500 TL U X275	Sunny Mini Central 5000A-11	Sunny Mini Central 5000A-11	Sunny Mini Central 5000A-11
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	-	-	-	-
Energia elétrica estimada	MWh/ano	1.644	82,9	43,16	63,2
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	6.966	259	233	363
Relação de desempenho do sistema	%	78,2	77,4	81,8	80,3
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	4,50	4,54	4,73	6,93

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.20 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV8

Potência	MWp	1,1
Energia elétrica estimada	MWh	1.833
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	7.821
Média da Relação de Desempenho do sistema	%	79,4
Média de Horas de Insolação Equivalente	Horas/dia	5,2

Fonte: Elaboração própria.

4.1.9 Implantação de Usina Solar Fotovoltaica de 3MWp e Avaliação do Desempenho Técnico e Econômico da Geração FV em Diferentes Condições Climáticas na Matriz Elétrica Brasileira – TRACTEBEL (PV9)

O projeto proposto pela TRACTEBEL prevê a construção de uma planta solar fotovoltaica com capacidade instalada de 3,0 MWp dividida em: 1 MWp (poli c-Si); 1 MWp (a-Si) 1 MWp (CIGS), concebida como uma planta para treinamento e pesquisas. A planta será instalada no município de Tubarão/SC e a Figura 4.18 mostra a disposição prevista.

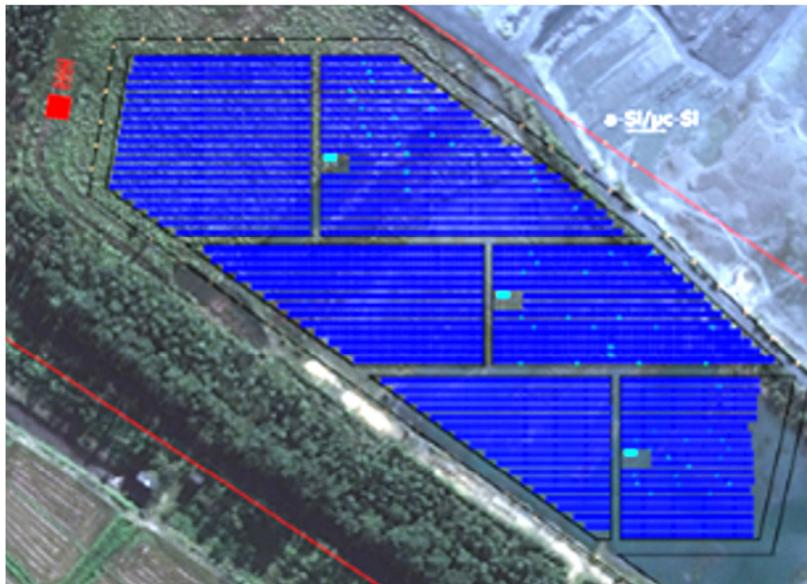


Figura 4.18 Disposição dos módulos solares no projeto PV9

Fonte: ANEEL (2013).

Apesar de o projeto indicar as tecnologias fotovoltaicas não há informações sobre os fabricantes dos painéis e dos inversores. Os resultados da simulação de cada planta e o consolidado do projeto encontra-se na Tabela 4.21 e Tabela 4.22, respectivamente.

Tabela 4.21 Dados e resultados da simulação do PV9

Projeto PV9 TRACTEBEL				
Localização geográfica da cidade de Tubarão/SC: latitude 28,5°S; Longitude 49,0°W; Altitude 8 m				
Satélite: Synthetic - NASA-SSE satellite data, 1983-2005				
Tilt (ângulo do módulo): 15° em todas as plantas				
Albedo médio da superfície grama (0,15 - 0,25): 0,20				
		PV9-a	PV9-b	PV9-c
Potência	MWp	1,0	1,0	1,0
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	Poli c-Si	CIGS	a-Si
	Fabricante	Yingli Solar	SoloPower	DuPont Apollo
	Modelo	YL280P-35b	260 W SP3L	DA142-C1
Inversor	Fabricante	Ingeteam	Ingeteam	Fronius International
	Modelo	Ingecon Sun 500 TL U X275	Ingecon Sun 500 TL U X275	AGILO 100.0-3
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	-	-	-
Energia elétrica Estimada	MWh/ano	1.384	1.359	1.416
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	6.966	9.688	11.010
Relação de desempenho do sistema	%	81,7	80,2	83,6
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	3,79	3,72	3,88

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.22 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV9

Potência	MWp	3,0
Energia elétrica estimada	MWh/ano	4.159
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	27.664
Média da Relação de Desempenho do sistema	%	81,8
Média de Horas de Insolação Equivalente	Horas/dia	3,8

Fonte: Elaboração própria

4.1.10 Ampliação da usina Megawatt Solar com novas soluções tecnológicas e estratégias comerciais (Projeto SOL+) – ELETROSUL (PV10)

O projeto proposto pela Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul) prevê a construção de uma planta solar fotovoltaica com capacidade instalada de 1,024 MWp, conectada à rede elétrica da Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC), em Florianópolis/SC, como pode ser visto na Figura 4.19. Não há dados específicos do presente projeto, sendo usados os dados da planta comercial. O resultado da simulação pode ser visto na Tabela 4.23.



Figura 4.19 disposição do projeto PV10

Fonte: ANEEL (2013).

Tabela 4.23 Dados e resultados da simulação do PV10

Projeto PV10 ELETROSUL		
Localização geográfica da cidade de Florianópolis/SC: latitude 27,6°S; Longitude 48,5°W; Altitude 7 m		
Satélite: Synthetic - NASA-SSE satellite data, 1983-2005		
Tilt (ângulo do módulo): 30°		
Albedo médio da superfície concreto (0,25 - 0,35): 0,30		
Potência	MWp	1,024
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	Poli c-Si
	Fabricante	Yingli Solar
	Modelo	YL280P-35b
Inversor	Fabricante	Ingeteam
	Modelo	Ingecon Sun 500 TL U X275
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	-
Energia elétrica estimada	MWh/ano	1.336
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	7.115
Relação de desempenho do sistema	%	81,3
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	3,57

Fonte: Elaboração própria.

4.1.11 Projeto estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira - CEMIG-D (PV11)

O projeto básico e executivo da proposta da Companhia Energética de Minas Gerais S.A. (CEMIG-Distribuição) prevê a construção e comissionamento de uma usina solar fotovoltaica de 0,5 MWp, projetada para instalação em tetos de empreendimentos comerciais ou industriais. São parceiros deste projeto a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), Transmissoras Brasileiras de Energia (TBE), EFICIENTIA-CEMIG, e a Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG).

Segundo o engenheiro Jaelton Avelar Fernandino, em entrevista por telefone, responsável pelo presente projeto na CEMIG, “o projeto ainda está procurando empresas que queiram gerar energia em suas áreas para poder começar a licitação, mas a tecnologia utilizada será CdTe”, embora não tenha respondido qual fabricante dos módulos solares, muito menos do inversor.

Sendo assim, adotou-se os dados com a tecnologia com CdTe e o resultado da simulação pode ser visto na Tabela 4.24.

Tabela 4.24 Dados e resultados da simulação do PV11

Projeto PV11 CEMIG-D		
Localização geográfica da cidade de Belo Horizonte/MG: latitude 19,9°S; Longitude 43,9°W; Altitude 878 m		
Satélite: Synthetic - Meteonorm 6.1		
Tilt (ângulo do módulo): 25°		
Albedo médio da situação urbana (0,14 - 0,22): 0,18		
Potência	MWp	0,500
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	Telureto de Cádmio
	Fabricante	First Solar
	Modelo	FS-275
Inversor	Fabricante	Ingeteam
	Modelo	Ingecon Sun 500 TL U X275
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	-
Energia elétrica Simulada	MWh/ano	709
Área ocupada pelo módulos fotovoltaicos	m ²	4.802
Relação de desempenho do sistema	%	84,7
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	3,88

Fonte: Elaboração própria.

4.1.12 Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre - CEEE-GT (PV12)

O projeto da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) prevê a construção e o comissionamento de uma usina fotovoltaica de 0,550 MWp instalada na cidade de Porto Alegre/RS. Segundo ANEEL (2013), o PV12 é separado em 5 instalações: dois no prédio da Fundação de Ciência e Tecnologia do Estado do Rio Grande do Sul (CIENTEC), chamados de PV12-a e PV12-b; um na cobertura da Usina do Gasômetro (PV12-c);

um na cobertura da Estação do Aeromovel (PV12-d); e o último na cobertura da linha do aeromovel (PV12e). As Figura 4.20 mostra a localização e instalação previstas .



Figura 4.20 Disposição dos módulos solares no Projeto da CEEE-GT.

Fonte: ANEEL (2013).

O projeto prevê que será usado o painel solar da fabricante Bosh, modelo BSM c- Si M 60 S EU42117_V1_255 Wp (mono c-Si), porém não há informações sobre o inversor (ANEEL, 2013). Assim, na simulação foi utilizado o modelo da Ingeteam e os resultados das simulações encontram-se na Tabela 4.25. A Tabela 4.26 apresenta os resultados consolidados do projeto.

Tabela 4.25 Dados e resultados da simulação PV12 instalação 1

Projeto PV12 CEEE-GT						
Localização geográfica da cidade de Porto Alegre/RS: Latitude 30,0°S; Longitude 51,2°W; Altitude 38 m						
Satélite: Synthetic - NASA-SSE satellite data, 1983-2005						
Tilt (ângulo do módulo): 30° para todas plantas						
Albedo médio da situação urbana(0,14 - 0,22): 0,18						
		PV12-a	PV12-b	PV12-c	PV12-d	PV12-e
Potência	MWp	0,110	0,055	0,110	0,165	0,055
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	Mono c-Si				
	Fabricante	Bosch Solar Energy AG				
	Modelo	BSM c- Si M 60 S EU42117_V1_255 Wp	BSM c- Si M 60 S EU42117_V1_255 Wp	BSM c- Si M 60 S EU42117_V1_255 Wp	BSM c- Si M 60 S EU42117_V1_255 Wp	BSM c- Si M 60 S EU42117_V1_255 Wp
Inversor	Fabricante	Ingeteam	Ingeteam	Ingeteam	Ingeteam	Ingeteam
	Modelo	Ingecon Sun 60				
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	-	-	-	-	-
Energia elétrica estimada	MWh/ano	156,3	78,2	156,3	234,5	78,2
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	710	355	710	1.065	355
Relação de desempenho do sistema	%	79,9	79,9	79,9	79,9	79,9
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	3,89	3,90	3,89	3,89	3,90

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.26 Resumo da estimativa de energia elétrica do PV12

Potência	MWp	0,550
Energia elétrica estimada	MWh/ano	704
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	3.195
Média da Relação de Desempenho do sistema	%	79,9
Média de Horas de Insolação equivalente	Horas/dia	3,9

Fonte: Elaboração própria.

4.1.13 Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética Brasileira – MPX (PV13)

O projeto básico e executivo da proposta MPX Energia S.A. (MPX) totaliza a potência de 1,0 MWp instalado no município de Tauá/CE, cuja localização pode ser vista na Figura 4.21. Está prevista que a energia gerada pelo sistema seja distribuída pela COELCE.

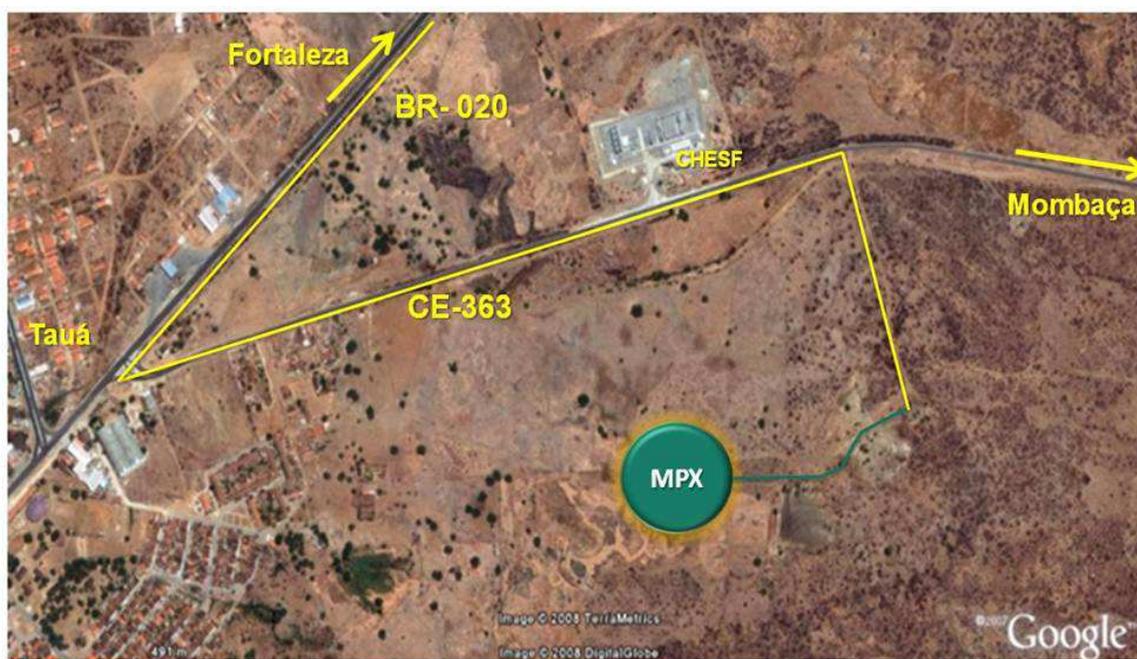


Figura 4.21 Localização do projeto PV13

Fonte: ANEEL (2013).

A única informação sobre o projeto é que utilizará a-Si (ANEEL,2013). Assim, considerou-se como uma planta comercial e o resultado encontra-se na Tabela 4.27.

Tabela 4.27 Dados e resultados da simulação do PV13.

Projeto PV13 MPX		
Localização geográfica da cidade de Tauá/CE: latitude 6,1°S; Longitude 40,2°W; Altitude 564 m		
Satélite: Synthetic - NASA-SSE satellite data, 1983-2005		
Tilt (ângulo do módulo): 10°		
Albedo da caatinga (0,24): 0,24		
Potência	MWp	1,0
Módulo fotovoltaico	Tecnologia	a-Si
	Fabricante	DuPont Apollo
	Modelo	DA142-C1
Inversor	Fabricante	Fronius International
	Modelo	AGILO 100.0-3
Energia elétrica oficial do projeto	MWh/ano	-
Energia elétrica estimada	MWh/ano	1.703
Área ocupada pelos módulos fotovoltaicos	m ²	11.010
Relação de desempenho do sistema	%	82,1
Número de Horas de insolação equivalente	Horas/dia	4,7

Fonte: Elaboração própria.

Devido ao grande número de simulações e as complexidades de cada projeto se faz necessário um resumo sobre a quantidade de energia elétrica gerada na simulação para quantificar as emissões evitadas de CO₂e com a Chamada 13. A Tabela 4.28 mostra o resultado final da energia total gerada pelos 13 projetos aprovados, o qual totaliza cerca de 25 GWh/ano, classificados por região e por média de horas de insolação equivalente nas regiões.

Além da energia gerada, pode-se observar que as maiores médias de horas de insolação equivalente são dos projetos localizados na região Nordeste, onde o menor índice ainda se mostra numericamente maior que o melhor índice da região Sudeste. Esse resultado é condizente com o mapa de irradiação solar global, visto na Figura 2.22, já que é nessa região que encontram-se os melhores índices no Brasil.

Tabela 4.28 resultado da estimativa de energia elétrica gerada dos 13 projetos

Região	Empresa	Projetos	Potência (MWp)	Energia Elétrica MWh/ano (simulada)	Área ocupada (m ²)	Média da Relação de Desempenho do sistema (%)	Média de Horas de Insolação Equivalente (Horas/dia)
Nordeste	Coelba	PV4	1,0	1.744	5.376	79,8	5,9
	Chesf	PV5	3,0	4.256	17.962	79,6	5,8
	Petrobras	PV8	1,1	1.833	7.821	79,4	5,2
	MPX	PV13	1,1	1.703	11.010	82,1	4,7
Sudeste	Furnas	PV3	3,0	5.074	20.899	78,0	4,6
	CPFL	PV1	1,085	1.407	9.302	80,4	4,4
	Elektro	PV2	0,5	721	3.483	80,8	4,0
	CTEEP	PV7	0,6	847	3.965	80,4	3,9
	CEMIG	PV11	0,5	709	4.802	84,7	3,9
	CESP	PV6	0,549	822	3.565	83,9	3,7
Sul	CEEE	PV12	0,550	704	3.195	79,9	3,9
	TRACTEBEL	PV9	3,0	4.159	27.664	81,8	3,8
	ELETROSUL	PV10	1,024	1.336	7.115	81,3	3,6
Total			16,913	25.315	126.159		

Fonte: Elaboração própria.

Nas faixas marrom clara e escura, que correspondem à região Nordeste e noroeste da região Sudeste, encontram-se os cinco projetos com os melhores índices de insolação (PV4, PV5, PV8, PV13 e PV3). Na faixa amarela da Região Sudeste, encontram-se os outros 5 projetos contemplados, e na Região Sul, onde se encontra os menores índices e os 3 projetos como pode ser visto na Figura 4.22.

No entanto, vale lembrar que a escolha dos projetos não se baseou na máxima energia gerada, mas em outros critérios, tais como: técnico, tecnológico e, até, conjuntural, visto que serão instalados painéis em um estádio de futebol, o que trará alguma visibilidade para a energia solar fotovoltaica no país já que o Brasil sediará a Copa do Mundo de 2014.

No que se refere à área utilizada pelos projetos, observa-se que eles totalizam 126.159 m² (12,6 hectares), o que leva à produção de aproximadamente 0,563 kWh.m⁻².dia⁻¹, valor esse que representa um aproveitamento de 10,0% da máxima irradiação global média anual e de 14,4% da mínima verificada no Brasil. Apesar dos projetos terem sido simulados utilizando, em alguns casos, tecnologias diferentes, esses índices estão coerentes com o percentual médio de aproveitamento da energia solar para geração de energia elétrica com painéis fotovoltaicos que variam entre 10% e 15% como mencionado no capítulo 2.

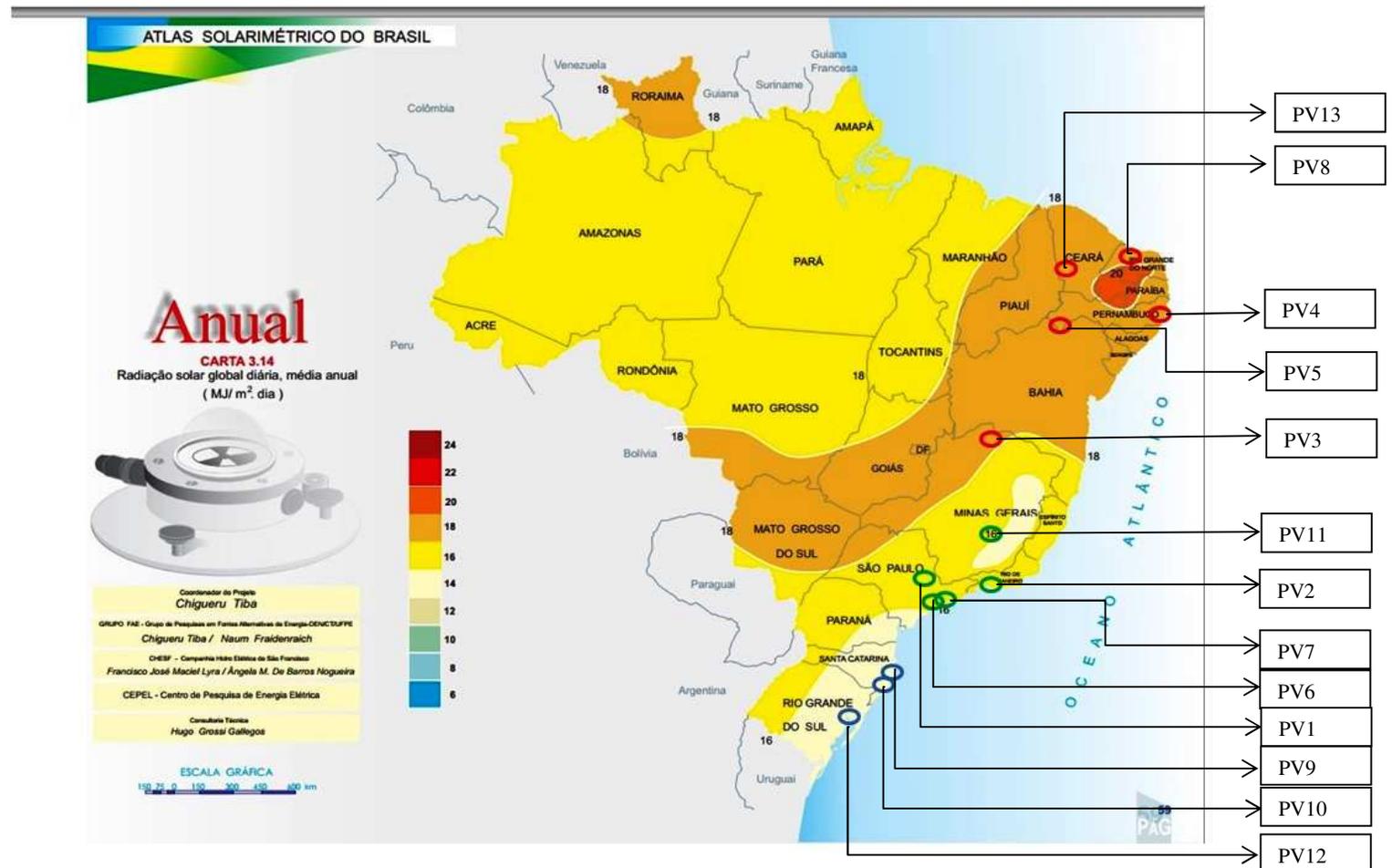


Figura 4.22 Mapa da irradiação global diária com os projetos da Chamada 13. Em vermelho, os cinco projetos com melhores média de números de horas de isolamento equivalente (PV4, PV5, PV8, PV13, PV3); em azul os três os projetos com piores médias (PV12, PV9, PV10); em verde os demais projetos (PV1, PV2, PV7, PV11, PV6)

Fonte: Elaboração própria a partir de Tiba (2000).

Assim, esses números evidenciam que a energia elétrica estimada na presente tese está coerente com a eficiência de geração de energia solar fotovoltaica e que, apesar da pouca informação em relação às tecnologias utilizadas pelos projetos, há confiabilidade nos resultados obtidos para estimar as emissões evitadas de CO₂e da Chamada 13.

4.2 Estimativa das Emissões Evitadas com a Chamada 13

O Setor Elétrico Brasileiro é formado pelo SIN e pelo Sistema Isolado, sendo esse último localizado na região Norte do País. No SIN, o sistema é predominantemente hidrotérmico, com maior participação de usinas hidrelétricas (UHEs) que de usinas termelétricas (UTE). Nesse contexto, a implantação da Chamada 13 irá promover a redução de emissões a partir daquelas observadas com o uso da energia hidráulica (especialmente referente aos reservatórios das UHEs) e de combustíveis fósseis (proveniente da queima).

A coordenação sistêmica do SIN é feita atualmente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para assegurar que a energia gerada chegue ao consumidor com segurança, de forma contínua, com qualidade e com preços acessíveis. Dessa forma, uma cadeia de modelos computacionais é utilizada para obter a política ótima de operação do SIN, ou seja, a operação que atenda com segurança o sistema ao menor Custo Total possível ao longo do horizonte de estudo. Essa política prioriza o despacho hidroelétrico e no, caso da geração termoelétrica, considera se as usinas são inflexíveis ou flexíveis.

As térmicas inflexíveis operam de forma contínua (em regime de base), independentemente do custo do despacho a elas associados; enquanto que as térmicas flexíveis operam para manter a segurança do abastecimento, sendo acionadas para dar reforço em momentos específicos, como nos picos de demanda e em períodos em que é necessário preservar o nível dos reservatórios, ou seja, o “estoque de energia”.

Assim, a composição de usinas despachadas pode variar ao longo dos dias, meses e anos, sendo monitorada e relatada pelo ONS nesses mesmos intervalos de tempo. É justamente a característica dessa composição que irá, junto com outros parâmetros, indicar o montante de emissões de carbono que será evitado pela Chamada 13.

Os projetos aqui avaliados são de pequena escala e a análise das metodologias utilizadas indicou que a mais adequada para as condições dos projetos é a AMS-I.D (“Geração de energia renovável conectados à rede), que atualmente (2013) encontra-se em sua Versão 17.0, como mencionado no Capítulo 3.

Para reforçar a necessidade de se investir em fontes de energia alternativas de baixo carbono no SIN, foram realizadas 2 contabilizações a partir dos dados de 2011 e 2012, no que se refere às margens de construção (MC) e margem de operação (MO). Como poderá se observar, as emissões de linha de base da matriz energética brasileira vem aumentando a cada ano, o que avigora a ideia de que, apesar de o Brasil ter a vantagem de utilizar energia renovável em sua matriz elétrica em comparação a outros países do mundo, está cada vez mais emitindo GEEs na produção de energia elétrica em função do aumento da participação de UTEs com combustível fóssil.

4.2.1 Ano base 2011

Foi utilizado o ano base 2011, data que foi publicado o edital da Chamada 13. Na Tabela 4.29 pode-se ver a MC e a MO disponibilizadas pelo MCTI.

Tabela 4.29 Dados da MC e MO do ano de 2011.

Margem de construção - fator de emissão médio anual (tCO₂e/MWh) (MC)											
0,1056											
Margem de operação - Fator de emissão médio mensal (tCO₂e/MWh) (MO)											
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0,2621	0,2876	0,2076	0,1977	0,2698	0,341	0,3076	0,3009	0,2734	0,3498	0,3565	0,3495
Média anual da margem de operação = 0,2920 (tCO₂e/MWh) (MO)											

Fonte: Elaboração própria a partir do MCTI (2013).

A partir da Equação 3.5 e dos valores de ponderação dos respectivos fatores de emissão da MC e da MO, pode-se obter o fator de emissões do SIN no ano de 2011. A Tabela 4.30 sintetiza os parâmetros utilizados e o fator de emissão do SIN encontrado.

Com os dados da Tabela 4.29 foi possível calcular as emissões de linha de base a partir da Equação 3.3 para cada um dos projetos da Chamada 13, os quais encontram-se na Tabela 4.31 Vale lembrar que essa emissão corresponde também à emissão evitada com a energia gerada pelo respectivo projeto, uma vez que não há emissão de projeto e nem emissão fugitiva em sistemas

fotovoltaicos. Assim, no ano de 2011 a Chamada 13 teria evitado emissão de 6.285 tCO₂e caso tivesse sido implementada integralmente.

Tabela 4.30 Parâmetros e estimativa do fator de emissão do SIN no Cenário 2011

Cenário 2011	Fatores	Fonte dos fatores
Margem de construção (tCO ₂ e/MWh) (MC)	0,1056	Tabela 4.30
Ponderação do fator de emissão da margem da construção	0,25	Equação 3.5
Margem de operação (tCO ₂ e/MWh) (MO)	0,2920	Tabela 4.30
Ponderação do fator de emissão da margem da operação	0,75	Equação 3.5
Fator de emissão (tCO ₂ e/MWh)	0,2454	Equação 3.5

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.31 Resultado das emissões evitadas do projeto – Cenário 2011

	Potência (MWp)	Energia Elétrica MWh/ano (simulada)	Emissões evitadas (tCO₂e/ano)	Emissões evitadas por MWp (tCO₂e/MWp)
PV1	1,085	1.407	345	317
PV2	0,500	721	177	354
PV3	3,000	5.074	1.245	415
PV4	1,000	1.744	428	428
PV5	3,000	4.256	1.044	348
PV6	0,549	822	202	368
PV7	0,600	847	208	346
PV8	1,100	1.833	450	409
PV9	3,000	4.159	1.021	340
PV10	1,024	1.336	328	320
PV11	0,500	709	174	348
PV12	0,550	704	173	314
PV13	1,000	1.703	418	418
	Total	25.315	6.212	

Fonte: Elaboração própria.

4.2.2 Ano Base 2012

Foi utilizado o ano base 2012, ano que a primeira USF entrou em operação: o PV1. A Tabela 4.32 apresenta os valores dos fatores de emissão da MC e MO disponibilizado pelo MCTI.

Tabela 4.32 Dados da margem de construção e margem de operação do ano de 2012

Margem de construção - fator de emissão médio anual (tCO₂e/MWh) (MC)											
0,2010											
Margem de operação - Fator de emissão médio mensal (tCO₂e/MWh) (MO)											
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0,2935	0,3218	0,405	0,6236	0,5943	0,506	0,3942	0,449	0,6433	0,6573	0,6641	0,6597
Média anual da Margem de operação = 0,5176 (MO)											

Fonte: Elaboração própria a partir do MCTI (2013).

Considerando esses valores, obteve-se o fator de emissão do SIN no ano base 2012, o qual encontra-se na Tabela 4.33. Em seguida, obteve-se a emissão evitada com cada projeto e o valor consolidado para toda a Chamada 13, os quais encontram-se na Tabela 4.34.

Tabela 4.33 Parâmetros e estimativa do fator de emissão do SIN no ano base 2012

Cenário 2012	Fatores	Fonte dos Fatores
Margem de construção (tCO ₂ e/MWh) (MC)	0,2010	Tabela 4.33
Ponderação do fator de emissão da margem da construção	0,25	Equação 3.5
Margem de operação (tCO ₂ e/MWh) (MO)	0,5176	Tabela 4.33
Ponderação do fator de emissão da margem da operação	0,75	3.5
Fator de emissão (tCO ₂ e/MWh)	0,4385	3.5

Fonte: Elaboração própria

Como se pode observar, no ano base 2012 evitar-se-ia a emissão de 11.009 tCO₂e, que seria equivalente à emissão evitada de uma pequena central hidrelétrica de 13 MW ou de uma usina térmica a gás natural de 10 MW, ambos operando no SIN em valores de 2012.

Com relação às emissões evitadas por MWh, pode-se notar que elas variam entre os projetos. Isso se deve à energia elétrica estimada, a qual depende de parâmetros específicos, já mencionados anteriormente. Assim, quanto mais eficiente for a tecnologia usada, quanto melhor localizada a planta estiver, quanto maior a irradiação solar da localidade e condições ambientais favoráveis, maior será a energia elétrica gerada. No entanto, deve-se sempre levar em conta que no caso da energia solar fotovoltaica ainda não existem tecnologias que permitam um aproveitamento mais elevado, como de outras rotas tecnológicas convencionais de geração de energia elétrica.

Tabela 4.34 Resultado das emissões de linha de base e emissões dos projetos – ano base de 2012

	Potência (MWp)	Energia Elétrica MWh/ano (simulada)	Emissões de linha de base (tCO ₂ e/ano)	Emissões evitadas por MWp (tCO ₂ e/MWp)
PV1	1,085	1.407	617	566
PV2	0,500	721	316	632
PV3	3,000	5.074	2.225	742
PV4	1,000	1.744	765	765
PV5	3,000	4.256	1.866	622
PV6	0,549	822	360	657
PV7	0,600	847	371	619
PV8	1,100	1.833	804	731
PV9	3,000	4.159	1.824	608
PV10	1,024	1.336	586	572
PV11	0,500	709	311	622
PV12	0,550	704	309	561
PV13	1,000	1.703	747	747
	Total	25.315	11.009	

Fonte: Elaboração própria.

Comparando a emissão evitada entre os dois cenários, nota-se que entre 2011 e 2012 houve um aumento de quase 80%. Para analisar esse resultado, é importante levar em consideração a evolução dos fatores da MC e MO ao longo dos anos. Desde 2006, o MCTI vem divulgando esses respectivos valores, consolidados na Figura 4.23, para que se calcule o fator de emissão do SIN usado nas atividades de projeto de MDL.

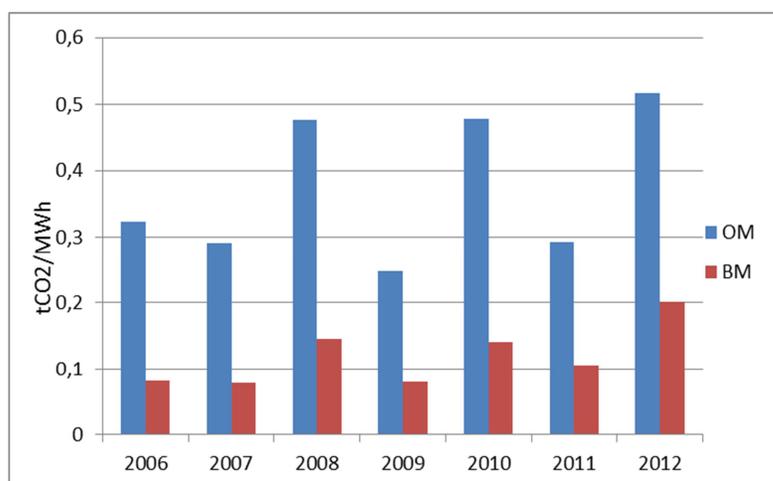


Figura 4.23 Evolução dos fatores da margem de construção e margem de operação do SIN.

Fonte: MCTI (2013).

Como se pode perceber, esses fatores variaram ao longo dos anos. Isso indica que nos anos de maiores valores houve o acionamento de mais usinas térmicas a partir de combustíveis fósseis na operação do SIN, refletindo no fator de MO mais elevado. Essa maior geração foi proveniente de usinas térmicas já existentes e também de novas usinas, o que se comprova pelo aumento do fator de MC nesses mesmos anos.

A Figura 4.24 mostra a evolução da geração térmica convencional nos mesmos anos. Deve-se notar que a geração praticamente duplicou entre 2011 e 2012 para suprir o maior consumo de energia elétrica, que registrou nesse mesmo período um aumento de 4,2% (ONS, 2012). Além disso, pode-se confirmar que a variação do fator de MO entre 2006 e 2012 se deve à maior participação das usinas térmicas convencionais (a gás natural) no SIN, acionadas tanto em função de condições hidrológicas desfavoráveis quanto do aumento da demanda de energia elétrica.

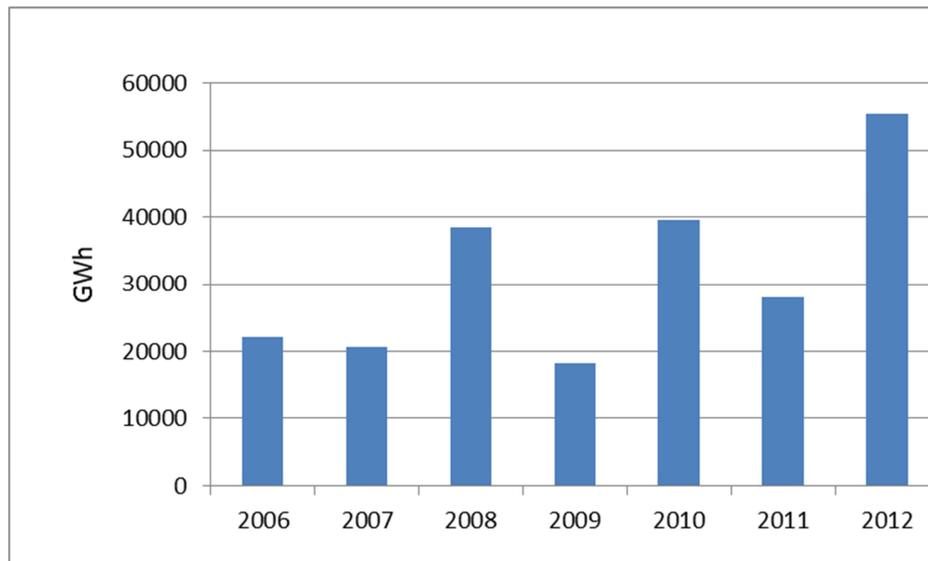


Figura 4.24 Evolução da geração térmica convencional do SIN.

Fonte: ONS, 2012.

Assim, ainda que o Brasil seja um país com uma matriz elétrica majoritariamente renovável, é importante investir em outras energias renováveis para não aumentar as emissões de GEEs por MWh gerado. E nesse sentido, o uso da energia solar para geração fotovoltaica se apresenta como uma alternativa relativamente interessante do ponto de vista das mudanças climáticas.

5 CONTRIBUIÇÕES DA CHAMADA Nº13/2011 PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Como foi visto no Capítulo 2, toda atividade de projeto que busque a sua aprovação no âmbito do MDL deve apresentar obrigatoriamente as contribuições para o desenvolvimento sustentável local. Para tanto, utiliza-se a Resolução nº 1 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), criada pelo Decreto de 7 de julho de 1999, conforme o Artigo 3º, incisos III e IV. O Anexo III dessa resolução elenca como parâmetros para avaliação sustentável da atividade de projeto: i) contribuição para a sustentabilidade ambiental local; ii) contribuições para o desenvolvimento das condições de trabalho e geração líquida de empregos; iii) contribuição para a distribuição de renda; iv) contribuição para a capacidade e desenvolvimento tecnológico; v) contribuição para a integração regional e a articulação com outros setores.

No Brasil existe apenas um projeto fotovoltaico que foi aprovado como projeto de MDL: o projeto da CEMIG intitulado “Geração de eletricidade a partir de fontes renováveis conectadas à rede elétrica: Usina Solar de Sete lagoas” de 3 MWp instalado em 2011. O DCP desse projeto incluiu informações sobre os cinco parâmetros para avaliação sustentável da atividade de projeto e, considerando algumas características importantes da indústria fotovoltaica e o contexto brasileiro, algumas delas poderiam ser melhor exploradas.

Assim, visando analisar as contribuições para o desenvolvimento sustentável da implementação da tecnologia fotovoltaica no SIN a partir da Chamada 13, foram levantados os impactos socioambientais advindos da geração de energia elétrica no âmbito local/regional e global, bem como as vantagens e as desvantagens do uso da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica nacional. A análise realizada se aplica ao contexto dos projetos da Chamada 13 e, quando foi possível, estimou-se de forma quantitativa os respectivos benefícios socioambientais. Considerando a obrigatoriedade do ANEXO III para a qualificação de um projeto MDL, apresenta-se ao final o Formulário do Documento de Concepção de Projeto - CDM-SSC-PDD da UNFCCC (versão 3.0) preenchido para o projeto da CPFL Energia (PV1), formulário esse que é enviado à CIMGC para aprovação como um projeto de MDL, como mencionado no Capítulo 2

5.1 Contribuição para sustentabilidade local

Segundo Brundtland (1987), os países devem contribuir para o desenvolvimento sustentável global buscando ações locais. A introdução na matriz elétrica nacional de fontes alternativas de energia como a fotovoltaica vai ao encontro dessa linha descrita no Relatório de Brundtland, na Agenda 21 (2004) brasileira e no Protocolo de Quioto (1997).

A questão elétrica tem um significado bastante relevante no contexto socioambiental e na busca pelo desenvolvimento sustentável. Na verdade, ela tem influenciado as mudanças de paradigmas que estão ocorrendo na humanidade principalmente por dois motivos: a necessidade de garantir o suprimento de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento das economias no atual modelo econômico; e os vários problemas socioambientais que se relacionam direta ou indiretamente ao fornecimento de energia, tanto na geração quanto na transmissão e distribuição.

Nesse contexto, os projetos de MDL aprovados têm avaliado aspectos como a emissão de gases poluentes, desflorestamento etc., para definir qualitativamente as suas contribuições à sustentabilidade ambiental. Já quanto aos aspectos sociais, são consideradas as ações de educação ambiental e os programas para estimular a conservação de energia da população diretamente impactada como algumas medidas de contribuição à sustentabilidade social. Embora nas atividades de projetos aprovados no Brasil essas contribuições sejam descritas de maneira simples e direta, não apontando metodologias e monitoramento que garantam a implantação dessas atividades, há basicamente um roteiro que pontua essas contribuições.

No caso específico da geração de energia elétrica, os principais aspectos ambientais relacionam-se à poluição do ar, ocorrência de chuva ácida, inundação de grandes áreas e impacto à biodiversidade. As emissões gasosas estão associadas à geração termelétrica a partir de combustíveis fósseis (gás natural, carvão, óleo, madeira etc.), gerando material particulado, óxidos de enxofre (SO₂), óxido nítrico (NO_x), CO₂, CH₄ e monóxido de carbono (CO) em quantidades que dependem do tipo de combustível e das características tecnológicas de cada planta geradora. Esses poluentes são responsáveis por efeitos deletérios ao meio físico, tais como prejuízos à visibilidade; e à saúde pública, possuindo estreita relação com a incidência de doenças respiratórias na população.

No caso das emissões de SO₂ e NO_x, ainda há a possibilidade de ocorrer a chuva ácida, resultante do efeito da poluição causado por reações ocorridas na atmosfera e que levam à concentração de ácido sulfúrico (H₂SO₄) e ácido nítrico (HNO₃) na chuva. Ao se depositar nos solos, esses ácidos têm efeitos negativos na vegetação e nos ecossistemas (como perdas de produção agrícolas). O uso de carvão mineral para geração de energia elétrica, por exemplo, é um dos grandes causadores da chuva ácida na Europa.

Todos esses fatores excluem-se na geração fotovoltaica de energia elétrica que na ocasião de seu funcionamento não emite gases poluentes e nem GEEs. No caso dos gases poluentes, vale mencionar que a Agência Internacional de Pesquisa sobre o Câncer (IARC) vinculada à Organização Mundial de Saúde (OMS) classificou pela primeira vez a poluição do ar exterior como “Cancerígena”, no que se refere ao pulmão e a bexiga. Embora a poluição do ar esteja mais fortemente vinculada ao uso intensivo de automóveis, o relatório também indica a geração de energia proveniente de combustíveis fósseis como uma importante fonte de emissão de gases poluentes em algumas regiões do mundo, especialmente àquelas que estão se industrializando rapidamente e que, por isso, têm maiores tendências a emitir poluentes cancerígenos (IARC, 2013). Assim, projetos a partir de energias menos poluentes, como os projetos da Chamada 13, podem ajudar na mitigação dos problemas socioambientais.

Com relação aos GEEs, a geração fotovoltaica se apresenta como uma importante alternativa para reduzir os efeitos das mudanças climáticas, já que no seu uso não há emissão desses gases. Apesar de a matriz elétrica brasileira contribuir relativamente menos que outras atividades econômicas e o desmatamento para a intensificação das emissões de GEEs, tem se verificado uma alteração do fator de emissão do SIN ao longo dos anos, como se verificou no Capítulo 4 entre 2011 e 2012 - quando o fator praticamente dobrou de valor. Isso indica que para atender a demanda de energia elétrica mais combustíveis fósseis foram utilizados e novas plantas foram instaladas, aumentando, conseqüentemente, a emissão de CO₂. Por isso, os projetos da Chamada 13 podem contribuir para diversificar a matriz elétrica e reduzir as emissões na geração de energia elétrica.

Além disso, a geração fotovoltaica não causa poluição sonora e não há relatos de impactos na fauna e na flora do ambiente. De fato, algumas áreas escolhidas para a implantação são áreas degradadas ou mesmo áreas em ambientes inóspitos, cuja irradiação solar intensa e deficiência de recursos hídricos não contribuem para o desenvolvimento de certas atividades econômicas. Esse é

o caso de algumas regiões verificadas no Atlas Solarimétrico Brasileiro que têm maior irradiação por metro quadrado/dia. As atividades de projetos avaliadas na presente tese utilizam, em sua maioria, áreas em situação urbana, onde se pode deduzir que os impactos à fauna e à flora já ocorreram; ou áreas do semiárido nordestino, onde os impactos poderão ser reduzidos devido à baixa capacidade instalada das USFs.

Apesar dos benefícios mencionados da geração fotovoltaica e da operação desses sistemas, não se pode ignorar que a fabricação e posterior disposição dos módulos e demais componentes dos sistemas contribuem para as emissões de GEEs.

Nos processos industriais de fabricação de módulos fotovoltaicos a energia é utilizada de em todas as etapas. Sendo assim, nos países cuja fonte de energia se baseia em combustíveis fósseis há uma maior emissão de CO₂e/módulo fotovoltaico. Já em um país como o Brasil, cuja fonte de energia é hidrotérmica, com predomínio da geração hidroelétrica, a emissão de gases pelo uso da energia na fabricação poderá ser menor. Pensando em termos das mudanças globais do clima, seria mais interessante que a fabricação dos módulos ocorresse em países como o Brasil, que além de possuir uma matriz elétrica menos impactante, ainda possui a maior reserva de quartzo, material bruto para obtenção de silício.

No caso dos projetos da Chamada 13, apenas o PV6, da CESP, indica que irá utilizar painéis fotovoltaicos nacionais. Supondo-se que os demais projetos sejam atendidos por painéis importados das maiores empresas fabricantes, como a Suntech e a First Solar, da China e dos EUA, respectivamente, em último caso conclui-se que a Chamada 13 estaria contribuindo para o aumento das emissões de GEEs no mundo. No entanto, essa contribuição é muito pequena, uma vez que os projetos totalizam aproximadamente, 16,4 MW instalados, representando apenas 0,0164% do mercado mundial de módulos fotovoltaicos, o qual totaliza 102 GWp instalados até 2012.

Um aspecto de grande importância que as atividades de projetos a partir de sistemas fotovoltaicos deveriam indicar como proposta para o desenvolvimento sustentável local é a reciclagem dos componentes dos módulos fotovoltaicos. No que se refere apenas às células solares, a reciclagem permite uma redução de 20% a 25% do tempo de retorno da energia⁴⁸. Na Tabela 5.1 é possível ver o tempo de retorno das diferentes tecnologias de painéis fotovoltaicos

⁴⁸ Tempo de retorno de energia: é o tempo de funcionamento de um sistema energético (módulo fotovoltaico) necessário para repor a energia gasta desde a fabricação até o uso final. Esse tempo pode variar com condições climáticas favoráveis para um sistema fotovoltaico.

sem reciclagem. Na Tabela 5.2 podem ser vistos os componentes de um módulo e suas proporções, bem como as possibilidades de reciclagem desses materiais.

Tabela 5.1 Tempo de retorno da energia para sistemas fotovoltaicos incluindo todos os componentes.

Tecnologia fotovoltaica	Tempo de retorno da energia (anos)
Silício Monocristalino	5,55
Silício Policristalino	5,55
Silício amorfo	3,88
Disseleneto de Cobre-Índio	3,84

Fonte: Costa (2004)

Tabela 5.2 Proporções aproximadas de materiais que compõe os diversos módulos Fotovoltaicos e as possibilidades de reciclagem.

Componentes do módulo	Materiais	Proporção relativa (%)	Reciclagem
Proteção superior	vidro	30-65	Vidro plano, vidro fundido, vidro oco, fibras
Encapsulastes	EVA, Acrílicos	5-10	Térmica
Proteção posterior	Poliéster, alumínio, vidro, fluo polímeros, aço	0-10	Térmica, reciclagem do metal, reciclagem do vidro
Armações	alumínio, aço, poli metano		Reciclagem do metal, reciclagem do plástico, térmica
Caixas de junções	polímeros	0-5	Reciclagem do plástico, térmica
Cabos	Cobre, borracha sintética	1	Reciclagem do material eletrônico e metal
Selantes	Silícios, acrílicos, polimetanos, polisulfítios, espumas, borrachas, poli isobutilenos	0-10	Térmica
Matérias de Recheio	AL ₂ O ₃ , TIO, C, CACO ₃ , SiO ₂	1	Mineral, aditivos
Células de silício cristalino	Si, Ti, Ag, Sn, Pb, Cu, Ni, Pd	5-10	Fabricação de cerâmica, ligas metálicas
Células filme fino	Si amorfo, Al, Sn, Cu, Pb Cde, S, CulnSe2, Mo	<1	Química, reciclagem do metal
Condutor elétrico	Cu, Sn, Pb, Al, Ag	1	Reciclagem do metal

Fonte: Costa (2004)

Observa-se que a cadeia de reciclagem de módulos fotovoltaicos pode garantir uma maior sustentabilidade à atividade do projeto, haja vista que após o período de uso há de se pensar no descarte desses materiais. Além disso, a reciclagem poderá promover empregos e aumento de renda para todos os agentes integrados na cadeia. Assim, além de ser importante incentivar a fabricação no país para reduzir os GEEs, se faz necessário criar setores de suporte para reciclagem de painéis descartados pelo uso ou que sofreram algum dano físico.

Na Tabela 5.3 pode ser visto o consumo de energia de um módulo solar fotovoltaico novo com tecnologia policristalino e a comparação com um módulo solar reciclado.

Tabela 5.3 Consumo de energia de um módulo convencional fotovoltaico novo e reciclado

Descrição	Módulo fotovoltaico novo	Módulo fotovoltaico reciclado
Placa de silício	7,55 kWh/placa	-
Reciclagem	-	0,1 kWh/placa
Células solares	0,65 kWh/placa	0,65 kWh/placa
Fabricação do módulo	1,12 kWh/placa	1,12 kWh/placa
Energia total	9,32 kWh/placa	1,87 kWh/placa

Fonte: Costa (2004)

A reciclagem na fábrica como, por exemplo, a reutilização da matéria-prima descartada, já foi adotada pela maioria dos fabricantes no mundo. Segundo Costa (2004) algumas empresas europeias fabricantes de módulos (embora não cite nenhuma) separou as placas de silício inteiras do material de união (usando ácido) e 75 % dessas pastilhas permaneceram intactas podendo ser reutilizadas em outros painéis. Para os módulos de a-Si, de CdTe ou de CIGS têm sido conduzidos estudos detalhados das estratégias de reciclagem e, em nível experimental, a reciclagem desses módulos também é possível.

Ainda segundo Costa (2004), o Governo federal alemão iniciou um projeto piloto no qual a Deutsche Solar e a Universidade de Freiburg estão reciclando os módulos fotovoltaicos em grande escala. Caso o Governo brasileiro se sensibilizasse para criar uma cadeia de reciclagem do material fotovoltaico a partir da implantação da Chamada 13, teria pelo menos 15 anos para formatar essa cadeia e criar uma rede de aproveitamento de materiais para reciclagem.

Uma outra questão que deveria ser mencionada em atividades de projeto refere-se à área ocupada por sistemas centralizados de energia solar fotovoltaica. Como a geração fotovoltaica possui uma baixa produtividade por área ocupada, quando comparada com outras rotas tecnológicas, é importante avaliar onde será realizada a implantação dos parques solares fotovoltaicos. Dependendo da localização, o espaço ocupado pelos painéis pode restringir a realização de atividades econômicas, como por exemplo a produção de alimento, que na verdade compete pela irradiação solar (ao contrário do que acontece em parques eólicos).

No caso da Chamada 13 são utilizados 12,6 hectares (como pôde visto na Tabela 4.28) em um total de 16.913 MWp de potência instalada. Desse total, alguns projetos irão aproveitar áreas em edificações, não causando impactos quanto à área ocupada. Os demais projetos não mencionam se as áreas planejadas seriam de terras produtivas, mas essa informação deverá ser necessária para o cálculo do custo de energia proveniente de sistemas fotovoltaicos já que o uso da terra, dependendo da localidade, pode ser uma barreira econômica em atividades de projetos.

Com relação ao aspecto social, alguns projetos mencionam a adoção de programas educacionais e de conservação de energia para a comunidade, escolas municipais no entorno das instalações e funcionários das empresas financiadoras dos projetos, como se verifica no projeto de MDL da CEMIG. Na verdade, esses programas podem ser implantados independentemente do sistema de geração instalado, configurando-se muito mais como uma ação de responsabilidade social.

A sustentabilidade social poderia ser configurada caso esses programas servissem como motivação para a mudança de atitude e para a disseminação das ações e criassem agentes multiplicadores que dariam continuidade e passariam o conhecimento adquirido. Tudo isso exigiria um programa de acompanhamento para avaliação dos resultados obtidos, o que infelizmente não é verificado em nenhum projeto de MDL, que sequer prevê metodologias de monitoramento das contribuições para a sustentabilidade local.

5.2 Contribuições para o desenvolvimento das condições de trabalho e geração líquida de empregos

Ao contrário da subseção anterior, que versa sobre desenvolvimento sustentável com o uso de energia solar fotovoltaica e suas vantagens e desvantagens, a contribuição para a geração líquida de empregos pode ser quantificada para os projetos da Chamada 13.

O ANEXO III disponibilizado por cada projeto de MDL brasileiro na página eletrônica do MCTI menciona o número de empregos gerados a partir de trabalhos publicados visando estimar cada um a sua contribuição. Para tecnologias já firmadas no País como hidrelétrica, eólica e biomassa, os números utilizados são mais precisos. No caso da geração fotovoltaica, o único projeto de MDL no Brasil menciona que “(...) *Estima-se que serão gerados 100 empregos diretos e indiretos, que não seriam oferecidos na ausência do projeto*”. Levando em consideração que o projeto tem uma potência instalada de 3,0 MWp, conclui-se que seriam empregados, direta e indiretamente, 33 pessoas por MWp instalado no projeto de MDL da CEMIG.

De acordo com a publicação National Solar Jobs Census (2012), a quantidade de empregos gerados pela indústria solar fotovoltaica é bastante significativa nos EUA. Em 2011, a indústria gerou cerca de 120 mil empregos diretos, a maior parte concentrada em empresas de instalação dos sistemas fotovoltaicos. O total instalado nos EUA em 2012, de acordo ao U.S. Solar Market Insight (2012), foi da ordem de 3.200 MWp, o que representou uma oferta aproximada de 38 empregos por MWp instalado.

Contudo, deve-se levar em consideração que estimativas de empregos gerados por MWp instalado variam significativamente entre estudos. A Figura 5.1 resume a grande variação entre os valores encontrados na literatura. Ainda assim, cabe verificar que a mediana dos estudos aponta para a geração de mais de 32 empregos/MWp instalado para a fonte solar fotovoltaica, o que é superior às demais fontes, exceto biomassa (SIMAS, 2012).

Outra observação que deve ser feita trata-se de que a fabricação dos módulos responde por 24% dos empregos gerados devido ao elevado grau de automação. Dentro desses 24% existe um universo de 31,3% de empresas que fabricam componentes do sistema solar fotovoltaico abrangendo uma série de tecnologias diferentes tais como: inversores, *tracker*, módulos,

laminados, células, vidros, obtenção de matéria prima, *wafers* (lâminas), *ingots* (lingotes de silício) (embora não haja dados específicos de porcentagens para cada componente).

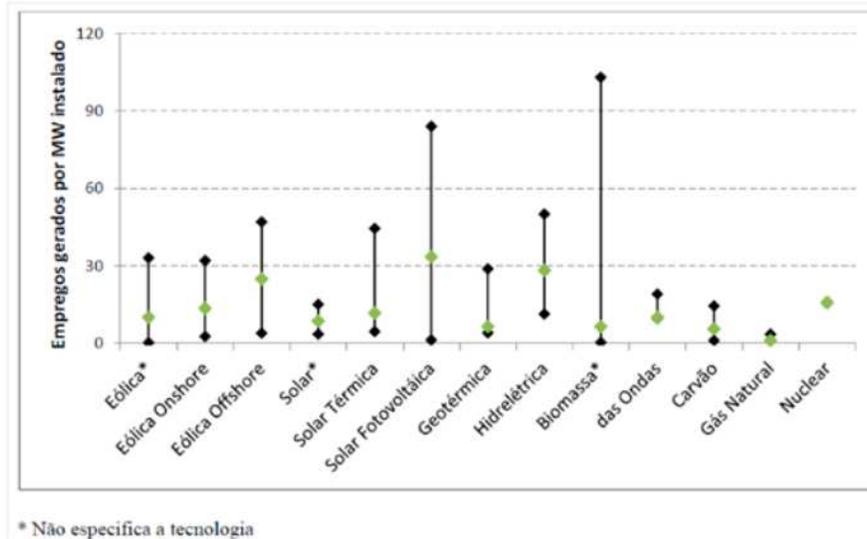


Figura 5.1 Índice de geração de emprego por MW instalado para diversas fontes e tecnologias.

Fonte: SIMAS (2012).

A maior parte dos empregos concentra-se na atividade de serviços, como indicado na Figura 5.2. O censo “National Solar Jobs Census” (2012) traz algumas informações sobre a estrutura da cadeia e onde os empregos são gerados.



Figura 5.2 Distribuição de empregos gerados pela indústria fotovoltaica nos EUA em 2011.

Fonte: National Solar Jobs Census (2012).

Assim, considerando os dois estudos mencionados, foram realizadas as estimativas do número de empregos gerados com a instalação dos 13 projetos da Chamada 13. As estimativas consideraram o valor médio de empregos gerados pelo National Solar Jobs Census (2012) (38 empregos/MW instalado) e o valor mediano encontrado por Simas (2012) (32 empregos/MW instalado). Além disso, como no Brasil há apenas uma empresa fabricante de painéis solares fotovoltaicos, a TECNOMETAL, cujos módulos são utilizados no PV6, estimou-se que para esse projeto 100% dos empregos seriam gerados no País. Para os demais projetos, foi considerado que 76% dos empregos foram gerados no Brasil, ou seja, descontou-se o percentual que corresponde à fabricação dos módulos. Os resultados obtidos podem ser vistos na Tabela 5.4, que apresenta também uma estimativa para a média aritmética de empregos gerados pelos dois estudos mencionados.

Tabela 5.4 Estimativa de empregos gerados no Brasil com os projetos da Chamada 13.

USF	Potência (MW)	Quantidade de empregos gerados/projeto da Chamada 13 (National Solar Jobs Census, 2012)	Quantidade de Empregos gerados/projetos da Chamada 13 (Simas, 2012)	Quantidade média de empregos gerados Pela Chamada 13
PV1	1,085	31	27	29
PV2	0,500	14	12	13
PV3	3,000	87	73	80
PV4	1,000	29	24	27
PV5	3,000	87	73	80
PV6	0,549	21	18	19
PV7	0,600	17	15	16
PV8	1,100	32	27	29
PV9	3,000	87	73	80
PV10	1,024	30	25	27
PV11	0,500	14	12	13
PV12	0,550	16	13	15
PV13	1,000	29	24	27
			Total	454

Fonte: Elaboração própria a partir de National Solar Jobs Census (2012) e Simas (2012).

Os resultados mostraram que poderiam ser gerados em torno de 454 empregos, com a implantação da Chamada 13, representando uma média de 27 empregos/MWp valor esse abaixo

do usado no projeto da CEMIG, que é de 33 empregos/MWp. Caso se computasse também os empregos gerados com a reciclagem dos componentes dos sistemas, esse valor seria ainda superior.

Apesar de não haver precisão sobre o número de empregos gerados, as contratações em “empregos solares” são cada vez mais necessárias no Brasil, principalmente diante da previsão do Governo brasileiro em realizar um leilão de energia solar fotovoltaica ainda no ano de 2013. Não há registros precisos da quantidade de mão de obra atualmente empregada na instalação e manutenção desses sistemas no Brasil, porém sabe-se que esse número é pequeno, devido a pouca potência instalada, e exige uma qualificação especializada dos profissionais.

Vale lembrar que, nas condições atuais, não há mão de obra empregada no Brasil na fase de fabricação dos módulos solares fotovoltaicos, restringindo a geração de novos empregos, principalmente, à fase de instalação. O mesmo não ocorre com as outras fontes, como por exemplo, à biomassa e a hidráulica, que empregam, significativamente, na fase de operação e construção, respectivamente.

Além dos empregos gerados na indústria fotovoltaica, segundo a ANEEL (2013) os projetos da Chamada 13 englobam ainda a participação de 584 profissionais com mestrado, doutorado ou com especialização na área solar. Como esses projetos serão instalados em três regiões do País (Sudeste, Sul e Nordeste), serão também qualificados pesquisadores em instituições de pesquisa nessas três regiões, auxiliando na formação de recursos humanos e de mão de obra que queira seguir a “carreira solar”.

5.3 Contribuição para a distribuição de renda

A contribuição mais imediata dos projetos solares para a distribuição de renda é a geração de empregos locais mencionados, postos de trabalhos esses que não seriam gerados na ausência da implementação e operação das usinas fotovoltaicas da Chamada 13. Essa distribuição direta de renda poderia promover um acréscimo de capital na economia local, estimulando a criação de novos postos de trabalho no setor de comércio em geral e contribuindo para a distribuição indireta de renda.

Além da geração de empregos locais, espera-se contribuir com o recolhimento de impostos nos municípios na ocasião da construção e da operação das usinas fotovoltaicas através do Imposto Sobre Serviço (ISS); na esfera estadual através do Imposto Sobre Circulação de Mercadorias (ICMS); e na esfera federal através do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI). Além disso, seriam também recolhidos o Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (CONFINS) e o Imposto de Renda (IR).

Apesar de não significarem uma distribuição direta de renda, os recolhimentos desses impostos deveriam servir para a manutenção e conservação de equipamentos sociais como educação, saúde, saneamento básico etc., bem como para a contratação de professores, médicos, técnicos etc., permitindo indiretamente uma maior distribuição de renda.

O projeto de MDL da CEMIG indica também como benefício o viés turístico que a instalação desses sistemas pode fomentar, pois paisagens de usinas fotovoltaicas ainda são praticamente inexistentes no Brasil e têm grande apelo ambiental por se tratar de energia mais “limpa”. Esse aspecto também pode ser replicado para os projetos da Chamada 13, promovendo uma receita adicional associada ao setor de turismo, que emprega principalmente trabalhadores locais, e também contribuindo indiretamente para a distribuição de renda.

No que se refere exclusivamente aos custos totais da implementação dos projetos da Chamada 13, os dados disponíveis relatam o investimento de aproximadamente R\$ 300 milhões distribuídos nas 3 principais⁴⁹ regiões do país, conforme pode ser visto na Tabela 5.5. Vale comentar que os valores expostos são previstos e divulgados na página eletrônica da ANEEL e, por isso, foram utilizados como referência na presente tese.

Segundo Costa (2004), os custos dos módulos fotovoltaicos e dos inversores em projetos de SFCR são de aproximadamente de 72% dos custos totais do investimento inicial, sendo os demais referentes ao designer do projeto, instalação e componentes. Além disso, como mencionado anteriormente o único projeto analisado na presente tese que prevê a utilização de módulos solares nacionais é o PV6.

Sendo assim, a Tabela 5.6 mostra a estimativa do montante aportado em cada projeto e que poderá permanecer no país caso os módulos fotovoltaicos e os inversores sejam importados, à exceção do PV6, no qual tudo seria desenvolvido no Brasil.

⁴⁹ No que se refere ao potencial de geração de energia elétrica solar fotovoltaica.

Tabela 5.5 Custos dos projetos

USF	Custo do projeto
PV1	R\$ 24.617.579,48
PV2	R\$ 8.253.250,00
PV3	R\$ 60.847.400,00
PV4	R\$ 10.003.664,00
PV5	R\$ 15.997.384,05
PV6	R\$ 8.422.678,00
PV7	R\$ 9.563.923,38
PV8	R\$ 24.509.878,72
PV9	R\$ 23.381.047,85
PV10	R\$ 12.059.720,36
PV11	R\$ 50.592.997,02
PV12	R\$ 44.552.168,00
PV13	R\$ 2.623.002,00
Total	R\$ 295.424.692,86

Fonte: Elaboração própria a partir da ANEEL (2013).

Tabela 5.6 Custo total dos projetos e os aportes que ficarão no país e de importação

USF	Custo do projeto (R\$)	Aporte para importação de módulos fotovoltaicos e inversores (R\$)	Aporte em R\$ que ficará no Brasil (R\$)
PV1	24.617.579,48	17.724.657,23	6.892.922,25
PV2	8.253.250,00	5.942.340,00	2.310.910,00
PV3	60.847.400,00	43.810.128,00	17.037.272,00
PV4	10.003.664,00	7.202.638,08	2.801.025,92
PV5	15.997.384,05	11.518.116,52	4.479.267,53
PV6*	8.422.678,00	8.422.678,00	8.422.678,00
PV7	9.563.923,38	6.886.024,83	2.677.898,55
PV8	24.509.878,72	17.647.112,68	6.862.766,04
PV9	23.381.047,85	16.834.354,45	6.546.693,40
PV10	12.059.720,36	8.682.998,66	3.376.721,70
PV11	50.592.997,02	36.426.957,85	14.166.039,17
PV12	44.552.168,00	32.077.560,96	12.474.607,04
PV13	2.623.002,00	1.888.561,44	734.440,56
Total	295.424.692,86	215.064.128,70	88.783.242,16

* Exceto para o PV6, que será 100% nacional.

Fonte: Elaboração própria a partir de Costa (2004) e ANEEL (2013)

Considerando os dados da Tabela 5.6 verifica-se que R\$ 89 milhões de reais possivelmente ficariam no país, podendo gerar empregos e distribuindo renda. O ANEXO III dos vários projetos fotovoltaicos do mundo, incluindo o projeto da CEMIG pesquisados, não mencionam valores monetários para a distribuição de renda, indicando apenas a possibilidade de ocorrer, provavelmente para não se comprometer em atingir os valores apresentados. No entanto, diante dos valores disponíveis de cada projeto pôde-se quantificar o montante da Chamada 13 e apontar que a maior parte dos recursos servirão de incentivos para o crescimento da indústria de módulos fotovoltaicos e inversores no exterior, contribuindo para a distribuição de renda fora do País. Caso se deseje mudar essa situação, é fundamental que políticas públicas sejam desenvolvidas para estimular a criação de um setor industrial fotovoltaico no Brasil.

5.4 Contribuição para a capacidade e desenvolvimento tecnológico

Como um dos critérios do MDL é a adicionalidade, já mencionada anteriormente, obrigatoriamente estarão sendo desenvolvidos projetos nesse âmbito que deverão se mostrar adicionais à geração tradicional de energia elétrica. Por isso, é de ser esperar também que esses projetos contribuam para a capacitação e desenvolvimento tecnológico nos países na medida em que forem implantados, havendo graus diferenciados de contribuição em decorrência das características do projetos, das rotas tecnológicas adotadas, da linha de base considerada etc.

Nesse contexto, os projetos fotovoltaicos normalmente se apresentam adicionais, pois aproveitam uma energia que não é convencional em muitos países, seus custos são relativamente mais elevados e as emissões decorrentes do seu uso também são relativamente menores. Além disso, existem ainda alguns gargalos importantes, como tecnológicos e operacionais, exigindo um esforço em pesquisa e desenvolvimento (P&D) para resolvê-los.

No caso dos projetos da Chamada 13, o pioneirismo do programa e a proposta de utilização de tecnologias variadas deverão representar significativas contribuições para o desenvolvimento da tecnologia de geração de energia fotovoltaica no Brasil.

A implementação de SFCR em algumas regiões do País contribuirá para a difusão de conhecimento através da formação e capacitação de mão de obra especializada. Eventualmente poderão promover também uma competitividade nesses segmentos que dão suporte à tecnologia fotovoltaica. Além disso, os operadores dos SFCR deverão passar por treinamentos de segurança, prevenção de acidentes, capacitação para reparos etc., contribuindo para a especialização da mão de obra em instalação, manutenção e operação dos equipamentos e agregando maior valor ao capital humano.

Além dessa mão de obra, os dados da ANEEL mostram que os 13 projetos da Chamada 13 contam com a participação de 584 profissionais, 96 empresas e 62 instituições que atuam diretamente no estudo e implementação das tecnologias. A utilização de tecnologias variadas permite a avaliação da eficiência e da operação dos sistemas conectados à rede do SIN, também contribuindo para o estudo da arte e a difusão de conhecimento. Como resultado da pesquisa e desenvolvimento previstos, deverão ser titulados mestres, doutores e especialistas no segmento SFCR em universidades e centros de pesquisa. Assim, além da capacitação de profissionais para o setor de serviços, os projetos preveem a capacitação acadêmica de profissionais que poderão ser absorvidos em instituições de ensino e pesquisa brasileiras.

Alguns dos projetos da Chamada 13 mencionam também a participação em eventos científicos e tecnológicos nacionais e internacionais, indicando a importância de se contribuir para a troca de informação e disseminação do conhecimento através da elaboração e submissão de artigos científicos.

Desta forma, como a geração fotovoltaica ainda é considerada alternativa na matriz de energia elétrica, acredita-se que muito ainda será aprendido e transmitido para outros profissionais do setor, havendo muito espaço a ser preenchido para ampliar a contribuição com a capacitação e desenvolvimento tecnológico no País.

5.5 Contribuição para a integração regional e articulação com outros setores

Segundo a ABDI (2012), a cadeia produtiva de energia elétrica solar fotovoltaica tem seis grandes segmentos: empresas de consultoria em sistemas solares, empresas do setor de

purificação de silício, empresas produtoras de materiais semicondutores fotovoltaicos (células e módulos), empresas (produtoras e representantes) de painéis fotovoltaicos; empresas de equipamentos auxiliares e material elétrico e eletrônico; e empresas especializadas em serviços de instalação e manutenção.

As empresas de consultoria em sistemas solares projetam, executam a obra e entregam em funcionamento a planta, em um sistema conhecido como “*turn key*”, onde a empresa contratada entrega a usina solar em condições de operação, sendo encontradas principalmente na Europa, nos EUA e Japão.

As empresas do setor de purificação de Si demandam elevados investimentos para sua implantação. Nesse setor, há empresas que comercializam somente o Si purificado e outras que, além da purificação, produzem o lingote e as lâminas, tanto de mono c-Si quanto poli c-Si. Também há empresas de purificação de outros materiais e compostos semicondutores. As empresas desse setor são as que apresentam maior quantidade de resíduos químicos, os quais devem ser tratados para amenizar os danos ambientais decorrentes do seu descarte. Isso acaba por incentivar a criação e ampliação de empresas e o desenvolvimento de projetos de pesquisa visando o tratamento dos resíduos industriais.

As empresas fornecedoras de materiais e insumos para toda a cadeia produtiva, desde a purificação de Si até o sistema fotovoltaico, são dos setores químicos (polímeros e vidro), metalúrgico, eletroeletrônico, entre outros. Além da matéria prima semicondutora para a fabricação de células solares, são necessários produtos químicos, gases e substratos específicos para cada tecnologia. Para a produção dos módulos fotovoltaicos são necessários: células, vidros, polímeros, silicone, alumínio e componentes eletroeletrônicos. As outras partes dos sistemas fotovoltaicos envolvem mais especificamente o setor eletroeletrônico de controle de potência, que utiliza basicamente componentes eletrônicos na sua fabricação (ABDI, 2012).

No segmento de empresas produtoras de máquinas e equipamentos, enquadram-se aquelas que desenvolvem esses produtos para a fabricação de células solares, módulos fotovoltaicos, purificação de Si e crescimento de lingotes de Si.

As empresas de equipamentos e materiais para a instalação de sistemas são do setor eletrônico, elétrico, mecânico, metalúrgico e de engenharia, tais como as empresas que desenvolvem e/ou comercializam inversores, controladores de carga, baterias, acumuladores, sensores etc. (ABDI, 2012).

Como pode ser observado há um vasto mercado e setores de produção associados ao aproveitamento da energia solar fotovoltaica que poderão ser incentivados e ampliados regionalmente. Como no Brasil ainda não há um mercado estabelecido para os SFCRs, conseqüentemente não há empresas especializadas em segmentos específicos, como o de purificação de Si, ainda que o País seja um grande produtor desse metal. Já os setores de materiais e insumos, engenharia, comercialização de painéis e instalação dos equipamentos existem no País e poderiam ser ampliados com a maior demanda por sistemas fotovoltaicos. Por isso, no caso da Chamada 13, esses segmentos poderão ser beneficiados com a implantação dos projetos aprovados.

A contribuição para a integração regional e articulação com outros setores produtivos seria maior se houvesse incentivos no Brasil para o desenvolvimento de toda cadeia produtiva da energia solar fotovoltaica, haja visto que a capacidade de geração dessa energia no Brasil é uma das mais altas do mundo.

5.6 Preenchimento do Documento de Concepção do Projeto - CPFL PV1

Diante de todas as informações obtidas na estimativa de emissão evitada de CO₂e e quanto às contribuições ao desenvolvimento sustentável, foi realizado o preenchimento do Documento de Concepção do Projeto (DCP) que é um dos documentos necessários à submissão e avaliação da atividade de projeto pela AND, que no Brasil é a CIMGC, conforme já mencionado.

Para padronizar o DCP quanto às informações de diferentes atividades de projeto, o formulário é formado por uma série de perguntas, as quais devem ser respondidas de acordo com as informações do projeto, ainda que as condições questionadas, anteriormente, não se apliquem a ele.

O detalhamento do PV1, a grande quantidade de informação obtida e o fato desse projeto ser o primeiro SFCR em funcionamento no âmbito da Chamada 13 levaram à sua escolha como referência para o preenchimento do Formulário do DCP.

Além dos dados estimados de energia elétrica gerada e das emissões evitadas de CO₂e, foram necessárias informações de conteúdo mais específico, como o Plano de Monitoramento

(item B.7), sendo utilizado o projeto de MDL da CEMIG como norteador, já que é o único projeto brasileiro de MDL que utiliza energia solar fotovoltaica.

A Tabela 5.7 apresenta os dados gerais do projeto da CEMIG⁵⁰, e do projeto PV1, tem a seguinte configuração geral:

Tabela 5.7 dados gerais do projeto da CEMIG e do PV1

CEMIG ano base 2011 (aprovação do projeto de MDL)			
Planta	Potência instalada (MWp)	Energia elétrica (MWh/ano)	Emissões evitadas (tCO₂e/ano)
Comercial (grande porte)	2,5	3.841	942
Comercial (médio porte)	0,450		
Experimental	0,05		
PV1-CPFL ano base 2011			
Planta	Potência instalada (MWp)	Energia elétrica (MWh/ano)	Emissões evitadas (tCO₂e/ano)
Comercial (médio porte)	0,499	1.407	345
Comercial (médio porte)	0,511		
Experimental	0,075		
PV1-CPFL ano base 2012			
Planta	Potência instalada (MWp)	Energia elétrica (MWh/ano)	Emissões evitadas (tCO₂e/ano)
Comercial (médio porte)	0,499	1.407	617
Comercial (médio porte)	0,511		
Experimental	0,075		

Fonte: elaboração própria

No ano base de 2011, o PV1 evitaria a emissão de 345 tCO₂e que, proporcionalmente, é um valor maior que o mencionado para o projeto da CEMIG.

Apesar do resultado da energia elétrica gerada do PV1 ser uma estimativa, considerando que ela esteja bem próxima do valor real pode-se concluir que o aproveitamento da energia solar foi maior que no projeto da CEMIG, seja pelo uso de tecnologias mais eficientes, seja pela diferença de irradiação solar global média. Como resultado, as emissões evitadas de CO₂e do PV1 foram maiores que o da CEMIG, já que o fator de emissão do SIN foi aplicado da mesma forma para os dois projetos.

⁵⁰ Projeto mencionado no começo do presente capítulo.

O DCP apresentado a seguir levou em consideração a emissão evitada de CO₂ e estimada para o ano base de 2012. Quanto ao ANEXO III, ele foi preenchido com as contribuições do projeto para o desenvolvimento sustentável, com base nas análises realizadas anteriormente, e espera-se que possa auxiliar na elaboração de outros DCPs que utilizam energia solar fotovoltaica no Brasil.



DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP)

Título da atividade de projeto	Inserção Técnico-Comercial de Geração Solar Fotovoltaica na Rede da CPFL – Diversificando a Matriz Energética Brasileira (PV1)
Número da versão do DCP	3.0
Data de conclusão do DCP	15/05/2013
Participante(s) de Projeto	Companhia de Paulista de Força e Luz (CPFL); Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP); Hytron; AQUA GENESIS
Parte(s) anfitriã(s)	Brasil
Escopo(s) setorial(is) e metodologia(s) selecionada(s)	Escopo setorial: 01 Metodologia selecionada: AMS-I.D.: Grid connected renewable electricity generation - Version 17.0
Quantidade média anual estimada de reduções de emissões de GEE	617 t CO ₂ e/ano

SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala

A.1. Proposta e descrição da atividade de projeto de pequena escala:

>> A atividade de projeto proposta consiste na implementação e operação da Usina Solar de Tanquinho, constituída por uma usina fotovoltaica (FV⁵¹) de 1.085 MWp de capacidade instalada localizada no município de Campinas no Estado de São Paulo, Brasil. Essa usina está conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e p é constituída de duas unidades comerciais de médio porte, de 499 kWp e 511 kW, chamadas de FV1 e FV2 e uma unidade experimental com 0,075 MWp chamada de FV3. O projeto já foi fisicamente implementado, entrando em operação em 27/11/2012, e o resumo da tecnologia de painéis fotovoltaicos encontra-se na Tabela 1.

⁵¹ Utilizou-se no preenchimento do DCP a nomenclatura FV para diferenciar o PV que são os projetos da chamada 13.



Tabela 1 Unidades da Usina Solar de Tanquinho.

Unidade	Modelos dos painéis fotovoltaicos	Capacidade Instalada (MW)	Geração de eletricidade (MWh/ano)
FV1	Silício policristalino Yingli YL 280-35b de 280 Wp	0,499	661,6
FV2	Silício amorfo microcristalino Apollo-Dupont de 142 Wp	0,511	623,9
FV3	Silício Policristalino Yingli Solar YL250P-32b	0,015	23,26
	Telureto de Cádmio First Solar FS-377	0,015	24,58
	Silício Amorfo DuPont ApolloDA142-C1	0,015	24,42
	Disseleneto de Cobre Índio-Gálio SoloPower 260 W SP3L	0,015	24,92
	Monocristalino SunPower SPR-425E-WHT-D	0,015	24,11
Total		1,085	1.407

Fonte: Elaboração própria.

O município de Campinas está localizado a 101 km de distância da capital São Paulo, na área de atuação da empresa CPFL Energia, proponente da atividade de projeto.

Campinas tem níveis de irradiação em torno de $5,4 \text{ kWh.m}^{-2}$ sendo superior a média nacional que é de $5 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$. A atividade de projeto prevê uma disponibilização de 1.407 MWh/ano de energia renovável ao SIN. No cenário de linha de base, a energia disponível entregue ao sistema elétrico seria gerada pela operação de plantas de eletricidade conectadas à rede elétrica e pela adição de novas fontes de geração como refletido nos cálculos da margem operação. Assim, a atividade do projeto promoverá a redução de emissões de GEE através da substituição da geração de energia elétrica dos empreendimentos do SIN, que ocorreria se não houvesse a implantação da Usina Solar de Tanquinho, na média de 617 tCO₂e/ano (totalizando 4.319 t CO₂e durante o primeiro período de créditos de 7 anos).

As contribuições para o desenvolvimento sustentável do país hospedeiro ocorrerão da seguinte maneira:

- **Contribuição à sustentabilidade ambiental local:** a atividade de projeto gerará energia renovável a partir de usina solar fotovoltaica de menor impacto ambiental no que se refere às emissões de GEE;
- **Contribuição à geração de postos de trabalho:** com o advento da atividade do projeto está prevista a criação de 29 novos postos de trabalho. Além disso, o projeto conta com mais de 50 pesquisadores entre mestres, doutores e especialistas.
- **Contribuição para o desenvolvimento do setor de geração de energia elétrica no país:** no Brasil a matriz energética é majoritariamente hidrelétrica e os combustíveis não renováveis (usados em termelétricas) atendem a demanda em situações emergenciais ou em períodos de insegurança hidrológica (e já vem sendo utilizadas quase continuamente desde 2008). A geração de energia solar fotovoltaica suplementa a matriz elétrica e reduz a necessidade de acionamento de termelétricas nos períodos não chuvosos.

A.2. Localização da atividade de projeto:**A.2.1. Parte(s) Anfitriã(s)**

>> Republica Federativa do Brasil

A.2.2. Região/Estado/Província etc

>> Estado de São Paulo

A.2.3 Cidade/Município/Comunidade

>>Município de Campinas

A.2.4 Localização Física/Geográfica

Figura 1 Localização geográfica da atividade de projeto, em destaque a Cidade de Campinas e sua localização no Estado de São Paulo.

Fonte: Wikipédia (2013).



As coordenadas geográficas da atividade de projeto são 22°46'38"S, 47°0'26"W (CAMARGO, 2013).

A.3. Tecnologias e/ou medidas

>> A atividade de projeto consiste na instalação de uma Usina Solar Fotovoltaica com 5.387 módulos fotovoltaicos totalizando um potência instalada de 1.085 MWp. O sistema de geração e distribuição consiste em módulos fotovoltaicos, estrutura de suporte, inversores, dispositivos de monitoramento, transformadores etc.

- Painéis fotovoltaicos

A atividade de projeto é constituída por uma Usina comercial de médio porte com duas plantas de 505 kWp de potência instalada e uma planta de pequeno porte com 0,075 MWp, a qual será utilizada para fins de pesquisa. A Tabela 2 mostra as diferentes tecnologias utilizadas.

Tabela 2 Descrição das tecnologias

Tecnologias dos módulos fotovoltaicos	Modelos dos painéis fotovoltaicos	Capacidade Instalada dos módulos (Wp)
Silício policristalino	Yingli YL 280-35b	280
Silício amorfo microcristalino	Apollo-Dupont DA142-C1	142
Silício Policristalino	Yingli Solar YL250P-32b	250
Telureto de Cádmio	First Solar FS-377	78
Silício Amorfo	DuPont ApolloDA142-C1	142
Disseleneto de Cobre Índio-Gálio	SoloPower 260 W SP3L	260
Silício Monocristalino	SunPower SPR-425E-WHT-D	425

A atividade de projeto não contempla a transferência de tecnologia, entretanto o desenvolvimento e transferência de “*know-how*” é um dos objetivos principais da atividade de projeto P&D, visto que uma das propostas é investigar a *performance* dos módulos solares,



inversores e outros elementos do sistema fotovoltaico operando em condições ambientais típicas do Brasil.

A.4. Partes e participantes de projeto

>>

Nome da Parte envolvida (anfitriã)	Entidade(s) pública(s) e ou privada(s) participante(s) (quando aplicável)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada participante de Projeto
República Federativa do Brasil	Companhia de Paulista de Força e Luz (CPFL). (Privado)	Não
	Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). (Público)	
	Hytron - Tecnologia em Hidrogênio (Privado).	
	Instituto AQUAGENESIS – Instituto para estudos e projetos em energia, hidrogênio e meio ambiente. (ONG)	

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

>> Não há financiamento público de partes incluídas no Anexo I do Protocolo de Quioto envolvido nesta atividade de projeto.

A.6. Desagrupamento da atividade de projeto

>> Segundo as “Diretrizes para Avaliação do Desagrupamento de Atividades de Projeto de Pequena Escala (SSC)” (EB 54, Anexo 3 § 2):

“O desagrupamento de uma atividade de projeto do MDL de grande escala não será permitido quando as atividades de projeto resultantes enquadrarem-se como atividades de projeto de pequena escala, ou seja,



um projeto de grande escala não pode ser subdividido em dois ou mais projetos de pequena escala.”

A atividade de projeto de pequena escala proposta deve ser considerada como um componente desagrupado da uma atividade de projeto de grande escala caso haja uma atividade de projeto de MDL de pequena escala registrada ou um pedido de registro de outra atividade de projeto de MDL de pequena escala nas seguintes condições:

- a) Com os mesmos participantes de projeto;
- b) Na mesma categoria de projeto e tecnologia/medida; e
- c) Registrado dentro dos últimos 2 anos; e
- d) Cujo limite de projeto esteja dentro de 1 km do limite de projeto da atividade de pequena escala proposta em seu ponto mais próximo.

Como todas as respostas para as questões acima são negativas para a Usina Solar de Tanquinhos, então, a presente atividade de projeto não é considerada um componente desagrupado de uma atividade de projeto de grande escala. Assim, garante as modalidades simplificadas de adicionalidades típicas de um projeto de pequena escala.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento

B.1. Referência da metodologia

>> Será adotada a metodologia aprovada de pequena escala AMS-I.D (“Geração de energia renovável conectada a rede”) Versão 17.0. e a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”, na versão 2.2.1.

B.2 Elegibilidade da atividade de projeto

>> Toda atividade de projeto de pequena escala deve ser justificado para que não parem dúvidas sobre a escolha da metodologia aplicada. Sendo assim, o Padrão de Atividade do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (versão 1.1) declara que:

“81. Os participantes de projeto devem indicar, o tipo de projeto da atividade de projeto de pequena escala de MDL, e deve demonstrar que a atividade de projeto qualifica-se como os tipos:



- (a) Tipo I: Projetos de energia renovável com uma capacidade de produção máxima de 15 MW;*
- (b) Tipo II: Atividades de projeto de melhoria de eficiência energética que reduzam o consumo de energia, no lado da oferta e/ou da demanda, com uma produção máxima de 60 GWh; ou*
- (c) Tipo III: Outras atividades de projeto não incluídas no Tipo I ou Tipo II que resultem em redução de emissões de GEE que não excedam 60 ktCO₂Ee por ano em nenhum ano do período de crédito”.*

Como a presente atividade de projeto versa sobre a instalação de uma nova Usina Solar (chamada de *greenfield* para os projetos de MDL) com capacidade instalada de 1.090 MWp, esse projeto classifica-se como “Tipo I: atividades de projetos de energia renovável com uma capacidade instalada de até 15 MW”.

A demonstração de que a atividade de projeto enquadra-se no Tipo I pode ser consultada na Aprovação do P&D da Chamada 13, que classifica como energia renovável (solar) em acordo com a metodologia AMS-I.D.

O padrão de Atividade de projeto de MDL (versão 1.0) também versa sobre:

“83. Os participantes de projeto devem assegurar que a atividade de projeto de MDL de pequena escala proposta permanece, para todos os anos do período de crédito, dentro dos limites do tipo de atividade de projeto definido no parágrafo 81 acima. Se durante a implementação e o monitoramento a atividade de projeto for além do limite de seu tipo em qualquer ano do período de crédito, a redução de emissões de GEE que pode ser requerida durante esse determinado ano deve ter como teto a redução de emissões de GEE máxima estimada no DCP registrado para aquele ano durante o período de crédito”.

Como o presente DCP é elaborado para uma estação técnico-econômico-experimental não é previsto aumento de potência no projeto, ou seja, não há possibilidades de a presente atividade de projeto ultrapassar os 15 MW de potência instalada.



A atividade de projeto cumpre com as determinações da metodologia escolhida AMS-I.D:

“Geração de eletricidade renovável conectada a rede: compreende as unidades de geração de energia renovável, como fotovoltaica, hidrelétricas, de maré/ondas, eólicas, geotérmicas e de biomassa renovável, que forneça eletricidade para um sistema de distribuição e/ou substituam a eletricidade de um sistema de distribuição que seja ou tenha sido abastecido por pelo menos uma unidade geradora de energia a partir de queima de combustíveis fósseis. Se a unidade acrescentada tiver componentes renováveis e não renováveis, o limite de elegibilidade de 15 MW para uma atividade de projeto de pequena escala no âmbito do MDL aplicar-se-á somente ao componente renovável. Se a unidade acrescentada também queimar combustíveis fósseis, a capacidade de toda a unidade não deverá exceder o limite de 15 MW.”

No caso dessa atividade de projeto, configura-se em uma instalação de uma nova usina que fornecerá eletricidade para o SIN, o que cumpre com as condições de aplicabilidade da metodologia.

Além do exposto, há também:

“Esta metodologia é aplicável a atividades de projeto que: Instalem uma nova planta de energia em um local onde não há plantas de energia renovável em operação antes da implementação da atividade de projeto (planta greenfield); Envolvam adição de capacidade instalada e que envolvam o retrofit de planta(s) existente(s); ou envolvam a substituição de planta(s) existente(s)”.

Como a atividade de projeto consiste na instalação de uma nova usina em local onde não havia nenhuma planta de energia renovável em operação, essa condição também é aplicável.

Outra condição de aplicabilidade é:

“Usinas hidrelétricas com reservatórios que satisfaçam ao menos uma das seguintes condições:



- A atividade de projeto é implementada em um reservatório existente sem mudança no volume do reservatório;
- A atividade de projeto é implementada em um reservatório existente, em que o volume no reservatório é aumentado e a densidade de potência da atividade de projeto, conforme as definições dadas na seção de emissões de projeto, é superior a 4 W/m²;
- A atividade de projeto resulta em novos reservatórios e a densidade de potência da usina, conforme as definições dadas na seção de emissões de projeto, é superior a 4 W/m².

Essa condição não se aplica à atividade de projeto, já que é baseada em fonte solar

Os sistemas combinados de calor e eletricidade (cogeração) não são elegíveis nesta categoria, condição essa que também valida a utilização dessa metodologia para a presente atividade de projeto, pois não se utiliza sistemas de cogeração.

Caso haja aumento de capacidade:

“No caso de atividades de projeto que envolvam a adição de unidades de energia renovável a uma unidade de geração de energia renovável existente, a capacidade adicionada pelas unidades incorporadas ao projeto deve ser inferior a 15 MW e deve se fisicamente distinta das unidades existentes.”

Essa condição não se aplica ao projeto, pois não unidade existente no local. Da mesma forma, a condição associada a atividades de projeto que prevejam substituição ou *retrofit* não se aplica ao projeto. Essa condição prega que:

“No caso de retrofit ou substituição, para se qualificar como projeto de pequena escala, a capacidade total da unidade submetida ao retrofit ou à substituição não deve exceder o limite de 15 MW.”

B.3. Limite do projeto

Com base na metodologia AMS-I.D, o limite do projeto abrange o local geográfico da fonte de geração renovável física. A eletricidade produzida por este projeto será entregue à rede e a



complementará com energia elétrica. Portanto, de acordo com a metodologia, a extensão espacial do limite do projeto inclui a planta e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema de energia elétrica que a usina do projeto de MDL está conectada, ou seja, ao SIN.

B.4. Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base

O cenário de linha de base do projeto é a continuidade da operação das usinas existentes no sistema ligado à rede e a adição de novas fontes de geração. A atividade de projeto envolve a construção de uma usina solar com emissões nulas na geração. Assim, as reduções de emissões serão iguais às emissões de linha de base, as quais são calculadas com base na metodologia de pequena escala AMS-I.D (versão 17).

B.5. Demonstração de adicionalidade

Para atividade de projeto de pequena escala, a adicionalidade torna-se automática conforme a resolução “Diretrizes pra demonstração de adicionalidade de atividades de projeto de pequena escala” (Versão 9.0, EB 68, Anexo 27) que declara:

“Documentação de barreiras, não é necessária para a lista positiva de tecnologias e tipos de atividades de projeto que são definidas como automaticamente adicionais para projetos menores ou iguais aos limites de pequena escala do MDL (por exemplo, capacidade instalada de até 15 MW). A lista positiva de tecnologias consiste em:

- *As seguintes tecnologias de geração de eletricidade renovável conectadas ao sistema elétrico e off-grid:*
 - i. Tecnologias solares (geração de eletricidade fotovoltaica e solar térmica);*
 - ii. Tecnologias eólicas off-shore;*
 - iii. Tecnologias marinhas (ondas, marés);*
 - iv. Turbinas eólicas integradas a edificações ou em telhados de residências com até 100kW”.*

Data de início do Projeto

De acordo com o Glossário de termos do MDL, (versão 06.0), a data de início de uma atividade de projeto de MDL é a data mais antiga em que a implementação, construção ou ação



real de uma atividade de projeto tem início. Ou seja, qualquer movimentação financeira comprova o início do projeto, que no caso da presente atividade de projeto foi em 2012.

Demonstração e avaliação de consideração prévia do MDL

De acordo com as “Diretrizes para demonstração e avaliação de consideração prévia do MDL” (versão 04):

“(...) para atividades de projeto com data de início de projeto em ou depois de 02 de agosto de 2008, o participante de projeto deve informar à AND do país anfitrião e ao Secretariado da UNFCCC por escrito o início da atividade de projeto e sua intenção de alcançar o status de MDL”.

Para o projeto da CPFL (PV1) requerer uma atividade de projeto no âmbito do MDL deveria ter informado à AND brasileira e ao Secretariado da UNFCCC o início da atividade de projeto e sua intenção de alcançar o status de MDL. Como essa notificação não foi realizada dentro dos seis meses, após a data de início do funcionamento da usina solar fotovoltaica⁵², a CPFL não pode requerer as RCEs como um projeto de MDL na UNFCCC, porém pode comercializá-la nos mercados voluntários existentes e mencionados no Capítulo 2 da presente tese que utilizam as metodologias aprovadas da UNFCCC para quantificar as emissões evitadas.

B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Pela AMS-I.D. (versão 17.0), as emissões de projeto devem ser consideradas conforme o procedimento descrito na versão mais recente da “Metodologia consolidada para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (ACM0002) apenas para as seguintes categorias de atividades de projeto:

- Emissões relacionadas à operação de usinas geotérmicas (e.g. gases não condensáveis, consumo de eletricidade/combustíveis fósseis);
- Emissões de reservatórios de água de usinas hidrelétricas.

⁵² O projeto da CPFL (PV1) que se encontra em funcionamento e o projeto da CHESF (PV5) que abriu licitação para instalar a Usina Solar não são elegíveis para um Projeto de MDL.



Como a atividade de projeto não se enquadra como usina geotérmica nem prevê a construção de hidrelétrica então:

$$PE_y = 0$$

Em que:

$$PE_y = \text{Emissões de projeto no ano } y \text{ (tCO}_2\text{e/y)}$$

Com relação às emissões fugitivas no ano y (LE_y), elas são consideradas nulas para essa atividade de projeto, uma vez que ocorrem quando o equipamento de geração de energia tiver sido transferido de outra atividade, o que não é o caso.

Por fim, as emissões de linha de base são calculadas a partir da seguinte equação:

$$BE_y = EG_{BLY} * EF_{CO_2,grid,y}$$

Em que:

$$BE_y = \text{Emissões de linha de base no ano } y \text{ (tCO}_2\text{e);}$$

$$EG_{BLY} = \text{Quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede elétrica como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano } y \text{ (MWh);}$$

$$EF_{CO_2,grid,y} = \text{Fator de emissão de CO}_2\text{e da rede elétrica no ano } y \text{ (tCO}_2\text{e/MWh);}$$

Para o cálculo da quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede elétrica (EG_{BLY}), como a atividade de projeto consiste em uma nova planta de energia renovável conectada a rede, em uma localização onde não havia nenhuma energia renovável em operação (projeto *greenfield*), tem-se:

$$EG_{BLY} = EG_{facility,y}$$

Em que:

$$EG_{BLY} = \text{Quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede elétrica como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano } y \text{ (MWh);}$$



$EG_{facility,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade fornecida pela planta/unidade de projeto à rede elétrica no ano y (MWh)

Calculo de $EF_{CO_2,grid,y}$

A Usina Solar de Tanquinho fornecerá energia para o SIN, que possui uma matriz predominantemente hidrotérmica. A AND brasileira publicou o delineamento do SIN a ser adotado em projetos de MDL brasileiros, indicando, em sua Resolução nº 8, que a rede elétrica considerada nesta atividade de projeto é um sistema composto pelos submercados do SIN. Plantas não conectadas à rede não são contabilizadas nem inclusas nos cálculos de $EF_{CO_2,grid,y}$.

Segundo a AMS-I.D (versão 17.0), o fator de emissão pode ser calculado de acordo com a “Ferramenta Para Calcular o Fator de Emissão de um Sistema Elétrico” versão 2.2.1 como:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} * w_{OM} + EF_{grid,BM,y} * w_{BM}$$

Em que:

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂e da margem combinada no ano y (tCO₂e/MWh);

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂e da margem de operação no ano y (tCO₂e/MWh)

w_{OM} = Ponderação do fator de emissão da margem de operação para novos empreendimentos de energia renováveis que é de 75% de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” versão 2.2.1;

w_{BM} = Ponderação do fator de emissão para margem de construção para novos empreendimentos de energia renováveis que é de 25% de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” versão 2.2.1.

Os parâmetros $EF_{grid,OM,y}$ $EF_{grid,BM,y}$ são calculados e publicados pela CIMGC e para o sistema brasileiro no ano base de 2012 tem-se os seguintes fatores:

$$EF_{grid,OM,y} = 0,5176 \left(\frac{tCO_2e}{MWh} \right)$$

$$EF_{grid,BM,y} = 0,2010 \left(\frac{tCO_2e}{MWh} \right)$$



$$EF_{CO_2,CM,y} = 0,5176 \left(\frac{tCO_2e}{MWh} \right) * 0,75 + 0,2010 \left(\frac{tCO_2e}{MWh} \right) * 0,25$$
$$EF_{CO_2,CM,y} = 0,4385 \left(\frac{tCO_2e}{MWh} \right)$$

Utilizando esses valores publicados e a geração anual de eletricidade EG_{BLY} é possível calcular as emissões de linha de base associadas BE_y .

Reduções de emissões

A redução de emissões pela atividade de projeto durante um determinado ano y é calculada da seguinte maneira:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Em que:

ER_y = Redução de emissões no ano y (tCO₂e/y);

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂e/y);

PE_y = Emissões de projeto no ano y (tCO₂e/y);

LE_y = Emissões fugitivas no ano y (tCO₂e/y).

Para presente atividade de projeto $ER_y = BE_y$

B.6.2 Dados e parâmetros *ex-ante*

Não há dados ou parâmetros fixados *ex-ante* nessa atividade de projeto.

B.6.3 Cálculo *ex-ante* da redução de emissões

A redução de emissões estimadas *ex-ante* nessa atividade de projeto é dado:

$$BE_y = EG_{BLY} * EF_{CO_2,grid,y}$$

Em que:

$$BE_y = \frac{1.407MWh}{ano} * 0,4385 \left(\frac{tCO_2e}{MWh} \right)$$



$$BE_y = 617 \left(\frac{tCO_2e}{ANO} \right)$$

De acordo com a análise já apresentada, as emissões de projeto e as emissões fugitivas são nulas para essa atividade de projeto. Assim:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$
$$ER_y = 617 \left(\frac{tCO_2}{ANO} \right) - 0tCO_2 - 0tCO_2$$
$$ER_y = 617 \left(\frac{tCO_2}{ANO} \right)$$



Tabela 4: Resumo dos Parâmetros usados para cálculos *ex-ante*

Parâmetro	Unidade	Valor	Descrição	Comentário
ERy	tCO ₂ e/y	617	Redução de emissões no ano y	Calculado
BEy	tCO ₂ e/y	617	Emissões de linha de base no ano y	Calculado
LEy	tCO ₂ e/y	0	Emissões fugitivas no ano y	Para esta atividade de projeto emissões fugitivas são nulas, conforme a AMSI.D./Versão 17
EGBL,y	MWh/ano	1.407	Quantidade líquida de energia fornecida à rede elétrica como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y	Estimado como a média anual total da geração de eletricidade pela atividade de projeto, de acordo com estimativa
EFgridCO2E, CM,y	tCO ₂ e/MWh	0,4385	Fator de emissão Fator de emissão de CO2E da margem combinada no ano y	Calculado de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”, versão 02.2.1, no passo 6a (Calcule o fator de emissão da margem combinada – Média ponderada da margem combinada)
EFgrid, OM,y	tCO ₂ E/MWh	0,5176	Fator de emissão de CO2E da margem de operação no ano y	Fator de emissão da margem de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) (2012), como publicado pela AND brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora , data de acesso: 05/03/2013)
Efgrid, BM,y	tCO2E/MWh	0,2010	Fator de emissão de CO2E da margem de construção no ano y	Fator de emissão da margem de construção do Sistema Interligado Nacional (SIN) (2012), como publicado.pela AND brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora , data de acesso: 05/03/2013)
Wom	Fração	0,75	Ponderação do fator de emissão da margem de operação	Valor padrão para projetos de geração de energia solar, conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.
Wbm	Fração	0,25	Ponderação do fator de emissão da margem de construção	Valor padrão para projetos de geração de energia solar, conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.



B.6.4 Resumos das estimativas *ex-ante* de redução de emissões

Ano	Emissões de linha de base (tCO₂e)	Emissões de projeto (tCO₂e)	Emissões fugitivas (tCO₂e)	Redução de emissões (tCO₂e)
2014	617	0	0	617
2015	617	0	0	617
2016	617	0	0	617
2017	617	0	0	617
2018	617	0	0	617
2019	617	0	0	617
2020	617	0	0	617
Total	4.319			4.319
Número total de anos de crédito	7			
Média anual ao longo do período de crédito	617	0	0	617

B.7 Plano de monitoramento:

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:



Dado/parâmetro:	$EG_{facility,y} = EGBL,y$
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecida pela planta de projeto para rede elétrica no ano y .
Fonte do dado	Medições devem ser feitas no local da atividade de projeto.
Valor do dado:	1.407
Métodos e procedimentos de medição	Este parâmetro deve ser continuamente analisado e monitorado, sendo enviado para a EOD responsável pela validação do projeto. (na seção B.7.3 será mostrado como o projeto da CEMIG descreveu).
Frequência de monitoramento	Por se tratar de energia elétrica, o monitoramento é feito continuamente.
Procedimentos de avaliação e controle de qualidade	Foi realizado nessa seção o que seria procedimentos de controle de monitoramento. E Foi utilizado o exemplo do Projeto da CEMIG
Finalidade do dado	Cálculo de emissões de linha de base
Comentários adicional	<i>Ex-ante</i> estimado como a geração de eletricidade média total anual líquida prevista por atividade do projeto.

Dado/parâmetro:	$EF_{grid,CM,y} = EFCO_{2e,grid,y}$
Unidade do dado:	tCO _{2e} /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO _{2e} da margem combinada no ano y
Fonte do dado	Calculado
Valor do dado:	0,4385
Métodos e procedimentos de medição a	Conforme a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.
Frequência de monitoramento	Conforme a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.
Procedimentos de avaliação e controle de qualidade	Conforme a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.
Finalidade do dado	Cálculo de emissões de linha de base
Comentários adicional	Calculado conforme seção B.6.1 deste DCP, como declarado na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”, versão 02.2.1.



Dado/parâmetro:	<i>EFgrid,OM,y</i>
Unidade do dado:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ e da margem de operação no ano <i>y</i>
Fonte do dado	Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima
Valor do dado:	0,5176
Métodos e procedimentos de medição a	Conforme a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.
Frequência de monitoramento	Conforme a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.
Procedimentos de avaliação e controle de qualidade	Conforme a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.
Finalidade do dado	Cálculo de emissões de linha de base
Comentários adicional	Calculado conforme seção B.6.1 deste DCP, como declarado na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”, versão 02.2.1.

B.7.2 Plano de Amostragem

>>Os dados e parâmetros monitorados na seção B.7.1 acima não são determinados por um método de amostragem estatístico, sendo efetivamente calculados.

B.7.3 Outros elementos do plano de monitoramento

Esta seção foi adaptada a partir do projeto da CEMIG (2012). Nesta seção o proponente de atividade de projeto deve informar de que forma serão realizados os monitoramentos.

1. Considerações Gerais

O objetivo do plano de monitoramento é garantir o monitoramento e o cálculo completo, consistente, claro e preciso da redução de emissões alcançadas pela atividade de projeto durante todo o período de crédito. Os empreendedores (que são o desenvolvedor e operador do projeto) serão responsáveis pela sua implementação, que se baseia no monitoramento da eletricidade líquida entregue à rede e do fator de emissão da rede elétrica.

2. Fator de Emissão – *EFgrid,OM,y*, *EFgrid,BM,y* e *EFgrid,CM,y*



O plano de monitoramento também inclui parâmetros como o fator de emissão de CO₂E da margem de operação para unidades de energia no topo da ordem de despacho ($EF_{grid,OM,y}$), o fator de emissão de CO₂E da margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$) do SIN e o fator de emissão de CO₂E da margem combinada ($EF_{grid,CM,y}$).

Esses parâmetros serão obtidos a partir da CIMGC (AND brasileira), que calcula e publica $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$ de acordo com a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”. Com isso, será possível calcular a margem combinada anual ($EF_{grid,CM,y}$) e, em última instância, a redução de emissões alcançada pela atividade de projeto.

Caso a AND deixe de publicar $EF_{grid,OM,y}$, $EF_{grid,BM,y}$ e/ou $EF_{grid,CM,y}$, os proponentes de projeto podem escolher entre utilizar seus próprios fatores de emissão ou fatores de emissão calculados por uma terceira parte, seguindo a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.

Todos os dados coletados no plano de monitoramento serão arquivados e mantidos por pelo menos 2 anos após o final do período de crédito ou 2 anos após a última emissão de RCE para esta atividade de projeto, valendo o que ocorrer por último.

3. Estrutura de monitoramento

A equipe de monitoramento é dividida em:

Equipe Administrativa: Responsável por acompanhar o validador durante a visita de verificação e fornecer toda a documentação necessária relacionada aos registros da eletricidade líquida fornecida à rede elétrica.

Gerente de Operação: Responsável pelo registro e pela identificação dos dados referentes ao fornecimento líquido de eletricidade à rede. Suas atribuições incluem também garantir que os dados monitorados referentes à geração líquida de eletricidade sejam continuamente enviados (*online*) à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Equipe de Operação da Planta: Responsável pela supervisão geral da operação da planta e pela supervisão da medição. Suas atribuições também incluem garantir que os medidores incluídos no presente plano de monitoramento sejam calibrados e submetidos à manutenção



conforme as regulamentações aplicáveis e recomendações do fabricante. Quaisquer procedimentos de calibração dos medidores serão relatados à Equipe Administrativa.

4. Compilação dos relatórios de monitoramento

Os dados monitorados serão enviados para uma empresa de consultoria de MDL (a ser escolhida) em uma base, no mínimo, bimestral. Além de ser responsável por coletar as informações necessárias ao cálculo do fator de emissão da rede elétrica ($EF_{grid,BM,y}$ e $EF_{grid,OM,y}$), a empresa de consultoria de MDL compilará relatórios de monitoramento e será responsável pelos cálculos da redução de emissões alcançada pela atividade de projeto.

SEÇÃO C. Duração e período de obtenção de créditos

C.1. Duração da atividade do projeto:

C.1.1. Data de início da atividade do projeto:

27/11/2012

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade do projeto:

>>25 anos e 0 meses⁵³.

C.2. Período de créditos da atividade de projeto

C.2.1. Tipo de período de crédito:

>>Renovável. O presente DCP corresponde ao primeiro período de crédito.

C.2.1.1. Data de início do período créditos:

>>05/01/2014.

C.2.1.2. Extensão do período de crédito

>>7 anos e 0 meses.

⁵³ Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) (ElectricalSectorEndowmentManagementHandbook_ANEEL_2009, página 215) estabelece uma taxa de depreciação de 4% ao ano para os painéis fotovoltaicos, o que corresponde a um tempo de vida útil de 25 anos.



SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise de impacto ambiental da atividade do projeto

>> O principal objetivo do Licenciamento Ambiental no Brasil é padronizar as avaliações de impactos ambientais e a elaboração de planos de controle de poluentes de empresas. A Deliberação Normativa COPAM 74/04 estabelece critérios para a classificação de empreendimentos segundo porte e potencial poluidor de suas atividades passíveis de autorização ambiental de funcionamento ou de licenciamento ambiental no nível estadual.

Como a atividade de projeto não está listada nessa deliberação, não é passível de licenciamento. Pode haver impactos ambientais potenciais associados à implementação desse tipo de atividade de projeto, podendo está sujeita ao licenciamento ambiental no nível municipal.

No que se refere à instalação da atividade de projeto, a Resolução CONAMA 279/2001 estabelece procedimentos para simplificar o licenciamento ambiental dos empreendimentos energéticos com baixo potencial de impacto ambiental, como por exemplo fontes alternativas de energia. O Relatório Ambiental Simplificado – RAS da atividade de projeto, que descreve os impactos ambientais relativos à localização, instalação, operação e ampliação do projeto, pode ser solicitado no licenciamento ambiental no nível municipal para a obtenção da Licença de Instalação - LI.

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

E.1. Solicitação de comentários de partes interessadas locais

Para aprovação da atividade de projeto é necessário consultar a sociedade civil organizada local, os poderes legislativos, executivo e judiciário segundo a Resolução n° 07 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Nessa seção serão resumidos os comentários das entidades acima mencionadas.

E.3. Relatório sobre a consideração dos comentários recebidos

>>De acordo com os requisitos da AND, a solicitação da carta de aprovação deve ser feita após a validação da atividade de projeto pela EOD.



ANEXO III – Resolução 1 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima

Contribuição da Atividade de Projeto para o Desenvolvimento Sustentável

Projeto: “Inserção Técnico-Comercial de Geração Solar Fotovoltaica na Rede da CPFL – Diversificando a Matriz Energética Brasileira PV1”.

A. Contribuição para a sustentabilidade ambiental local

A atividade de projeto consiste na geração de energia renovável a partir de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede que não emite poluentes na geração de energia elétrica, substituindo instalações de possíveis plantas de geração de energia potencialmente poluidoras, como as termelétricas a partir de combustíveis fósseis. Dessa forma, o sistema proposto irá mitigar possíveis emissões de poluentes como: óxidos de enxofre (SO_x), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio (NO_x), fuligem, partículas inaláveis, todos esses danosos à saúde humana, impactantes à fauna e à flora, causadores de perdas de produtividade no meio rural e de perda de qualidade de vida no meio urbano.

A atividade de projeto também não irá causar impactos sonoros, uma vez que não há emissão de ruídos; e nem ocupará áreas produtivas, já que foi instalada na área da Subestação de Tanquinho, de propriedade da CPFL Energia.

Além disso, a presente atividade de projeto prevê ainda atividades de formação em Educação Ambiental com foco nos funcionários da CPFL e nos agentes participantes do projeto, a fim de formar agentes multiplicadores inteirados nos temas geração de energia e impactos socioambientais, através da realização de palestras e cursos. Esses multiplicadores terão a tarefa de escolher escolas estaduais e municipais no entorno da área de implantação da Usina e serão responsáveis por atividades motivadoras, como gincanas sócio-culturais-ambientais, despertando nos alunos o interesse pelas questões ambientais. Os programas socioambientais a serem criados pela atividade de projeto são:

- i) **Programa Socioambiental:** tem por objetivo garantir que a Usina Solar de Tanquinho coopere com o desenvolvimento socioambiental do município de Campinas/SP e, para



- isso, serão levantados os possíveis prestadores de serviços que possam cooperar com a implantação, operação e manutenção da Usina, além de capacitar mão de obra regional.
- ii) **Programa de Comunicação:** tem por objetivo informar as comunidades locais todos os passos do empreendimento, quais são as finalidades da atividade de projeto, promovendo o compartilhamento regular e permanente de informações de modo a diminuir as barreiras de comunicação e aproximar os agentes da população;
 - iii) **Programa de Educação Ambiental e Segurança do Trabalho:** como mencionado anteriormente, esse programa tem como objetivo sensibilizar todos os agentes da atividade de projeto nas questões socioambientais, além de promover educação ambiental no entorno da atividade de projeto. Fará parte do conteúdo dessa formação: eficiência energética; uso de energia renováveis, com foco na energia solar fotovoltaica; manejo integrado de resíduos sólidos urbanos e rurais e saneamento básico. Além disso, a mão de obra local será enquadrada nesse programa, haja vista que o objetivo também é instruir o trabalhador para um ambiente de trabalho seguro;
 - iv) **Programa de Aquisição de Serviços, Mão de Obra e Produtos Locais:** a atividade de projeto refere-se à tecnologia solar fotovoltaica que não é muito difundida no País, porém será realizada uma pesquisa de possíveis serviços e produtos que se possam ser adquiridos localmente para atender as questões técnicas do projeto, os quais serão priorizados. Pretende-se também absorver mão de obra local para atividades como manutenção e limpeza dos painéis fotovoltaicos da Usina, ajudando, assim, na geração de empregos locais;
 - v) **Programa de Desenvolvimento Turístico:** tem por objetivo tornar a Usina um projeto turístico do município de Campinas e região, contribuindo para o turismo ecológico. Para tanto, serão organizadas visitas guiadas à Usina, despertando o conhecimento pela tecnologia solar fotovoltaica na região, a qual é rodeada de fazendas, hotéis e pousadas;
 - vi) **Programa de Gestão de Resíduos Sólidos:** tem por objetivo utilizar o conceito dos 3 R's, quais sejam Reduzir, Reutilizar e Reciclar, e dispor de forma adequada os resíduos do empreendimento tanto na ocasião de sua implementação como também no final de suas atividades. O programa prevê a realização de um inventário preliminar desses



resíduos que indicará os produtos e as empresas necessárias para reciclar e dispor os resíduos de forma sustentável e com o mínimo de impactos ambientais.

Após a implementação da atividade de projeto espera-se alcançar os seguintes resultados:

- i) Formação de agentes multiplicadores locais e das empresas partícipes em questões socioambientais;
- ii) Formação de mão de obra com foco na energia solar fotovoltaica e impactos ambientais da geração de energia elétrica;
- iii) Aumento da renda e melhoria das condições de vida das comunidades locais, com foco nas populações no entorno da Usina;
- iv) Tornar-se um projeto de referência na promoção do desenvolvimento sustentável a partir da atividade de projeto proposto.

B. Contribuição para o desenvolvimento das condições de trabalho e geração líquida de empregos

Estudos indicam que a quantidade de empregos gerados pela indústria solar fotovoltaica é bastante significativa em toda sua cadeia, desde a produção das células solares, fabricação de módulos fotovoltaicos até a instalação e manutenção dos painéis solares. No entanto, nem todos os países possuem uma indústria solar fotovoltaica totalmente nacionalizada, havendo muitos produtos e equipamentos que somente estão disponíveis em mercados externos. Por questões técnicas, a presente a atividade de projeto optou por escolher tecnologias importadas, contratando na região apenas os serviços de instalação dos painéis solares.

De acordo com a estimativa de empregos gerados em alguns estudos, obteve-se, como média aritmética, o valor de 27 empregos/MWp instalado, o que para o caso específico da Usina Solar de Tanquinho, corresponderia a contratação direta de 29 trabalhadores. Além disso, a atividade de projeto conta com a participação de 48 pesquisadores, entre mestres, doutores e especialistas, englobando profissionais 77 empregados, trabalhos esses que poderiam não ocorrer na ausência da atividade de projeto. Também serão oferecidos cursos de capacitação para garantir uma mão de obra qualificada, agregando valor à renda dos trabalhadores.



Para contribuir com empregos indiretos, os Programas de Desenvolvimento Turístico e de Gestão de Resíduos Sólidos possibilitarão a contratação de mão de obra local para viabilizar o turismo ecológico e a disposição adequada dos resíduos sólidos, incrementando o número de beneficiários com a instalação da Usina. Além disso, a criação de postos de trabalho diretos na implementação da atividade de projeto poderá proporcionar e estimular o aumento de empregos indiretos no setor de comércio local, criando uma dinâmica positiva na economia local.

C. Contribuição para a distribuição de renda

A distribuição de renda está intrinsecamente vinculada à geração de empregos diretos e indiretos com a implementação da atividade de projeto. A implementação da Usina conta com um maior contingente de mão de obra especializada na concepção do projeto e na operação. Já na fase de construção, grande parte do trabalho deverá ser realizada por mão de obra com baixa qualificação.

Além da distribuição de renda para os trabalhadores contratados, poderá ocorrer um incremento salarial local por serviços prestados no município de instalação da Usina, vindo a contribuir para a geração de emprego e renda de forma indireta e impactando positivamente o mercado local.

A distribuição indireta de renda também poderá ocorrer com o recolhimento de tributos pelo município de Campinas, através do Imposto Sobre Serviço (ISS); na esfera estadual, com o Imposto Sobre Circulação de Mercadorias (ICMS); e na esfera federal, com o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI). Além disso, haverá o recolhimento do Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (CONFINS) e Imposto de Renda, tributos esse que, em princípio, deverão retornar à sociedade através da construção, manutenção e melhorias em escolas, postos de saúde, hospitais etc., bem como na contratação de profissionais qualificados.

D. Contribuição para a capacitação e o desenvolvimento tecnológico

A tecnologia solar fotovoltaica no Brasil foi historicamente utilizada para gerar energia no Sistema Isolado, o que capacitou alguns centros de pesquisa na instalação de Sistemas Solares Autônomos (SFA). A presente atividade de projeto corresponde à implantação de SFCR do SIN,



exigindo requisitos técnicos para que a energia elétrica gerada seja injetada com segurança técnica e em conformidade com as especificações da rede. Como existem poucos desses sistemas no Brasil, há a necessidade de se criar uma rede de capacitação de mão de obra altamente qualificada que poderá contribuir para a consolidação desses sistemas no País.

Para além do simples fornecimento de energia elétrica ao SIN, a presente atividade de projeto prevê também o monitoramento e avaliação do comportamento de diferentes tecnologias fotovoltaicas em condições reais de funcionamento e operação através da implantação conjunta de uma planta de P&D, permitindo avaliar o estado da arte e as reais eficiências dos diferentes módulos fotovoltaicos. Para tanto, como já mencionado, a atividade de projeto conta com 48 pesquisadores doutores, mestres e especialistas que atuam na área solar fotovoltaica e em questões ambientais relacionadas à geração de energia elétrica.

Assim, espera-se que essa atividade de projeto possa servir como referência e incentive a instalação de usinas solares no Brasil, contribuindo para a capacitação e desenvolvimento dessa tecnologia no País, para diversificação da matriz elétrica nacional e para a redução dos impactos ambientais negativos da geração de eletricidade.

E. Contribuição para a integração regional e a articulação com outros setores

Segundo a ABDI (2012), a cadeia produtiva de energia elétrica solar fotovoltaica tem seis grandes segmentos: empresas de consultoria em sistemas solares, empresas do setor de purificação de silício, empresas produtoras de materiais semicondutores fotovoltaicos (células e módulos), empresas (produtoras e representantes) de painéis fotovoltaicos; empresas de equipamentos auxiliares e material elétrico e eletrônico; e empresas especializadas em serviços de instalação e manutenção.

Como a atividade de projeto prevê a aquisição de módulos fotovoltaicos e inversores importados, dos seis segmentos da cadeia produtiva mencionada as empresas de consultoria, as comercializadoras de painéis e inversores, algumas empresas de equipamentos auxiliares e as empresas especializadas na instalação e manutenção serão atendidas pelo mercado nacional e local. Assim, a Usina Solar de Tanquinho possibilita a integração regional e a articulação com diversos setores da economia do município de Campinas.



Além disso, considerando os Programas de Desenvolvimento Turístico e de Gestão de Resíduos Sólidos propostos será possível contribuir ainda mais para a articulação com outros setores da economia que não estão relacionados diretamente à implantação técnica da atividade de projeto.

Considerando que as questões socioambientais estão cada vez mais presentes no cotidiano da sociedade, essa atividade de projeto favorece o conhecimento e disseminação de uma energia renovável e menos impactante, promovendo o desenvolvimento regional e estimulando os diversos setores ligados à geração solar fotovoltaica no território nacional.

6 CONCLUSÕES

Atingir o desenvolvimento sustentável é um objetivo subjetivo e difícil de ser mensurado, haja vista a complexidade do tema e as discussões em diversas esferas institucionais. Em âmbito mundial, as mudanças climáticas têm servido como um dos parâmetros analisados na promoção do desenvolvimento sustentável, já que essa preocupação ambiental está diretamente relacionada aos impactos do uso de energia dos diversos setores da economia.

Ainda que a promoção do desenvolvimento sustentável também exija, entre outras medidas, uma mudança de comportamento da sociedade, não há dúvidas de que os efeitos dessa mudança deverão ser observados somente em algumas gerações. Até lá, a demanda mundial de energia deverá continuar crescendo e o grande desafio que se impõe é promover o crescimento econômico com o mínimo de impacto ambiental. É justamente esse objetivo que tem despertado um novo interesse pelo uso de fontes renováveis de energia, especialmente no setor de energia elétrica, já que as fontes tradicionalmente usadas (combustíveis fósseis) contribuem sobremaneira para o aumento da concentração de GEEs na atmosfera.

Apesar de o Setor Elétrico Brasileiro apresentar uma contribuição relativamente menor que a de muitos países, em virtude de sua matriz hidrotérmica, observa-se uma participação cada vez maior da geração térmica com combustíveis fósseis para o atendimento da demanda, seja em virtude de condições hidrológicas desfavoráveis ou das dificuldades no licenciamento ambiental de novos empreendimentos hidrelétricos.

É nesse contexto que as fontes renováveis alternativas vêm sendo estimuladas na geração de energia elétrica no Brasil, com destaque para a energia eólica e a bioenergia. A energia solar fotovoltaica ainda apresenta custos relativamente mais elevados e, por isso, sua participação na matriz do setor é irrisória, estando mais disseminada no fornecimento de energia do Sistema Isolado Brasileiro, na forma de SFA. De fato, apesar da elevada irradiação solar global média que muitas regiões do País apresentam, o uso de SFCR só veio a ser incentivado nos anos recentes através de iniciativas específicas, como a Chamada Estratégica N° 13 da ANEEL. A Chamada 13 tem como objetivo geral facilitar a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira através da execução de projetos estratégicos e de P&D. Assim, aspectos técnicos,

tecnológicos, econômicos e energéticos foram inseridos como premissas para avaliar o uso desses sistemas conectados à rede do SIN.

Considerando a importância da diversificação de fontes de energia e a necessidade de incentivar a geração menos impactante de eletricidade, essa tese buscou analisar a contribuição que a energia solar fotovoltaica dos projetos da Chamada 13 pode promover na mitigação dos efeitos das mudanças climáticas e no desenvolvimento sustentável no Brasil. Para tanto, objetivou-se quantificar as emissões evitadas de CO₂ e dos 13 projetos contemplados e qualificar parâmetros socioambientais considerando-os como projetos de MDL.

Uma das grandes dificuldades encontradas para atingir esse objetivo foi a ausência de informações técnicas e tecnológicas dos projetos, o que pode ser explicado pelo fato de terem sido aprovados no início de 2012 e do Edital não definir um prazo máximo para a sua implantação. A pesquisa eletrônica permitiu que algumas informações básicas fossem obtidas e o envio de questionário e a realização de contatos telefônicos com todos os gerentes de projeto incrementaram com outras informações técnicas.

Ao final, de todos os projetos apenas o PV1, que já se encontra em operação, forneceu todas as informações necessárias. Os PV4, PV6, PV8, PV9 e PV12 forneceram algumas informações, com destaque para o PV6; e os demais indicaram poucas ou nenhuma informação. Dessa forma, foi necessário adotar critérios e definir parâmetros para realizar a simulação de energia elétrica gerada pelos projetos no PVsyst e, para isso, utilizou-se de dados do PV1 quando necessário.

Assim, os resultados da estimativa de geração de energia elétrica dos 13 SFCR da Chamada 13 indicaram que esses projetos são capazes de gerar aproximadamente 25 GWh/ano. Os projetos com maiores médias de números de horas de insolação equivalente encontram-se na região Nordeste e noroeste da região Sudeste, especificamente o PV4, PV5, PV8, PV13 e PV3, enquanto os com menores médias, como o PV12, PV9 e PV10, encontram-se região Sul, indo ao encontro de outros estudos relacionados à irradiação solar no Brasil. Isso confirma que futuras instalações de SFCR deveriam ser preferencialmente investidas na região Nordeste.

Analisando de maneira geral os resultados obtidos, pode-se verificar que as premissas e os parâmetros definidos na simulação foram coerentes, uma vez que a produção média de energia elétrica de todos os projetos foi de 0,563 kWh.m².dia⁻¹, com a eficiência média dos SFCR variando entre 10% e 14% diante da máxima e mínima irradiação solar global média brasileira.

Estes valores estão dentro da faixa de eficiência esperada das tecnologias adotadas, que varia entre 10% e 15%.

Tudo isso deu maior confiabilidade à estimativa de emissões evitadas de CO₂e, uma vez que ela é diretamente dependente da quantidade de energia elétrica gerada pelas atividades de projeto no âmbito do MDL. Ao final, foram definidos dois cenários para a estimativa de emissões evitadas: o ano base 2011 e ano base 2012, esse último correspondendo ao ano de inauguração do PV1. O resultado do Cenário 1 mostrou que os projetos da Chamada 13 seriam capazes de evitar 6.212 tCO₂e. Já no Cenário 2, evitar-se-iam a emissão de 11.009 t CO₂e (o que equivaleria a uma planta de PCH de 13 MW e de uma UTE de 10 MW). Essa diferença se deve ao aumento de quase 80% do fator de emissão do SIN, decorrente do maior consumo de combustíveis fósseis pelo acionamento das térmicas convencionais (normalmente a gás natural) na operação do sistema e à construção de novos empreendimentos em 2012. Assim, ainda que o Brasil seja um país com uma matriz elétrica majoritariamente renovável, é importante investir na diversificação com outras energias renováveis para não aumentar as emissões de GEEs por MWh gerado.

Ainda que o atrativo econômico dos créditos de carbono seja variável, como por exemplo ocorre atualmente (2012-2013) com a tonelada de dióxido de carbono equivalente (tCO₂e) variando entre US\$ 2,50 e US\$ 5,75 nos diversos mercados de carbono existentes no mundo, deve-se destacar os benefícios indiretos que as empresas obtêm com os créditos de carbono, especialmente os relacionados ao “*marketing verde*” e aos índices de sustentabilidade das empresas, como por exemplo o Índice Dow Jones de Sustentabilidade, criado em 1999, e o Índice de Sustentabilidade Empresarial do BM&F Bovespa, criado em 2005.

Considerando os parâmetros adotados para analisar as contribuições de atividades de projeto para o desenvolvimento sustentável no âmbito do MDL, conclui-se que, de maneira geral, a geração fotovoltaica poderá trazer benefícios socioambientais quantitativos e qualitativos importantes. A energia solar fotovoltaica não emite GEEs, poluição sonora e os equipamentos utilizados em sua geração são passíveis de reciclagem.

Estudos internacionais indicam que seja possível criar entre 38 empregos a 32 empregos/MW instalado ao englobar toda a cadeia da geração fotovoltaica, o que deverá se traduzir em aumento de renda para a população direta e indiretamente afetada pelos projetos. No caso da Chamada 13, as estimativas indicaram a possibilidade de gerar 454 empregos diretos na instalação das USFs com isso, seriam criados 27 empregos/MWp, valor esse menor que os

verificados em estudos internacionais e que se justifica pela premissa de que apenas o PV6 irá ser atendido 100% por equipamentos e serviços nacionais. Os demais irão contribuir apenas na criação de empregos na prestação de serviços, sendo os equipamentos adquiridos no mercado internacional. Além disso, participam 584 pesquisadores, entre doutores, mestres e especialistas.

Quanto à possibilidade de distribuição de renda, conclui-se que a Chamada 13 deverá contribuir de forma direta, pela geração de empregos; e indireta, com a arrecadação de impostos municipais, estaduais e federais, os quais deverão ser revertidos para a sociedade na forma de melhores serviços e contratação de mão de obra, e com o incentivo à implantação de novas atividades, como o turismo ecológico.

Além disso, a partir dos valores aportados nos 13 projetos, conclui-se que pelo menos R\$ 89 milhões, referente ao montante que deverá ser gasto nacionalmente, servirão para incrementar os diversos setores industriais que fazem parte da cadeia de geração de energia solar fotovoltaica.

Quanto à capacitação tecnológica, o atual nível de participação dos SFCR na matriz de energia elétrica por si só já indica a necessidade de uma maior capacitação tecnológica e, por isso, os projetos que contemplarem a energia solar fotovoltaica certamente irão colaborar para isso. Os projetos da Chamada 13 mobilizam 96 empresas e 62 instituições de ensino e pesquisa, favorecendo a transferência de experiências nas três regiões que irão implementar as USF.

Com relação à cadeia produtiva da energia solar fotovoltaica, como no Brasil ainda não há um mercado estabelecido para os SFCRs, conseqüentemente não há empresas especializadas em segmentos específicos, como o de purificação de Si, ainda que o País seja um grande produtor desse metal. Já os setores de materiais e insumos, engenharia, comercialização de painéis e instalação dos equipamentos existem no Brasil e poderiam ser ampliados com a maior demanda por sistemas fotovoltaicos. Por isso, no caso da Chamada 13, esses segmentos poderão ser beneficiados com a implantação dos projetos aprovados. No entanto, a contribuição para a integração regional e articulação com outros setores produtivos será maior quando houver incentivos no Brasil para o desenvolvimento de toda cadeia produtiva da energia solar fotovoltaica.

O Brasil possui apenas um projeto de MDL aprovado usando energia solar fotovoltaica, porém espera-se que novos projetos venham a ser submetidos, especialmente diante da expectativa de realização de leilões de energia solar fotovoltaica ainda em 2013.

Assim, o uso de energias renováveis e o MDL não resolvem, por si só, os problemas ambientais provenientes do estilo de desenvolvimento atual, pautados pelo alto consumo de produtos e pela sua valorização nas vidas das populações. No entanto, espera-se que os impactos ambientais globais os questionem e se faça refletir para um estilo de vida menos poluente, no que se refere a geração de energia, vindo a promover a quebra de paradigma do desenvolvimento e contribuir, de forma significativa, o incremento da economia com baixa emissão de carbono.

Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestão para trabalhos futuros recomenda-se:

- Investigar se todos os 13 projetos da Chamada 13 serão instalados e estarão operando de forma contínua, abastecendo o SIN;
- Analisar os dados reais de geração de cada projeto e as dificuldades técnicas/tecnológica encontradas;
- Avaliar o grau de nacionalização de módulos fotovoltaicas, inversores, componentes etc, antes e depois da implementação dos projetos da Chamada 13.
- Realizar as quantificações de emissões evitadas de GEEs com dados reais de geração de energia elétrica dos 13 projetos;
- Desenvolver um plano de monitoramento para os benefícios que os projetos trarão quanto ao desenvolvimento sustentável;
- Avaliar as contribuições efetivas para o desenvolvimento sustentável em cada localidade em que foram instalados os projetos da Chamada 13;

7 REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ABDI – Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial. **Avaliação das Perspectivas de Desenvolvimento Tecnológico para a Indústria de Bens de Capital para Energia Renovável (PDTS-IBKER) Relatório de Pesquisa**. Brasília, 2012. Disponível em: http://www.abdi.com.br/Estudo/PDTS_relatorio_de%20pesquisa-rev01.pdf. Acesso em: 15/07/2013.

ANEEL – Agência nacional de Energia Elétrica. Chamada Nº 13/2011 **Projeto Estratégico: Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração de energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira** (2011). Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2011-ChamadaPE13-2011.pdf. Acesso em: 07/08/2012.

ANEEL - Agência nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso: 02/06/2012.

ANEEL - Agência nacional de Energia Elétrica. Chamada de Projeto de P&D Estratégico (referente ao Aviso publicado no D.O.U. de 09 de agosto de 2011). 2013, Brasília. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1923. Acesso em: 16/06/2013.

ASIF. Asociación de La Industria Fotovoltaica. **Solar Generation V – 2008**. Electricidad Solar para Más de Mil Millones de Personas y dos Millones de Puestos de Trabajo para el Año 2020. 2008.

BANCO MUNDIAL. **Estado e Tendências dos Mercados de Carbono**. Washington DC, 2012.

BRUNDTLAND, Gro Harlem (org.). **Nosso futuro comum**. São Paulo: FGV, 1987. “Our Common Future”. Oxford: Oxford University Press, 1987.

CAMARGO, J.C , “Inserção Técnico-Comercial de Geração Solar Fotovoltaica na Rede da CPFL – Diversificando a Matriz Energética Brasileira. Relatório de Acompanhamento da Execução do Projeto, relatório parcial (não divulgado). Campinas, 2013.

CAMARGO, J.C. *et al.*. **Potencial fotovoltaico no uso rural para o estado de São Paulo**. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL. AGRENER, 5., 2003. Campinas/SP. **Anais....** CD-ROM. 2003.

CLARK, D. **O protocolo de Kyoto fez diferença nas emissões de carbono?** Londres, UK (2012). Disponível em: <http://www.oeco.org.br/guardian-environment-network/26681-o-protocolo-de-kyoto-fez-diferenca-nas-emissoes-de-carbono>. Acesso em: 25/01/2013.

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Manual de Capacitação sobre Mudança do Clima e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. Brasília, 2010.

CONVÊNIO ICMS 101/97, de 12 de dezembro de 1997. Concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica que específica. Disponível em: <http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz/Convenios/ICMS/1997/cv101_97.htm> Acesso em: 05/08/2012.

COSTA, M. Energia Fotovoltaica - Manual Sobre Tecnologias, Projecto e Instalação. União Europeia. 2004. Disponível em: <http://paginas.fe.up.pt/~ee03097/ficheiros/manual-fotovoltaico.pdf>. Acesso em: 15/08/2012.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia Solar: Princípios e Aplicações.2006**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 02/08/ 2010.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia Solar: Princípios e Aplicações 2005**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 02/02/2012.

CUNHA, K.B., WALTER, A., REI, F. **CDM implementation in Brazil's rural and isolated regions: the Amazonian case**. Climatic Change, vol.84, p.111-129, 2007.

CUNHA, K.B. **Papel do Brasil, da Índia e da China para a efetividade do regime climático pos-2012**. 2009. 339p. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

CULVER, B. B., Jager C. “**Estimation of the energy output of a photovoltaic power plant in the austrian alps**”. Solar Energy 5, 62, pag 319-324, 1998

DINIZ, A. S. C. Manual de treinamento em energia solar fotovoltaica. CEMIG, 1999.

FRAINDENRAICH, N.; LYRA, F. **Energia Solar: Fundamentos e Tecnologias de Conversão Heliotermoeétrica e Fotovoltaica**. p. 423 – 436. 1995.

FURLAN, A.L. **Análise comparativa de sistemas de armazenamento de energia elétrica fotovoltaica por meio de baterias e hidrogênio em localidades isoladas da região Amazônica**. 2008. 118p. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

GALDINO, M A.; LIMA, Jorge H. G. **PRODEEM - O Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica**. In: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA. Hotel Glória. **Anais...** . Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2002. CD-ROM.

GIDDENS, A.. “**A Política da Mudança Climática**”. Rio de Janeiro: Zahar(2010).

GREEN, M.A. “**Photovoltaics: technology overview**”, Energy Policy, 28, pg 989-998. 2000.

GREEN, M.A. “ 5HFHQW_GHYHORSPHQWV_LQ_SKRWRYROWDLFV” , Solar Energy, 76, pg 3-8, 2004.

GREENPEACE. **Quioto**. Disponível em:

http://www.greenpeace.org.br/clima/pdf/protocolo_Quioto.pdf. Acesso em 01/06/2012.

IPAM – Instituto de Pesquisa Ambiental da Amazônia. **ABC do Clima**. Disponível em:

<http://www.ipam.org.br/abc/mudancas>. Acesso em: 05/04/2013.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. **Working Group I Contribution to the Fourth Assessment Report Climate Change**. Summary for Policymakers, Technical Summary and Frequently Asked Questions (2007).

IPCC - IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. **The Science of Climate Change, Contribution of Working Group I to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge, 1995. Cambridge University Press, 572 pp. (Summary for Policy Makers)

IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **Mudança do clima no Brasil : aspectos econômicos, sociais e regulatórios**. Brasília, 2011. Disponível em:

http://www.proac.uff.br/cede/sites/default/files/IPEA_2011_mudancadoclima_low.pdf.

Acesso em: 08/09/2012.

JANNUZZI, G. M., VARELLA, F. K. O. M., GOMES, R. D. M, **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**. Campinas, 2009.

JUNIOR, P. S. **Aneel volta atenção para projeto de pesquisa em energia solar**. Jornal da energia. Disponível em:

http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=7798&id_tipo=2&id_secao=8.

Acesso em: 20/04/2012

LABAT, S. WHITE, R..R. **Carbon Finance: The Financial Implications of Climate Change**”. **New Jersey: Hoboken** (2007).

LASNIER, F. E. ANG, T.G. “**Photovoltaic engineering handbook**”, pg 227-232, 1990.

LIMA, L.F. Projetos de MDL: Ferramenta para a formação da imagem corporativa sustentável.

In: SOUZA, Rafael Pereira de (Coord.) et. al. (2007), **Aquecimento Global e Créditos de Carbono: Aspectos Jurídicos e Técnicos**. São Paulo: Quartier Latin.

MDL – **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Guia de Orientação**. Brasília, 2009.

Disponível em: <http://www.ibram.org.br/sites/1300/1382/00000334.pdf>. Acesso em: 09/08/2012.

MCTI – Ministério de Ciências e tecnologia e Inovação. **Status atual das atividades de projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no Brasil e no mundo.** Brasília, 2011. Disponível em:
http://www.jmalucelliecmambiental.com.br/images/status_atividades_md1_2011.pdf. Acesso em: 14/06/2012.

MIT - **Limites do crescimento**, São Paulo: Editora Perspectiva AS, 1972.

MICHAELOWA, A.; DUTSCHKE, M. Integrating of climate and development policies through the Clean Development Mechanism. In: EADI, G. (Ed.). Europe and the South in the 21st century. Challenges for renewed cooperation. Paris: Karthala, 2002. (CD-rom).

NATIONAL SOLAR JOBS CENSUS. 2012 Washington, DC. Disponível em:
<http://thesolarfoundation.org/sites/thesolarfoundation.org/files/TSF%20Solar%20Jobs%20Census%202012%20Final.pdf>. Acesso em: 12/07/2013.

NETO, A. F de C P. **Qualificação e Etiquetagem de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** 2012. 141p. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Economia e Administração, Universidade de São Paulo. São Paulo.

NT-SOLAR. **Núcleo de Tecnologia em Energia Solar.** Porto Alegre, 2013. Disponível em:
<http://www.pucrs.br/cbsolar/energia.php>. Acesso em: 12/4/2013.

PNMC - Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima - **Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2008.** e dá outras providências. Brasília, 2008. Disponível em: <
http://legislacao.planalto.gov.br/legisla/legislacao.nsf/Viw_Identificacao/lei%2012.187-2009?OpenDocument>. Acesso em: 20/06/2011.

PILEGGI, G, F. **Análise crítica da contribuição dos projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo ao Desenvolvimento Sustentável: estudo de caso do Aterro do Aurá em Belém-PA.** 148 p Dissertação (Mestrado) Instituto de Energia e Ambiente. Universidade de São Paulo, São Paulo.

PREFEITURA MUNICIPAL DE SÃO PAULO. **Lei nº 14.459, de 3 de julho de 2007.** Disponível em:
http://www3.prefeitura.sp.gov.br/cadlem/secretarias/negocios_juridicos/cadlem/integra.asp?alt=04072007L%20144590000. Acesso em: 05/05/2012.

PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS. Short Communication: **Solar Cell Efficiency Tables (Version 32).** Jun, 2008.

PROTOCOLO DE QUIOTO, 1997. Disponível em:
http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/Protocolo_Quito.pdf. Acesso: em: 05/03/2012.

REIS, L. B. **Geração de Energia Elétrica.** 2ª edição. Barueri, São Paulo.

ROMEIRO, Viviane R. S. **Evolução do marco regulatório do clima: perspectivas em eficiência energética nos países em desenvolvimento**. 119p. Dissertação (Mestrado) -Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas SP.

SERRANO, L. **ONU aprova projeto brasileiro de MDL Programático de Energia Eólica**. 2013. Disponível em: <http://rmai.com.br/v4/Read/1490/onu-aprova-projeto-brasileiro-de-mdl-programatico-de-energia-eolica.aspx>. Acesso em: 05/08/2012.

SIMAS, M.S. Energia Eólica e Desenvolvimento Sustentável no Brasil: Estimativa da Geração de Empregos por Meio de uma Matriz Insumo-Produto Ampliada. Dissertação (Mestrado). 219p. Faculdade de Economia e Administração, Universidade de São Paulo, São Paulo/SP.

SILVA, E. P. Apontamentos de defesa de qualificação 06/06/2013. Universidade Estadual de Campinas –UNICAMP, Campinas-SP.

SIMONI, W. F. de. Mercado de Carbono. In: FUJIHARA, M. C. & LOPES, F. G. **Sustentabilidade e Mudanças Climáticas: guia para o amanhã**. São Paulo: Terra das Artes Editora: Editora Senac São Paulo (2009).

SOUZA, L. et al. **O Mercado Internacional de Créditos de Carbono: Estudo Comparativo Entre as Vertentes Regulada e Voluntária no Brasil no Período de 2004 A 2011**. Revista Eletrônica Sistemas & Gestão Volume 7, Número 4, 2012, pp. 526-544. 2012.

STELLA, O. et al. **Compilação dos principais resultados da cop-17 sobre o novo protocolo de kyoto, salvaguardas de redd+, níveis de referência, fundo verde para o clima e lulucf**. Manuas, 2012.

STRANGUETO, K. M. **Usina fotovoltaica de 1 MWp para suprimento de veículos elétricos: estimativa da frota atendida, logística de abastecimento e emissões de CO2E evitadas**. 2012 92p. Dissertação de Mestrado Campinas– Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

TIBA, Chigueru, et al. **Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados solarimétricos**. 2000. 111p. Recife.

UNFCCC- United Nations Framework Convention on Climate Change. **“Tool to calculate the emission factor for an electricity system”**. 2013 Disponível: em <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v2.pdf>. Acesso em: 15/04/2013.

VARELLA, F. K. de O. M.. **Estimativa do índice de nacionalização dos sistemas fotovoltaicos no Brasil**. 2009. 148p. Tese de Doutorado – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

VEIGA, J. E. da. **Não é que os empresários vejam a sustentabilidade como obstáculo – ela é mesmo um obstáculo**. In: ARNT, Ricardo. (Org.). **“O que os economistas pensam sobre sustentabilidade”** (2010),. São Paulo: Ed. 34, 288 p.

ZILLES, R. *et al.* **Sistemas Fotovoltaicos Ligados à Rede**. São Paulo, 2012. Ed. Oficina de textos.

ZILLES, R. **Avanços e desafios para a energia solar Fotovoltaica no Brasil. Campinas, SP (2012)**. Disponível em: <http://www.iei-la.org/inovafv/admin/resources/uploads/robertozilles.pdf>. Acesso: 20/05/2013.

ZWEIBEL, K. **“Thin Film PV manufacturing: Materials costs and their optimization”**. Solar Energy Materials & Solar Cells, 63, pg. 375-386, 2000.

**APÊNDICE A: Questionário enviados as empresas
proponentes para informações técnicas dos projetos da
Chamada 13**

**Título da Tese: Análise de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no
Âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: Estudo de Caso dos
Projetos da Chamada Estratégica N°13 da ANEEL**

**Questionário para empresas proponentes de projetos da Chamada n°13/2011
da ANEEL**

1) **Descrição geral do projeto:** Nesse campo solicitamos que sejam fornecidas as informações gerais do projeto, tais como: objetivo, prazo de execução, localização, potência total etc.

2) **Tecnologia fotovoltaica:** Nesse campo solicitamos que sejam especificadas as tecnologias de módulos fotovoltaicos utilizadas no projeto. Como algumas plantas podem apresentar mais de uma tecnologia responda:

i) **Utilizam módulos fotovoltaicos Policristalinos? () Sim () Não**

Caso a resposta seja positiva, indique a potencia, o fabricante e o modelo:

Potência (kW)	Fabricante	Modelo

ii) **Utilizam módulos fotovoltaicos Monocristalinos? () Sim () Não**

Caso a resposta seja positiva, indique a potencia, o fabricante e o modelo:

Potência (kW)	Fabricante	Modelo

iii) **Utilizam módulos fotovoltaicos “Filme fino”? () Sim () Não**

Caso a resposta seja positiva, indique a potencia, o fabricante e o modelo:

Potência (kW)	Fabricante	Modelo

iv) **Utilizam outras tecnologias de módulos fotovoltaicos? () Sim () Não**

Tecnologia	Potência (kW)	Fabricante	Modelo

3) **Tipo de suporte dos módulos fotovoltaicos:** O suporte dos módulos pode ser fixo ou do tipo tracking (segue o movimento aparente do sol).

i) **Utilizam suporte fixo? () Sim () Não**

Caso a resposta seja positiva, indique a angulação, Potência (kW), tecnologia fotovoltaica (poli ou monocristalino, filme fino ou outra tecnologia)

	Angulação	Potência (kW)	Tecnologia (Fotovoltaica)
Suporte fixo			

ii) **Utilizam suporte móvel (tracking)? () Sim () Não**

Caso a resposta seja positiva, indique a angulação, potência (kW), tecnologia fotovoltaica (poli ou monocristalino, filme fino ou outra tecnologia)

		Angulação	Potência	Tecnologia Fotovoltaica
Suporte Tracking	Mínima (°)			
	Máxima (°)			

4) **Tecnologia dos Inversores:** Nesta seção, favor informar que tipo de inversor foi usado (modelo e fabricante), qual o arranjo de inversores utilizado (centralizado ou descentralizados).

i) **Utilizam Inversor centralizado? () Sim () Não**

Caso a resposta seja positiva, indique a Potência (kW), o fabricante e o modelo

	Potência do inversor (kW)	Fabricante	Modelo
Inversor centralizado			

ii) **Utilizam inversores descentralizados? () Sim () Não**

Caso a resposta seja positiva, indique a Potência do inversor (kW), a Potência fotovoltaica (kW), o fabricante e o modelo.

Inversor (descentralizado)	Potência do Inversor (kW)	Potência (Fotovoltaico)	Fabricante (Inversor)	Modelo (Inversor)

APÊNDICE B: Simulações do Projeto PV1

Tanquinho Sunedison - Estrutura fixa

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : Tanquinho Sunedison Meteororm
Geographical Site Campinas Meteororm **Country** Brazil
Situation Latitude 22.9°S **Longitude** 47.1°W
 Time defined as Local Time Time zone UT-3 **Altitude** 691 m
Meteo data: Albedo 0.20
 Campinas Synthetic - Meteororm 6.1

Simulation variant : Estrutura fixa
 Simulation date 03/12/13 12h50

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 20° **Azimuth** 0°
Models used Transposition Perez **Diffuse** Measured
Horizon Free Horizon
Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-poly **Model** YL290P-35b
Manufacturer Yingli Solar
Number of PV modules In series 18 modules **In parallel** 66 strings
Total number of PV modules Nb. modules 1188 **Unit Nom. Power** 290 Wp
Array global power Nominal (STC) 333 kWp **At operating cond.** 295 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C) U mpp 571 V **I mpp** 516 A
Total area Module area 2317 m² **Cell area** 2082 m²

Inverter

Model Ingecon Sun 330 TL U X 275 Indoor
Manufacturer Ingeteam
Characteristics Operating Voltage 460-820 V **Unit Nom. Power** 330 kW AC

PV Array loss factors

Thermal Loss factor U_c (const) 20.0 W/m²K **U_v (wind)** 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss Global array res. 19 mOhm **Loss Fraction** 1.5 % at STC
Module Quality Loss **Loss Fraction** 1.5 %
Module Mismatch Losses **Loss Fraction** 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) **bo Param.** 0.05

User's needs : Unlimited load (grid)

Tanquinho Suedison - Estrutura fixa

Grid-Connected System: Main results

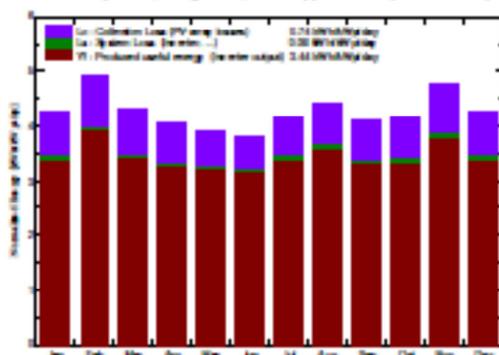
Project : Tanquinho Suedison Mejeonorm

Simulation variant : Estrutura fixa

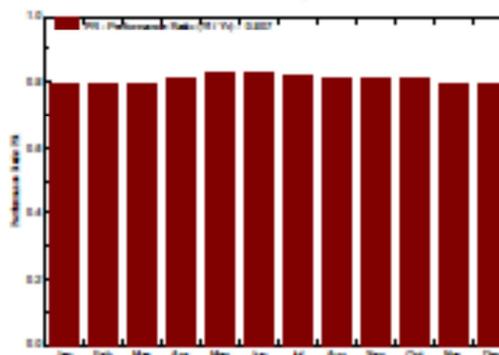
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth 0°
PV modules	Model	YL280P-35b	Pnom 280 Wp
PV Array	Nb. of modules	1188	Pnom total 333 kWp
Inverter	Model	Ingecon Sun 330 TL U X275P	Pnom 330 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results	Produced Energy	417.3 MWh/year	Specific prod.	1255 kWh/kWp/year
System Production	Performance Ratio PR	80.7 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 333 kWp



Performance Ratio PR



Estrutura fixa
Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	DSArray %	DSysR %
January	141.4	23.74	132.6	127.5	35.75	34.94	11.64	11.28
February	140.8	23.94	138.2	133.3	37.40	36.57	11.68	11.42
March	127.6	23.43	133.3	128.8	35.08	35.26	11.69	11.42
April	108.6	22.23	121.6	117.6	33.40	32.66	11.98	11.59
May	101.7	18.94	120.5	116.6	34.02	33.29	12.19	11.93
June	91.2	18.14	114.6	111.1	32.42	31.72	12.20	11.94
July	102.9	17.72	126.1	124.3	35.81	35.00	12.06	11.79
August	117.9	19.50	137.4	133.2	37.94	37.12	11.92	11.66
September	114.9	20.49	129.7	119.7	34.01	33.23	11.87	11.59
October	126.0	22.00	126.5	124.0	35.43	34.66	11.90	11.64
November	151.3	22.41	143.6	138.3	38.73	37.86	11.64	11.28
December	142.2	23.33	132.1	126.9	35.82	34.99	11.70	11.43
Year	1469.6	21.29	1554.1	1501.3	426.90	417.31	11.85	11.59

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

Tanquinho Sunedison - Estrutura fixa

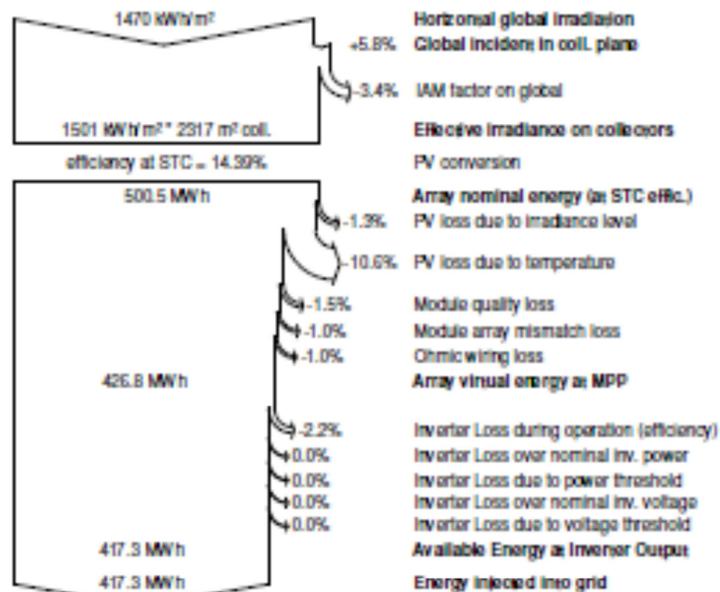
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Tanquinho Sunedison Mejeonorm

Simulation variant : Estrutura fixa

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth	0°
PV modules	Model	YL280P-35b	Pnom	280 Wp
PV Array	Nb. of modules	1188	Pnom total	333 kWp
Inverter	Model	Ingecon Sun 330 TL U X275P	Power	330 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



PVSYST V6.12		03/12/13	Page 1/3
Tanquinho - Sunedison - Tracker			
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Tanquinho Sunedison Meteorom			
Geographical Site	Campinas Meteorom		Country Brazil
Situation	Latitude	22.9°S	Longitude 47.1°W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 691 m
Meteo data:	Albedo	0.20	
	Campinas	Synthetic - Meteorom 6.1	
Simulation variant : Tracker			
	Simulation date	03/12/13 13h09	
Simulation parameters			
Tracking plane, tilted Axis	Axis Tilt	0°	Axis Azimuth 0°
Rotation Limitations	Minimum Phi	-45°	Maximum Phi 45°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Measured
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model YL280P-35b	
	Manufacturer	Yingli Solar	
Number of PV modules	In series	18 modules	In parallel 33 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	594	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	166 kWp	At operating cond. 147 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	571 V	I mpp 258 A
Total area	Module area	1158 m²	Cell area 1041 m²
Inverter	Model	Ingecon Sun 165 TL U B275 Outdoor	
	Manufacturer	Ingoteam	
Characteristics	Operating Voltage	440-820 V	Unit Nom. Power 165 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	38 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Project Evaluation mode

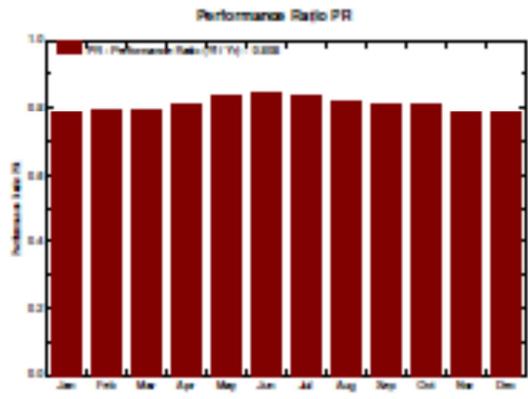
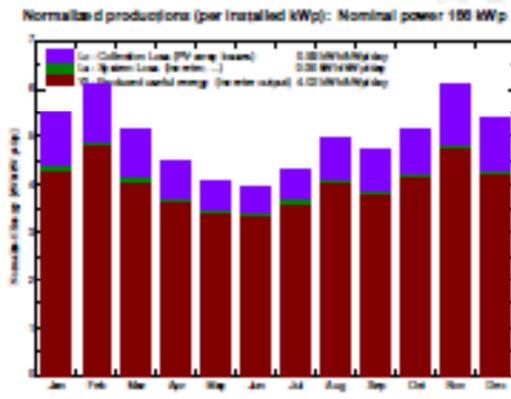
Tanquinho - Sunedison - Tracker

Grid-Connected System: Main results

Project : Tanquinho Sunedison Mejeonorm
Simulation variant : Tracker

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	Axis Azimuth	0°	
PV modules	Model	Pnom	280 Wp	
PV Array	Nb. of modules	Pnom total	166 kWp	
Inverter	Model	Ingecon Sun 165 TL U B275P6	Outdoor 65 kW ac	
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results		Produced Energy	244.3 MWh/year	Specific prod.	1469 kWh/kWp/year
System Production		Performance Ratio PR	80.8 %		



**Tracker
 Balance and main results**

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEFF	EArray	E_Grid	EFFarrR	EFFsysR
	MWh/m²	°C	MWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	141.4	23.74	170.9	166.6	22.78	22.33	11.51	11.28
February	140.8	23.84	170.7	166.5	22.93	22.50	11.60	11.38
March	127.6	23.43	159.3	155.5	21.46	21.03	11.63	11.40
April	106.6	22.23	133.9	130.1	18.46	18.11	11.91	11.67
May	101.7	18.84	126.6	122.7	18.01	17.66	12.28	12.05
June	91.2	18.14	119.1	115.6	17.04	16.71	12.35	12.11
July	102.9	17.72	134.5	130.8	19.04	18.66	12.22	11.98
August	117.9	19.50	152.1	149.3	21.33	20.93	12.03	11.80
September	114.9	20.49	141.3	137.6	19.51	19.12	11.92	11.68
October	128.0	22.00	159.8	156.1	22.00	21.58	11.88	11.65
November	151.3	22.41	182.4	178.2	24.25	23.78	11.48	11.25
December	142.2	23.33	167.0	162.4	22.33	21.87	11.54	11.31
Year	1469.6	21.29	1818.6	1771.4	249.15	244.28	11.83	11.60

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

Tanquinho - Sunedison - Tracker

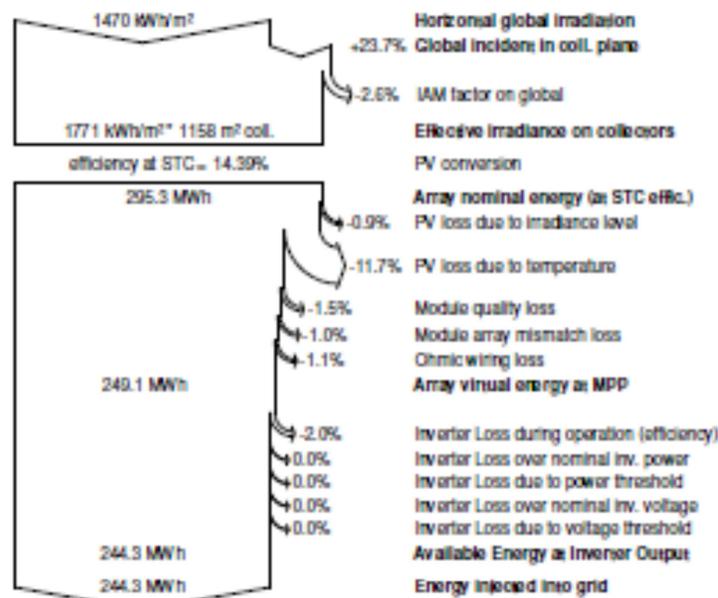
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Tanquinho Sunedison Meteorom

Simulation variant : Tracker

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	0°	Axis Azimuth 0°
PV modules	Model	YL280P-35b	Pnom 280 Wp
PV Array	Nb. of modules	594	Pnom total 166 kWp
Inverter	Model	Ingecon Sun 165 TL U B275P	Outdoor 65 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



PVSYST V6.12											08/12/13	Page 1/4
Tanquinho - EBES - Nasa_painels_-23												
Grid-Connected System: Simulation parameters												
Project :	Tanquinho - EBES - Nasa											
Geographical Site	Campinas				Country				Brazil			
Situation	Latitude		22.9°S		Longitude		47.1°W					
Time defined as	Legal Time		Time zone UT-3				Altitude		691 m			
Monthly albedo values												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.17	0.17	0.17	0.15	0.14	0.13	0.13	0.14	0.14	0.15	0.15	0.17
Meteo data:	Campinas - Nasa Synthetic - NASA-SSE satellite data, 1983-2005											
Simulation variant :	Painels_-23_nasa											
	Simulation date		08/12/13 19h05									
Simulation parameters												
Collector Plane Orientation	Tilt		12°		Azimuth		-23°					
Models used	Transposition		Perez		Diffuse		Measured					
Horizon	Free Horizon											
Near Shadings	Linear shadings											
PV Array Characteristics												
PV module	uCSI-aSi:H		Model		DA142-C1							
	Manufacturer		DuPont Apollo									
Number of PV modules	In series		3 modules		In parallel		816 strings					
Total number of PV modules	Nb. modules		2448		Unit Nom. Power		142 Wp					
Array global power	Nominal (STC)		348 kWp		At operating cond.		325 kWp (50°C)					
Array operating characteristics (50°C)	U mpp		322 V		I mpp		1009 A					
Total area	Module area		3829 m²		Cell area		3554 m²					
Inverter												
	Model		IG Plus 120 V-3									
	Manufacturer		Fronius International									
Characteristics	Operating Voltage		230-500 V		Unit Nom. Power		10.0 kW AC					
Inverter pack	Number of Inverter		34 units		Total Power		340.0 kW AC					
PV Array loss factors												
Thermal Loss factor	Uc (const)		20.0 W/m²K		Uv (wind)		0.0 W/m²K / m/s					
Wiring Ohmic Loss	Global array res.		5.2 mOhm		Loss Fraction		1.5 % at STC					
Module Quality Loss					Loss Fraction		2.5 %					
Module Mismatch Losses					Loss Fraction		0.8 % at MPP					
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM -		1 - bo (1/cos I - 1)		bo Param.		0.05					
User's needs :	Unlimited load (grid)											

PVepd Evaluation mode

Tanquinho - EBES - Nasa_painels_-23

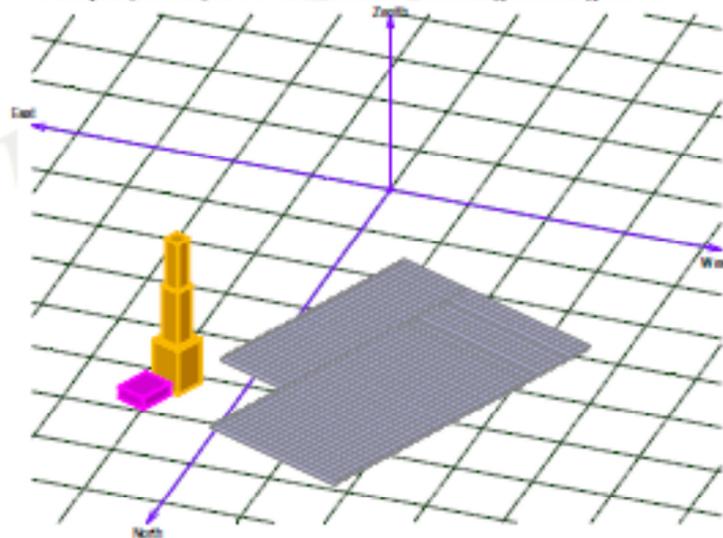
Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Tanquinho - EBES - Nasa

Simulation variant : Painels_-23_nasa

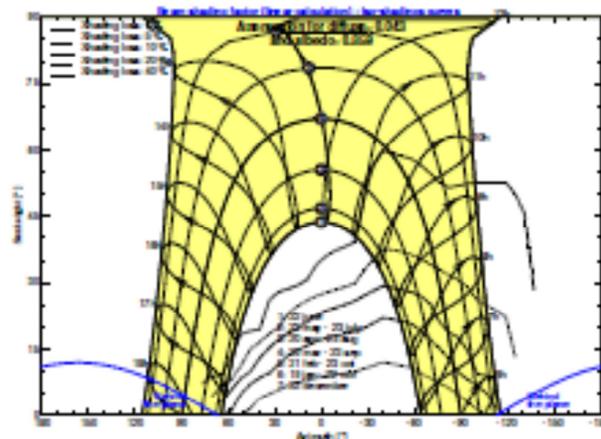
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	12°	azimuth	-23°
PV modules	Model	DA142-C1	Pnom	142 Wp
PV Array	Nb. of modules	2448	Pnom total	348 kWp
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom	10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	34.0	Pnom total	340 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Tanquinho - EBES - Nasa_painels_-23 grau em cone aerogador



Tanquinho - EBES - Nasa_painels_-23

Grid-Connected System: Main results

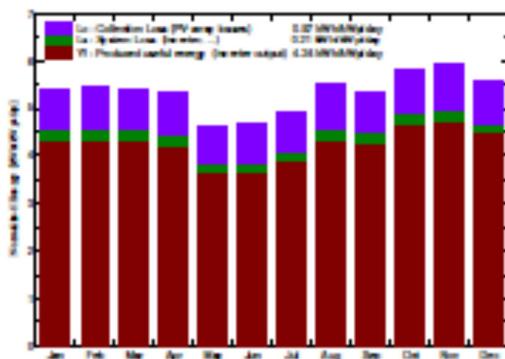
Project : Tanquinho - EBES - Nasa

Simulation variant : Painels_-23_nasa

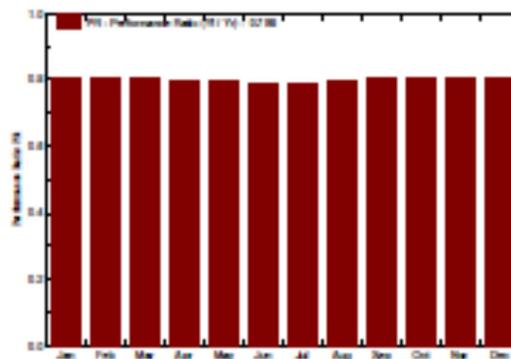
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	12°	azimuth -23°
PV modules	Model	DA142-C1	Pnom 142 Wp
PV Array	Nb. of modules	2448	Pnom total 348 kWp
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	34.0	Pnom total 340 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results	Produced Energy	538 MWh/year	Specific prod.	1549 kWh/kWp/year
System Production	Performance Ratio PR	79.8 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 348 kWp



Performance Ratio PR



Painels_-23_nasa
Balance and main results

	GHIhor	T_Amb	GHIhor	GHIhor	E_array	E_Grid	E_Grid	E_Grid
	Wh/m²	°C	Wh/m²	Wh/m²	MWh	MWh	°C	%
January	172.0	23.68	188.9	197.4	68.87	68.86	7.85	7.26
February	180.4	22.73	197.8	142.4	44.36	42.23	7.83	7.26
March	180.0	23.26	187.8	186.4	68.36	68.73	7.83	7.26
April	169.8	22.37	180.2	190.8	68.28	64.33	7.86	7.18
May	126.8	18.36	140.0	120.9	41.86	38.14	7.86	7.21
June	118.4	18.20	138.4	126.7	38.87	36.16	7.48	7.16
July	128.0	18.38	132.7	147.8	42.82	41.21	7.80	7.10
August	180.4	20.42	188.9	188.2	68.16	68.36	7.86	7.20
September	188.4	22.87	198.8	190.8	68.81	64.41	7.83	7.27
October	173.8	23.20	179.8	173.2	62.87	60.23	7.86	7.26
November	180.0	23.36	177.8	187.8	61.86	68.43	7.86	7.26
December	177.2	23.31	172.1	182.2	66.86	68.17	7.87	7.21
Total	1827.3	21.71	1867.3	1820.7	586.86	628.38	7.85	7.26

Legend:
 GHIhor: Horizontal global irradiation
 T_Amb: Ambient Temperature
 GHIhor: Global incident on cell plane
 GHIhor: Effective Global, corr. for MW and shadings
 E_array: Effective energy at the output of the array
 E_Grid: Energy injected into grid
 E_Grid: Effective energy through wires
 E_Grid: Effective system through wires

Tanquinho - EBES - Nasa_painels_-23

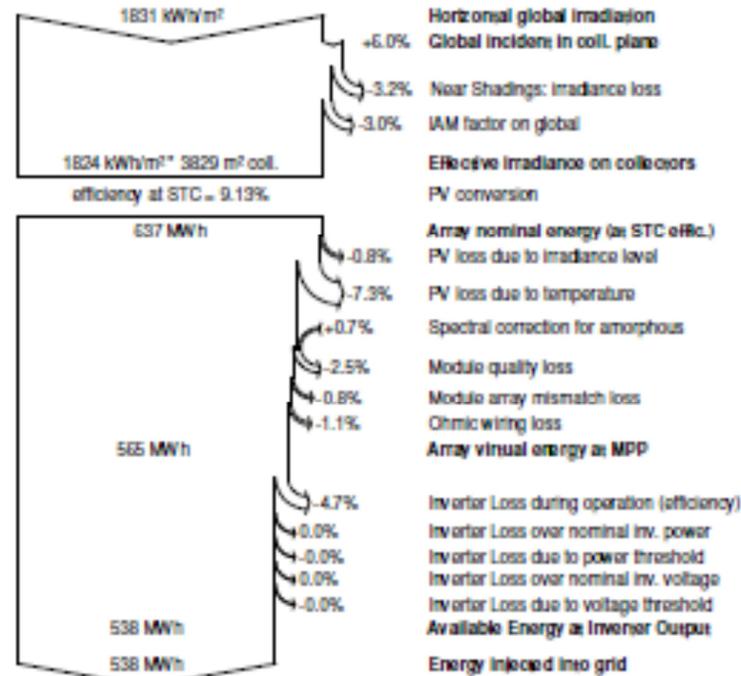
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Tanquinho - EBES - Nasa

Simulation variant : Painels_-23_nasa

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	12°	azimuth -23°
PV modules	Model	DA142-C1	Pnom 142 Wp
PV Array	Nb. of modules	2448	Pnom total 348 kWp
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	34.0	Pnom total 340 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Tanquinho - EBES - Nasa_duas_aguas

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **Tanquinho - EBES - Nasa**

Geographical Site **Campinas** Country **Brazil**
 Situation Latitude **22.9°S** Longitude **47.1°W**
 Time defined as Legal Time Time zone **UT-3** Altitude **691 m**
 Monthly albedo values

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.17	0.17	0.17	0.15	0.14	0.13	0.13	0.14	0.14	0.15	0.15	0.17

Meteo data: **Campinas - Nasa** Synthetic - NASA-SSE satellite data, 1983-2005

Simulation variant : **duas_aguas_3_nasa**

Simulation date 08/12/13 19h12

Simulation parameters

Heterogeneous field, double orientation
 Array#1 tilt 6° Array#1 azimuth 67°
 Array#2 tilt 6° Array#2 azimuth -113°
 Proportion of array #1 50 %

Models used Transposition Perez Diffuse Measured

Horizon Free Horizon

Near Shadings Linear shadings

PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)

PV module	uCSI-aSi:H	Model	DA142-C1
		Manufacturer	DuPont Apollo
Array#1 Number of PV modules	In series	3 modules	In parallel 192 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	576	Unit Nom. Power 142 Wp
Array global power	Nominal (STC)	81.8 kWp	At operating cond. 76.5 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	322 V	I mpp 237 A
Array#2 Number of PV modules	In series	3 modules	In parallel 192 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	576	Unit Nom. Power 142 Wp
Array global power	Nominal (STC)	81.8 kWp	At operating cond. 76.5 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	322 V	I mpp 237 A
Total Arrays global power	Nominal (STC)	164 kWp	Total 1152 modules
	Module area	1802 m²	Cell area 1672 m ²

Inverter Model **IG Plus 120 V-3**
 Manufacturer Fronius International
 Operating Voltage 230-500 V Unit Nom. Power 10.0 kW AC

Array#1: Number of Inverter 8.0 units Total Power 80 kW AC

Array#2: Number of Inverter 8.0 units Total Power 80 kW AC

Total Number of Inverter 16 Total Power 160 kW AC

PV Array loss factors

Thermal Loss factor U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s

Tanquinho - EBES - Nasa_duas_aguas

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

Wiring Ohmic Loss	Array#1	22 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#2	22 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	2.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	0.8 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	$1 - b_0 (1/\cos i - 1)$	b ₀ Param.	0.05

User's needs : Unlimited load (grid)

PVsyst TRIAL

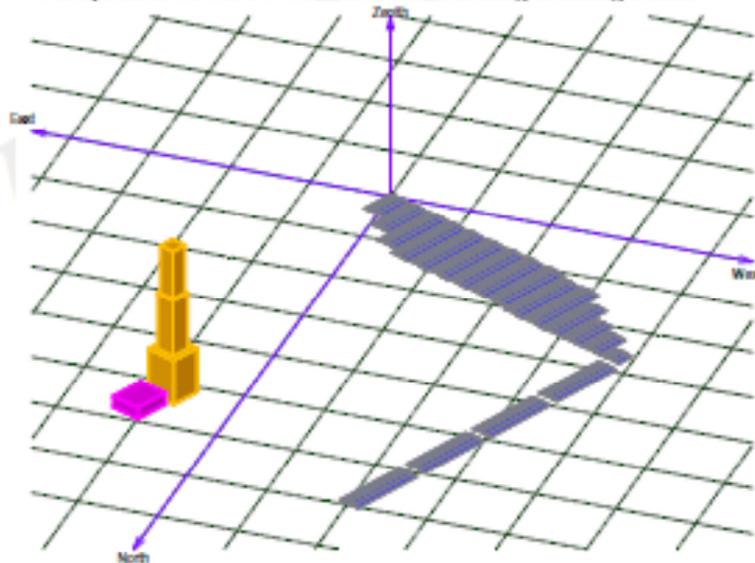
Tanquinho - EBES - Nasa_duas_aguas

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Tanquinho - EBES - Nasa
 Simulation variant : duas_aguas_3_nasa

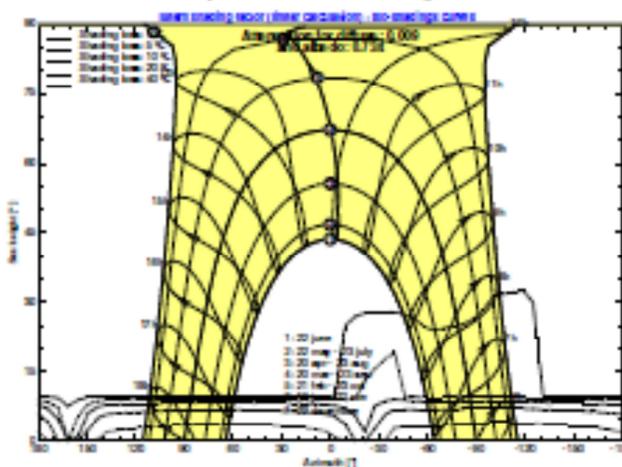
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	double orientation/ field #1(50 %)	tilt6°, azimuth67°	field #2 tilt6°, azimuth-113°
PV modules	Model	DA142-C1	Pnom 142 Wp
PV Array	Nb. of modules	1152	Pnom total 164 kWp
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	16.0	Pnom total 160 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Tanquinho - EBES - Near: Eas - duas aguas



Tanquinho - EBES - Nasa_duas_aguas

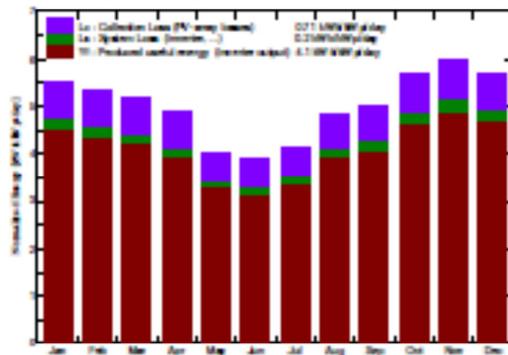
Grid-Connected System: Main results

Project : Tanquinho - EBES - Nasa
 Simulation variant : duas_aguas_3_nasa

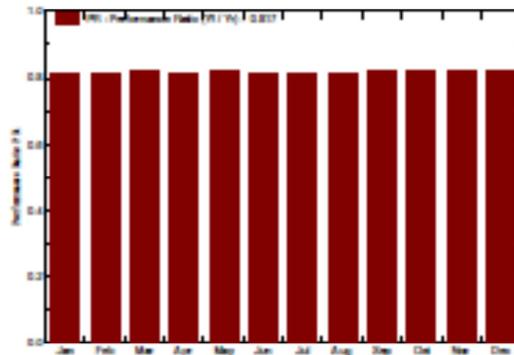
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	double orientation/ field #1(50 %)	tilt6°, azimuth67°	field #2	tilt6°, azimuth-113°
PV modules	Model	DA142-C1	Pnom	142 Wp
PV Array	Nb. of modules	1152	Pnom total	164 kWp
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom	10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	16.0	Pnom total	160 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results				
System Production	Produced Energy	244.7 MWh/year	Specific prod.	1496 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	81.7 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 164 kWp



Performance Ratio PR



duas_aguas_3_nasa
 Balance and main results

	GDDHOT	T_Amb	GDDHOT	GDDHOT	GDDHOT	E_Grid	SHADPR	SHADPR
	MWh/m²	°C	MWh/m²	MWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	172.0	25.00	171.7	168.2	24.26	22.96	7.75	7.42
February	160.4	25.70	160.2	164.7	21.07	20.27	7.75	7.41
March	160.0	25.24	160.0	164.0	22.01	21.40	7.81	7.44
April	148.8	22.17	148.8	138.6	20.00	19.38	7.75	7.39
May	128.8	19.20	128.8	118.8	17.40	16.89	7.75	7.44
June	116.4	18.20	116.3	110.3	16.24	15.31	7.75	7.40
July	126.0	18.39	126.9	120.9	17.98	17.19	7.75	7.39
August	160.4	25.42	160.4	164.2	21.04	20.27	7.77	7.41
September	168.4	22.07	168.3	163.0	20.86	20.01	7.81	7.44
October	171.8	25.20	171.7	166.4	24.89	23.69	7.80	7.44
November	160.3	25.04	160.1	170.9	20.29	19.29	7.75	7.42
December	177.3	25.31	177.2	170.0	24.87	23.19	7.82	7.42
Year	1627.3	21.71	1626.1	1796.9	236.70	224.72	7.75	7.42

Legend: GDDHOT Horizontal global irradiation; E_Grid Effective energy at the output of the array; T_Amb Ambient Temperature; E_Grid Energy injected into grid; GDDHOT Global incident on cell plane; SHADPR SHAD array / roughness; GDDHOT Effective Global, corr. for SW and shadings; SHADPR SHAD system / roughness

Tanquinho - EBES - Nasa_duas_aguas

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Tanquinho - EBES - Nasa
 Simulation variant : duas_aguas_3_nasa

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	double orientation/ field #1(50 %)	tilt6°, azimuth67°	field #2	tilt6°, azimuth-113°
PV modules	Model	DA142-C1	Pnom	142 Wp
PV Array	Nb. of modules	1152	Pnom total	164 kWp
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom	10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	16.0	Pnom total	160 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year

