

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL**

HENRIQUE MARIN VAN DER BROOKE CAMPOS

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA
MATRIZ ELÉTRICA DE CURITIBA E REGIÃO: UM ESTUDO DE CASO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**CURITIBA
2016**

HENRIQUE MARIN VAN DER BROOCKE CAMPOS

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA
MATRIZ ELÉTRICA DE CURITIBA E REGIÃO: UM ESTUDO DE CASO**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Civil, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR. Área de Concentração: Meio Ambiente. Linha de Pesquisa: Sustentabilidade.

Orientador: Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

Coorientador: Prof. Dr. Eloy Fassi Casagrande Junior

**CURITIBA
2016**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

C198g
2016

Campos, Henrique Marin van der Broocke
Geração distribuída de energia solar fotovoltaica na
matriz elétrica de Curitiba e região : um estudo de caso /
Henrique Marin van der Broocke Campos.-- 2016.
161 f.: il.; 30 cm

Texto em português, com resumo em inglês.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Tecnológica Federal
do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil,
Curitiba, 2016.

Bibliografia: f. 125-136.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Energia solar. 3.
Geração distribuída de energia elétrica - Curitiba, Região
Metropolitana de (PR) - Estudo de casos. 4. Dióxido de
Carbono - Aspectos ambientais. 5. Desenvolvimento sustentável.
6. Política pública. 7. Engenharia civil - Dissertações. I.
Urbanetz Junior, Jair, orient. II. Casagrande Júnior, Eloy
Fassi, coorient. III. Universidade Tecnológica Federal do
Paraná. Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil. IV.
Título.

CDD: Ed. 22 - 624

Biblioteca Central da UTFPR, Câmpus Curitiba



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação – Câmpus Curitiba
Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu em Engenharia Civil



TERMO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO N.º 76

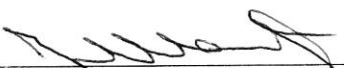
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA MATRIZ ELÉTRICA DE CURITIBA E REGIÃO: UM ESTUDO DE CASO

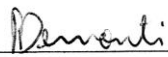
POR

HENRIQUE MARIN VAN DER BROOCKE CAMPOS

Esta dissertação foi apresentada às 14:00 do dia 23 de novembro de 2015, como requisito parcial para a obtenção do título de **MESTRE EM ENGENHARIA CIVIL**, área de Construção Civil, Linha de pesquisa Sustentabilidade, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR. O Candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho APROVADO.

(aprovado / reprovado)


Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior
(Orientador - UTFPR)


Prof. Dr. Rogers Demonti
(UTFPR)


Prof. Dr. Eloy Casagrande Junior
(UTFPR)


Prof. Dr. Gerson Máximo Tiepolo
(UTFPR)

Visto da Coordenação:


Prof. Dr. Ronaldo Luis dos Santos Izzo
Coordenador do PPGEC

Avenida Deputado Heitor Alencar Furtado, 5000
Curitiba/PR - Sede Ecoville CEP 81280-340
Fone: (41) 3279-4516
<http://www.ppgec.dacoc.ct.utfpr.edu.br>

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, minha irmã e toda a família, sem vocês nada disso seria possível. Especialmente aos meus pais, pelo incentivo, compreensão e apoio (em todos os sentidos) desde o início do meu processo educacional, quando estava formando as palavras e aprendendo a ler, até o ingresso na pós-graduação *stricto sensu*. Vocês são os meus maiores exemplos. Agradeço aos amigos, por tornarem os dias mais agradáveis e, também, demonstrarem aceitação e entendimento ao longo do tempo do mestrado. Agradeço aos professores, que contribuem tanto para o avanço do conhecimento humano em todas as áreas e, também, para a formação de cidadãos de bem, especialmente ao meu orientador, prof. Jair Urbanetz Junior e ao meu co-orientador, prof. Eloy Casagrande Junior. A todos os que contribuíram direta ou indiretamente para esta pesquisa, especialmente o engenheiro Juan Antonio Salvatierra Gimenes da COPEL, a empresa ELCO Engenharia, o Escritório Verde da UTFPR, a empresa Solar Energy do Brasil, ao INMET e ao SIMEPAR. Cada um, pessoa ou instituição, teve sua contribuição para tornar possível esta pesquisa. Aos professores membros da banca avaliadora, desde a primeira apresentação desta pesquisa, quando ainda em fase de pré-projeto, até a qualificação e defesa final. E por fim, mas não menos importante, agradeço a Deus pela vida.

Knowledge will give you power, but character respect.

Bruce Lee.

O conhecimento lhe dará poder, mas o caráter respeito.

Bruce Lee.

RESUMO

CAMPOS, Henrique M.. Geração distribuída de energia solar fotovoltaica na matriz elétrica de Curitiba e região: um estudo de caso. 2016. 161 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2016.

Este trabalho objetiva contribuir com o planejamento da geração de energia elétrica por meio da utilização de geração fotovoltaica de forma distribuída, ou seja, instalada e em operação em paralelo junto com a rede de distribuição de energia elétrica. Utiliza-se uma abordagem hipotético-dedutiva, buscando hipóteses, na forma de questões orientadoras, que serão testadas por meio do tratamento dos dados coletados e sua posterior análise e interpretação. O método de procedimento é o estudo de caso, sendo escolhida a cidade de Curitiba e o restante dos municípios compreendendo sua Região Metropolitana. A partir da elaboração da revisão na literatura, visando constituir a fundamentação teórica desta pesquisa, é elaborado um breve inventário estatístico e do aspecto de geração de energia elétrica da cidade de Curitiba, no contexto do estado do Paraná. Os procedimentos metodológicos envolvem a simulação de cenários de inserção de geração fotovoltaica distribuída, considerando diferentes níveis de penetração, e seus efeitos sobre curvas de carga reais para a cidade de Curitiba. Foram selecionados 12 dias, considerados críticos, para a análise que contemplou a contribuição fotovoltaica em termos da redução do consumo de energia elétrica, redução de emissões de CO₂ e, por fim, capacidade do sistema fotovoltaico em reduzir a demanda máxima do sistema elétrico. Constatou-se que o intervalo de capacidade instalada em energia solar fotovoltaica situa-se entre 40,80 MWp e 55,68 MWp, desconsiderando exceções, e remete a valores de máximo Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC), para condição de irradiação máxima e irradiação típica, no inverno e verão. Dessa forma, este intervalo é considerado apropriado do ponto de vista do aumento da capacidade do sistema elétrico, devido à presença de geradores fotovoltaicos distribuídos. Além disso, o referido intervalo além de aumentar em mais de 50% a capacidade do sistema elétrico, acarreta em redução anual do consumo de energia elétrica entre 50,8 GWh e 69,4 GWh, além de evitar a emissão de 18.501 toneladas de CO₂-eq a 25.251 toneladas de CO₂-eq, sendo, portanto, um importante vetor para o aumento da oferta de energia elétrica, aumento da capacidade do sistema elétrico e, por fim, redução de emissões de Gases do Efeito Estufa, principalmente o CO₂.

Palavras-chave: Sustentabilidade, Energia Solar Fotovoltaica, Emissões de CO₂, Fator Efetivo de Capacidade de Carga, Políticas Públicas

ABSTRACT

CAMPOS, Henrique M.. Distributed generation of solar PV in the energy matrix of Curitiba and region: a case study. 2016. 161 p. Dissertation (Master of Science in Civil Engineering). Post-graduation Program on Civil Engineering. Federal Technological University of Parana. Curitiba, 2016.

This study aims to deepen knowledge in the item electricity generation planning through the use of distributed generation using solar photovoltaic energy, which means that photovoltaic systems are able to operate in parallel with the electricity distribution network. A hypothetical-deductive approach was developed, seeking hypotheses in the form of guiding questions, which will be tested by treatment of the collected data and their analysis and interpretation. The method of procedure is the case study, being applied to the Metropolitan Region of Curitiba. The literature review aims to be the theoretical basis of this research, therefore it mainly consists of a brief statistical and electrical energy inventory of the city of Curitiba in Paraná state. The methodological procedures involve the simulation of different scenarios for distributed PV generators by varying their Penetration Level, so that the effects on actual load curves for the region analyzed were quantified. 12 critical days were selected to the analysis that included the photovoltaic contribution in terms of reducing electrical energy consumption, reducing CO₂ emissions and, finally, the capacity of the photovoltaic systems to reduce the maximum demand of the electrical system of the city. It was concluded that the most appropriate PV Penetration Level, in terms of power, regards with 40,80 MWp up to 55,68 MWp, disconsidering exceptions. This result leads to maximum values of Effective Load Carrying Capacity (ELCC), for maximum and typical solar radiation, during the seasons of winter and summer. In result, this proposed interval represents the better peak shaving capability of PV, because of its higher ELCC parameter. Furthermore, in addition to increase more than 50% in the capacity of the electrical system, there is an annual amount of energy generated about 50.8 GWh and 69.4 GWh, which represents 18,501 to 25,251 tons of CO₂-eq avoided. For this reason, solar PV energy is an extremely important and feasible strategy to enhance the electricity generation, the capacity of the electrical system and to reduce greenhouse gases emission, especially CO₂.

Keywords: Sustainability, Photovoltaic Solar Energy, CO₂ emissions, Effective Load Carrying Capacity, Energy Policy

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estratégias para o desenvolvimento sustentável	18
Figura 2 - Potência fotovoltaica instalada acumulada no mundo	19
Figura 3 - Emissões globais de CO ₂ de 1970-2004 por setor	29
Figura 4 - Bandas de energia para diferentes tipos de materiais	39
Figura 5 - Junção pn no escuro em equilíbrio térmico.....	40
Figura 6 - Estrutura física de uma célula fotovoltaica de silício	42
Figura 7 - Capacidade instalada em fotovoltaica no mundo.....	46
Figura 8 - Simbologia para módulo fotovoltaico	47
Figura 9 - Curva I x V para um módulo fotovoltaico de 100 Wp	48
Figura 10 - Definição de fator de forma.....	49
Figura 11 - Impacto da temperatura da célula na curva IxV	50
Figura 12 - Módulo fotovoltaico típico.....	50
Figura 13 - Curva de carga no dia 28/01/2013 no sistema elétrico da RMC	55
Figura 14 - Matriz elétrica do estado do Paraná.....	59
Figura 15 - Consumo de energia elétrica por setor em Curitiba.....	61
Figura 16 - Bens de consumo duráveis ou serviços nos domicílios de Curitiba.....	62
Figura 17 - Histograma para o verão de 2013, dia 01/01 até 20/03	77
Figura 18 - Histograma para o inverno de 2013, dia 21/06 até 20/09	77
Figura 19 - Histograma para o inverno de 2014, dia 21/06 até 20/09	78
Figura 20 - Histograma para o verão de 2014 a 2015, dia 21/12/14 até 20/03/15	78
Figura 21 - Curvas de carga: original e simulações do dia 28/01/2013.....	92
Figura 22 - Curvas de carga: original e simulações do dia 09/01/2015.....	93
Figura 23 - Curvas de carga: original e simulações do dia 13/09/2013.....	95
Figura 24 - Curvas de carga: original e simulações do dia 10/09/2014.....	95
Figura 25 - Curvas de carga: original e simulações do dia 20/03/2013.....	96
Figura 26 - Curvas de carga: original e simulações do dia 22/12/2014.....	97
Figura 27- Curvas de carga: original e simulações do dia 24/06/2013.....	99
Figura 28 - Curvas de carga: original e simulações do dia 24/07/2014.....	99
Figura 29 - Curvas de carga: original e simulações do dia 28/02/2013.....	100
Figura 30 - Curvas de carga: original e simulações do dia 21/01/2015.....	101
Figura 31 - Curvas de carga: original e simulações do dia 02/08/2013.....	102
Figura 32 - Curvas de carga: original e simulações do dia 02/09/2014.....	102

Figura 33 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 28/01/2013.....	106
Figura 34 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 09/01/2015.....	106
Figura 35 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 13/09/2013.....	107
Figura 36 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 10/09/2014.....	108
Figura 37 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 20/03/2013.....	109
Figura 38 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 22/12/2014.....	109
Figura 39 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 24/06/2013.....	110
Figura 40 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 24/07/2013.....	110
Figura 41 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 28/02/2013.....	112
Figura 42 - Curva para identificar o NP referente ao valor máximo do FECC, dia 28/02/2013	112
Figura 43 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 21/01/2015.....	113
Figura 44 - Curva para identificar o NP referente ao valor máximo do FECC, dia 21/01/2015	113
Figura 45 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 02/08/2013.....	114
Figura 46 - Curva para identificar o NP que resulta no valor máximo do FECC, dia 02/08/2013	115
Figura 47 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 02/09/2014.....	115

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resultados do PAG para sistemas fotovoltaicos com diferentes tipos de células	34
Tabela 2 - PAG para fontes térmicas	35
Tabela 3 - PAG para a fonte eólica	36
Tabela 4 - PAG para a fonte hídrica.....	37
Tabela 5 - Máxima eficiência registrada para diferentes células fotovoltaicas	43
Tabela 6 - Empreendimentos em operação no estado do Paraná	59
Tabela 7 - Empreendimentos de fonte hidráulica na matriz elétrica do Paraná	60
Tabela 8 - Empreendimentos de fonte térmica na matriz elétrica do Paraná.....	60
Tabela 9 - Intervalo selecionado para o verão de 2013	79
Tabela 10 - Intervalo selecionado para o inverno de 2013.....	80
Tabela 11 - Intervalo selecionado para o inverno de 2014.....	80
Tabela 12 - Intervalo selecionado para o verão de 2014 a 2015.....	81
Tabela 13 – Dados para a simulação e análise dos cenários de geração fotovoltaica	86
Tabela 14 - Fator de emissão de CO ₂ no SIN.....	90
Tabela 15 - Principais resultados de análise considerando o FECC máximo	104
Tabela 16 - Principais resultados de análise considerando o NP Ótimo	104
Tabela 17 - Projeção da geração de energia elétrica anual	118

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACV	Análise de Ciclo de Vida
AEB	Agência de Energia de Barcelona
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEER	Certificado de Empreendedor de Energia Renovável
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CIGS	Disseleneto de cobre índio e gálio
CLFSC	Companhia de Luz e Força Santa Cruz
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPT	Condição Padrão de Teste
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FECC	Fator Efetivo de Capacidade de Carga
FJP	Fundação João Pinheiro
FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida Ltda
FV	Fotovoltaica
GEE	Gás de Efeito Estufa
GMT	<i>Greenwich Mean Time</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICV	Inventário do Ciclo de Vida
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia

IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NTC	Norma Técnica da COPEL
NP	Nível de Penetração
NPE	Nível de Penetração Energético
ONU	Organização das Nações Unidas
OSB	<i>Oriented Strand Board</i>
PAG	Potencial de Aquecimento Global
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PEA	População Economicamente Ativa
PIE	Produtor Independente de Energia
PL	Projeto de Lei
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
SFVI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SIN	Sistema Interligado Nacional
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resources Assessment</i>
UHE	Usina Hidrelétrica
UNCED	<i>United Nations Conference on Environment and Development</i>
UTE	Usina Térmica

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
GW	Giga Watt
MW	Mega Watt
kW	Kilo Watt
TWh	Tera Watt hora
CO ₂	Dióxido de carbono
°C	Graus Celsius
mW	Mili Watt
cm ²	Centímetros quadrados
P+	Íons fósforo
B-	Íons boro
GaAs	Arseneto de gálio
InP	Fosfeto de índio
a-Si	Silício amorfo
μ-Si	Silício microcristalino
DSSC	<i>Dye-sensitized Solar Cell</i>
InGaP	Fosfeto de gálio-índio
InGaAs	Arseneto de gálio e índio
SiO ₂	Dióxido de silício
C	Carbono
Si	Silício
SiHCl ₃	Triclorosilano
H ₂	Gás hidrogênio
HCl	Ácido clorídrico
mm	Milímetro
CdTe	Telureto de cádmio
CO ₂ -eq	Dióxido de carbono equivalente
W	Watt
V	Volt
A	Ampère
km ²	Kilometro quadrado
MWh	Mega Watt hora
Gg	Giga grama
ha	Hectare
P _{DMAX}	Demanda média máxima de potência em Curitiba e região
E _{SE}	Energia elétrica consumida diária medida no sistema elétrico de Curitiba
H _{TOT}	Irradiação solar diária do dia considerado
P _{FV}	Potência fotovoltaica resultante do cenário base
P	Potência fotogerada pelo sistema fotovoltaico no instante da demanda média máxima
DI	desempenho instantâneo no instante da demanda média máxima

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA	21
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS	21
1.3 OBJETIVOS	22
1.3.1 Objetivo geral	22
1.3.2 Objetivos específicos	22
1.4 JUSTIFICATIVA	23
1.5 ETAPAS PARA CONDUÇÃO DA PESQUISA	25
1.6 ESTRUTURA	26
2 REVISÃO DA LITERATURA	27
2.1 SUSTENTABILIDADE NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	27
2.1.1 Efeito estufa e aquecimento global	27
2.1.2 Desenvolvimento sustentável	28
2.1.3 Análise de Ciclo de Vida	29
2.1.4 Alguns estudos de ACV em sistemas de geração de eletricidade	31
2.1.4.1 Potencial de Aquecimento Global (PAG): energia solar fotovoltaica	31
2.1.4.2 Potencial de Aquecimento Global: Outras fontes de geração de energia elétrica	34
2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	38
2.2.1 Efeito fotovoltaico	38
2.2.2 Célula fotovoltaica	38
2.2.2.1 Processo de fabricação da célula de silício cristalino	43
2.2.3 Classificação de sistemas fotovoltaicos	45
2.2.4 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica	46
2.2.4.1 Panorama mundial	46
2.2.4.2 Panorama brasileiro	46
2.2.4.3 Definições	47
2.2.4.4 Módulo fotovoltaico	47
2.2.4.5 Inversor	51
2.2.4.6 Legislação vigente	52
2.2.5 Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica	52
2.2.5.1 Irradiação solar disponível	53

2.2.5.2	Localização da instalação.....	53
2.2.5.3	Configuração do sistema.....	54
2.2.5.4	Demanda e consumo energético.....	54
2.2.5.5	Dimensionamento do painel fotovoltaico.....	55
2.2.5.6	Dimensionamento do inversor.....	56
2.3	PREMISSAS DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO URBANO.....	57
2.3.1	Inventário energético da região estudada.....	57
2.3.1.1	Introdução.....	57
2.3.1.2	Matriz elétrica e estatísticas relacionadas.....	59
2.3.2	Sistema Elétrico de Curitiba.....	62
2.3.3	Histórico da questão elétrica no Brasil.....	62
2.3.4	Políticas públicas de incentivo a fontes renováveis.....	63
2.3.5	Eficiência energética em edificações.....	68
2.3.6	Principais incentivos para a energia solar fotovoltaica.....	70
2.3.6.1	Feed-in.....	71
2.3.6.2	Net Metering.....	72
3	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS DA PESQUISA.....	73
3.1	MÉTODO DE ABORDAGEM GERAL.....	73
3.1.1	Hipóteses ou questões orientadoras.....	74
3.2	MÉTODO DE PROCEDIMENTO.....	74
3.3	DADOS COLETADOS.....	75
3.3.1	Critérios para escolha dos dias típicos.....	76
3.3.2	Dados de geração fotovoltaica.....	81
3.3.3	Cenários de inserção de geração fotovoltaica distribuída.....	82
3.3.4	Dados de entrada para as simulações.....	84
3.4	ANÁLISE DA CONTRIBUIÇÃO ENERGÉTICA E AMBIENTAL.....	88
3.4.1	Redução do consumo energético.....	88
3.4.2	Emissões de GEEs evitadas.....	89
3.5	PARÂMETRO DE ANÁLISE DA CURVA DE CARGA.....	90
3.5.1	Redução do pico de demanda.....	90
4	RESULTADOS.....	92
4.1	ANÁLISE SOB A PERSPECTIVA DE REDUÇÃO DO CONSUMO ENERGÉTICO E REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO ₂	92
4.1.1	Condição de máxima irradiação.....	92

4.1.2	Condição de mínima irradiação	96
4.1.3	Condição de irradiação típica	100
4.1.4	Síntese dos principais resultados	103
4.2	ANÁLISE SOB A PERSPECTIVA DO FECC	105
4.2.1	Dias de máxima irradiação no verão	105
4.2.2	Dias de máxima irradiação no inverno.....	106
4.2.3	Dias de mínima irradiação no verão	108
4.2.4	Dias de mínima irradiação no inverno.....	109
4.2.5	Dias de irradiação típica no verão	111
4.2.6	Dias de irradiação típica no inverno.....	113
4.3	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	116
4.3.1	Projeção da geração de energia elétrica anual.....	118
5	CONCLUSÃO	120
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	123
	REFERÊNCIAS.....	125
	ANEXO A – DADOS DE DEMANDA MÉDIA DE POTÊNCIA DE CURITIBA E REGIÃO (P_{DMED}) E POTÊNCIA FOTOGERADA DO CENÁRIO BASE (P).....	137
	ANEXO B - PERFIS DE POTÊNCIA FOTOGERADA DO CENÁRIO BASE E DEMANDA MÉDIA DE POTÊNCIA DE CURITIBA E REGIÃO.....	149
	ANEXO C – MAPA DA REGIÃO METROPOLITANA DE CURITIBA	161

1 INTRODUÇÃO

Há algumas décadas, mais especificamente desde 1972, vêm sendo discutidos os impactos ambientais decorrentes da ação do homem sobre o meio. Naquele ano foi realizada a Conferência de Estocolmo, e foi uma oportunidade para a sociedade e, especialmente, os líderes e autoridades locais, pararem para refletir a forma de relação existente perante o meio ambiente. Essa relação era predominantemente predatória e precisava ser revista, pois as futuras gerações poderiam ter suas vidas comprometidas em decorrência da escassez de recursos naturais, alterações climáticas, entre outros problemas observados até os dias de hoje. Anos mais tarde, em 1992, ocorreu a UNCED (*United Nations Conference on Environment and Development*), também chamada de ECO 92 ou RIO 92, que promoveu o debate acerca de questões ambientais e chegou a algumas proposições a serem implantadas por parte de cada país, entre elas: a Agenda 21, a Convenção do Clima, a Convenção da Biodiversidade, a Declaração do Rio e os Princípios sobre Florestas. Dentre esses documentos é importante citar a Convenção do Clima, que propôs a redução nas emissões de Gases do Efeito Estufa (GEEs) (REIS; SILVEIRA, 2001).

O Rio de Janeiro sediou entre os dias 13 e 22 de junho de 2012 a Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável, conhecida por RIO+20. Dentre os principais objetivos da RIO+20 estão (BELINKY *et al.*, 2012):

- assegurar um comprometimento político renovado para o desenvolvimento sustentável;
- avaliar o progresso feito até o momento e as lacunas que ainda existem na implementação dos resultados dos principais encontros sobre desenvolvimento sustentável;
- abordar os desafios novos e emergentes.

A conferência, do ponto de vista de resultados, não gerou um documento que envolvesse detalhes técnicos e de implantação, além disso, o documento não tem o seu cumprimento obrigatório pelos países que o assinam. Todavia, é importante destacar alguns resultados importantes, entre eles a proposta selada, entre os membros da Cúpula dos Prefeitos, de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 12% até 2016, e em 1,3 bilhões de toneladas até 2030. Além disso,

a criação de um Banco de Investimentos Verdes, destinado a fornecer financiamentos para empreendimentos com baixa emissão de carbono, tais como a implantação de parques de energia eólica, a destinação e o tratamento correto de resíduos e a eficiência energética, tanto empresarial quanto residencial (RIO20, 2012).

A Figura 1 ilustra um conjunto de medidas que podem promover a redução das emissões dos GEEs, possuindo um destaque importante o uso de energias renováveis. A energia solar, eólica, biomassa, maremotriz, hidráulica e biogás são alguns exemplos de fontes renováveis para a geração de energia, e que são objetos de pesquisas e desenvolvimento, para que sejam implantadas e representem uma redução nas emissões de GEEs (BCSD Portugal, 2005).

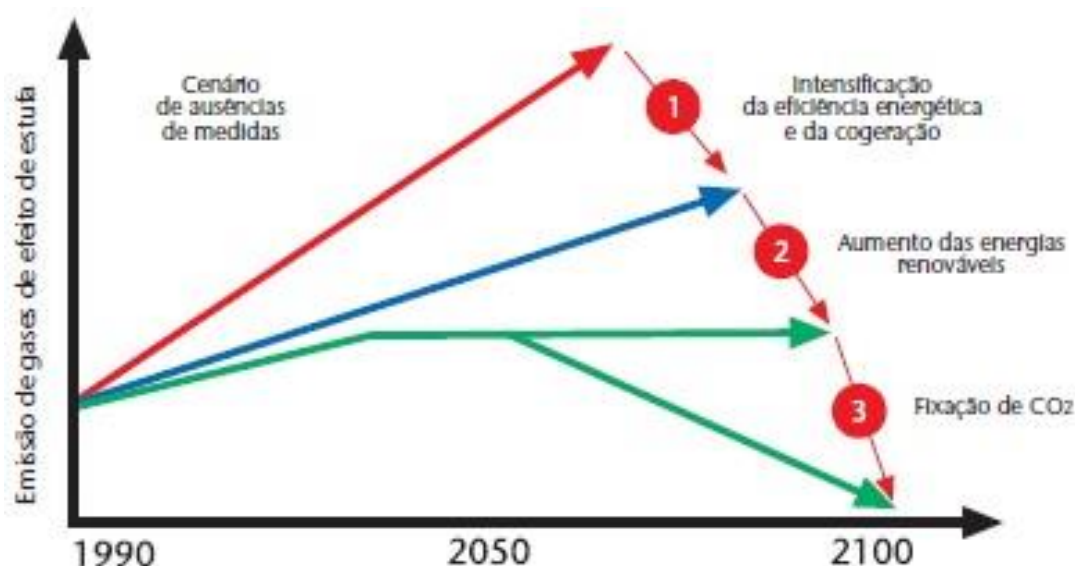


Figura 1 - Estratégias para o desenvolvimento sustentável
 Fonte: BCSD Portugal (2005, p. 7).

A energia solar fotovoltaica possui um potencial vasto a ser explorado no Brasil. A capacidade instalada acumulada no mundo para o fim do ano de 2014, conforme o relatório intitulado *Renewables 2015: Global Status Report*, foi equivalente a 177 GW, conforme a Figura 2 (REN21, 2015).

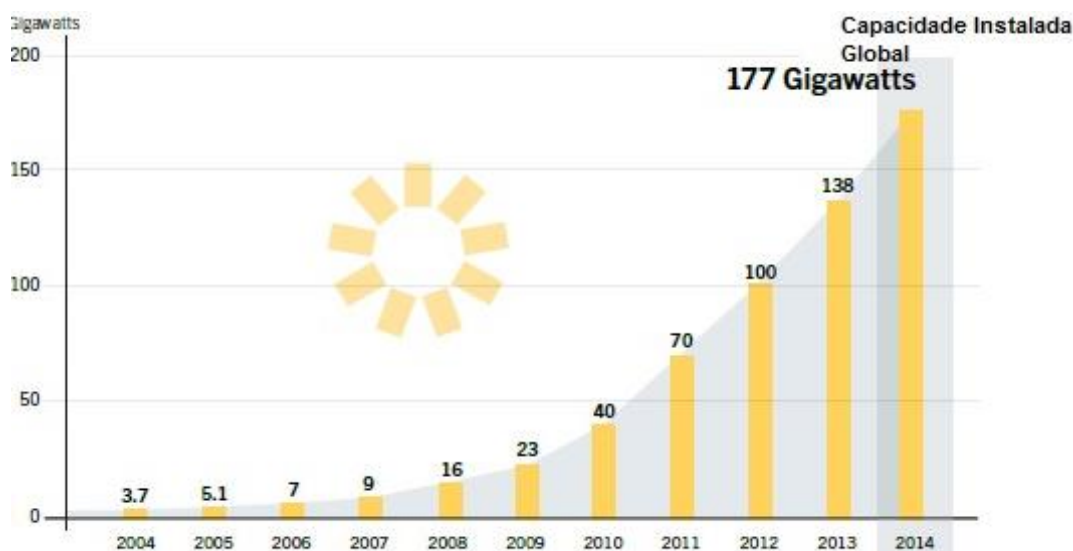


Figura 2 - Potência fotovoltaica instalada acumulada no mundo
Fonte: REN21, 2015 (Adaptado).

No Brasil, a capacidade instalada acumulada de geração fotovoltaica é equivalente a 21,2 MW (potência fiscalizada), conforme a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2015 (ANEEL, 2015).

O Brasil possui a regulamentação para a geração distribuída desde abril de 2012, com a resolução 482 da ANEEL, que apresentou a política de créditos de energia. No Paraná, o consumidor que instalar o gerador fotovoltaico em sua residência, escritório ou indústria poderá ter o sistema operando em paralelo com a rede de distribuição do local, podendo injetar o excedente, caso a geração seja maior que o consumo, e ter seu crédito de energia contabilizado e com validade de 36 meses (ANEEL, 2012a). A COPEL (Companhia Paranaense de Energia), assim como a COCEL (Companhia Campolarguense de Energia) e a CFLO (Companhia Força e Luz do Oeste), já incluiu no seu acervo de normas técnicas todos os requisitos necessários para a instalação de microgeração (até 100 kW de potência instalada) e minigeração (entre 100 kW e 1 MW de potência instalada) (COPEL, 2014).

A matriz elétrica brasileira destaca-se pela predominância da geração hidráulica, que apresentou uma representatividade de 65,2% no ano de 2014. No entanto, o que se pode observar, conforme o Balanço Energético Nacional de 2015, foi a redução da participação da geração hidráulica em 5,4% e um aumento de 18 % da participação da geração termelétrica, devido as condições hidrológicas desfavoráveis, que reduzem o potencial hídrico, pois ele depende do nível de água nos reservatórios. Do montante de energia gerada no Brasil em 2014, conforme a

Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 34,7 % foi a partir de termelétricas, que utilizam como insumo a biomassa, o gás natural, derivados de petróleo e, também, o carvão e seus derivados (EPE, 2015).

Quanto as perspectivas de crescimento do consumo de energia elétrica, segundo a EPE na sua publicação intitulada: *Projeção da demanda de energia elétrica de 2014*, que faz uma projeção para uma década, espera-se um aumento anual médio no consumo de energia elétrica de 4 % até o ano de 2023, quando o consumo atingirá cerca de 689 TWh. No ano de 2050, segundo o Ministério de Minas e Energia (MME) em seu documento intitulado *Demanda de Energia 2050*, o consumo será de 1624 TWh. Diante desse cenário de aumento contínuo no consumo de energia elétrica em seu uso final, devem ser adotadas estratégias para o atendimento a essa demanda, de forma sustentável, além da racionalização do uso da energia.

No ambiente universitário, as iniciativas voltadas para a sustentabilidade, através de projetos envolvendo pesquisa e aplicação de energias renováveis, como a solar fotovoltaica, já são uma realidade no Brasil. Em 1997, a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) deu início a operação do primeiro Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica (SFVCR) e integrado a edificação no Brasil, sendo um sistema de 2,015 kWp concebido pelo Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR) da UFSC (NASCIMENTO; RÜTHER, 2014). Outro edifício que possui um SFVCR, sendo o primeiro edifício comercial da cidade de Belém, no estado do Pará, a possuir tal sistema, é o prédio da UNICRED. Foram instalados 12,6 kWp de potência em 2011, posteriormente sendo expandido para 47,16 kWp em outubro de 2013 (BLASQUES *et al.*, 2014).

O Escritório Verde (EV) é uma edificação modelo em sustentabilidade, sediada na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), que foi inaugurado em dezembro de 2011 e, desde então, possui um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica em operação, que totaliza 2,1 kWp de potência e que pode representar uma das estratégias para suprir o crescente consumo de energia de forma sustentável. A ideia do EV surgiu em 2009 com a concepção de implantar as ações decorrentes da Agenda 21, além de reforçar o papel da universidade como disseminadora do conhecimento, aproximando os estudantes de práticas voltadas para a sustentabilidade (CASAGRANDE *et al.*, 2012).

Diante disto, essa pesquisa tem por objetivo contribuir com o planejamento da geração de energia elétrica, de forma sustentável e segura para a cidade de Curitiba e Região Metropolitana, expondo a partir da metodologia proposta a contribuição efetiva oriunda da geração fotovoltaica distribuída inserida na matriz elétrica da cidade, incluindo o potencial de redução de emissões de Gases do Efeito Estufa.

1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA

O tema se restringe a analisar as curvas de geração fotovoltaica, elaboradas a partir dos cenários de inserção propostos, sobrepostas às curvas de carga diária da região estudada, que compreende a Região Metropolitana de Curitiba (RMC), de forma a inferir, além do aspecto de redução da demanda por energia elétrica, a quantificação das emissões de CO₂ (dióxido de carbono) equivalente que podem ser evitadas com a energia gerada estimada.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

O aumento contínuo e progressivo do consumo de energia elétrica para as próximas décadas, conforme indicado no Plano Nacional de Energia de 2050 publicado pelo MME, implica na busca por estratégias para suprir esse consumo, sendo a geração fotovoltaica distribuída uma das possíveis soluções.

Os impactos ambientais associados à geração centralizada convencional no Brasil, representada pelas usinas termelétricas e hidrelétricas, estão relacionados a emissão de GEEs, a alteração do curso de rios, o desmatamento de regiões de preservação. Tais impactos servem como motivação para a pesquisa e utilização de fontes alternativas de energia, dentre elas a energia solar fotovoltaica (AZEVEDO, 2014).

Ao observar-se o nível dos reservatórios abaixo da média histórica e a possibilidade de se atingir níveis abaixo do considerado seguro devido a estiagem que está ocorrendo no Brasil, a situação torna-se preocupante e pode acarretar em racionamento de energia (BORGES; ALVARENGA, 2014). Conforme mencionado, a matriz elétrica brasileira possui 65,2 % de representatividade das usinas hidrelétricas de pequeno, médio e grande porte (EPE, 2015). Essa diminuição do potencial hídrico é suprida com o acionamento de mais usinas termelétricas, que provocam

impactos ambientais, sociais e financeiros consideráveis (LACCHINI; SANTOS, 2012). Como resultado disso, a busca por manter a confiabilidade no suprimento de energia elétrica de forma sustentável, está relacionada com a diversificação da matriz elétrica brasileira. Essa diversificação deve buscar a utilização de energias renováveis, tais como a solar e eólica. A partir da geração distribuída, que envolve a produção de energia próxima ao local de consumo, a energia solar fotovoltaica torna-se uma estratégia a ser considerada, sendo a sua aplicação o objeto deste estudo.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

Desenvolver e aplicar uma metodologia que possibilite avaliar o potencial fotovoltaico para uma região delimitada, baseando-se principalmente na redução dos picos de demanda diurnos do sistema elétrico e auxiliando na tomada de decisões baseada em aumento da oferta de energia elétrica e mitigação de emissões de CO₂ (Dióxido de carbono).

1.3.2 Objetivos específicos

- Abordar a fundamentação teórica referente a sistemas fotovoltaicos, a contextualização de Curitiba e região estudada, envolvendo premissas básicas referentes ao planejamento da geração de energia elétrica no ambiente urbano, bem como aspectos conceituais sobre impactos ambientais relacionados ao aumento do aquecimento global;
- Analisar o efeito da inserção de cenários propostos para a geração fotovoltaica sobre curvas de carga diárias do sistema elétrico da região estudada;
- Quantificar e analisar o montante de CO₂ equivalente evitado durante a geração fotovoltaica estimada a partir dos cenários propostos.

1.4 JUSTIFICATIVA

O *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), que significa Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas, em sua publicação AR5, afirmou que os GEEs retidos na atmosfera serão responsáveis pela elevação da temperatura da Terra em 1,5 °C até o final do século (ALMEIDA, 2014) (IPCC, 2013). O Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas, por outro lado, afirma que a temperatura no Brasil poderá elevar-se de 1 a 5 °C até 2100, e cientistas do grupo apontam como principal causador para a elevação da temperatura o desmatamento, que ainda provoca a redução da umidade do ar. Esta situação de depredação do meio ambiente, associada ao desmatamento e ao aumento do efeito estufa, exigem medidas que busquem reverter este quadro, seja aumentando as áreas de preservação e, também, reduzindo as emissões dos GEEs, entre eles o CO₂ (ALMEIDA, 2013).

Neste sentido a energia solar apresenta-se como uma tecnologia que possui grande potencial de aplicação, por não haver emissões de GEEs durante a geração de energia. O aproveitamento da energia solar pode se dar de duas formas: através da energia solar térmica e da energia solar fotovoltaica. A energia solar térmica envolve sistemas com coletores solares térmicos, que são capazes de converter a radiação solar em energia térmica (calor), que é transportada através de um fluido, podendo ser líquido ou gás (BUKER; RIFFAT, 2015). Para uso doméstico, com a finalidade de aquecimento de água, o fluido é líquido e quando aquecido, é acumulado em um recipiente termicamente isolado, denominado *boiler*. Para finalidades de produção de energia elétrica, as usinas solares térmicas possuem coletores que elevam a temperatura do fluido numa proporção muito mais alta, comparada aos sistemas domésticos, sendo possível a utilização de concentradores que aumentam a incidência de radiação solar, que por sua vez aquecem os fluidos utilizados para o transporte da energia térmica. Esses fluidos devem manter a temperatura elevada, com mínimas perdas, e serem capazes de transferir a energia térmica para uma caldeira, onde existe água que, depois de aquecida, se transformará em vapor de alta pressão, que irá provocar o acionamento de uma turbina mecânica que acoplada a um gerador elétrico, converterá a energia mecânica em energia elétrica (LIU *et al.*, 2015).

Esta pesquisa se restringe a estudar o aproveitamento através da energia solar fotovoltaica, que consiste na conversão direta da radiação solar em eletricidade, podendo ser encontrada na forma de geração distribuída ou geração centralizada, representada por usinas fotovoltaicas (RÜTHER, 2004).

O Brasil e, mais especificamente o estado do Paraná, apresenta um potencial fotovoltaico muito amplo a ser explorado, que é constatado ao se observar a irradiação solar anual, valor médio, que é equivalente a 1.986 kWh/m².ano, ao passo que a produtividade estimada total anual média é equivalente a 1490 kWh/kWp (considerações: inclinação do painel fotovoltaico igual a latitude, orientação para o norte, taxa de desempenho de 75%). Comparado à Alemanha, país que é líder mundial em capacidade instalada em fotovoltaica, que está próxima dos 40 GW, a irradiação solar anual é, em média, 1251 kWh/m².ano, enquanto que a produtividade estimada total anual média é de 938 kWh/kWp, ou seja, a produtividade média no Paraná é 58,75% superior a encontrada na Alemanha (TIEPOLO, 2015).

A escassez de recursos hídricos chama a atenção para a necessidade de diversificação da matriz elétrica para garantir a segurança de continuidade do suprimento energético, de forma sustentável e que reduza os impactos ambientais (BORGES; ALVARENGA, 2014). Até o momento a principal alternativa a energia proveniente de usinas hidrelétricas é a geração a partir de usinas termelétricas, que quando utilizam como insumo o carvão, petróleo, e os respectivos derivados, possuem sérios impactos ambientais como o agravamento do efeito estufa, além de impactos para a saúde devido à poluição do ar (LACCHINI; SANTOS, 2012).

A utilização da energia solar fotovoltaica, através dos sistemas fotovoltaicos, possui a vantagem de não emitir GEE durante a geração. Além disso, do ponto de vista da eficiência energética, quando se fala em geração distribuída, o trajeto existente na geração centralizada, desde a geração até o consumo, é reduzido e, conseqüentemente, as perdas de energia elétrica também são reduzidas (DANG *et al.*, 2011).

Pode-se constatar que o consumo de energia elétrica no Brasil aumentará de 531,1 TWh em 2014 para 1624 TWh em 2050, conforme a EPE em seu documento intitulado: Demanda de Energia 2050, ou seja, triplicará de valor em 35 anos (MME, 2014) (EPE, 2014). Assim, neste sentido, a energia solar fotovoltaica

apresenta-se como uma tecnologia que pode contribuir para a ampliação da oferta de energia na matriz elétrica de cidades como Curitiba.

1.5 ETAPAS PARA CONDUÇÃO DA PESQUISA

- Fazer a revisão na literatura sobre a geração fotovoltaica distribuída com ênfase em aspectos fundamentais, como o princípio de funcionamento, os componentes de sistemas fotovoltaicos, além de variáveis e parâmetros necessários para dimensionamento e otimização de sistemas fotovoltaicos. Elaborar um inventário, através da consulta de dados fornecidos por órgãos municipais e estaduais, do perfil de consumo energético em Curitiba, além de aspectos diretamente relacionados, como classe econômica e social da população, fontes de energia utilizadas no suprimento energético, entre outros. Buscar estudos referentes às taxas de emissões de GEEs, especificamente o CO₂, relacionados a implantação e operação de empreendimentos para gerar energia. Proceder, inicialmente a coleta de artigos presentes em periódicos e livros. Esse material é acessado em bancos de dados, como por exemplo, o *Scopus*, *Web of Science*, a Biblioteca de Teses e Dissertações, o google acadêmico, além de acervos de universidades (exemplo: USP, UNICAMP, UFSC, UFRGS, UFPA, UFRJ e MIT). Em seguida, selecionar os materiais mais importantes para leitura, fichamento e organizá-los de acordo com a etapa do trabalho que irão contribuir;
- Coletar os dados de geração fotovoltaica para sistemas fotovoltaicos em operação em Curitiba, de forma a constituir um histórico de operação;
- Coletar dados relacionados ao consumo de energia elétrica da região estudada (RMC), dentre eles as curvas de carga diária para dias escolhidos como relevantes para uma análise de inserção de geração fotovoltaica. Esses dias são selecionados de acordo com a irradiação diária, sendo adotados três dias para a estação de verão e três dias para a estação de inverno, de forma que o dia de máxima e mínima irradiação, além do dia de irradiação típica da respectiva estação é

escolhido. A pesquisa restringiu-se ao período de 2013 até o verão de 2015, portanto um total de doze dias foi escolhido para análise;

- Elaborar cenários estratégicos de inserção de geração fotovoltaica distribuída para suprir parte do consumo energético da região em estudo. Para a criação de cenários de inserção de geração fotovoltaica, são utilizados como base sistemas reais em operação;
- Analisar as consequências da implantação dos cenários propostos, considerando os efeitos diretos sobre as curvas de carga diária coletadas, bem como quantificar o total de emissões de CO₂ equivalente que são evitadas, através de estimativas de geração anual dos cenários propostos e o fator de emissões de CO₂ equivalente para gerar 1 MWh na matriz elétrica brasileira.

1.6 ESTRUTURA

- Capítulo 1: Introdução. Aborda a delimitação do tema, problemas e premissas, objetivos (geral e específico), justificativa e a estrutura do trabalho.
- Capítulo 2: Revisão da literatura. Sustentabilidade na geração de energia elétrica: o efeito estufa intensificado, suas possíveis causas, a importância de estudos de análise de ciclo de vida e a avaliação do potencial de aquecimento global para diversas fontes de geração de energia. Energia solar fotovoltaica: aborda conceitos fundamentais, contextualização, classificação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Premissas de planejamento energético urbano: inventário energético do Paraná, envolvendo Curitiba e a Região Metropolitana de Curitiba, histórico da questão energética brasileira, políticas públicas e de incentivo para a energia solar fotovoltaica.
- Capítulo 3: Procedimentos metodológicos da pesquisa: a metodologia da pesquisa, incluindo o método de abordagem e de procedimento, os dados coletados, cenários de inserção de geração fotovoltaica e parâmetros de análise dos resultados obtidos.
- Capítulo 4: Resultados. São apresentados os resultados e as análises e interpretações embasadas na literatura.
- Capítulo 5: Conclusão. Considerações finais, potenciais contribuições desta pesquisa e sugestões de estudos futuros.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 SUSTENTABILIDADE NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1.1 Efeito estufa e aquecimento global

Em conformidade com Baird (2002), da energia proveniente do sol, cerca de 50% atinge a superfície da Terra e é absorvida, de forma que para a temperatura do planeta ser mantida constante, a energia absorvida deve ser igualmente refletida. A energia refletida, ou emitida pela Terra, é da faixa que compreende os comprimentos de onda correspondentes ao espectro de radiação infravermelha.

A capacidade que alguns gases, entre eles o CO₂, possuem em absorver temporariamente parte da radiação infravermelha que é emitida pela superfície da Terra e pela atmosfera, é o que resulta no efeito estufa. Após a absorção da radiação infravermelha pelas moléculas de gases indutores do efeito estufa, anteriormente denominados simplesmente Gases do Efeito Estufa (GEEs), ocorre a reemissão em todas as direções, de forma aleatória, sendo parte dessa radiação reemitida para a superfície terrestre, onde é reabsorvida e provoca aquecimento adicional da superfície e do ar.

O fato preocupante é o aumento da concentração destes GEEs, principalmente o CO₂, que provocam o que é denominado efeito estufa intensificado. Desta forma é diferenciado o efeito estufa, fenômeno natural, que ocorre há milênios, para garantir uma temperatura média da superfície terrestre da ordem de 15 °C, do conceito de efeito estufa intensificado, que é a explicação por trás da hipótese do aquecimento global. Dentre as atividades humanas que contribuem para este aumento na concentração dos GEEs, destacam-se a queima de combustíveis fósseis e o desmatamento acompanhado de posterior queima da madeira.

É constatado de forma clara um aumento das emissões de GEEs, entre eles o CO₂, de forma expressiva desde a revolução industrial e, mais recentemente, com o crescimento econômico de países como China e outros países asiáticos, em que a matriz elétrica é predominantemente composta por usinas termelétricas a base de carvão (BILGEN, 2014).

Um sumidouro temporário para o CO₂ é a absorção pelos vegetais durante o processo de crescimento, através da fotossíntese, sendo que após alguns anos boa

parte das moléculas serão liberadas para o ar novamente. O CO₂ possui um tempo de vida adicional na atmosfera considerado longo, sendo que seus únicos sumidouros permanentes são as águas profundas e a precipitação na forma de carbonato de cálcio insolúvel. Pode-se constatar, inclusive, que o aumento da temperatura global reduz a capacidade de absorção de moléculas do CO₂ na superfície dos oceanos, bem como eleva a liberação de moléculas de CO₂ nos solos (BAIRD, 2002).

2.1.2 Desenvolvimento sustentável

Na conferência internacional da Organização das Nações Unidas (ONU), *United Nations Conference on Environment and Development* (UNCED), no Rio de Janeiro em 1992, foi assinada uma proposta por 155 países além da União Européia, que estipulou que todas as nações devem desenvolver um inventário de estoque de carbono e fluxo dos GEEs (FEARNSIDE, 1997). O desenvolvimento sustentável requer o uso de ferramentas que possibilitem quantificar e comparar o impacto ambiental das diferentes atividades humanas. Um ponto importante para o planejamento energético e para a tomada de decisões ligadas ao setor elétrico é a possibilidade de analisar e comparar as diferentes fontes para geração de energia (AMPONSAH *et al.*, 2014).

Estima-se que as emissões de CO₂ no mundo, relacionadas à energia, irão aumentar de 31,2 bilhões de toneladas em 2010 para 36,4 bilhões de toneladas em 2020 (BILGEN, 2014).

A meta de redução das emissões de gases do efeito estufa em 5%, relativas ao ano de 1990, firmada através do Protocolo de Kyoto, é insuficiente para assegurar que a temperatura média global iria aumentar em no máximo 2 °C até 2012. Isso se deve ao fato de que, apesar de 192 países terem ratificado o Protocolo, as ações de mitigação de emissões envolvem menos de 25% dos países responsáveis pelas emissões globais de GEEs (incluindo os Estados Unidos, que não ratificaram o Protocolo de Kyoto) (IEA, 2012).

No que tange a mitigação de emissões de CO₂, Huaman e Jun (2014) *apud* IEA (2012), observam que o setor elétrico representa um importante papel, pois em 2010, 41% das emissões globais foram devido à geração de eletricidade e calor. Na Figura 3 pode-se observar a contribuição expressiva da geração de energia elétrica

quando comparada a outros setores, em relação às emissões globais de CO₂. Em se tratando de contabilização das emissões, resultados revelaram uma contribuição dos empreendimentos residenciais de 6% nas emissões diretas e 11% nas emissões indiretas, relacionadas ao consumo de energia elétrica (HUAMAN; JUN, 2014).

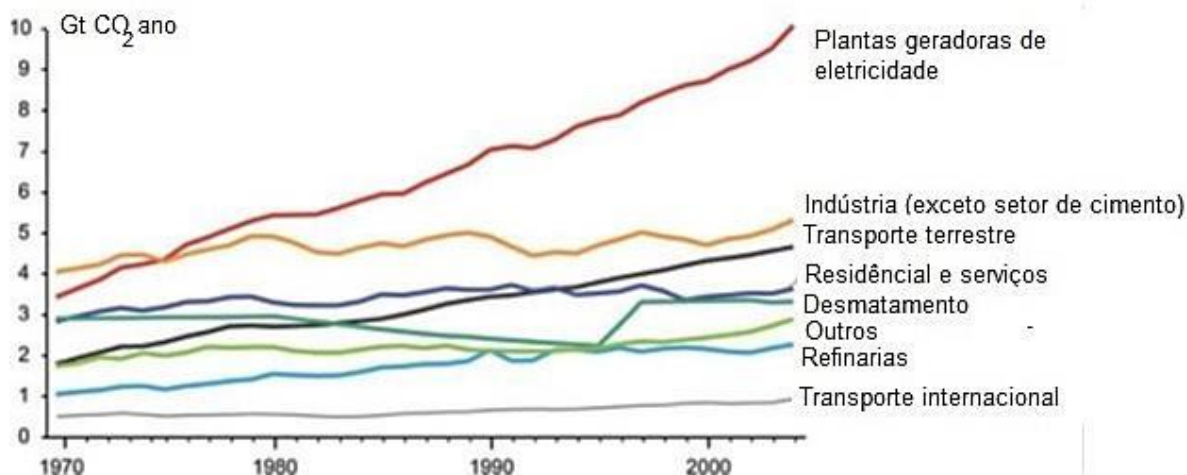


Figura 3 - Emissões globais de CO₂ de 1970-2004 por setor
Fonte: HUAMAN; JUN, 2014 (Adaptado).

Em face do problema do aquecimento global, diversas estratégias de mitigação de emissões de GEEs são planejadas mundialmente, entre elas: redução do desmatamento, criação de áreas de preservação ambiental, plantação de áreas de florestas, aumentar a fixação de carbono em produtos oriundos da madeira, usar a madeira como recurso para gerar energia ao invés de combustíveis fósseis convencionais (carvão, óleo) e substituir o uso de produtos com alta taxa de emissão de CO₂ associada por produtos a base de madeira (NEPAL *et al.*, 2012).

2.1.3 Análise de Ciclo de Vida

A Análise de Ciclo de Vida (ACV) objetiva avaliar as entradas e saídas de energia ao longo de todas as etapas do ciclo de vida de um produto ou serviço, podendo-se destacar quatro etapas distintas: meta e definição do escopo; Inventário do Ciclo de Vida (ICV); avaliação dos impactos; interpretação dos resultados (ISO 14040, 2006; ISO 14044, 2006).

A partir desse conceito, sabe-se que todo o sistema para gerar energia elétrica possui emissões de GEEs ao longo do seu ciclo de vida. Para comparar o efeito das emissões de diferentes fontes de geração de energia, um parâmetro adotado é o Potencial de Aquecimento Global (PAG), que significa o potencial que

determinado gás emitido possui em relação ao aquecimento global, sendo quantificado em termos de dióxido de carbono equivalente ($\text{CO}_2\text{-eq}$) (WEISSER, 2006). A quantificação é feita a partir da medição no aumento da concentração de GEEs (exceto o CO_2) e o efeito causado em termos de variação de temperatura, assim estipula-se a quantidade de CO_2 necessária para produzir o mesmo efeito. A soma da concentração equivalente de CO_2 originária de outros GEEs, mais a concentração real de CO_2 , resulta na concentração efetiva de CO_2 , sendo encontrados resultados na literatura apenas com a sigla $\text{CO}_2\text{-eq}$ (BAIRD, 2002; AMPONSAH *et al.*, 2014).

Dentre as etapas consideradas no ciclo de vida de sistemas para geração de energia, podem-se citar (WEISSER, 2006):

- exploração, extração e processamento do recurso energético;
- extração de matéria-prima para a tecnologia e infraestrutura;
- produção da infraestrutura;
- produção e construção da tecnologia;
- transporte de combustível;
- outras atividades relacionadas ao transporte;
- conversão para eletricidade ou calor ou energia mecânica;
- gerenciamento de resíduos.

A terminologia utilizada para o ciclo de vida completo de determinada tecnologia envolve:

- emissões acumuladas, que representa a soma das emissões em todas as etapas consideradas no ciclo de vida;
- emissões diretas, que são oriundas da operação da planta geradora;
- restam duas etapas, que envolvem as emissões acumuladas subtraídas das emissões diretas, que são: as emissões associadas ao início do ciclo de vida, por exemplo, exploração do recurso energético, mineração e transporte do mesmo; as emissões associadas ao final do ciclo de vida, que envolvem dentre outras, a desativação e descarte dos equipamentos da planta geradora.

Cabe salientar que outros impactos, tais como os associados ao desempenho técnico, custo, e/ou aceitação política e social deveriam ser

considerados para uma análise efetivamente global. Muitos estudos na literatura tratam, apenas, das emissões de GEEs (WEISSER, 2006).

2.1.4 Alguns estudos de ACV em sistemas de geração de eletricidade

2.1.4.1 Potencial de Aquecimento Global (PAG): energia solar fotovoltaica

No tocante a geração de energia elétrica, a energia solar fotovoltaica não emite GEEs, porém quanto ao ciclo de vida completo da tecnologia, desde a extração do mineral (comumente o silício) até a instalação do sistema, a energia consumida em cada etapa e as emissões associadas não podem ser desprezadas (FU *et al.*, 2014). Como o predomínio de consumo energético está no processo de fabricação dos módulos fotovoltaicos, sendo os impactos da ordem de 50 a 80% nesta etapa (WEISSER, 2006), os resultados tão diversos encontrados na literatura são reflexos de diferentes metodologias, que podem considerar os seguintes critérios de forma a produzir a variabilidade observada nos resultados: a taxa de desempenho ou PR difere entre os sistemas FVs; o tempo de vida útil que fica situado entre 20 e 30 anos; a composição de fontes de geração de energia utilizadas para suprir a cadeia produtiva de infra-estrutura dos sistemas FVs, nos diferentes países; o material utilizado na célula fotovoltaica; o método para estimar a demanda de energia nas etapas do ciclo de vida do sistema fotovoltaico; as diversas localidades que acarretam em diferentes irradiações; a massa de silício por célula fotovoltaica; a eficiência dos módulos.

Segundo Fu *et al.* (2014), em estudo realizado na China para sistemas fotovoltaicos que utilizam a tecnologia de silício policristalino, chegou-se a um fator de emissões de 0,0592 kg CO₂-eq./kWh, considerando-se simplificações no processo de cálculo, tais como: os impactos ambientais associados à infra-estrutura para processamento da cadeia produtiva de materiais e equipamentos ligados aos sistemas fotovoltaicos foram desprezados; o uso e manutenção dos sistemas FVs foi desprezado, com a justificativa de que é uma etapa de baixíssimo impacto ambiental; as diferentes localizações dos sistemas fotovoltaicos, que resultam em diferentes irradiações, e os impactos relacionados ao transporte também foram desprezados.

Já Dones *et al.* (2004) considerou um sistema fotovoltaico, com célula de silício monocristalino, não integrado a edificação, mas aplicado ao telhado, que resultou em 0,073 kg CO₂-eq./kWh, ao passo que outro sistema com silício policristalino as emissões foram 0,059 kg CO₂-eq./kWh. Já de acordo com Amponsah *et al.* (2014), sistemas FVs que utilizam células de silício cristalino amorfo, devido ao processo de fabricação dos módulos consumir menos energia, as emissões foram estimadas em 0,0156 até 0,0500 kg CO₂-eq./kWh, sendo a média 0,0305 kg CO₂-eq./kWh, que comparado a sistemas que utilizam células de silício cristalino, a estimativa ficou entre 0,0094 até 0,3000 kg CO₂-eq./kWh, com média de 0,0911 kg CO₂-eq./kWh. Em outro caso da literatura elaborado por Varun *et al.* (2008), e relativo a tecnologia de silício amorfo, sistemas fotovoltaicos no Japão tiveram um fator de emissões ao longo do seu ciclo de vida equivalente a 0,0534 kg CO₂-eq./kWh, ao passo que na Alemanha, sistemas fotovoltaicos que utilizam o silício monocristalino tiveram um fator de emissões de 0,250 kg CO₂-eq./kWh.

Segundo Fukurozaki *et al.* (2012), no Brasil, considerando o ciclo de vida de emissões de CO₂ para um sistema fotovoltaico de 1,2 kWp, residencial, com células a base de silício monocristalino, foram avaliadas as energias demandadas ao longo das etapas de obtenção do silício em grau metalúrgico, processo em que o Brasil é um dos líderes mundiais, e as etapas seguintes, como a obtenção do silício em grau solar, a produção das células, módulos e inversores, entre outros, que ocorrem fora do Brasil. O fator de emissão variou de acordo com a localidade, ficando na faixa de 0,0145 até 0,0187 kg CO₂-eq./kWh.

Para Laleman *et al.* (2010), que abordou a análise de ciclo de vida de emissões de CO₂ em sistemas fotovoltaicos localizados em regiões com baixa irradiação, os resultados obtidos, para células a base de silício policristalino foi entre 0,08 a 0,12 kg CO₂-eq./kWh. A variação é explicada pela vida útil do sistema, que foi considerada como 20 e 30 anos.

Turconi *et al.* (2013) fez uma revisão de literatura, em que foram abordados 22 análises de ciclo de vida de emissões de CO₂, para sistemas fotovoltaicos em diferentes condições climáticas, tecnologias das células fotovoltaicas e etapas ligadas à cadeia produtiva do sistema, o que explica a grande variabilidade nos resultados, que apresentaram fatores de emissão entre 0,013 até 0,130 kg CO₂-eq./kWh. A pesquisa de Weisser (2006) encontrou uma taxa de emissão que variou entre 0,043 até 0,073 kg CO₂-eq./kWh, considerando quatro tipos de sistemas

quanto à tecnologia utilizada na célula fotovoltaica: silício monocristalino, policristalino, amorfo e CIGS.

Gerbinet *et al.* (2014) fez um panorama acerca da ACV para sistemas fotovoltaicos e obteve resultados com grande variabilidade, em se tratando, por exemplo, da tecnologia silício policristalino: 0,050 – 0,800 kg CO₂-eq/kWh, para sistemas em diferentes regiões da Europa, Áustria e Estados Unidos; utilizando a mesma metodologia de cálculo, 0,00874 kg CO₂-eq/kWh para sistema fotovoltaico montado no solo em região da Itália e 0,063 kg CO₂-eq/kWh em região da Alemanha.

Peng *et al.* (2013) mostrou que para sistemas fotovoltaicos com células a base de silício monocristalino, os fatores de emissão ficaram compreendidos entre 0,030 kg CO₂-eq/kWh e 0,061 kg CO₂-eq/kWh. O valor mínimo encontrado foi para um sistema no sul da Europa, com módulos de eficiência de 14 % e vida útil considerada 30 anos, ao passo que o valor máximo foi obtido em sistema localizado no Japão, com módulos de 12,2 % de eficiência e vida útil de 20 anos. Foram abordados também sistemas com células a base de silício policristalino, sendo os fatores de emissão: 0,012 kg CO₂-eq/kWh, que foi o valor mínimo encontrado, refere-se ao caso que envolveu um sistema FV de larga escala instalado em região desértica na China; 0,072 kg CO₂-eq/kWh, que foi o valor máximo encontrado, contemplou um sistema ao sul da Europa, sendo que 30% do material e demanda energética são obtidos a partir da escala industrial de produção de silício para a indústria eletrônica. Por fim, esta pesquisa encontrou valores próximos para as taxas de emissões envolvendo sistemas FVs com células a base de silício amorfo e Telureto de Cádmio (CdTe): 0,0156 kg CO₂-eq/kWh até 0,050 kg CO₂-eq/kWh e 0,014 kg CO₂-eq/kWh até 0,050 kg CO₂-eq/kWh, respectivamente.

Stylos e Koroneos (2013) identificaram o PAG de sistemas FVs a base de silício policristalino na literatura, o valor máximo obtido foi 0,104 kg CO₂-eq/kWh (STYLOS; KORONEOS, 2013).

Entre as possíveis melhorias no PAG para a energia solar fotovoltaica, pode-se citar a redução na demanda energética durante o processo de fabricação dos módulos, sendo que foi constatado que quando a energia solar fotovoltaica é utilizada para suprir a demanda energética do processo produtivo dos módulos, as emissões de CO₂ são reduzidas em 80% (PACCA *et al.*, 2007).

Os resultados obtidos a partir da revisão na literatura estão resumidos na Tabela 1, que mostra valores típicos obtidos a partir das faixas de valores encontrados na literatura, sendo que se optou por adotar a mediana dos intervalos, exceto quando foi divulgado o valor médio, para então calcular a média aritmética, que está inserida na Tabela 1. Cada tecnologia de célula fotovoltaica, silício monocristalino, policristalino e amorfo, foi adotada para sistemas em diferentes regiões do mundo. O maior valor encontrado, 0,841 kg CO₂-eq/kWh, refere-se à planta localizada na Austrália, país em que a matriz elétrica é predominantemente térmica, com insumo energético a base de combustíveis fósseis.

Tabela 1 - Resultados do PAG para sistemas fotovoltaicos com diferentes tipos de células

Potencial de aquecimento global (kg CO ₂ -eq/kWh)		
Silício monocristalino	Silício policristalino	Silício amorfo
0,0707	0,0637	0,0389

Fonte: O autor.

2.1.4.2 Potencial de Aquecimento Global: Outras fontes de geração de energia elétrica

A Tabela 2 apresenta resultados encontrados na literatura acerca do PAG para fontes térmicas, no caso o carvão, óleo, gás, biomassa e o carvão marrom (maior emissão de CO₂, devido ao baixo teor energético). As notas de esclarecimento ao final da Tabela 2 exemplificam algumas razões para a variabilidade nos resultados, considerando que usinas que operam para suprimento de base possuem eficiências superiores a usinas que operam para suprimento de energia elétrica no horário de pico, além dos diferentes tipos de combustão associados ao recurso do gás e da biomassa, que geram diferentes resultados.

Tabela 2 - PAG para fontes térmicas

Referência	PAG (kg CO ₂ -eq / kWh)				
	Carvão	Óleo	Gás	Carvão *	Biomassa
LALEMAN <i>et al.</i> , 2010			0,53		
VARUN <i>et al.</i> , 2008	0,975	0,742	0,608		0,035 - 0,178
FU <i>et al.</i> , 2014	15				
TURCONI <i>et al.</i> , 2013	0,8 - 1,2	0,53; 0,75 - 0,90 ₁	0,56 - 0,59; 0,61 - 0,85 ₂	0,9 - 1,3	0,025 - 0,130; 0,0085 - 0,118; 0,017 - 0,117 ₃
DONES <i>et al.</i> , 2004	0,949 - 1,280; 1,070	0,519 - 1,200	0,485 - 0,991; 0,640	1,060 - 1,690; 1,230	
WEISSER, 2006	0,95 - 1,25	0,5 - 1,2	0,44 - 0,78	1,1 - 1,7	0,035 - 0,099
AMPONSAH <i>et al.</i> , 2014					1,0 (máx.); 0,5 (média)
STYLOS;KORONEOS, 2013		0,9218			

Fonte: O autor.

Onde:

*: a tradução seria carvão marrom, oriunda do termo em inglês: *lignite*, que significa um tipo de carvão de baixa densidade energética;

₁: o menor valor é para usinas com suprimento de base, ao passo que o maior valor representa usinas que suprem energia no horário de pico;

₂: o menor intervalo representa usinas que operam em ciclo combinado, enquanto que o maior intervalo são usinas que operam em ciclo simples;

₃: os três intervalos são, respectivamente: usinas de combustão combinada com combustível fóssil; combustão direta e gaseificação.

A Tabela 3 apresenta os resultados encontrados na literatura acerca do PAG para a fonte eólica. Varun *et al.* (2008) encontrou o menor PAG para uma usina eólica localizada na Dinamarca, ao passo que o maior PAG refere-se a uma planta situada no Japão.

Tabela 3 - PAG para a fonte eólica

Referência	PAG (kg CO ₂ -eq / kWh)
VARUN <i>et al.</i> , 2008	0,0097-0,1237 ₁
TURCONI <i>et al.</i> , 2013	0,003-0,028; 0,030-0,040 ₂
DONES <i>et al.</i> , 2004	0,010 (velocidade de vento ótima); 0,014 (Europa); 0,020 (Suiça) ₃
WEISSER, 2006	0,008-0,030
AMPONSAH <i>et al.</i> , 2014	0,0017-0,123; 0,0342 *

Fonte: O autor.

Onde:

¹: o menor valor corresponde a usina em terra;

²: no primeiro intervalo foi utilizada a metodologia de análise em cadeia, enquanto no segundo a metodologia consistiu em analisar as entradas e saídas de energia em cada etapa;

³: a variabilidade de resultados se deve as diferentes localidades consideradas;

* : o último valor corresponde a média encontrada para o PAG.

Por fim a Tabela 4 apresenta os resultados encontrados na literatura acerca do PAG para a fonte hídrica. As usinas hidrelétricas com reservatório possuem taxas de emissões de GEEs maiores devido à decomposição das florestas que foram submersas para formar os reservatórios. Amponsah *et al.* (2014) obtém resultados do PAG para plantas geradoras de menor porte, sendo que a diferença percebida no PAG, quando comparado com plantas de grande porte, é extremamente significativa, o que torna as usinas hidrelétricas de menor porte uma alternativa significativamente mais viável em termos de impactos ambientais.

Tabela 4 - PAG para a fonte hídrica

Referência	PAG Hidrelétrica (kg CO ₂ -eq / kWh)		PAG Pequenas hidrelétricas (5-60 MW) (kg CO ₂ -eq / kWh)		
	Reservatório	Sem reservatório	Reservatório	Sem reservatório	Baseada em canal
VARUN <i>et al.</i> , 2008	0,237	0,0037-0,018			
TURCONI <i>et al.</i> , 2013	0,011-0,020; 0,340 ₁	0,002-0,005			
DONES <i>et al.</i> , 2004	0,012-2,077; 0,340 ₁				
WEISSER, 2006		0,002-0,009			
AMPONSAH <i>et al.</i> , 2014	0,237 ₂ (máximo)	0,002-0,060; 0,020 (média)	0,0312-0,0624; 0,0468 (média)	0,018-0,0749; 0,0459 (média)	0,0339-0,043; 0,0374 (média)

Fonte: O autor.

Onde:

1: valor médio encontrado para 7 plantas em região tropical;

2: Usina de Tucuruí, no Brasil.

A partir da observação dos resultados expostos nesta revisão de literatura, nota-se que a energia solar fotovoltaica apresentou um PAG bastante compatível com as fontes renováveis para geração de energia elétrica, tais como hidrelétricas de pequeno porte e usinas eólicas, portanto, o uso combinado destas fontes pode reduzir significativamente o impacto ambiental no setor de produção de energia elétrica, ainda mais quando se compara ao impacto ambiental oriundo de fontes térmicas, especialmente os combustíveis fósseis, tais como: carvão e derivados, óleo e gás.

Acrescenta-se ainda que nos estudos envolvendo emissões de CO₂ equivalente ao longo do ciclo de vida para a energia solar fotovoltaica, o impacto existe nas emissões indiretas, existentes nas etapas de produção dos módulos fotovoltaicos. A China, país que possui elevada produção de módulos fotovoltaicos, apresenta a maior parte da sua matriz elétrica representada por combustíveis fósseis, portanto a produção chinesa possui impacto ambiental considerável associado a emissões de Gases do Efeito Estufa. Logo, um país como o Brasil, que possui vastas reservas de Silício, principal matéria-prima das células fotovoltaicas, além de possuir uma matriz elétrica predominantemente por fonte hídrica, para a produção de módulos fotovoltaicos certamente emitiria menos quantidade de CO₂

equivalente, o que resultaria em benefícios ambientais e fortalecimento da indústria nacional.

2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.2.1 Efeito fotovoltaico

O chamado efeito fotovoltaico é o fenômeno descoberto em 1839, por Edmond Becquerel, quando uma célula eletroquímica submetida à irradiação solar apresentou uma diferença de potencial nos seus extremos, que interligados por um fio condutor resultou em circulação de corrente elétrica. Apenas em 1876 que foi desenvolvido o primeiro aparato fotovoltaico, por W. G. Adams e R. E. Day, utilizando o selênio para o dispositivo de estado sólido. Mais de cem anos da descoberta do efeito, em 1956 iniciou-se a produção industrial, que acompanhou tanto o desenvolvimento da física de estado sólido quanto da eletrônica industrial, sendo fabricadas, nos Laboratórios Bell nos Estados Unidos, as primeiras células fotovoltaicas. A eficiência de conversão foi da ordem de 6% com potência de 5 mW e área de 2 cm² (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.2 Célula fotovoltaica

Esta é a unidade fundamental de sistemas fotovoltaicos, e caracteriza-se por ser um material do tipo semicondutor, ou seja, a separação entre a banda de valência e a banda de condução dos átomos do material, chamada de banda proibida ou *gap*, possui valores inferiores aos encontrados em materiais isolantes, tal como é ilustrado na Figura 4.

Antes de explicar o efeito fotovoltaico propriamente dito, convém exemplificar o comportamento observado em uma célula fotovoltaica típica, que será considerada de silício monocristalino, do tipo monojunção (PINHO; GALDINO, 2014).

O átomo de silício possui estrutura tetravalente, ou seja, na sua camada de valência existem quatro elétrons que para alcançar a estabilidade química requerem o compartilhamento de elétrons para que obtenham um total de oito elétrons na camada de valência. O que é feito no processo de fabricação das células é adicionar ao silício outro átomo de forma a atingir a estabilidade química, sendo na maior

parte utilizados átomos de fósforo. O fósforo possui 5 elétrons em sua camada de valência, portanto as ligações químicas estabelecidas com o silício resultam em um elétron-livre, cuja energia de ligação ao átomo é muito baixa, de forma que esse elétron tem forte tendência a se desprender do átomo, saltando da banda de valência para a banda de condução, tornando-se disponível para formar outras ligações. Tal estrutura resultante da mistura de átomos de silício com fósforo, podendo ser também utilizado o elemento arsênio ou antimônio, é chamada de camada N e o elemento adicionado ao silício é o dopante tipo N, que tem potencial para doar elétrons.

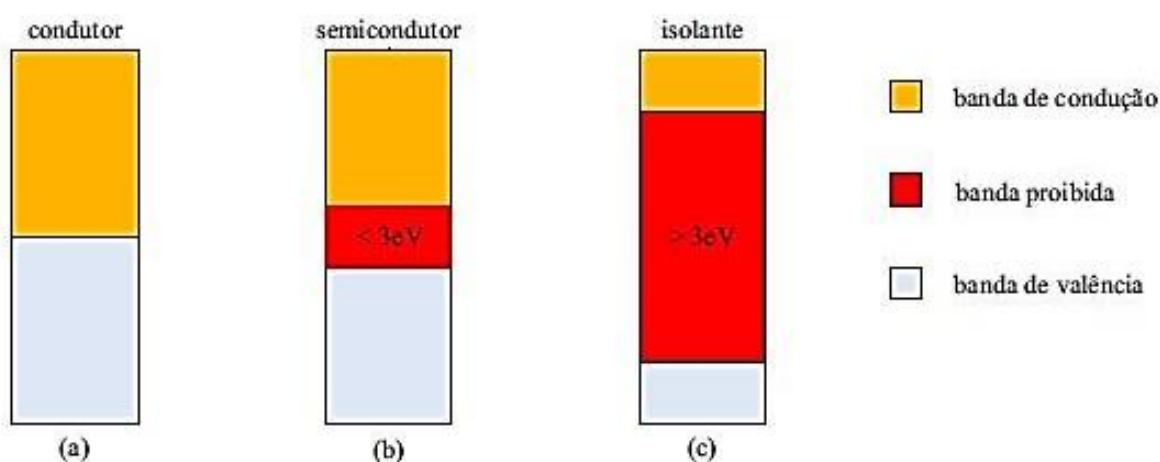


Figura 4 - Bandas de energia para diferentes tipos de materiais
Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

Para a formação da estrutura denominada camada P, são utilizados dopantes do tipo P, que são elementos que ligados aos átomos de silício resultam em estruturas com uma lacuna, ou seja, um elétron faltante, de forma que possuem potencial para receber elétrons. O átomo mais utilizado é o boro, que possui três elétrons em sua camada de valência, portanto para a estrutura atingir a estabilidade química fica faltando um elétron na ligação. Além do boro, pode-se utilizar o alumínio, gálio ou índio. Os dopantes do tipo P são depositados em concentração menor, da ordem de um para cada 10^7 átomos de silício, ao passo que os dopantes tipo N são depositados em concentrações da ordem de um para cada 10^3 átomos de silício. É por isso que na camada N as estruturas decorrentes da ligação do silício com o fósforo são chamadas de portadores majoritários, enquanto que as estruturas na camada P são chamadas de portadores minoritários.

Quando a camada N é sobreposta à camada P ocorre a transferência de elétrons da camada N, onde há presença de elétrons livres, para a camada P, onde há presença de lacunas, dessa forma a camada N fica com íons P^+ , pois os átomos de fósforo perdem um elétron cada, e a camada P fica com íons B^- , pois os átomos de boro recebem um elétron cada. Esse processo de transferência de elétrons permanece até haver um acúmulo de cargas negativas na camada P e cargas positivas na camada N, formando assim um campo elétrico que cria a chamada zona de depleção ou zona de carga espacial, em que não ocorre a passagem de elétrons (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 5 apresenta a zona de depleção, a barreira de potencial eV_0 , além da corrente de difusão (I_d) e corrente de deriva (I_D), sendo I_{dn} a corrente de difusão de elétrons, I_{dp} a corrente de difusão de lacunas, I_{Dn} a corrente de deriva de elétrons e I_{Dp} a corrente de deriva de lacunas. A corrente de deriva resulta do movimento dos portadores em decorrência do campo elétrico, ao passo que a corrente de difusão, o movimento dos portadores ocorre da camada de maior concentração para a de menor concentração.

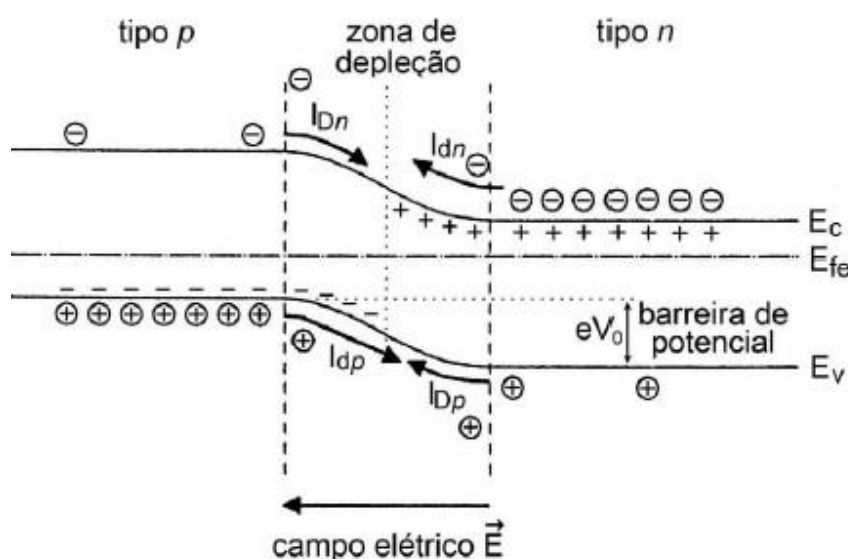


Figura 5 - Junção pn no escuro em equilíbrio térmico
Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

A diferença de potencial inicial é resultado da diferença no Nível de Fermi (E_{fe}) nos dois materiais (camada P e camada N), que é o nível de energia dos elétrons-livres nos átomos de fósforo da camada N e o nível de energia dos elétrons faltantes dos átomos de boro da camada P, conforme exemplificado. O fluxo de portadores que é estabelecido pelo contato das duas camadas ocorre até que o E_{fe} atinge o equilíbrio, e fica estabelecido o campo elétrico e uma diferença de potencial

capaz de separar as cargas presentes na junção PN. Essa diferença de potencial é calculada pela Equação 1.

$$V_0(t) = \frac{k.T}{q} \cdot \ln\left(\frac{N_d \cdot N_a}{n_i^2}\right) \quad (1)$$

Onde:

$V_0(t)$: diferença de potencial na junção;

n_i : concentração de portadores intrínsecos no material;

N_d : concentração do dopante tipo N;

N_a : concentração do dopante tipo P;

q : carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C);

k : constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K);

T : temperatura absoluta (K).

A energia de um fóton, ou partícula de luz, é calculada conforme a Equação 2 (BOWDEN; HONSBURG, 2014). É comum utilizar a unidade elétron-volt (eV) quando se trata da energia de um fóton, que equivale a $1,602 (10^{-19})$ J.

$$E_f = h \cdot f \quad (2)$$

Onde:

E_f : energia do fóton (J);

h : constante de Planck (J.s);

f : frequência da luz (Hz).

Quando o fóton incidente sobre a célula fotovoltaica possui energia superior ao da banda proibida dos átomos de silício, faz com que o elétron salte da banda de valência para a banda de condução, formando um par elétron-lacuna. Esses pares elétron-lacuna quando estão na zona de depleção são separados pelo campo elétrico, sendo os elétrons acelerados para a camada N e as lacunas para a camada P. A partir da união da camada N com a camada P através de material condutor, há a circulação de corrente elétrica, no sentido da camada N, que está na parte frontal, para a camada P, que está na parte traseira. A Figura 6 ilustra a estrutura física de uma célula de silício, enfatizando a camada N, formada com o elemento fósforo, sendo o dopante N, a camada P, formada com o elemento boro,

sendo o dopante P, e a junção PN, que é onde ocorre a formação da zona de carga espacial.

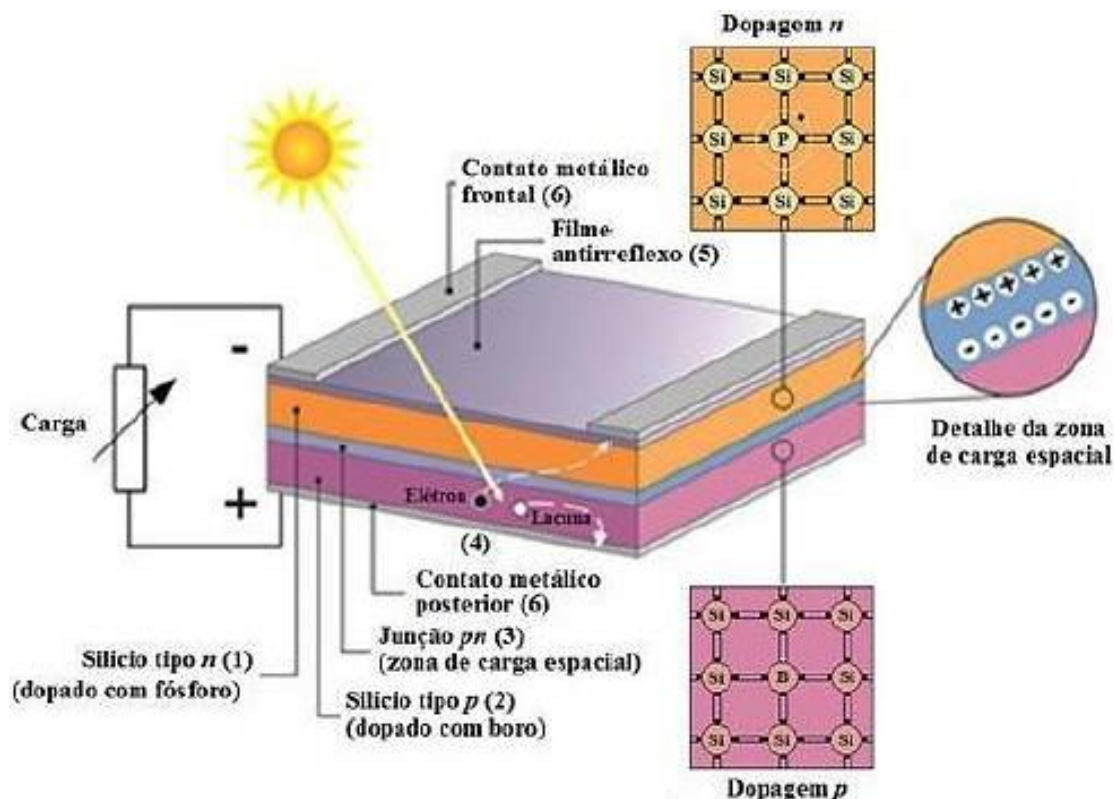


Figura 6 - Estrutura física de uma célula fotovoltaica de silício
Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

Existem fatores diversos que interferem no rendimento da conversão fotovoltaica, ou seja, na conversão entre a radiação solar em energia elétrica. Pode-se citar como fatores que limitam a eficiência de conversão: a reflexão de parte da radiação incidente; a transmissão, ou seja, a incidência de fótons com energia inferior ao gap e, portanto, são incapazes de formar os pares elétron-lacuna; a recombinação dos portadores de carga, que é a recombinação entre os elétrons e lacunas; o sombreamento parcial produzido pelo metal na parte frontal; a resistência elétrica no dispositivo e nos contatos entre o metal e o semiconductor, além de resistências em paralelo formando possíveis fugas de corrente (PINHO; GALDINO, 2014; BOWDEN; HONSBURG, 2014).

A Tabela 5 apresenta a máxima eficiência obtida para células fotovoltaicas de diferentes tecnologias, que foram ensaiadas em centros de teste reconhecidos internacionalmente por adotar critérios definidos por normatização.

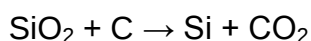
Tabela 5 - Máxima eficiência registrada para diferentes células fotovoltaicas

Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	monocristalino	25,6 ± 0,5
	policristalino	20,4 ± 0,5
	filme fino transferido	20,1 ± 0,4
Compostos III A-IV A (ou 13-15)	GaAs (filme fino)	28,8 ± 0,9
	GaAs (policristalino)	18,4 ± 0,5
	InP (monocristalino)	22,1 ± 0,7
Calcogênios Compostos II B-VI A (ou 12-16)	CIGS (CuIn _x Ga(1-x)Se ₂) (filme fino)	20,5 ± 0,6
	CdTe (filme fino)	19,6 ± 0,4
Silício amorfo/silício microcristalino	amorfo (a-Si) filme fino	10,1 ± 0,3
	microcristalino (μ-Si)	11,0 ± 0,3
Células sensibilizadas por corante (DSSC)		11,9 ± 0,4
Células orgânicas (filme fino)		10,7 ± 0,3
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	37,9 ± 1,2
	a-Si/μ-Si/μ-Si (filme fino)	13,4 ± 0,4

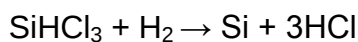
Fonte: Green *et al.*, 2014.

2.2.2.1 Processo de fabricação da célula de silício cristalino

O processo de refino do silício possui diferentes etapas, de acordo com a finalidade em que ele será empregado. Na natureza é encontrado o composto denominado sílica (SiO₂) em cristais de quartzo, que são encontrados em rochas ou na areia. Esse composto possui baixos teores de aço e alumínio, porém precisa passar por uma reação química para que o silício seja apropriado para utilização na indústria metalúrgica. A seguinte reação ocorre na temperatura estimada de 1500 a 2000 °C:



O silício resultante desta reação possui grau de pureza da ordem de 98%, sendo insuficiente para a utilização na indústria eletrônica que exige elevado grau de pureza, sendo até superior ao necessário para a produção de células fotovoltaicas. O processo seguinte atinge temperaturas da faixa de 1100 a 1200 °C, de acordo com a seguinte reação química:



Essa reação química é parte do processo desenvolvido pela Siemens na década de 60, sendo, portanto, reconhecido na literatura como processo Siemens. O silício que resulta da reação é depositado em camadas finas de silício policristalino, de diâmetro na faixa de 150 a 200 mm com elevada pureza. Uma alternativa a esse processo é reconhecida na literatura, por possibilitar um menor consumo energético, pois as temperaturas atingidas são da ordem de 800 °C, e possui certa tolerância quanto à quantidade de impurezas presentes no silício. Esse processo é denominado de Siemens modificado e o resultado é um material específico para utilização na produção de células fotovoltaicas (PENG *et al.*, 2013).

A partir do momento em que se obtém o silício com o grau de pureza apropriado para a fabricação da célula fotovoltaica, ou com um grau superior, como é o caso de utilização na indústria eletrônica, ocorrerão etapas distintas caso a célula seja monocristalina ou policristalina. A célula policristalina é formada a partir dos blocos policristalinos obtidos ao final do processo Siemens ou Siemens modificado. Esse processo de fabricação apresenta menor consumo energético, pois a temperatura atingida para a fusão do silício de alta pureza é menor, e esse material fundido é resfriado de maneira controlada, resultando em cristais que compõem o lingote policristalino. Esse lingote é removido e serrado em blocos para posteriormente formar os *wafers*. A célula policristalina apresenta uma redução de eficiência quando comparada a célula monocristalina, devido as diferentes orientações das estruturas atômicas dos cristais de silício, que provocam maior fator de perdas por recombinação do par elétron-lacuna, o bloqueio de parte do fluxo das cargas e formação de caminhos de resistência elétrica que impedem o aproveitamento dos elétrons para a circulação de corrente elétrica.

A célula monocristalina é formada a partir de um processo descoberto pelo cientista Czochralski, que consiste em um método para obtenção de lingotes, ou cristais monocristalinos de elevada pureza, de metais semicondutores, como o silício. Esse processo utiliza um pequeno cristal depositado num substrato contendo silício no estado líquido misturado ao dopante a ser utilizado, e a partir do controle da temperatura e da taxa de tração e rotação sob o cristal, é possível formar o lingote, que possui em torno de 300 mm de diâmetro e pode atingir dois metros de comprimento. Para obtenção do silício líquido são atingidas temperaturas, na câmara, da ordem de 1500 °C, ou seja, requer um processo eletrointensivo de fabricação, com alto consumo energético (BOWDEN; HONSBURG, 2014).

Outras tecnologias de células fotovoltaicas possuem processos de fabricação distintos aos apresentados, como é o caso das células de filme fino, em que finas camadas de material, como o silício amorfo ou outro, são depositadas sobre um substrato rígido ou flexível. As temperaturas atingidas são da ordem de 200 a 500 °C, o que implica em menor consumo energético, portanto menores custos de fabricação e, conseqüentemente, as células são mais baratas. Por outro lado, embora utilize menos material e consuma menos energia para ser produzida, as células de filme fino, em geral, possuem eficiências mais baixas, como é o caso do silício amorfo (a-Si), do silício microcristalino (μ -Si), telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS), embora a eficiência obtida em laboratório para os dois últimos materiais já esteja muito próxima do silício policristalino.

2.2.3 Classificação de sistemas fotovoltaicos

Segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), através da NBR 11704:2008, intitulada Sistemas Fotovoltaicos – Classificação, os sistemas fotovoltaicos podem ser: Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica e Sistema fotovoltaico isolado (SFVI).

Os SFVIs caracterizam-se por possibilitar o suprimento de energia em locais isolados da rede elétrica, devido à indisponibilidade da concessionária de energia elétrica ou opção da unidade consumidora, de forma que comumente necessitam de armazenamento de energia. Apresentam os seguintes equipamentos: painel fotovoltaico, controlador de carga, banco de baterias e inversor para o caso de alimentar cargas em corrente alternada (CA). São encontradas diversas aplicações, a saber: comunidades isoladas da rede elétrica na região Amazônica; iluminação de emergência; alimentação de baterias de veículos elétricos; alimentação de sistema de bombeamento de água para irrigação em locais isolados.

Os SFVCR constituem o sistema mais encontrado mundialmente, apresenta reduzida complexidade em relação ao SFVI, que necessita de baterias que podem ser consideradas seu elo frágil, devido aos elevados custos em manutenção. Esses sistemas apresentam apenas um ou mais painéis fotovoltaicos, que formam o arranjo fotovoltaico, que é conectado ao inversor e disponibiliza energia em CA para a instalação e, por serem conectados em paralelo com a rede elétrica, podem injetar

a energia excedente gerada (VILLALVA; GAZOLI, 2012) (URBANETZ JUNIOR, 2010).

2.2.4 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

2.2.4.1 Panorama mundial

A Figura 2, no capítulo 1, ilustra o crescimento da potência fotovoltaica instalada acumulada no mundo e esse valor equivale a 177 GW no final de 2014.

A Europa, que terminou 2014 com uma potência fotovoltaica instalada acumulada de 88 GW, representa aproximadamente 50% do total instalado no mundo. Os países que lideram em capacidade instalada de energia solar fotovoltaica são: Alemanha (37,6 GW), China (28,6 GW), Japão (23,6 GW), Estados Unidos da América (18,7 GW) e Itália (18, 3 GW) (REN21, 2015), conforme a Figura 7.

Capacidade instalada (GW)

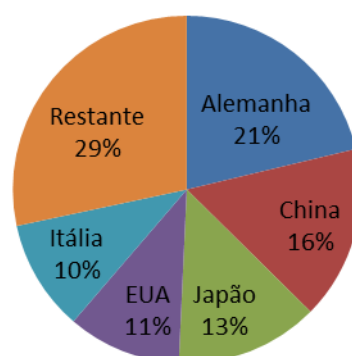


Figura 7 - Capacidade instalada em fotovoltaica no mundo
Fonte: REN21, 2015, adaptado.

2.2.4.2 Panorama brasileiro

O Brasil possui uma matriz elétrica predominantemente renovável, com grande participação de fontes hídricas, da ordem de 65,2 % na geração de eletricidade, que mostraram decaimento nos últimos anos, devido ao regime hidrológico desfavorável, com períodos de seca intensa. A participação da energia solar fotovoltaica ainda é incipiente, com representatividade de aproximadamente 0,02% da potência instalada total, representada pelos 25 empreendimentos em operação que totalizam 21,2 MW (potência fiscalizada) (ANEEL, 2015).

Ao final do ano de 2013 o primeiro leilão destinado à energia solar ocorreu no Brasil. Participaram, também, outras fontes como eólica e termelétrica a biomassa ou gás natural em ciclo combinado (EPE, 2013). Após cerca de um ano, outro leilão entrou em vigor para energia de reserva, tendo contabilizado 400 empreendimentos para a fonte fotovoltaica, ainda inferior aos 626 empreendimentos de fonte eólica e, por fim, 8 termelétricas a biogás (EPE, 2014a).

2.2.4.3 Definições

O módulo fotovoltaico é formado a partir da conexão, usualmente em série, de várias células fotovoltaicas, com a finalidade de obter adequada resistência mecânica e as intempéries, além dos parâmetros de corrente e tensão desejados. A associação de módulos, em série e/ou paralelo, resultará no arranjo fotovoltaico.

O arranjo fotovoltaico é capaz de fornecer corrente e tensão em regime de corrente contínua (CC), sendo necessário converter esse fluxo para CA, que é o padrão utilizado pela maior parte dos equipamentos elétricos existentes. O dispositivo capaz de fazer essa conversão é o inversor (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.4.4 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é formado pelo conjunto de células fotovoltaicas interligadas eletricamente e encapsuladas, capaz de gerar energia elétrica (NBR 10899, 1988). Para os módulos de silício cristalino, comercialmente produzem entre 50 e 250 W de potência, apresentam tensões máximas de 30 V e geram uma corrente de até 8 A (VILLALVA; GAZOLI, 2012). A Figura 8 ilustra a simbologia utilizada para módulos fotovoltaicos.

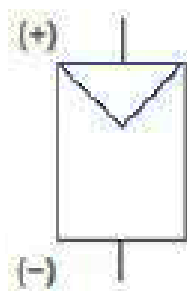


Figura 8 - Simbologia para módulo fotovoltaico
Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

Quanto às características elétricas, os parâmetros que expressam o módulo são: a tensão de circuito aberto (V_{oc}), ou seja, a tensão obtida para o módulo sem

carga conectada aos seus terminais e para uma temperatura e irradiância determinada; a corrente de curto-circuito (I_{sc}), que é a corrente medida quando os terminais do módulo são ligados em curto-circuito para uma temperatura e irradiância determinada; a potência máxima que o módulo é capaz de fornecer (P_{mp}); a corrente (I_{mp}) e a tensão (V_{mp}) no ponto de máxima potência do módulo.

Esses parâmetros são encontrados na curva característica do módulo (pode ser observada na Figura 9), que é denominada curva I x V e expressa os valores de corrente e tensão obtidos em Condições Padrão de Teste (CPT), que é uma irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura de célula de 25°C e distribuição espectral padrão para uma massa de ar de 1,5, ou seja, *Air Mass* (AM) 1,5. O coeficiente chamado de Massa de Ar está relacionado com a espessura da camada atmosférica, que é um dos fatores que influenciam nas características da radiação solar até chegar ao nível do solo. Outros fatores são: o ângulo zenital do sol (ângulo formado entre os raios de sol e a vertical local ou Zênite), à distância Terra-Sol e as condições meteorológicas.

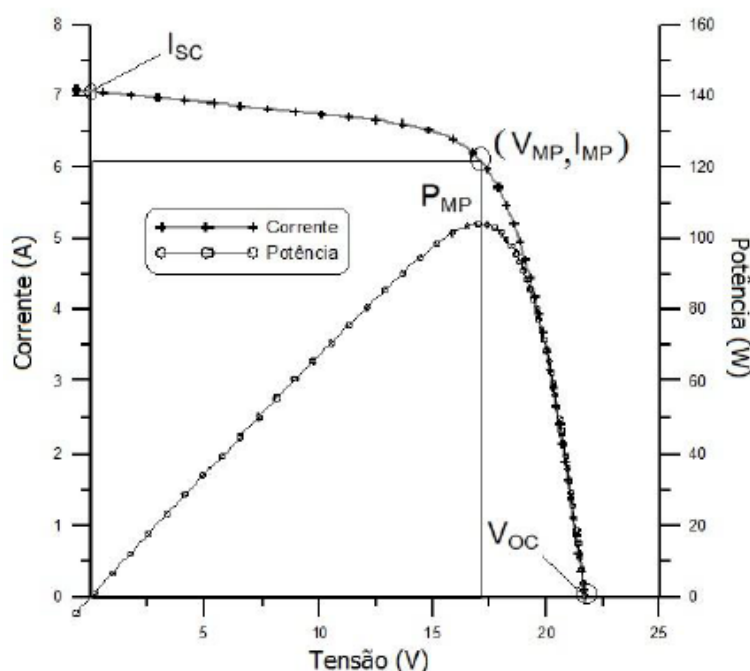


Figura 9 - Curva I x V para um módulo fotovoltaico de 100 Wp
Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

Existe também o parâmetro denominado de Fator de Forma (FF) que é calculado pela Equação 3 e ilustrado graficamente na Figura 10.

$$FF = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (3)$$

Onde:

FF: Fator de Forma;

V_{mp} : tensão no ponto de máxima potência do módulo, V;

I_{mp} : corrente no ponto de máxima potência do módulo, A;

V_{oc} : a tensão de circuito aberto do módulo, V;

I_{sc} : corrente de curto-circuito do módulo, A.

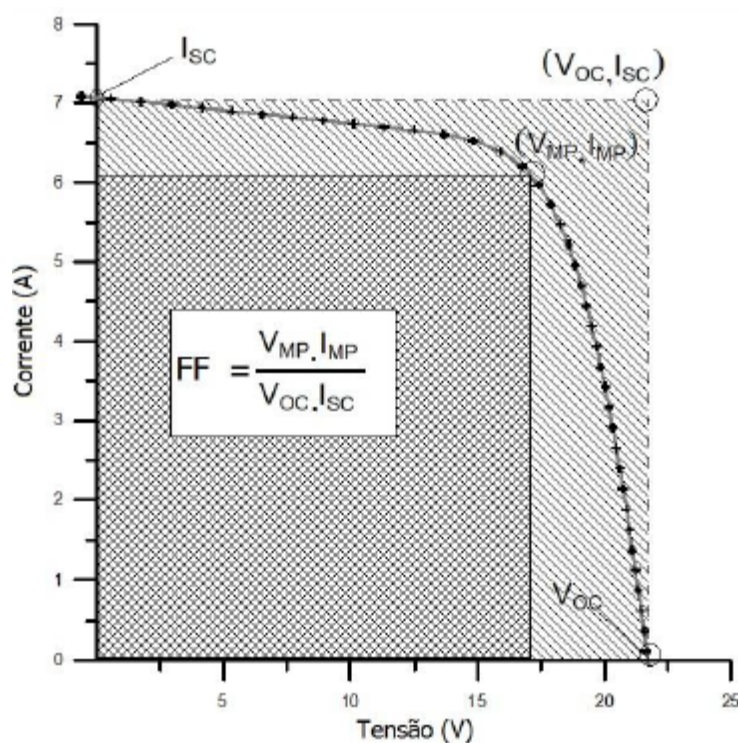


Figura 10 - Definição de fator de forma
Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

A eficiência de um módulo é calculada conforme a Equação 4.

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G \cdot A_M} \cdot 100 \quad (4)$$

Onde:

η : eficiência, %;

P_{MP} : potência máxima que o módulo é capaz de fornecer, W;

G : irradiância nas condições padrão de teste, 1000 W/m²;

A_m : área do módulo, em m².

Outro ponto importante é o efeito da temperatura da célula fotovoltaica sobre a curva característica $I \times V$, para uma irradiância de 1000 W/m² e espectro AM 1,5, que pode ser observado na Figura 11.

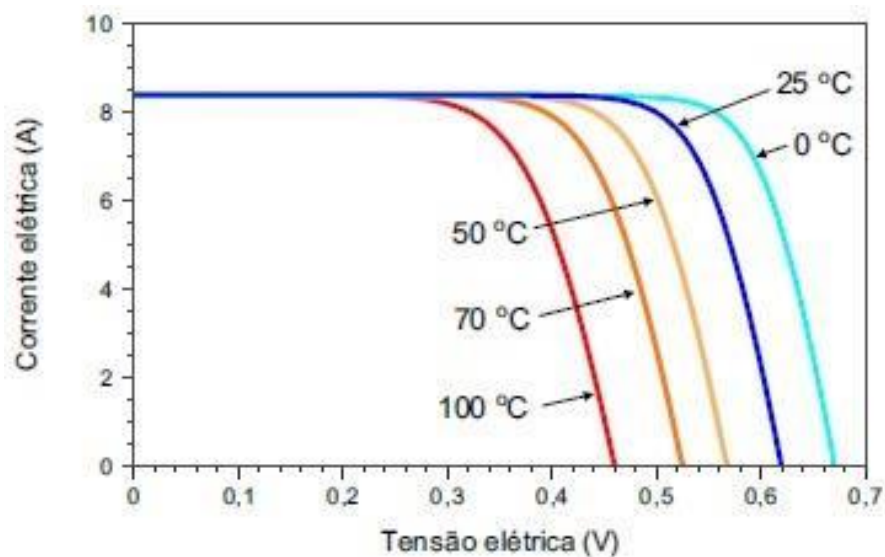


Figura 11 - Impacto da temperatura da célula na curva IxV
 Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

Na Figura 12 é mostrado um módulo fotovoltaico típico e seus componentes, sendo as células prensadas dentro de lâminas plásticas, na parte frontal é acrescida a lâmina de vidro, ao passo que ao fundo recebe uma moldura de alumínio. A caixa de conexões é colocada na parte traseira, havendo conectores já padronizados para efetuar as ligações série e/ou paralelo entre os módulos.

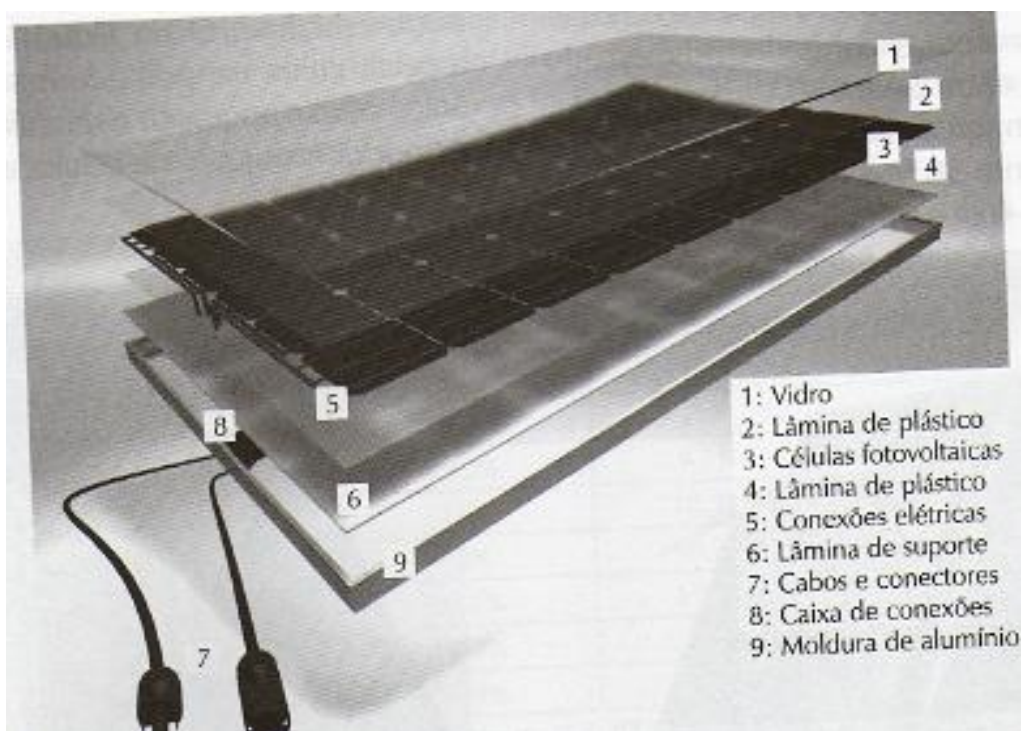


Figura 12 - Módulo fotovoltaico típico
 Fonte: VILLALVA; GAZOLI, 2012.

2.2.4.5 Inversor

O equipamento que converte a energia em corrente contínua gerada pelo arranjo fotovoltaico para energia em corrente alternada é o inversor, que possui a característica de funcionar como fonte de corrente para o sistema elétrico, pois opera em paralelo com a rede elétrica, fornecendo um fluxo de potência em fase e com características muito similares ao da rede elétrica, o que possibilita o paralelismo.

Esses equipamentos devem possuir a proteção anti-ilhamento, ou seja, não podem permanecer em operação quando a rede elétrica é desligada, devido a algum problema ou manutenção. A razão disso se deve ao fato de que, com a operação do inversor com a rede elétrica desligada, os operadores e técnicos que fossem manusear a rede estariam em perigo. Essa função é regulamentada por normas internacionais e nacionais, como a IEEE-519, IEEE-929, IEC-62116 e a recente NBR IEC 62116. É comum a todas as normas um tempo máximo de desconexão do inversor equivalente a 2 segundos, após a detecção do desligamento da rede elétrica (IEEE-519, 1992; IEEE-929, 2000; IEC 62116, 2008; NBR IEC 62116, 2012).

Os inversores possuem uma função de monitoramento contínuo de alguns parâmetros da rede elétrica que operam em paralelo, sendo os três principais parâmetros: tensão, frequência e impedância da rede elétrica.

À medida que a irradiância sobre o painel varia, a curva $I \times V$ sofre modificações e, conforme a Figura 9, existe um único ponto em que a potência é máxima, sendo este ponto denominado ponto de máxima potência. É comum os inversores possuírem a função de buscar sempre o ponto de máxima potência de operação, sendo o nome dessa função, em inglês, *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), de forma que a potência gerada é otimizada. As técnicas para essa busca podem ser: manter a tensão constante; perturbação e observação; condutância incremental (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Comumente, encontram-se inversores monofásicos e com potências de até 5 kW para a maioria das aplicações envolvendo microgeração e minigeração (VILLALVA; GAZOLI, 2012), podendo ser utilizado mais de um inversor para um determinado arranjo fotovoltaico separado por *strings*, ou seja, módulos fotovoltaicos conectados em série (URBANETZ JUNIOR, 2010).

2.2.4.6 Legislação vigente

A Norma Técnica da COPEL (NTC) 905200: Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da COPEL atende a resolução 482 de abril de 2012, da ANEEL, que definiu um prazo de 240 dias a partir da sua publicação para as concessionárias de energia elétrica incluírem em seu acervo de normas técnicas os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída.

Para a modalidade de microgeração, cuja potência instalada do gerador distribuído é de no máximo 100 kW, é necessário formular o requerimento de acesso à rede elétrica da COPEL, entregando toda a documentação que consta no capítulo 4.1.1 da NTC 905200, sendo que o ponto de conexão do inversor é definido após a medição, sendo a critério do consumidor a sua posição.

A NTC declara explicitamente a total responsabilidade do acessante pela correta proteção da sua instalação, incluindo a geração distribuída, sendo necessárias as proteções anti-ilhamento e de abertura do circuito da geração em caso de falta de sincronia entre o gerador e a rede da COPEL. São abordados requisitos gerais de projeto, constando uma série de recomendações do que deve conter o projeto elétrico a ser analisado e aprovado pela COPEL, antes de qualquer implantação do mesmo. A etapa que segue a aprovação do projeto é a sua implantação para, posteriormente, ser solicitada a vistoria da COPEL, que verificará rigorosamente se a execução foi em conformidade com o projeto analisado.

2.2.5 Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

Conforme o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014), para se dimensionar um SFVCR, as seguintes etapas devem ser cumpridas: levantamento da irradiação solar disponível no local; definição da localização e configuração do sistema; identificação da demanda e consumo energético da instalação em que o sistema fotovoltaico será instalado; dimensionamento do painel fotovoltaico e do inversor (elemento de controle e condicionamento de potência). Este trabalho se restringe a sistemas puramente fotovoltaicos, ou seja, sem outra forma de geração de energia distribuída integrada, e sistemas fixos, que não possuem seguidor do sol e nem dispositivos de concentração da radiação solar.

2.2.5.1 Irradiação solar disponível

Podem-se consultar registros históricos de irradiação solar para cada dia do ano, através do banco de dados histórico utilizado para elaboração do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2006), subsidiado pelo projeto *Solar and Wind Energy Resources Assessment* (SWERA), além de ser possível consultar dados disponibilizados pelo INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), que possuem estações solarimétricas ao longo do território nacional que fazem leituras periódicas de irradiação, temperatura, velocidade do vento e outras grandezas meteorológicas. No Paraná também existe o Instituto Tecnológico SIMEPAR, que fornece dados de irradiação coletados mediante solicitação formal através de termo de ofício.

Uma abordagem conveniente em relação à energia disponível pelo sol em um dia, para certa localidade, é denominada Horas de Sol Pleno (HSP), que por definição, equivale ao número de horas de sol na irradiância de 1.000 W/m², que é a Condição Padrão de Teste adotada para determinar as curvas I x V de módulos fotovoltaicos. A Equação 5 possibilita o cálculo do parâmetro HSP (PINHO; GALDINO, 2014).

$$HSP = \frac{H_{TOT}}{G} \quad (5)$$

Onde:

HSP: horas de sol pleno, horas;

H_{TOT}: irradiação solar diária média mensal para a localidade em questão, num plano inclinado qualquer (Wh/m².dia);

G: irradiância nas Condições Padrão de Teste (1.000 W/m²);

2.2.5.2 Localização da instalação

Esse item está diretamente relacionado com a parcela de radiação solar que estará efetivamente incidindo no plano do painel fotovoltaico. No ambiente urbano, para instalações sobre coberturas, a liberdade de escolha quanto à localização é bem limitada, por questões de integração com a arquitetura do ambiente. Locais com sombreamento causado por edificações vizinhas, postes ou árvores, devem ser evitados, afim de que as perdas de desempenho do sistema sejam minimizadas. Conforme medições realizadas em SFVCRs na Europa, o *Yield*, ou produtividade,

dado em kWh/kWp, pode reduzir de 5 a 10% quando existe sombreamento sobre o painel fotovoltaico (DRIF *et al.*, 2012). Além disso, devido à incidência de irradiação de maneira não uniforme, as células sombreadas são polarizadas inversamente, de forma que passam a absorver parte da corrente gerada nos módulos, o que provoca a formação dos chamados pontos quentes, que desestabilizam o MPPT e implicam em perda de desempenho do painel fotovoltaico (NORTON *et al.*, 2011).

2.2.5.3 Configuração do sistema

A configuração do sistema refere-se, dentre outros parâmetros, a escolha da inclinação do painel fotovoltaico e sua orientação em relação à linha do equador. Quando se está no hemisfério norte o painel deve ser orientado para o sul, e quando no hemisfério sul, orientado para o norte, de forma que esteja sempre voltado em direção à linha do equador. Em estudos realizados em SFVCR, foi demonstrado que em mais de 98,5% dos casos, o ângulo de inclinação ótimo dos painéis fotovoltaicos, ou seja, o que possibilita a maior geração de energia, é o ângulo equivalente a latitude do local em que será feita a instalação do sistema (CHENG *et al.*, 2009).

2.2.5.4 Demanda e consumo energético

Para SFVCRs, a energia a ser produzida pode ser definida, basicamente, por três critérios: a partir do consumo médio mensal de eletricidade, que consta na fatura de energia elétrica da instalação; o espaço disponível para a instalação do arranjo fotovoltaico, que limita a quantidade de módulos e a maneira como estarão dispostos sobre a cobertura, para o caso de instalação integrada ou aplicada a cobertura de edificações; o critério econômico, que se relaciona ao investimento disponível para a instalação do SFVCR (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Pode-se estimar o consumo médio mensal de energia que deve ser suprida pelo SFVCR através da elaboração de um quadro de previsão de cargas, em que constam as potências nominais dos equipamentos, o tempo de utilização destes equipamentos ao longo do dia, e o número de dias em que são utilizados por mês. É possível, com estas informações, elaborar uma curva de carga diária para a instalação em questão, tal como exemplificado pela Figura 13. Estas curvas de carga são de grande importância por possibilitarem determinar o percentual de carga a ser atendido para o dimensionamento de um SFVCR.

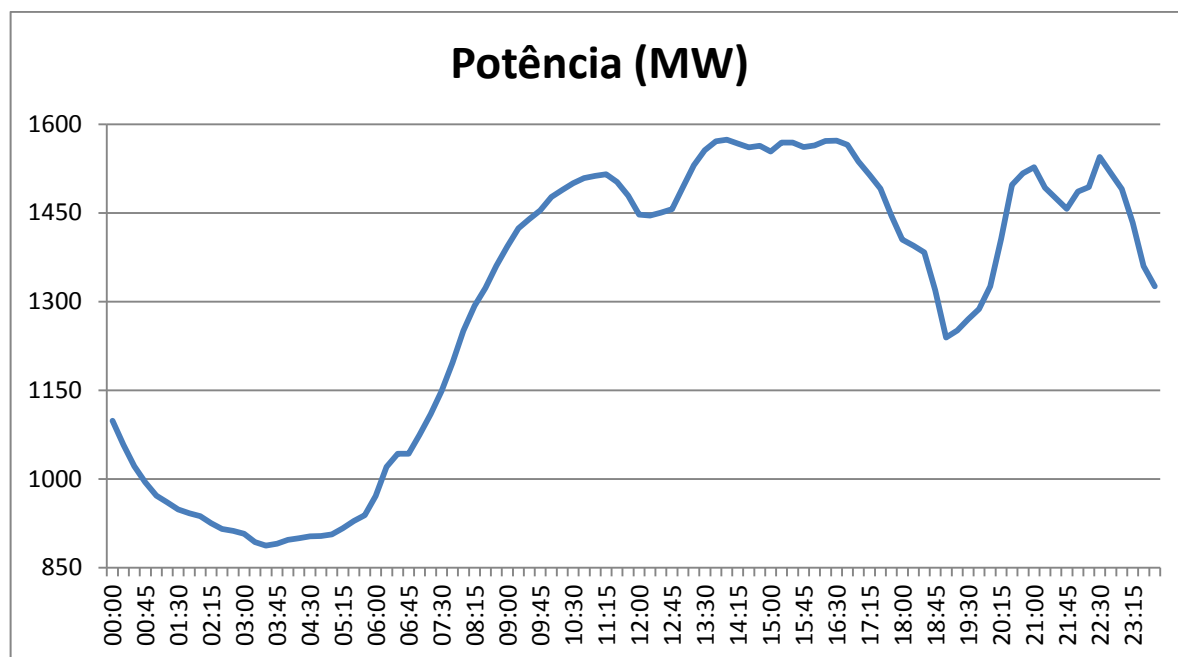


Figura 13 - Curva de carga no dia 28/01/2013 no sistema elétrico da RMC

Fonte: GIMENES, 2015, adaptado.

2.2.5.5 Dimensionamento do painel fotovoltaico

A potência do painel fotovoltaico, que é composto pelo conjunto de módulos, pode ser obtida a partir da Equação 6, utilizando no parâmetro H_{TOT} a irradiação diária média anual (URBANETZ JUNIOR, 2012).

$$P_{FV} = \frac{E.G}{H_{TOT}.TD} \quad (6)$$

Onde:

P_{FV} : potência fotovoltaica de pico instalada (Wp);

E : energia elétrica demandada pelas cargas diariamente ou energia elétrica a ser gerada no dia (Wh/dia);

G : irradiância nas Condições Padrão de Teste (1.000 W/m²);

H_{TOT} : irradiação solar diária média mensal para a localidade em questão, num plano inclinado qualquer (Wh/m².dia);

TD : Taxa de Desempenho, *Performance Ratio* ou rendimento global do sistema.

A Equação 7 (PINHO; GALDINO, 2014) apresenta outra forma de determinar a potência do painel fotovoltaico, utilizando o conceito HSP definido na Equação 5.

$$P_{FV} = \frac{E}{HSP_{MA}.TD} \quad (7)$$

Onde:

HSP_{MA} : média diária anual das HSP, ou seja, das horas de sol pleno incidentes no plano do painel FV.

2.2.5.6 Dimensionamento do inversor

O dimensionamento de inversores para SFVCRs, conforme Pinho e Galdino (2014), está atrelado à potência de pico do painel fotovoltaico, a tecnologia do módulo utilizado e a topologia do arranjo fotovoltaico. O inversor pode ser subdimensionado em relação à potência fotovoltaica do painel, pois mesmo em condições de irradiância de 1.000 W/m^2 , dificilmente o sistema operará na sua condição nominal, principalmente devido à redução significativa da tensão com o aumento da temperatura dos módulos.

A Equação 8 apresenta o parâmetro denominado Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), cujos valores mínimos estão entre 0,75 e 0,85 e máximo igual a 1,05, de acordo com fabricantes.

$$FDI = \frac{P_{NCA}}{P_{FV}} \quad (8)$$

Onde:

FDI: fator de dimensionamento do inversor;

P_{NCA} : potência nominal do inversor no lado de corrente alternada;

P_{FV} : potência fotovoltaica de pico do painel.

A tensão de entrada do inversor no lado de corrente contínua deve ser inferior à tensão de circuito aberto do conjunto de módulos conectados em série, ou seja, a tensão da *string* não pode ser maior que a tensão de entrada máxima informada pelo fabricante do inversor. Para definir o número máximo de módulos em série numa *string* devem-se considerar as tensões de operação do circuito MPPT, de forma que seja válida a seguinte relação lógica:

$$\frac{V_{iMPPT \min}}{V_{mpT \max}} < n^{\circ} \text{módulos série} < \frac{V_{iMPPT \max}}{V_{mpT \min}}$$

Onde:

$V_{iMPPT \min}$: tensão de entrada mínima do circuito seguidor do ponto de potência máxima;

$V_{iMPPTmax}$: tensão de entrada máxima do circuito seguidor do ponto de potência máxima;

V_{mpTmax} : tensão no ponto de máxima potência para a máxima temperatura de operação;

V_{mpTmin} : tensão no ponto de máxima potência para a mínima temperatura de operação;

Assim sendo, pode-se dizer que a conexão dos módulos em série deve ser tal que, a tensão mínima para o circuito MPPT seja atingida em condições de maiores temperaturas e, além disso, a tensão máxima do circuito MPPT não seja atingida em condições de temperaturas mais baixas. O efeito da temperatura do módulo sobre a sua curva $I \times V$ é apresentado no item 2.2.4.4 (Figura 11). Ressalta-se que deve ser verificado que a tensão de entrada máxima do inversor não seja ultrapassada, utilizando-se para isso a relação lógica:

$$V_{OC} \cdot n_{MOD} < V_{imax}$$

Onde:

V_{OC} : tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico, V;

n_{MOD} : número de módulos ligados em série;

V_{imax} : tensão de entrada máxima do inversor.

Por fim, deve ser considerada a corrente de entrada máxima do inversor como fator limitante ao número de *strings* em paralelo no painel fotovoltaico. O número de *strings* em paralelo multiplicado pela corrente de curto circuito de cada string deve resultar em um valor inferior a corrente de entrada máxima do inversor (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3 PREMISSAS DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO URBANO

2.3.1 Inventário energético da região estudada

2.3.1.1 Introdução

O Estado do Paraná é dividido em dez regiões geográficas, sendo que a Região Geográfica Metropolitana de Curitiba inclui, além de Curitiba, mais 36 municípios, à saber: Adrianópolis, Agudos do Sul, Almirante Tamandaré, Antonina, Araucária, Balsa Nova, Bocaiúva do Sul, Campina Grande do Sul, Campo do Tenente, Campo Largo, Campo Magro, Cerro Azul, Colombo, Contenda, Doutor

Ulysses, Fazenda Rio Grande, Guaraqueçaba, Guaratuba, Itaperuçu, Lapa, Mandirituba, Matinhos, Morretes, Paranaguá, Piên, Pinhais, Piraquara, Pontal do Paraná, Porto Amazonas, Quatro Barras, Quitandinha, Rio Branco do Sul, Rio Negro, São José dos Pinhais, Tijucas do Sul, Tunas do Paraná (IPARDES, 2012).

A área territorial da região é de aproximadamente 16.627 km², sendo estimada a população em 3.502.790 habitantes, conforme estudo do IBGE em 2015. O número de domicílios particulares permanentes é 1.017.249 e a População Economicamente Ativa (PEA) equivale a 1.768.624, conforme dados do IBGE, de 2010, que foram organizados pelo IPARDES, o que representa 50,5% da população estimada (IPARDES, 2015).

A região contemplada nesta pesquisa corresponde a Região Metropolitana de Curitiba (RMC), que não contempla os seguintes municípios: Antonina, Guaraqueçaba, Guaratuba, Matinhos, Morretes, Paranaguá, Pontal do Paraná e Porto Amazonas. Dessa forma, 29 municípios, incluindo Curitiba, compõem a RMC, que é a região de análise do estudo de caso proposto nesta pesquisa. Essa região está apresentada no Anexo C (COMEC, 2013, adaptado). De acordo com o IBGE (2010), é uma região que possui uma área de 15.419 km² e população de 3.168.980 habitantes (AGÊNCIA CURITIBA, 2015).

O Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) avaliado para o estado do Paraná foi 0,749, conforme relatório do IPARDES com dados fornecidos pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) e Fundação João Pinheiro (FJP) em 2010. A RMC possui IDH mais elevado, sendo igual a 0,783, o que leva a ocupação do quarto lugar em relação às 16 regiões metropolitanas do Brasil. A Região Metropolitana de São Paulo ocupa a primeira posição com IDH igual a 0,794, ao passo que Maceió está na última posição com IDH igual a 0,702 (ATLAS DO DESENVOLVIMENTO HUMANO DO BRASIL, 2013). Cabe lembrar que o IDH é um indicador que compreende os aspectos: renda, educação e expectativa de vida. É publicado desde 1990 e pretende ser uma medida geral do desenvolvimento humano de uma região (PNUD, 2015).

Com uma área territorial em torno de 435 km², a cidade de Curitiba, capital do estado do Paraná e município mais populoso da RMC, possui uma população estimada em 2015 de 1.879.355 habitantes, de acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) (IBGE, 2015), sendo o número de domicílios

equivalente a 635.631, conforme o último censo realizado em 2010 pelo IBGE. A População Economicamente Ativa (PEA) equivale a 995.543 pessoas, o que representa 56,8% da população da cidade. O IDH foi 0,823 em 2010. O rendimento médio mensal por domicílio, considerando os domicílios particulares permanentes, é de R\$ 4.786,37.

2.3.1.2 Matriz elétrica e estatísticas relacionadas

A Figura 14 ilustra a matriz elétrica no estado do Paraná, de acordo com o tipo de fonte. Na Tabela 6 são mostrados os valores de potência gerada e a representatividade percentual das diferentes fontes exploradas para geração de energia elétrica no estado.

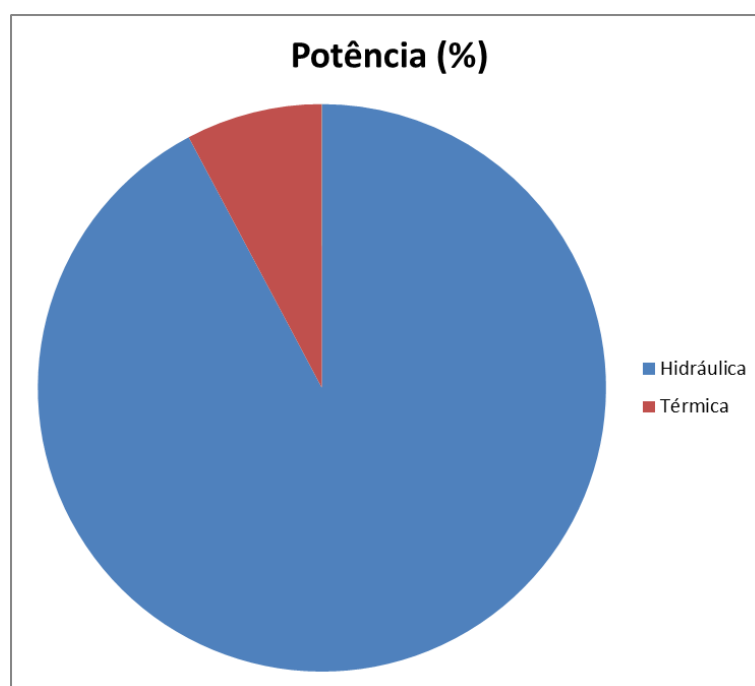


Figura 14 - Matriz elétrica do estado do Paraná.
Fonte: ANEEL (2014b).

Tabela 6 - Empreendimentos em operação no estado do Paraná

Fonte	Potência (kW)	Número de empreendimentos	Capacidade Instalada (%)
Hidráulica	14.868.307	84	91,81
Térmica	1.322.896	73	8,17
Eólica	2.500	1	0,02
Fotovoltaica	995	147	0,006

Fonte: ANEEL (2014b).

Na Tabela 6, a fonte fotovoltaica mostra o total de empreendimentos conectados e em processo de conexão com a rede elétrica da COPEL, categorizados em microgeração e minigeração, conforme a resolução 482 da ANEEL. A data de aquisição desta informação, fornecida por trabalhador da própria COPEL, foi o dia 14 de outubro de 2015. Deste total de empreendimentos, dois são por fonte eólica, dois por biomassa e os 143 restantes por fonte fotovoltaica (ZENI, 2015).

A fonte hidráulica é dividida entre três tipos de empreendimentos: Usina Hidrelétrica (UHE), Central Geradora Hidrelétrica (CGH) e Pequena Central Hidrelétrica (PCH), sendo mostrada na Tabela 7 a representatividade de cada empreendimento. A Tabela 8, por sua vez, mostra a divisão existente entre a classe de combustível da fonte térmica, que é: Usina Térmica (UTE) que utiliza combustível fóssil, UTE que utiliza biomassa e UTE que utiliza biogás e outras classes de combustível.

Tabela 7 - Empreendimentos de fonte hidráulica na matriz elétrica do Paraná

Tipo	Quantidade	Potência (kW)	Potência (%)
CGH	42	34.461	0,23
PCH	30	255.172	1,72
UHE	12	14.578.674	98,05

Fonte: ANEEL (2014b).

Tabela 8 - Empreendimentos de fonte térmica na matriz elétrica do Paraná

Tipo	Classe de combustível	Quantidade	Potência (kW)	Potência (%)
UTE	Fóssil	29	598.864	47,92
	Biomassa	35	536.075	42,89
	Biogás, outros	9	114.840	9,19

Fonte: ANEEL (2014b).

A RMC teve um consumo de energia elétrica, segundo dados da COPEL de 2014, que foram organizados pelo IPARDES, equivalente a 9.827.317 MWh, ou 9,8 TWh, distribuídos entre os 1.372.181 consumidores (IPARDES, 2015).

A cidade de Curitiba teve o consumo de energia elétrica em 2012 equivalente a 4.697.216 MWh, ou 4,70 TWh, distribuídos setorialmente entre as 744.105 unidades consumidoras, conforme a Figura 15. A categoria livre corresponde a autoprodução da indústria, incluindo também consumidores atendidos por outras concessionárias, que não a COPEL, a saber: COCEL, CFLO, CLFSC

(Companhia de Luz e Força Santa Cruz), CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina) e FORCEL (Força e Luz Coronel Vivida Ltda).

É importante frisar que existem duas categorias de consumidores: livre ou cativo. O consumidor cativo está sujeito à tarifação pela energia elétrica de acordo com o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em que as tarifas são reguladas pela ANEEL. Por outro lado, o consumidor livre é aquele que possui o direito de negociar os preços praticados com o agente de geração ou de comercialização, estando sujeito ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). A partir de 08 de julho de 1995, conforme a Lei n.º 9074/1995, quaisquer consumidores com demanda contratada superior a 3 MW, ou consumidores atendidos por PCHs e/ou fontes alternativas (biomassa, solar e eólica) com demanda contratada maior ou igual a 0,5 MW, podem se tornar consumidores livres (COPEL, 2014).

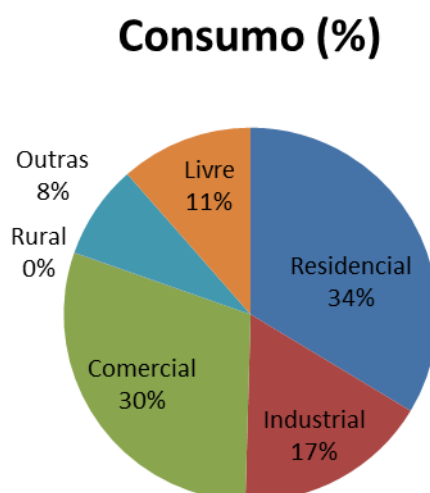


Figura 15 - Consumo de energia elétrica por setor em Curitiba
Fonte: IPARDES (2012), adaptado.

Dados de consumo mostrados no Perfil do Município de Curitiba, produzido pelo IPARDES, que utilizou como referência o banco de dados da COPEL de 2014, apontaram um aumento de 5,4% no consumo em relação a 2012, que atingiu 4.951.764 MWh, ou 4,9 TWh, e um total de 787.954 unidades consumidoras, 5,9% superior ao contabilizado em 2012.

O Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), no Censo Demográfico de 2010, utilizou uma amostra de 576.190 domicílios e obteve os resultados apresentados na Figura 16, em relação a bens de consumo duráveis ou serviços existentes nos domicílios de Curitiba.

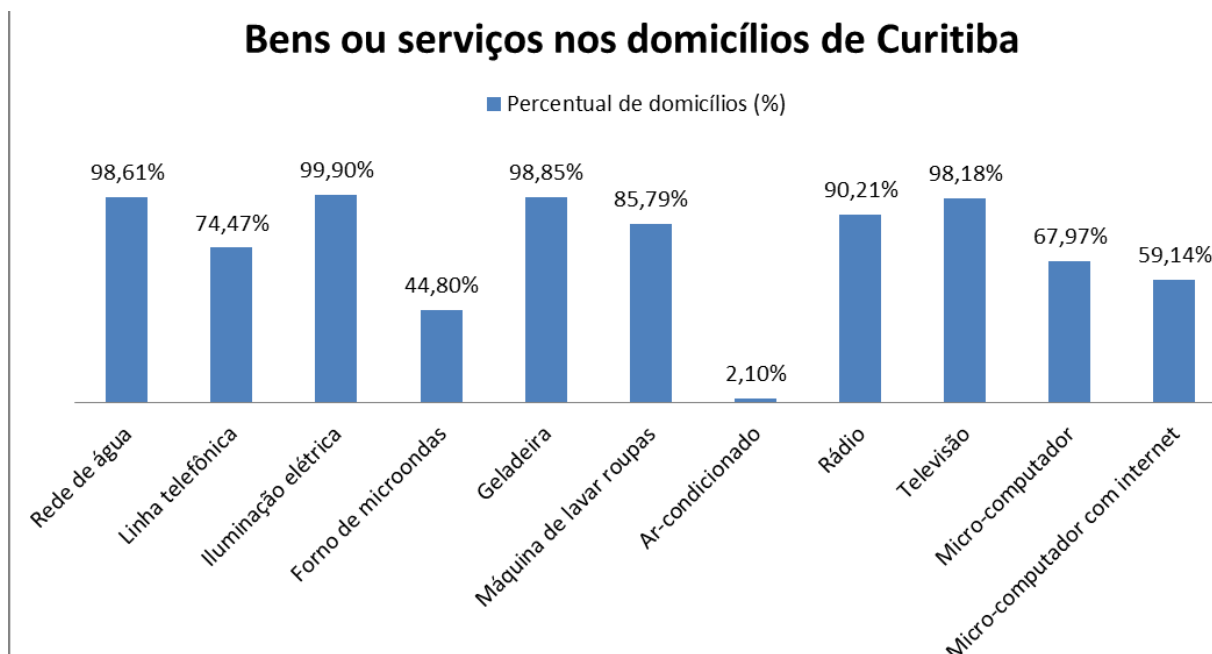


Figura 16 - Bens de consumo duráveis ou serviços nos domicílios de Curitiba
 Fonte: IBGE (2010).

2.3.2 Sistema Elétrico de Curitiba

O sistema elétrico da cidade de Curitiba, no que diz respeito à rede básica, ou seja, aos níveis de tensão maiores ou iguais a 230 kV, possui nove subestações, sendo duas com tensão igual a 525 kV, Bateias e Curitiba, e sete com tensão igual a 230 kV. Já no que se refere ao nível da distribuição, há a predominância de subestações e linhas de 69 kV operando em malha, especialmente nas áreas central, leste e norte (ANEEL, 2011). O Centro de Operação da Geração e Transmissão, pertencente à COPEL, possui leituras em tempo real das potências demandadas do sistema elétrico que compõe a cidade de Curitiba, com todas as subestações do nível de tensão igual ou acima de 230 kV, além das subestações em tensões de 69 kV, 34,5 kV e 13,8 kV. As leituras fornecidas pela COPEL e aplicadas ao estudo de caso desta pesquisa correspondem ao sistema elétrico que contempla os 29 municípios da Região Metropolitana de Curitiba, conforme explicado no item 2.3.1.1, página 57, fornecidas por trabalhador da própria COPEL (GIMENES, 2015).

2.3.3 Histórico da questão elétrica no Brasil

A ocorrência da crise elétrica em 2001 trouxe mudanças substanciais para o Brasil no quesito planejamento da geração de energia elétrica, podendo-se citar: a

criação da Câmara para Assuntos Relacionados à Crise Energética, que vinha propor metas para redução do consumo de eletricidade no plano de racionamento, além de propor soluções a curto e médio prazo para estimular investimentos em geração e diversificação do setor energético (CSPE, 2009).

As leis nº 10.438 e nº 10.762, de abril de 2002 e novembro de 2003, respectivamente, propuseram a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). O PROINFA, com coordenação do MME e suporte do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), propôs, inicialmente, duas etapas: 1) contratação de 3,3 GW de capacidade para serem incorporados em até 2 anos. Desse montante, 1,1 GW é para eólica, 1,1 GW para PCH e 1,1 GW para biomassa; 2) aumento da energia produzida por estas fontes até atingir 10% do consumo anual de energia no Brasil, em até 20 anos. Além dessas, pode-se mencionar a linha de crédito, que possibilita o financiamento de até 70% dos investimentos em fontes alternativas de energia elétrica (MME, 2004).

Outro programa de destaque foi o Luz para Todos, de 2004, que objetivou levar energia elétrica a comunidades isoladas do sistema elétrico, que representavam mais de 12 milhões de pessoas.

2.3.4 Políticas públicas de incentivo a fontes renováveis

Para citar um exemplo internacional de políticas públicas, conforme Caamaño-Martín, o caso da cidade de Barcelona mostra uma ideia originada em 2002 pela Agência de Energia de Barcelona (AEB) e encorajada pelo Conselho da Cidade de Barcelona, que foi a aplicação de sistemas fotovoltaicos em prédios públicos. Com isso, o uso de energias renováveis, no caso a energia solar fotovoltaica, é estimulado, além de contribuir com a disseminação de conhecimentos sobre o assunto, a partir de pesquisas na área. O financiamento para aquisição e instalação dos sistemas foi feito em parceria entre a AEB e os municípios. Ao final de 2008, 39 projetos foram instalados em prédios públicos, totalizando 1,65 MWp de potência instalada. Dentre os prédios, incluem-se: centros sociais e culturais, escolas, livrarias, espaços em áreas públicas, outros (parques, supermercados).

Em relação aos incentivos econômicos, a Espanha implantou o sistema *Feed-in tariff* durante certo tempo, que previa, também, subsídios de até 25% dos

custos de instalação para edificações privadas (ESPANHA, 2007). Outra política de incentivo foi através de uma lei que abrangeu prédios novos e reformados acima de 1000 m² na Espanha, e regulamentou que deveriam ser implantados sistemas que promovessem o uso racional da energia, o aumento da eficiência para sistemas de iluminação e aquecimento, além do uso de energia solar (termosolar ou fotovoltaica). A lei previu, ainda, a obrigatoriedade de instalação de sistemas fotovoltaicos em alguns casos: prédios comerciais com coberturas superiores a 5.000 m², lojas com coberturas superiores a 3.000 m², hotéis e hospitais com mais de 100 leitos, entre outras (ESPANHA, 2006).

A situação mudou quando a lei aboliu o sistema *Feed-in tariff*, reduzindo consideravelmente o lucro para investidores em fotovoltaica. O objetivo de tal medida foi reduzir o déficit de 26 bilhões de euros da tarifa de energia na Espanha (Espanha, 2013). Outro decreto foi aprovado em junho de 2014 e trouxe uma metodologia de cálculo para o custo de projetos de sistemas fotovoltaicos, que considera diversos parâmetros relacionados à eficiência de operação da planta. Os subsídios para energias renováveis foram reduzidos significativamente, sendo quase nulo para plantas mais antigas e um novo sistema foi desenvolvido para plantas novas, que remunera para suprir parte dos custos fixos e variáveis para a implantação da planta fotovoltaica (Espanha, 2014).

Nos Estados Unidos (EUA), de acordo com Barros (2014), o mercado de energia solar já possui uma iniciativa e amadurecimento significativos. Três modelos de negócio são destaque: a própria concessionária de distribuição pode ser proprietária dos ativos de geração e realizar a manutenção da operação dos sistemas fotovoltaicos instalados que operam conectados em paralelo a sua rede de distribuição; a concessionária de distribuição pode ser financiadora dos ativos e, por fim, a concessionária pode ser compradora dos ativos. No primeiro modelo, para o negócio ser uma estratégia ganha-ganha para todos os *stakeholders*, o programa deve ser de grande porte, equilibrando os custos transacionais. A contrapartida para o dono da residência em que está instalado o sistema fotovoltaico é um aluguel pelo uso da cobertura. No segundo modelo, o diferencial está na possibilidade das empresas serem reconhecidas pelos empréstimos e financiamentos na forma de investimentos e a consequente remuneração no processo de revisão tarifária (SEPA, 2010). No terceiro modelo de negócio, o que é mostrado é uma ausência de incentivo para as concessionárias se engajarem em contratos de longo prazo, que

são selados entre a unidade geradora de energia e a concessionária, responsável pela compra da energia. O ponto positivo deste modelo é que favorece o cumprimento de metas de expansão de fontes renováveis na matriz elétrica do país.

A Europa, continente que concentra uma capacidade instalada de aproximadamente 88 GW de potência fotovoltaica de pico, está muito próxima de atingir a meta proposta em 2009, com um adiantamento de mais ou menos 5 anos, que objetivava atingir 90 GW até 2020. Por outro lado, o cenário é de redução das políticas públicas de incentivo, o que justifica a redução na capacidade instalada no ano de 2014 em relação aos anos anteriores. Foram adicionados 7 GW de potência na Europa em 2014, sendo que no resto do mundo o total de acréscimo foi aproximadamente 33 GW, havendo a maior participação da China e Japão, que individualmente acrescentaram mais potência do que todos os países da Europa. A Alemanha, por sua vez, adicionou 1,9 GW em 2014, o que é cerca de 75,2% inferior ao que foi acrescentado em 2012, além de o valor estar abaixo da meta de 2,5 GW ao ano (EPIA, 2015).

A Alemanha, país que mobilizou os primeiros esforços para utilização da energia solar fotovoltaica através do Programa 1000 telhados, em 1995 (TIEPOLO, 2015), ao término de 2014 possuía a capacidade instalada de 37,6 GW, sendo o líder mundial nesta fonte, conforme o item 2.2.4.1, página 46. Conforme o relatório do EPIA (2015), este país possui representatividade maior no setor comercial (capacidade entre 10 e 250 kW), seguido pelas usinas fotovoltaicas (capacidade maior que 1 MW), então vem o setor residencial (até 10 kW) e, por último, o setor industrial (capacidade acima de 250 kW).

Na Alemanha, a política pública de incentivo foi o conhecido *Feed-in*, que consiste em remunerar financeiramente o consumidor de acordo com o montante de energia que ele injeta na rede elétrica da concessionária local, nos momentos em que a produção do sistema fotovoltaico é superior ao consumo do local. A remuneração varia em conformidade com o local da instalação e a potência fotovoltaica de pico instalada, podendo situar-se entre 2,5 a 3 vezes o custo da tarifa para a venda de energia elétrica, praticado pela concessionária (GERMANY, 2004).

A Alemanha, assim como a Itália e Grécia, suprem mais de 7% do consumo de eletricidade a partir da energia solar fotovoltaica (EPIA, 2015), sendo que a meta estabelecida pelo governo alemão, conforme Batista *et al* (2014) *apud* BMU (2013),

é de atingir 35% do suprimento de eletricidade a partir de fonte de energia renovável até 2020.

Dentre as principais barreiras existentes para a energia solar fotovoltaica, pode-se citar: a redução do volume de vendas das concessionárias, a redução de participação de mercado, em decorrência disso e, por fim, os custos inerentes para implantar novos geradores distribuídos em operação em paralelo com a rede elétrica (instalação de medidores bidirecionais, novos treinamentos e adaptações de normas técnicas, entre outros). Os benefícios principais: custos evitados na geração, principalmente no despacho de energia (nos momentos de pico de demanda); custo evitado de perdas na transmissão e distribuição; custo evitado de expansão e manutenção da infraestrutura de distribuição; aumento de confiabilidade (serviços auxiliares e suporte de tensão); melhorias ambientais (redução do uso de combustíveis fósseis) (BARROS, 2014).

No contexto brasileiro, conforme Salamoni, em 2009, existem Projetos de lei (PLs) específicos para a inserção de fontes renováveis de energia na matriz elétrica brasileira, sendo que relacionados com a energia solar e em tramitação na Câmara dos Deputados, os principais são:

- Projeto de lei n.º 1.563, de 2007, dispõe sobre fontes renováveis de energia, com o objetivo de promover a universalização, a geração distribuída e a racionalização energética, e altera a lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, para modificar o PROINFA e aumentar a participação de fontes alternativas na matriz energética nacional, inclusive traz alterações com o objetivo de financiar pesquisas e fomentar o uso da energia solar e eólica;
- Projeto de lei n.º 2.023, de 2007, institui incentivos fiscais para a aquisição de bens e prestação de serviços necessários para a utilização de energia solar, eólica ou outras formas de energia alternativa;
- Projeto de lei n.º 2.505, de 2007, cria o Certificado de Empreendedor de Energia Renovável (CEER), a ser concedido a pessoas físicas ou jurídicas que produzirem energia elétrica a partir de fontes alternativas e renováveis. Além desse, o Projeto de lei n.º 2.867, de 2008, e o n.º 3.259, de 2004, autorizam a emissão de Certificados de Energia Alternativa e o Programa de Incentivo às Energias Renováveis, respectivamente;
- Projetos de lei nº 3924 e nº 4529, ambos de 2012, que estabelecem incentivos para a geração de energia elétrica por fontes renováveis, e em específico

a energia solar (PL nº 4529) propondo, dentre outras, que o montante de energia excedente produzida por microgeração ou minigeração, seja vendida a concessionária de energia por tarifas pré-fixadas, de acordo com a fonte de energia e a finalidade do empreendimento, e com valores que reduzirão a cada ano (Câmara dos Deputados, 2012).

Conforme a Nota Técnica “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira” (EPE, 2012), cabe salientar o papel do Estado em formular políticas públicas para incentivar e viabilizar projetos que sejam considerados benéficos. A partir disso, a consulta pública 11/2010 e audiência pública 10/2011, resultaram na Resolução Normativa 482, de 17/04/2012, que objetivou reduzir as barreiras regulatórias para a geração distribuída. Foi introduzido o sistema de compensação de energia elétrica, similar ao *net metering*, que incluiu adequações nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, Módulo 1 – Introdução e Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição.

Convém observar que, apesar de uma unidade consumidora ter um consumo nulo de energia (caso em que a geração seja igual ou superior ao consumo) a fatura de energia do consumidor deve ainda conter, no mínimo, o valor referente ao custo da disponibilidade do sistema de distribuição (para consumidores do grupo B) ou da demanda contratada (para consumidores do grupo A). Simultaneamente, houve a publicação da Resolução Normativa 481, em que ficou estipulado para a fonte solar com potência de até 30 MW, injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição, o desconto de 80% para as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, TUST e TUSD, incidindo na produção e consumo da energia comercializada. O desconto mantém-se para os dez primeiros anos de operação da usina, sendo diminuído para a taxa de 50% após o décimo ano.

Pode-se falar, ainda, da chamada do Projeto P&D Estratégico nº 13/2011, “Arranjos técnicos e comerciais para inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”, publicado em agosto de 2011, que obteve 18 propostas de projetos fotovoltaicos, com investimentos totalizando cerca de 395,9 milhões em um prazo de três anos e potência fotovoltaica total de 24,6 MWp, a serem instalados até 2015. Dessas 18 propostas, uma foi recusada e oito foram revisadas e reavaliadas, ao passo que 9 já tiveram parecer favorável e foram encaminhadas para contratação (ANEEL, 2012b).

Como resultado da avaliação final, conforme Pompermayer (2014), as propostas da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE), da CEMIG Distribuição S/A e da Tractebel Energia S/A foram classificadas como as três melhores. Com investimentos da ordem de 44,5 milhões de reais, o projeto da CEEE, previsto para ser concluído ao final de 2015, envolve a construção de uma usina fotovoltaica de 550 kWp, a ser instalada em Porto Alegre, na estação do Aeromóvel, além da construção de uma estação solarimétrica. Já o projeto da CEMIG teve um investimento estimado em 50,5 milhões de reais e propôs a construção da usina fotovoltaica integrada ao estádio do Mineirão, em Belo Horizonte e com potência instalada de 500 kWp, além de uma estação solarimétrica em Sete Lagoas, em Minas Gerais. Já a Tractebel envolveu a construção, até então, da maior usina fotovoltaica do país, a Usina Solar Cidade Azul, com 3 MWp de potência instalada, sendo subdividida em três subsistemas com 1 MWp cada, para as tecnologias: silício policristalino, silício amorfo microcristalino e CIGS. Acrescenta-se a proposta de elaboração de módulos de avaliação em diferentes locais do país, com sete tecnologias distintas para sistemas fotovoltaicos, com o objetivo de estudar, principalmente, as diferentes eficiências em diferentes condições de operação. O investimento total é em torno de 56,3 milhões de reais (TRACTEBEL, 2014).

2.3.5 Eficiência energética em edificações

No panorama nacional, o consumo de energia elétrica registrado em 2013, de acordo com a EPE (2014b), foi 463,335 TWh, que teve 45% de representatividade dos setores residencial e comercial, que compõem o grupo das edificações. Em Curitiba a estatística é ainda mais impactante, pois, conforme a Figura 15, na página 61, os setores residencial e comercial somaram 64% do consumo energético percebido em 2012.

No setor residencial, o consumo energético contabilizado inclui as necessidades dos habitantes relacionadas ao aquecimento e resfriamento do ambiente, iluminação, aquecimento de água, uso de equipamentos elétricos e/ou eletrônicos, entre outras. No setor comercial, as necessidades são similares, além de equipamentos diversos utilizados para determinada finalidade do local (impressoras, elevadores, entre outros). O consumo de energia nestes setores é

bastante afetado por fatores como o tipo de edificação (quanto à arquitetura e construção), as características dos usuários, a localização, o clima, o tipo e a eficiência dos equipamentos utilizados, a disponibilidade de recursos energéticos e políticas ligadas ao uso da energia, inclusive o custo da tarifa (BILGEN, 2014).

Existem diversas estratégias de eficiência energética que podem ser associadas a outros parâmetros da construção sustentável, como ocorre no Escritório Verde da UTFPR, objetivando reduzir o consumo energético, reduzindo, conseqüentemente, os impactos ambientais associados às edificações. Casagrande *et al.* (2012) enumera estas estratégias, que são aplicadas no Escritório Verde da UTFPR: arquitetura bioclimática no *design* da edificação, de forma a ampliar a captação de luz natural a partir de uma correta orientação da construção, para o norte geográfico (Antonio *et al.*, 2014), bem como a utilização de janelas amplas; a utilização da madeira, recurso renovável e capaz de estocar carbono, através dos sistemas construtivos *wood-frame*, que possuem paredes duplas e podem ser vedados interna e externamente com painéis *Oriented Strand Board* (OSB), feitos com madeira tratada; o isolamento térmico e acústico, que pode utilizar, respectivamente, mantas de PET reciclado e pneu reciclado; as janelas amplas com estrutura *wood-frame* e vidros duplos, para maior isolamento térmico e acústico; o uso de telhado verde, que consiste em módulos de vegetação implantados na cobertura da edificação e asseguram redução de consumo energético; a coleta e aproveitamento da água da chuva para fins não potáveis, como irrigação externa e vasos sanitários; predomínio da utilização de materiais recicláveis; uso de bambu para móveis, que também é um material renovável na construção civil; utilização de iluminação artificial a base de LEDs, que possuem elevada vida útil e mais alta eficiência na conversão luminosa, o que acarreta em redução do consumo.

Quando se fala no uso de telhado verde em edificações, a França teve uma lei aprovada recentemente exigindo que novas construções em zonas comerciais das cidades tenham em parte de sua cobertura a implantação de telhado verde ou painéis fotovoltaicos. Tal medida tem o potencial de reduzir o efeito denominado ilha de calor, comum em centros urbanos, em que grande parte do solo é pavimentado e impermeável, com alta absorção de calor, de forma que as coberturas com telhado verde funcionam como isolantes térmicos, aumentando a estabilidade da temperatura interna, reduzindo o efeito mencionado, além de reduzir o consumo energético com refrigeração e contribuir com a biodiversidade urbana, pois pode

abrigar pássaros no local. Similarmente, o uso de energia solar para produzir eletricidade garante redução do consumo energético nas edificações (CHEESEMAN, 2015).

Quanto ao sistema de iluminação à base de LED, a eficiência luminosa superior foi comprovada a partir de estudo comparativo realizado entre o sistema existente no EV e simulação utilizando luminária fluorescente de potência equivalente ou similar. A eficiência do sistema de iluminação a base de LED foi cerca de 32% superior comparado ao sistema equivalente por lâmpada fluorescente. Em se tratando da energia solar fotovoltaica, que é uma das estratégias para redução do consumo de energia, além de promover outros benefícios, o SFVCR do EV da UTFPR mostrou em pleno verão de 2013 uma geração de energia elétrica de 217,79 kWh (CAMPOS *et al.*, 2013). A geração de energia elétrica média do SFVCR do EV foi 196 kWh ao longo de três anos de operação (CAMPOS, 2014).

Outro ponto a destacar é a utilização da madeira na construção civil, como é o caso da edificação do Escritório Verde da UTFPR, na cidade de Curitiba, que com uma área de apenas 150 m² tem um balanço positivo de emissões de CO₂ evitadas, ou seja, é capaz de estocar 26,83 tCO₂ em seu material construtivo no modelo *wood frame*. Ao se considerar que a cobertura vegetal do tipo Ombrófila Mista Montana e *Pinus Taeda* possui um abatimento de carbono equivalente a 134,03 tC/ha e 105,5 tC/ha, respectivamente, e que pode ser convertida para toneladas de CO₂ multiplicando-se esses valores por 3,6 (relação mássica entre o Carbono e o CO₂), resultando em 0,0482 tCO₂/m² e 0,0380 tCO₂/m². Portanto, em termos de cobertura vegetal do tipo Ombrófila Mista Montana e *Pinus Taeda*, 555,85 m² e 706,16 m², respectivamente, é o que representa a construção do Escritório Verde da UTFPR em termos de estoque de carbono (KOBISKI, 2014).

2.3.6 Principais incentivos para a energia solar fotovoltaica

Programas de incentivo às fontes de energia renovável, especialmente a energia solar fotovoltaica, visam aumentar o grau de competitividade, de forma a reduzir gradualmente os investimentos ao longo de um período de tempo definido. Entre as opções dos governantes para estimular essas fontes, estão: às iniciativas voluntárias, que disseminam informação e educação; a implantação de normas ambientais ou impostos energéticos; o suporte direto a essas fontes. Pode ser feita

uma distinção entre o sistema de preços e o sistema de cotas, sendo que o primeiro cria um mecanismo de incentivo após a implantação do sistema fotovoltaico, contabilizando a energia gerada e ofertando algum retorno para o consumidor, comumente residencial, de forma a reduzir o tempo de retorno do investimento inicial. Já no sistema de cotas, o governo define um patamar de representatividade de determinada fonte de energia renovável a ser atingido, e, então, cria subsídios para aumentar as instalações, permitindo ao mercado determinar os preços. Neste caso, o alvo não é apenas o consumidor, mas os produtores e distribuidores de energia (concessionária de energia) (SALAMONI, 2009).

A EPE (2012), em seu relatório de análise da inserção da geração fotovoltaica no Brasil, descreveu quais seriam as principais formas de incentivo para o consumidor residencial investir na geração fotovoltaica distribuída, a saber: criação de tarifa-prêmio (sistema *Feed-in*), cotas, subsídio ao investimento inicial, dedução no imposto de renda, incentivo a aquisição de eletricidade verde (através de isenções ou abatimentos de impostos federais e estaduais), obrigatoriedade de aquisição de FV no portfólio de renováveis, fundos de investimentos para FV, ações voluntárias de bancos comerciais, ações voluntárias de distribuidoras, padrões em edificações sustentáveis.

2.3.6.1 Feed-in

Nesse sistema, as concessionárias são obrigadas a permitir a conexão de geradores que utilizem fontes renováveis de energia, como a energia solar fotovoltaica, e se tornam obrigadas a comprar do Produtor Independente de Energia (PIE) toda a energia que for injetada na rede elétrica a preços previamente definidos pelo governo, normalmente superiores à tarifa convencional de energia. A esse preço pela venda da energia do consumidor para a concessionária é dado o nome de tarifa prêmio (SALAMONI, 2009).

Essa tarifa varia em função do tipo de tecnologia, a estrutura tarifária do país em questão, a potência instalada do sistema, a localização do sistema, entre outras variáveis (ACKERMANN *et al.*, 2001). O subsídio para a tarifa prêmio pode ser repassado ao consumidor, através de uma taxa variável, entre 0,6% a 1% do preço final da eletricidade (RODRÍGUEZ, 2002).

2.3.6.2 Net Metering

Ocorre a geração de créditos de energia renovável, referente à quantidade de energia gerada, em kWh, que excedeu o consumo próprio da instalação. Se ao final do período de validade desse crédito ainda houver um saldo, pode ocorrer: pagamento do crédito acumulado; o crédito é transferido para o próximo período; o crédito acumulado é transferido para a rede elétrica, sem qualquer ganho para o PIE (PARMESANO, 2011).

Entre os benefícios está a alta capacidade de carregamento de carga, ou seja, disponibilidade de geração de energia de forma distribuída em instantes que tendem a coincidir com picos de carga. Assim, a concessionária tem sua rede elétrica com a capacidade de suprimento aumentada, sendo que os custos são pagos pelos consumidores (WIJAYATUNGA, 2012). Além disso, há a melhora do perfil de tensão e serviços anciliares. É importante destacar que toda política envolvendo *net metering* deve ser regularmente revista para monitorar o progresso da tecnologia e o desenvolvimento do mercado (ROKACH, 2011). O sistema *net metering* requer o uso de medidor bidirecional e, por apresentar elevada simplicidade, é de fácil aplicação, porém a ausência de incentivos o torna não tão atrativo do ponto de vista econômico (RODRÍGUEZ, 2002).

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS DA PESQUISA

A proposta deste trabalho é analisar o potencial de inserção de geração fotovoltaica no planejamento da geração de energia elétrica para a região em estudo, que é a Região Metropolitana de Curitiba (RMC), conforme consta no item 2.3.1.1, página 57, de forma que os dados de curva de carga que foram fornecidos pela COPEL correspondem a esta região. Assim sendo, os 29 municípios que compõem a região analisada nesta pesquisa são: Adrianópolis, Agudos do Sul, Almirante Tamandaré, Araucária, Balsa Nova, Bocaiúva do Sul, Campina Grande do Sul, Campo do Tenente, Campo Largo, Campo Magro, Cerro Azul, Colombo, Contenda, Curitiba, Doutor Ulysses, Fazenda Rio Grande, Itaperuçu, Lapa, Mandirituba, Piên, Pinhais, Piraquara, Quatro Barras, Quitandinha, Rio Branco do Sul, Rio Negro, São José dos Pinhais, Tijucas do Sul e Tunas do Paraná (ver Anexo C – Mapa da Região Metropolitana de Curitiba).

Os parâmetros utilizados para a análise são referentes à redução do consumo de energia elétrica, a partir da geração por meio dos sistemas fotovoltaicos, além da redução do pico de demanda observada. A análise foi possível através da utilização das curvas de carga diária da região analisada e curvas de geração fotovoltaica simulada, baseadas em sistemas fotovoltaicos em operação em Curitiba. O trabalho se propõe, também, a fazer uma análise de mitigação de impacto ambiental, particularmente as emissões de CO₂ equivalente evitadas com a implantação dos cenários propostos.

3.1 MÉTODO DE ABORDAGEM GERAL

Essa pesquisa utiliza o método de abordagem geral hipotético-dedutivo, que se fundamenta na existência de um problema ou lacuna no conhecimento, que se refere à carência de estudos que abordem o potencial da energia solar fotovoltaica como um vetor estratégico para o planejamento energético da Região Metropolitana de Curitiba. Assim, as hipóteses ou questões orientadoras são definidas e, a partir do estudo de caso que será desenvolvido, serão testadas a partir da análise e interpretação em que serão submetidos os dados coletados, para, finalmente, serem ou não corroboradas (PRODANOV; FREITAS, 2013).

3.1.1 Hipóteses ou questões orientadoras

A partir do problema delimitado, surgem as questões orientadoras, ou hipóteses, que serão testadas a partir do estudo de caso a ser desenvolvido.

- A geração fotovoltaica distribuída aumenta a oferta de energia pelo sistema elétrico?
- A geração fotovoltaica distribuída promove a redução de emissões de Gases do Efeito Estufa na matriz elétrica de Curitiba?
- A geração fotovoltaica distribuída possibilita retardar a expansão convencional do sistema elétrico?

3.2 MÉTODO DE PROCEDIMENTO

A pesquisa desenvolvida é de natureza aplicada, sendo o problema abordado de forma quantitativa, pois as hipóteses ou questões orientadoras são testadas a partir da análise proposta, que leva em consideração sistemas fotovoltaicos reais em operação, além de curvas de carga reais de Curitiba e região. A investigação também terá fundamentos qualitativos. A finalidade ou objetivo é explicativo, e, portanto, o método de procedimento adotado é o estudo de caso.

As seguintes etapas, adaptadas para esta pesquisa, são necessárias (MIGUEL, 2007):

- Definição da estrutura conceitual-teórica, que é resultado do mapeamento da literatura e delimitação de fronteiras e grau de evolução do conhecimento;
- Planejar o caso, que envolve a seleção da unidade a ser estudada, os meios para coleta e análise dos dados, o desenvolvimento do protocolo e definição dos meios de controle da pesquisa;
- Coleta de dados, referente ao registro dos dados, que são as curvas de carga diárias para a cidade de Curitiba e região, bem como o histórico de operação de sistemas fotovoltaicos existentes em Curitiba;
- Análise dos dados, que abrange a produção de uma narrativa, incluindo os dados pertinentes para o objetivo do trabalho, além de identificar causalidade entre os eventos observados;

- Gerar relatório, que inclui as implicações teóricas e estrutura para replicação.

3.3 DADOS COLETADOS

A partir da proposta de analisar diferentes curvas de carga diária de Curitiba e região, e os possíveis efeitos ocasionados pela simulação dos cenários de inserção de geração fotovoltaica, foram selecionados, inicialmente, dias específicos para a análise. Essa seleção de dias específicos objetiva avaliar duas situações extremas: uma de máximo potencial fotovoltaico, que é representado por máxima irradiação solar acumulada ao longo do dia; outra de mínimo potencial fotovoltaico, que se refere à mínima irradiação solar acumulada no dia. Além disso, foram escolhidos dias considerados típicos para as estações do verão e inverno. Os dados de irradiação solar foram obtidos a partir das estações solarimétricas do INMET e do Instituto Tecnológico SIMEPAR (fornecidas por funcionária do SIMEPAR), localizadas em Curitiba e que possuem bancos de dados com registros diários e leituras em intervalos de 15 minutos, como é o caso da estação A807 do INMET (INMET, 2015; D'ÁVILA, 2014).

A observação a ser feita é que, no período compreendido entre 19/07/2014 e 08/10/2014 a coleta de dados de irradiação solar se tornou indisponível a partir do sítio eletrônico do INMET, devido a problemas técnicos, o que motivou a busca dos dados de irradiação do Instituto Tecnológico SIMEPAR. Em relação aos dados obtidos a partir do INMET, a confiabilidade é muito alta, já que o desvio em relação à medição feita por piranômetro na cobertura do Escritório Verde foi de apenas 1,86 % (FUSANO, 2013).

Em estudo desenvolvido em 2015, foram realizadas medições de irradiação através de um piranômetro termoelétrico modelo CMP 03, do fabricante KIPP&ZONEN, instalado no plano horizontal, sobre a cobertura da UTFPR, sede centro do Câmpus Curitiba, e um Datalogger CR1000 da fabricante CAMPBELL SCIENTIFIC para coletar os dados obtidos. A coleta de dados foi entre os dias 14 de maio até 8 de junho de 2015 e os resultados mostraram, para o período entre 14 de maio e 31 de maio, que o desvio entre a irradiação diária média obtida pelo INMET e a irradiação diária média medida na UTFPR foi nulo, embora analisando cada dia de forma independente houve pequenos desvios (ALMEIDA, 2015).

Por outro lado, o valor de irradiação diária média obtido a partir do SIMEPAR comparado com o valor de irradiação diária média obtido pelo INMET, considerando o intervalo entre 01/01/2014 até 09/11/2014, exceto o período citado em que o INMET indisponibilizou os seus dados (19/07/2014 a 08/10/2014), apresentou um desvio de -20,29%. A partir disso, foi aplicado um fator de correção equivalente a este desvio calculado, portanto foi acrescido nos dados de irradiação diária do SIMEPAR o fator de 20,29%, para os dias do período analisado, entre 19/07/2014 e 08/10/2014, o que resultou em desvios considerando-se os dias de forma independente, porém o desvio entre a irradiação diária média do SIMEPAR e INMET se tornou nulo.

Cabe ressaltar que os piranômetros do INMET e SIMEPAR possuem acompanhamento horário baseado no Meridiano de Greenwich, ou como é denominado *Greenwich Mean Time* (GMT), portanto as leituras foram traduzidas para o horário local de Brasília, que representa três horas a menos de diferença e no período do horário de verão duas horas a menos de diferença.

Para o período do verão, foram escolhidos três dias críticos, um que represente um dia ensolarado e com céu claro e, portanto, apresente a máxima irradiação solar diária (kWh/m².dia), outro que represente um dia nebuloso, logo apresente a menor irradiação solar diária, e um dia típico que represente a situação mais provável de acontecer em termos de irradiação solar. O mesmo critério de escolha foi aplicado ao período do inverno, obtendo três dias.

3.3.1 Critérios para escolha dos dias típicos

A escolha dos dias típicos considerou os histogramas apresentados na Figura 17, Figura 18, Figura 19 e Figura 20, que permitem identificar a faixa de valores de irradiação com maior predominância para o período considerado, a partir da observação do número de dias em que o intervalo ocorreu. A partir da identificação do intervalo de irradiação que predomina no período em questão, procedeu-se uma análise para o intervalo selecionado com a finalidade de identificar o dia que apresenta a irradiação com o valor mais próximo do valor médio do intervalo. Para isso, foram calculados os desvios médios relativos para todos os dias dos intervalos selecionados a partir dos histogramas, sendo que os dias escolhidos

como típicos foram aqueles com os menores desvios médios relativos em cada intervalo.

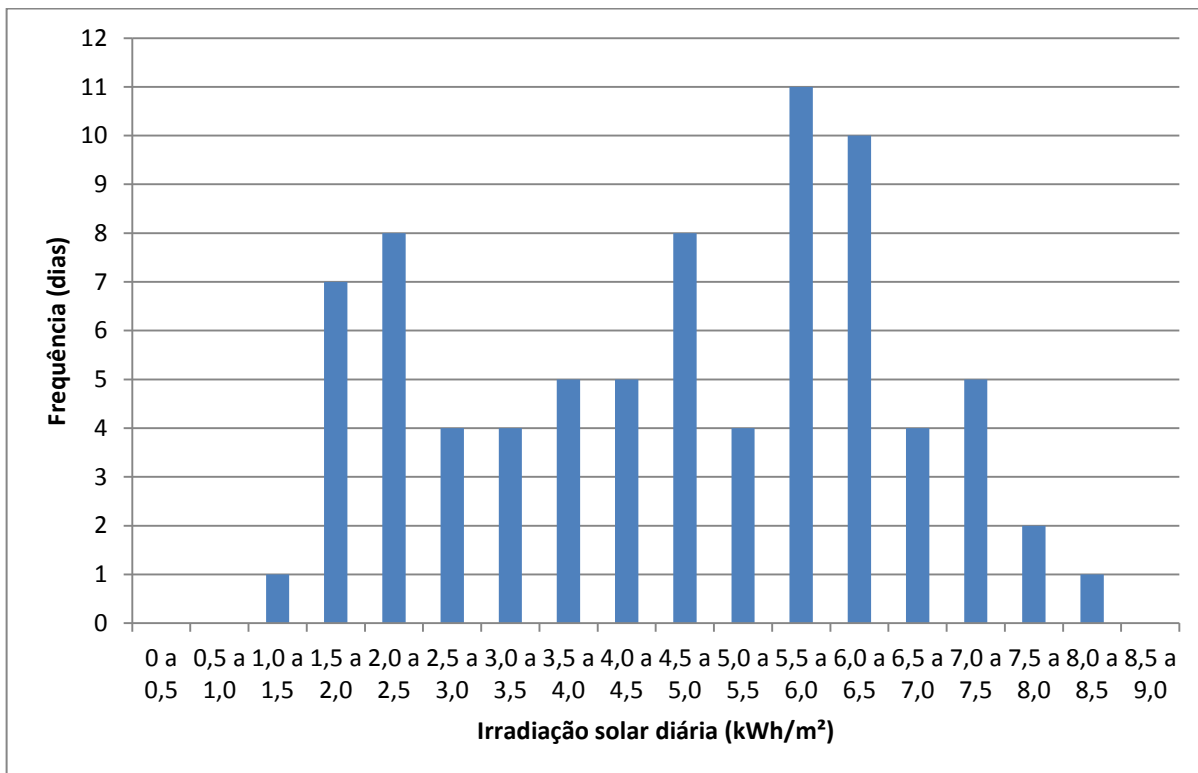


Figura 17 - Histograma para o verão de 2013, dia 01/01 até 20/03
 Fonte: O autor.

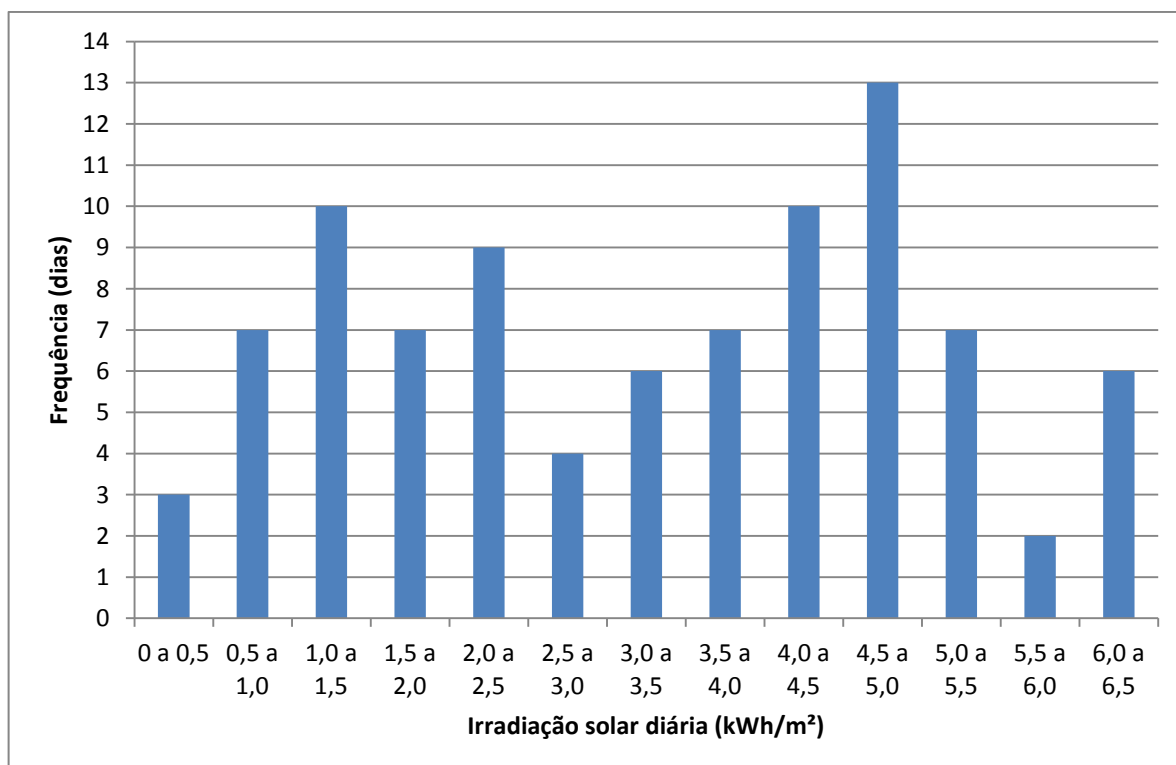


Figura 18 - Histograma para o inverno de 2013, dia 21/06 até 20/09

Fonte: O autor.

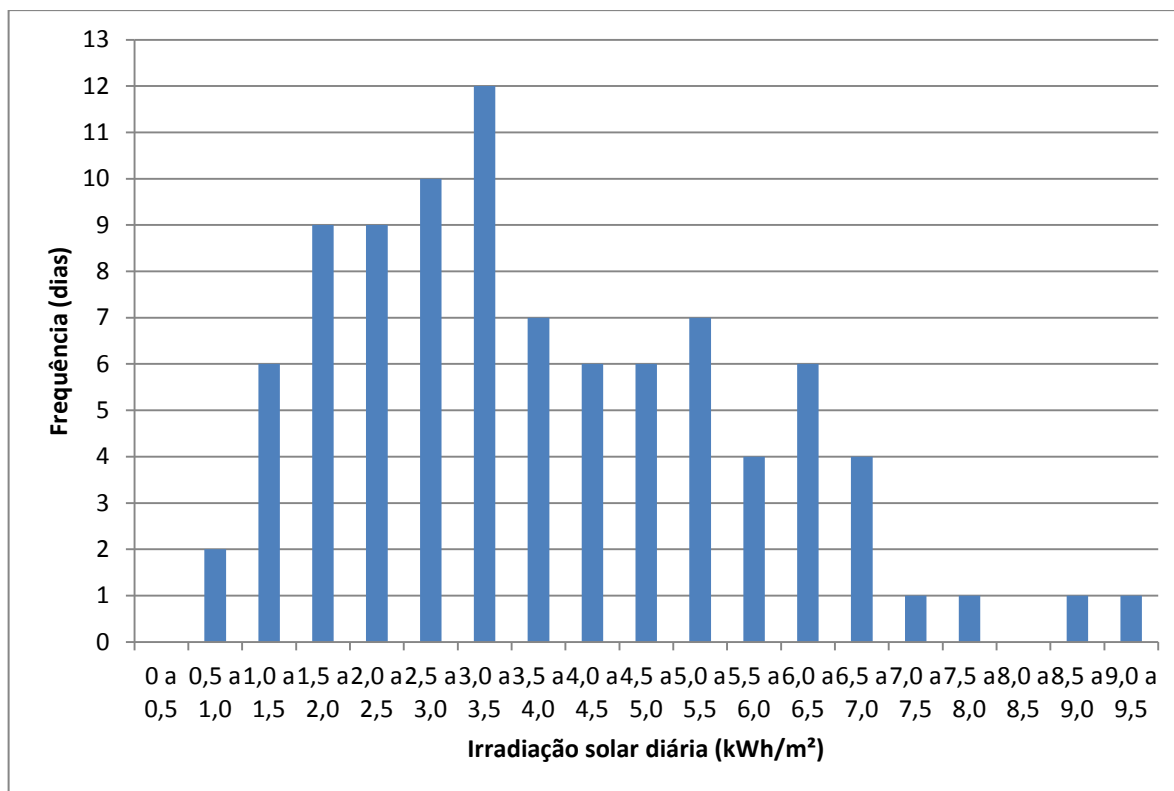


Figura 19 - Histograma para o inverno de 2014, dia 21/06 até 20/09

Fonte: O autor.

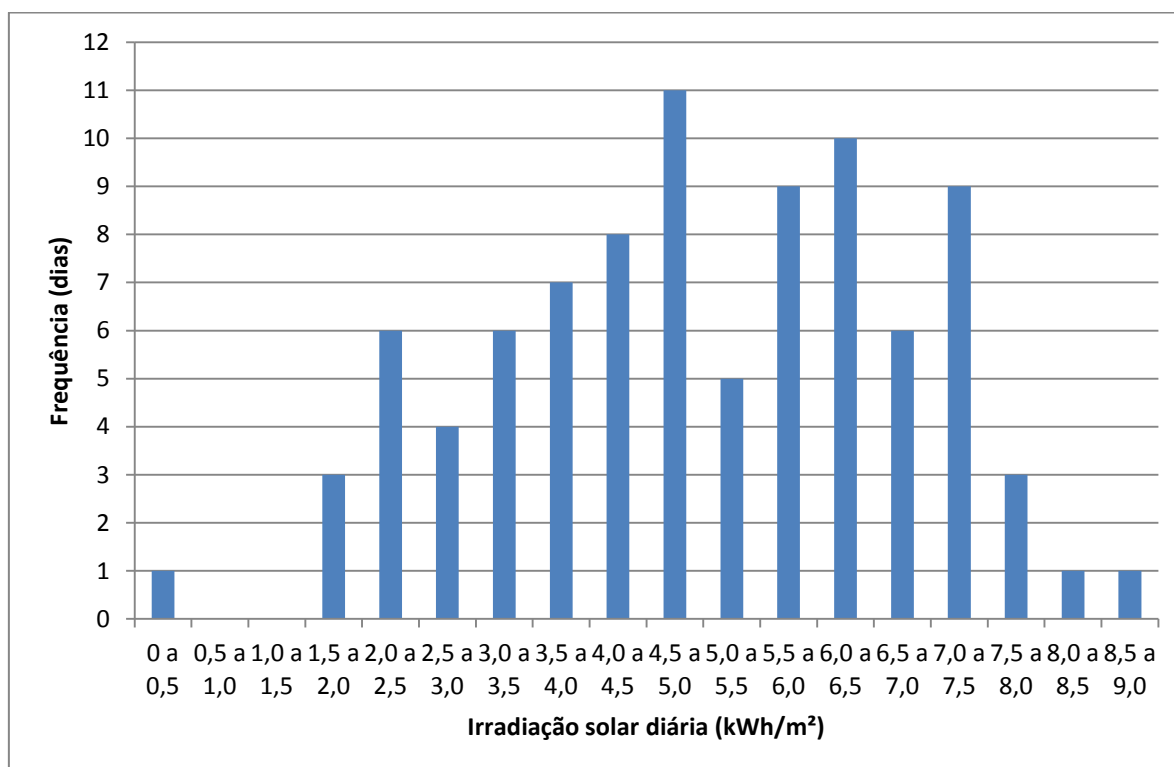


Figura 20 - Histograma para o verão de 2014 a 2015, dia 21/12/14 até 20/03/15

Fonte: O autor.

A Tabela 9, Tabela 10, Tabela 11 e Tabela 12 mostram os intervalos selecionados em cada período analisado, além dos desvios relativos, isto é, a diferença, relativa à média, observada entre o valor de irradiação do dia considerado e a média do intervalo. Algumas observações podem ser feitas: na Tabela 9 os dias 10/03/2013 (domingo) e 24/02/2013 (domingo) apresentam os dois menores desvios relativos, porém não representam situações consideradas normais de operação do sistema elétrico, sendo por isso escolhido o dia 28/02/2013 que foi uma quinta-feira, como dia típico para análise.

Tabela 9 - Intervalo selecionado para o verão de 2013

Data	Irradiação diária (kWh/m ²)	Desvio relativo (%)	Irradiação diária média (kWh/m ²)
17/01/2013	5,8733	1,7008	5,7751
18/01/2013	5,9885	3,6944	
25/01/2013	5,8318	0,982	
17/02/2013	5,5192	4,4321	
18/02/2013	5,7271	0,8305	
24/02/2013	5,7887	0,2348	
25/02/2013	5,9426	2,8998	
27/02/2013	5,5301	4,2424	
28/02/2013	5,7507	0,4221	
08/03/2013	5,8024	0,4726	
10/03/2013	5,7718	0,0574	

Fonte: O autor.

De forma similar, a Tabela 10 permite identificar o dia 28/07/2013 como sendo o de menor desvio relativo, mas esse dia foi num domingo, e pelo mesmo motivo, foi escolhido o dia 02/08/2013 (sexta-feira) como sendo o dia típico de inverno de 2013.

Tabela 10 - Intervalo selecionado para o inverno de 2013

Data	Irradiação diária (kWh/m ²)	Desvio relativo (%)	Irradiação diária média (kWh/m ²)
17/07/2013	4,5183	3,5259	4,6834
27/07/2013	4,8673	3,9264	
28/07/2013	4,6656	0,3812	
29/07/2013	4,7212	0,8067	
30/07/2013	4,8342	3,2193	
31/07/2013	4,5274	3,3308	
01/08/2013	4,8636	3,8478	
02/08/2013	4,7105	0,5783	
03/08/2013	4,5691	2,4407	
07/08/2013	4,523	3,4251	
08/08/2013	4,5793	2,224	
20/08/2013	4,6276	1,1929	
28/08/2013	4,8774	4,1421	

Fonte: O autor.

Na Tabela 11 e na Tabela 12 foi possível identificar o dia cuja irradiação foi mais próxima do valor de irradiação médio do intervalo, sendo, portanto, considerado o dia de irradiação típica. Para o inverno de 2014 e verão de 2015 o dia de irradiação típica selecionado foi 02/09/2014 e 21/01/2015, respectivamente.

Tabela 11 - Intervalo selecionado para o inverno de 2014

Data	Irradiação (kWh/m ²)	Desvio relativo (%)	Média
22/06/2014	3,3765	2,1938	3,3040
29/06/2014	3,3892	2,5778	
05/07/2014	3,2996	0,134	
17/07/2014	3,4442	4,244	
18/07/2014	3,2001	3,1449	
01/08/2014	3,1005	6,1593	
03/08/2014	3,3333	0,8881	
14/08/2014	3,1969	3,2406	
17/08/2014	3,4295	3,7972	
02/09/2014	3,3083	0,13	
05/09/2014	3,3313	0,825	
20/09/2014	3,2387	1,9773	

Fonte: O autor.

Tabela 12 - Intervalo selecionado para o verão de 2014 a 2015

Data	Irradiação (kWh/m ²)	Desvio relativo (%)	Média
21/12/2014	4,5587	4,0171	4,7495
27/12/2014	4,9106	3,3917	
05/01/2015	4,6103	2,9305	
10/01/2015	4,6681	1,7141	
21/01/2015	4,8085	1,2435	
03/02/2015	4,5788	3,5939	
12/02/2015	4,6132	2,8702	
13/02/2015	4,9555	4,3374	
21/02/2015	4,8195	1,4753	
10/03/2015	4,8567	0,13	
11/03/2015	4,8645	0,825	

Fonte: O autor.

3.3.2 Dados de geração fotovoltaica

O Escritório Verde possui um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica, com potência instalada de 2,1 kWp e cerca de 15 m² de área ocupada na cobertura da edificação, com células fotovoltaicas a base de silício policristalino. O SFVCR está com uma inclinação de aproximadamente 15° e desvio azimutal de 22° para oeste. Entrou em operação em dezembro de 2011, sendo monitorado desde esse período. Esse trabalho utilizou o histórico de geração fotovoltaica dos anos de 2013, 2014 e 2015, aplicados para os dias críticos escolhidos para análise (URBANETZ JUNIOR *et al.*, 2015). O inversor do SFVCR do EV no ano de 2013 forneceu leituras com intervalos de uma hora e, também de 30 minutos, sendo que em toda a análise apresentada os dados foram normalizados para intervalos de leitura de 15 minutos.

O SFVCR instalado e em operação na empresa ELCO Engenharia possui 8,64 kWp de potência instalada e uma área de 52 m² aproximadamente, com células fotovoltaicas a base de silício monocristalino. O SFVCR está com uma inclinação de aproximadamente 20° e desvio azimutal de 32° para oeste (URBANETZ JUNIOR *et al.*, 2014). O inversor registra leituras com intervalos bastante curtos, chegando a produzir em torno de 4 leituras por minuto. Os dados foram normalizados em conformidade com os intervalos de leitura das curvas de carga da COPEL, ou seja, foram utilizados intervalos de leitura de 15 minutos.

As potências fotogeradas ao longo do tempo referentes ao cenário base, ou seja, cenário composto por dois sistemas fotovoltaicos operando em Curitiba (EV e ELCO), para cada dia analisado neste trabalho, estão expostas no Anexo A.

3.3.3 Cenários de inserção de geração fotovoltaica distribuída

Os cenários de inserção de geração fotovoltaica foram estabelecidos a partir do Nível de Penetração (NP), definido como um percentual a ser atingido em relação à potência demandada média máxima no sistema elétrico da região analisada (Curitiba e Região Metropolitana de Curitiba), considerando os valores de demanda fornecidos pela COPEL. A Equação 9 ilustra esse conceito.

$$NP = \frac{P_{FVNP}}{P_{DMAX}} \times 100 \quad (9)$$

Onde:

NP: nível de Penetração (%);

P_{FVNP} : potência fotovoltaica de pico, definida em função do NP (MWp);

P_{DMAX} : demanda média máxima para o dia considerado (MW).

Cada dia selecionado teve uma característica de demanda de potência e de irradiação solar, portanto, os cenários foram simulados para cada dia, e em todos os casos, foram calculados como sendo múltiplos dos cenários base que constam na Tabela 13. A Equação 10.4 é uma forma de trabalhar a Equação 6, previamente definida no item 2.2.5.5, página 55, isolando-se a incógnita referente a energia gerada (Equação 10.1) e substituindo a incógnita “E” da Equação 10.2 na Equação 10.1, então isola-se a incógnita “E” e utiliza o parâmetro “Irradiância” apresentado na Equação 10.3, resultando, enfim, na Equação 10.4, que permite calcular a potência elétrica gerada por um painel fotovoltaico num instante de tempo definido.

$$E = \frac{P_{FV} \cdot H_{TOT} \cdot TD}{G} \quad (10.1)$$

$$E = P \cdot t \quad (10.2)$$

$$Irradiância = \frac{H_{TOT}}{t} \quad (10.3)$$

$$P = \frac{P_{FV} \cdot Irradiância \cdot DI}{G} \quad (10.4)$$

Onde:

E : energia elétrica demandada pelas cargas diariamente ou energia elétrica a ser gerada no dia (Wh/dia);

P_{FV} : potência fotovoltaica de pico instalada (kW);

H_{TOT} : irradiação solar diária média mensal para a localidade em questão, num plano inclinado qualquer (Wh/m².dia);

TD: Taxa de Desempenho, *Performance Ratio* ou rendimento global do sistema;

G: irradiância nas Condições Padrão de Teste (1 kW/m²);

t: tempo (h);

Irradiância: é a incidência de irradiância num instante de tempo i qualquer, entendida como a potência elétrica solar incidente por unidade de área (kW/m²);

P: potência elétrica fotogerada num instante de tempo i qualquer (kW);

DI: desempenho instantâneo num instante de tempo i qualquer (%);

O parâmetro definido como sendo o desempenho instantâneo é oriundo da Equação 10.4 e calculado conforme a Equação 11.

$$DI = \frac{P.G}{P_{FV}.Irradiância} \times 100 \quad (11)$$

Os cenários de inserção propostos e analisados foram definidos a partir de diferentes NPs, que foram variados de 1% até 20%, para ao final, ser considerado o NP ótimo. Uma forma de avaliar o NP ótimo consiste em identificar o instante de ocorrência da máxima demanda do sistema elétrico de Curitiba e região, caso esse instante esteja compreendido no intervalo em que há a geração fotovoltaica (das 08 horas às 18 horas), então é identificado um segundo instante correspondente a demanda máxima que esteja fora do intervalo de geração fotovoltaica, sendo desconsiderado o período das 00:00 horas até às 07:59 horas, devido a baixa demanda de potência neste intervalo, além da baixa ou quase nula irradiância, portanto, foi considerado o intervalo das 18 horas até às 23:59 horas do dia analisado. Em seguida, calcula-se a potência elétrica a ser gerada pelo sistema fotovoltaico, tal que a demanda máxima do dia seja reduzida ao patamar de demanda máxima identificado fora do período de geração fotovoltaica, aqui denominado de período noturno, compreendido das 18 h até às 23:59 horas do dia em análise. Esse valor de potência elétrica gerada no instante da demanda máxima

do dia é denominado P_{MAX} , caso a demanda máxima do dia tenha ocorrido fora do intervalo de geração fotovoltaica o resultado será nulo.

O valor da potência fotovoltaica de pico que é capaz de fornecer uma potência elétrica no instante da demanda máxima, de tal forma que o seu valor seja reduzido ao máximo valor de demanda no período noturno, pode ser calculado a partir da Equação 12.

$$P_{FV} = \frac{P_{MAX} \cdot G}{Irradiância \cdot DI} \quad (12)$$

Onde:

P_{FV} : potência fotovoltaica de pico instalada (Wp);

P_{MAX} : potência elétrica fotogerada no instante da demanda média máxima, calculado como $P_{max} = P_{DMAX} - P_{DNOITE}$, onde P_{DNOITE} é o máximo valor de demanda no período noturno, compreendido das 18h até 23:59h. O P_{DMAX} , conforme definido anteriormente, é a demanda média máxima para o dia considerado (MW);

Irradiância: é a incidência de irradiância num instante de tempo i qualquer (kW/m^2);

DI: desempenho instantâneo num instante de tempo i qualquer (%);

G: irradiância nas Condições Padrão de Teste ($1.000 W/m^2$).

Após a obtenção da potência fotovoltaica de pico conforme a Equação 12, aplica-se a Equação 9, substituindo o termo P_{FVNP} pelo termo P_{FV} , resultando, então, no Nível de Penetração Ótimo, capaz de produzir o maior efeito de redução do pico de demanda do sistema elétrico.

3.3.4 Dados de entrada para as simulações

A seleção de dias foi para o ano de 2013 até 2015, totalizando doze dias para análise, conforme se observa na Tabela 13, que inclui, também, os valores de demanda média máxima (P_{DMAX}), ajustados a partir dos valores extraídos do banco de dados de demanda em função do tempo para a cidade de Curitiba e região (ver item 2.3.1.1, página 57), fornecidos pela COPEL. Além disso, a Tabela 13 mostra o instante de ocorrência da demanda média máxima, a energia elétrica consumida diária medida no sistema elétrico de Curitiba (incluindo toda a região estudada) (E_{SE}), a irradiação solar diária do dia (H_{TOT}), a irradiância no instante do pico de demanda (Irradiância), o cenário base adotado para as simulações (EV+ELCO) e

sua respectiva potência fotovoltaica resultante (P_{FV}), a potência fotogerada pelo sistema fotovoltaico no instante da demanda média máxima (P) e, por fim, o desempenho instantâneo no instante da demanda média máxima (DI).

Na seleção dos dias críticos não foram escolhidos dias em que a demanda de potência da Região Metropolitana de Curitiba não representasse uma situação normal, considerada como sendo em dia útil (segunda a sexta-feira). Dessa forma, quando os dias de máxima e/ou mínima irradiação solar, bem como os dias de irradiação solar típica, foram encontrados como sendo em finais de semana, dia de feriado nacional, ou dias com outros eventos atípicos (jogo de futebol da seleção brasileira, por exemplo), optou-se por desconsiderar este dia, por não retratar o perfil da demanda de potência na maior parte do tempo, e fazer uma nova escolha do dia a ser analisado, mantendo-se o critério de máxima e mínima irradiação solar diária.

Tabela 13 – Dados para a simulação e análise dos cenários de geração fotovoltaica

Data	28/01/13	28/02/13	20/03/13	24/06/13	02/08/13	13/09/13	24/07/14	02/09/14	10/09/14	22/12/14	09/01/15	21/01/15
$P_{D\text{MAX}}$ (MW)	1573,70	1687,37	1589,73	1744,02	1666,97	1699,89	1683,33	1680,29	1676,75	1459,30	1762,57	1754,31
Instante (h)	14:00	14:45	16:30	17:30	11:15	11:15	16:30	17:15	16:30	11:15	14:15	14:00
E_{se} (GWh)	31,18	34,24	32,85	33,02	34,60	34,89	34,74	32,78	34,20	29,64	34,87	34,78
Htot (kWh/ m ² .dia)	8,11	5,75	1,22	0,30	4,71	6,347	0,91	3,44	8,87	0,43	8,78	4,81
Irradiân- cia (W/m ²)	1088	922	54	8	620	829,17	24	3	477	9	1047	630
Cenário base (EV+ ELCO) P_{FV} (kWp)	10,74	10,74	10,74	10,74	10,74	10,74	10,74	10,74	10,74	10,74	10,74	10,74
P (kW)	6,67	5,67	0,42	0,00	6,56	7,658	0,11	0,00	0,21	0	7,65	3,77
DI (%)	57,115	57,198	72,136	0,000	98,613	85,994	53,906	0,000	7,075	0	68,09	55,77

Fonte: O autor.

Onde:

P_{DMAX} : demanda média máxima, MW;

Instante: instante de tempo da ocorrência da demanda média máxima, h;

E_{SE} : energia elétrica consumida diária, medida no sistema elétrico da região estudada, GWh;

H_{TOT} : irradiação solar diária do dia, kWh/m²;

Irradiância: irradiância no instante do pico de demanda, W/m²;

Cenário base: sistemas fotovoltaicos em operação, EV (Escritório Verde) e ELCO Engenharia, e a respectiva potência fotovoltaica de pico resultante (P_{FV}), kWp;

P: potência fotogerada pelo sistema fotovoltaico no instante da demanda média máxima, kW;

DI: desempenho instantâneo no instante da demanda média máxima, %.

Uma observação a ser feita é que a Tabela 13 resume os dados coletados que são aplicados na metodologia deste trabalho, à saber: irradiação solar diária, que possibilita a escolha de dias críticos (máximo e mínimo potencial, além do potencial típico para a geração fotovoltaica); a composição do cenário base, constituído da operação conjunta do sistema fotovoltaico do Escritório Verde e da ELCO Engenharia; as informações referentes ao sistema elétrico de Curitiba e região estudada (curvas de carga). A aplicação das Equações 9, 10.4, 11 e 12, presentes no item 3.3.3 na página 82, e da Equação 13, presente no item 3.4.1 na página 88, foi através de informações contidas na Tabela 13.

As curvas de carga diárias foram elaboradas a partir das leituras de potência demandada ao longo do tempo, que são registradas em intervalos com periodicidade de 15 minutos, e constam para cada intervalo: o valor mínimo, máximo, instantâneo e médio de potência demandada, em MW. Esse intervalo de 15 minutos de periodicidade de leitura para os dados de demanda foi utilizado para toda a análise presente nesta dissertação. Os dados de demanda média fornecidos pela COPEL, bem como de potência fotogerada pelo cenário base, estão disponíveis no Anexo A e Anexo B.

3.4 ANÁLISE DA CONTRIBUIÇÃO ENERGÉTICA E AMBIENTAL

3.4.1 Redução do consumo energético

Em termos de redução do consumo energético, um parâmetro para análise dos resultados foi o Nível de Penetração Energético (NPE), calculado conforme a Equação 13.

$$NPE = \frac{E_{FVNP}}{E_{SE}} \times 100 \quad (13)$$

Onde:

E_{FVNP} : energia gerada pelo sistema fotovoltaico com determinado NP, ao longo de um ano (MWh);

E_{SE} : energia consumida pelo sistema elétrico da região estudada, ao longo de um ano (MWh).

Para estimativa da geração anual de energia para cada cenário de inserção proposto, foi utilizado o valor de irradiação diária média anual para a cidade de Curitiba, obtido a partir dos dados coletados de irradiação no plano horizontal, em 2012, 2013 e 2014 (INMET, 2014; SIMEPAR, 2014), e ajustados para o plano inclinado igual à latitude de 25° , através do software Radiasol (UFRGS, 2014). Esse valor é equivalente a 4,551 [kWh/m².dia]. A taxa de desempenho dos sistemas, encontrada na literatura internacional com o termo em inglês *performance ratio*, foi considerada igual a 0,75. A Equação 6 é modificada e mostrada na Equação 14, que permite o cálculo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico ao longo de um ano.

Em relação ao consumo de energia elétrica considerado para o período de um ano (E_{SE}), foi utilizado o valor registrado em 2014, equivalente a 4.951.764 MWh, ou 4,9 TWh (IPARDES, 2015).

$$E_{FVNP} = P_{FVNP} \times \frac{H_{TOT}}{G} \times 365 \times TD \quad (14)$$

Onde:

E_{FVNP} : energia gerada pelo sistema fotovoltaico, com um certo Nível de Penetração, ao longo do ano (kWh);

P_{FVNP} : Potência fotovoltaica de pico, definida em função do NP (kWp);

H_{TOT} : irradiação solar diária média anual para a cidade de Curitiba, considerada igual a 4,551 (kWh/m².dia);

G: irradiância nas Condições Padrão de Teste (1 kW/m²);

TD: taxa de desempenho ou rendimento global do sistema, considerada igual a 0,75.

3.4.2 Emissões de GEEs evitadas

O Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) apresenta, desde o ano de 2006, fatores médios de emissão de CO₂ do Sistema Interligado Nacional (SIN), utilizando duas metodologias distintas: uma para ser usada em projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e outra para ser usada em inventários. Considerando o caráter científico desta pesquisa, optou-se pela primeira metodologia, por considerar a combinação do fator de emissão da margem de operação, que quantifica as emissões associadas à energia despachada no SIN, além do fator de emissão da margem de construção, que traz as emissões associadas às últimas usinas construídas. A metodologia para inventários considera um fator médio de emissão que corresponde à divisão entre o total de energia gerada no SIN e a soma das emissões do SIN, portanto, trata de um resultado aproximado e que não reflete as particularidades de cada mês de operação (MCTI, 2014).

Esta pesquisa apresentou uma revisão de literatura que envolveu o Potencial de Aquecimento Global de diferentes fontes para geração de energia elétrica, que estão presentes na matriz elétrica do Paraná, e os resultados mostraram uma variabilidade enorme, pois as metodologias aplicadas nos diversos estudos foram diferentes. Assim sendo, a metodologia utilizada nesta pesquisa optou pela simplificação, justificada pela complexidade dos estudos envolvendo as emissões de CO₂ equivalente ao longo do ciclo de vida das diversas fontes para geração de energia elétrica, bem como a dificuldade em obter todas as informações necessárias. Logo, este estudo trata das emissões de CO₂ equivalente evitadas na geração fotovoltaica, pois durante a geração as emissões são nulas, para os diferentes cenários de inserção propostos.

O fator de emissão de CO₂, utilizado para a conversão da energia elétrica fotogerada em termos de emissão de CO₂ evitada, corresponde ao fator de emissão da linha de base, que consiste em uma margem combinada, que adota um peso para a margem de operação e margem de construção, sendo estes valores distintos e equivalentes a 75% e 25%, respectivamente (MCTI, 2007). Foi feita uma média

aritmética dos fatores de emissão da margem combinada, obtidos de 2006 até 2014, conforme a Tabela 14, resultando no fator de emissão de CO₂ da linha de base utilizado nesta pesquisa, equivalente a 363,9944 kgCO₂/MWh (MCTI, 2015).

Tabela 14 - Fator de emissão de CO₂ no SIN

Ano	Margem de construção	Margem de operação	Margem combinada
	Fator de emissão médio (kg CO ₂ /MWh)	Fator de emissão médio (kg CO ₂ /MWh)	Fator de emissão na linha de base (kgCO ₂ /MWh)
2006	81,40	323,23	262,77
2007	77,50	290,90	237,55
2008	145,80	476,57	393,88
2009	79,40	247,57	205,52
2010	140,40	478,67	394,10
2011	105,60	291,96	245,37
2012	201,00	517,62	438,46
2013	271,30	593,19	512,72
2014	296,30	583,66	511,82
Média			363,99

Fonte: MCTI (2015), adaptado.

3.5 PARÂMETRO DE ANÁLISE DA CURVA DE CARGA

Foram simuladas as curvas de geração fotovoltaica para os cenários propostos e, em seguida, essas curvas foram sobrepostas às curvas de carga do sistema elétrico de Curitiba, produzindo curvas de carga resultantes. Essas curvas resultantes permitiram identificar a contribuição da geração fotovoltaica em termos de redução do pico de demanda.

3.5.1 Redução do pico de demanda

Um parâmetro que foi aplicado para análise dos resultados foi o Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC), que de acordo com Jardim (2007) e Rebechi (2008), é um modelo determinístico que mostra a contribuição da geração fotovoltaica em reduzir o pico de demanda ocorrido num certo instante. É calculado de forma adaptada de Rüther *et al.* (2008), conforme a Equação 15.

$$FECC = \frac{P_{D_{MAX}} - P_{D_{MAXFV}}}{P_{FVNP}} \times 100 \quad (15)$$

Onde:

FECC: Fator Efetivo de Capacidade de Carga, %;

$P_{D_{MAX}}$: Potência demandada máxima no dia sem a contribuição fotovoltaica (MW);

$P_{D_{MAXFV}}$: Potência demandada máxima no dia com a contribuição fotovoltaica (MW);

P_{FVNP} : Potência fotovoltaica de pico, definida em função do NP (MWp).

4 RESULTADOS

4.1 ANÁLISE SOB A PERSPECTIVA DE REDUÇÃO DO CONSUMO ENERGÉTICO E REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO₂

Os dados completos de demanda média de potência da RMC para cada instante de tempo encontram-se no Anexo A deste trabalho, juntamente com os dados de potência fotogerada pelo sistema fotovoltaico do cenário base. As curvas que mostram os perfis de demanda média de potência para cada instante de tempo, além dos perfis de potência fotogerada pelo sistema fotovoltaico do cenário base, encontram-se no Anexo B.

4.1.1 Condição de máxima irradiação

Os resultados obtidos para os dias de máxima irradiação no verão, que foram os dias 28/01/2013 e 09/01/2015, são mostrados na Figura 21 e Figura 22. Pode-se notar o rebaixamento do pico de demanda e da demanda ao longo do intervalo de operação do sistema fotovoltaico, de forma geral a partir das 7 horas até às 18:00 h, sendo no dia 28/01/2013 entre às 8 h e 18:30 h.

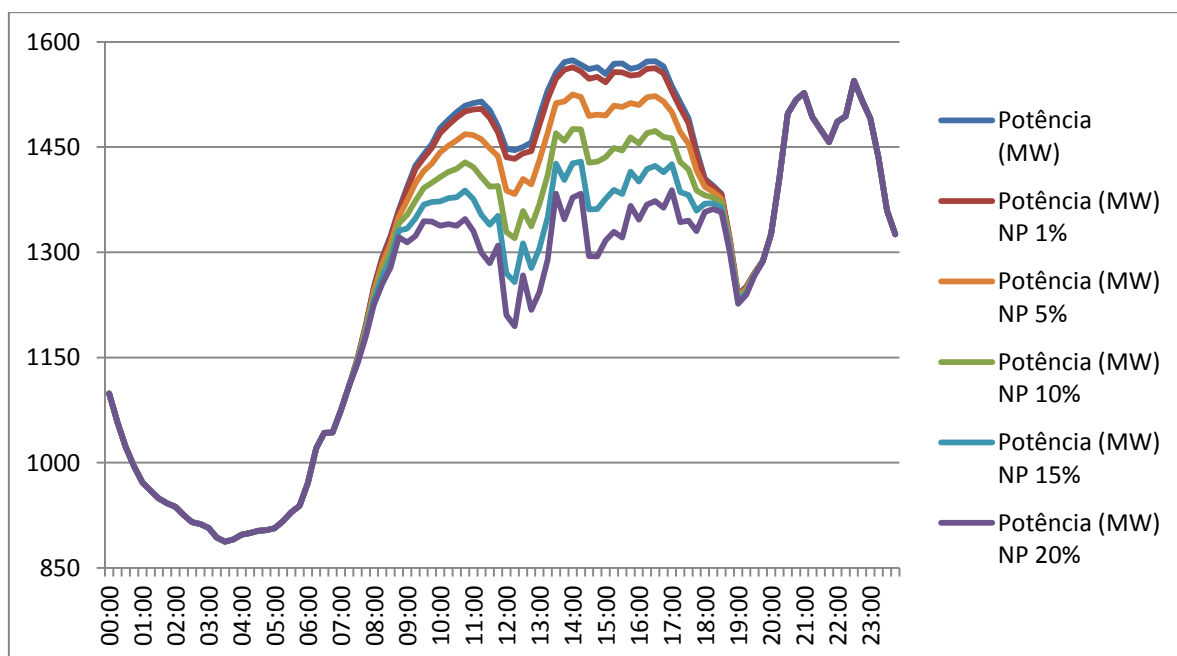


Figura 21 - Curvas de carga: original e simulações do dia 28/01/2013
Fonte: O autor.

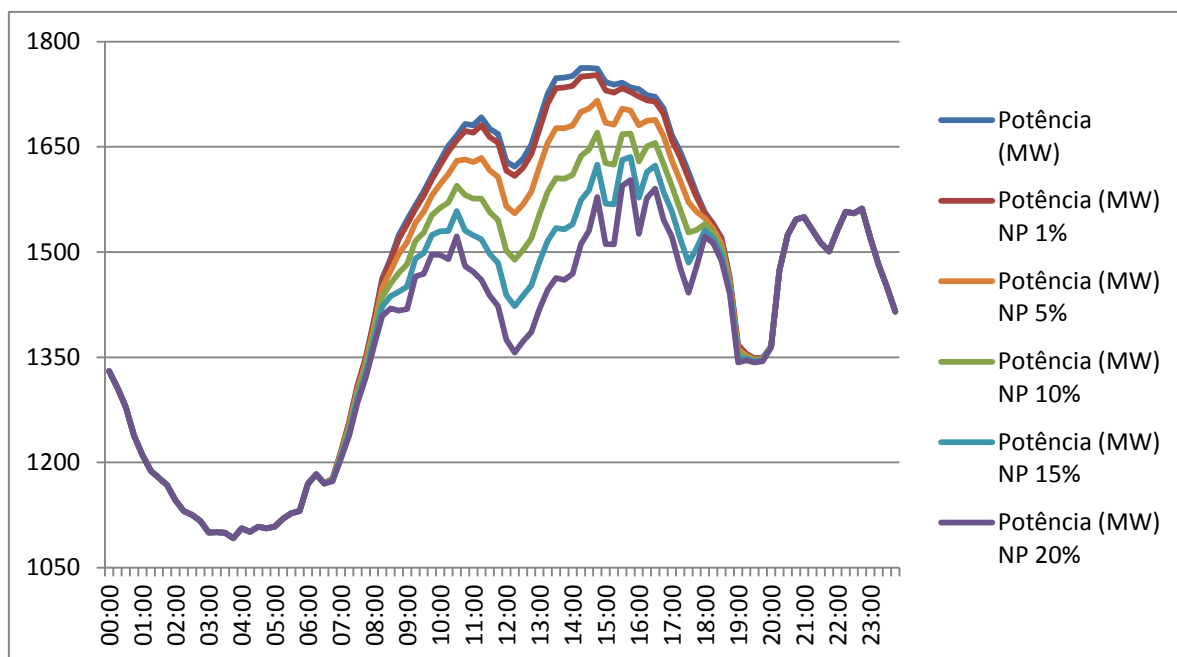


Figura 22 - Curvas de carga: original e simulações do dia 09/01/2015
Fonte: O autor.

A análise que segue considera a contribuição da geração fotovoltaica, que é traduzida em um montante de energia que deixa de ser consumido do sistema elétrico convencional, o que promove benefícios sob a perspectiva ambiental, quando se consideram as emissões de CO₂ provenientes da geração de energia elétrica do SIN. Para estes dias analisados, são aplicadas as Equações 11, 12 e 9, das páginas 81, 82 e 83, obtendo-se um NP considerado ótimo e, percebe-se que para este NP ótimo, equivalente a 2,9757%, que corresponde a 46,828 MWp, e um NP de 1%, que corresponde a 17,626 MWp, para os dias 28/01/2013 e 09/01/2015, respectivamente, a geração de energia foi 265,7 MWh e 95,3 MWh, ao passo que as emissões de CO₂ evitadas totalizam 96,7 e 34,7 toneladas diárias.

A energia economizada projetada para o ano é de 58,3 GWh e 22,0 GWh, conforme a Equação 14 da página 81, totalizando 21.235 toneladas e 7.993 toneladas de CO₂ evitadas. O NPE anual, referente ao consumo de energia elétrica em Curitiba, equivale a 1,18% e 0,44%, para os dias 28/01/2013 e 09/01/2015, respectivamente (consumo de energia elétrica anual de 4,9 TWh, conforme item 3.4.1).

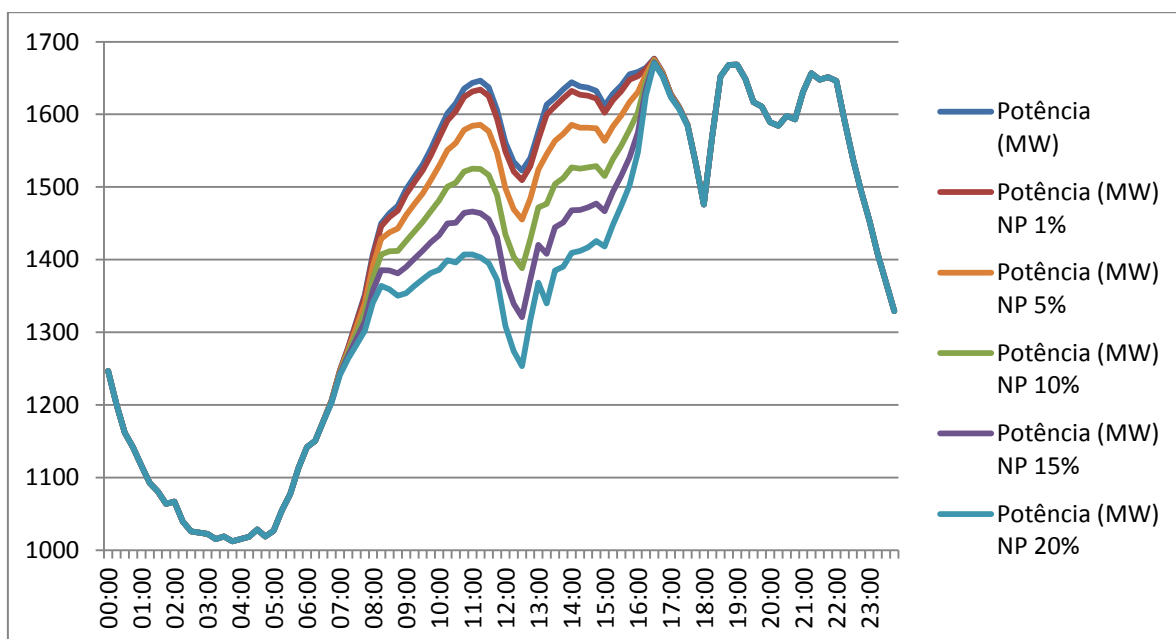
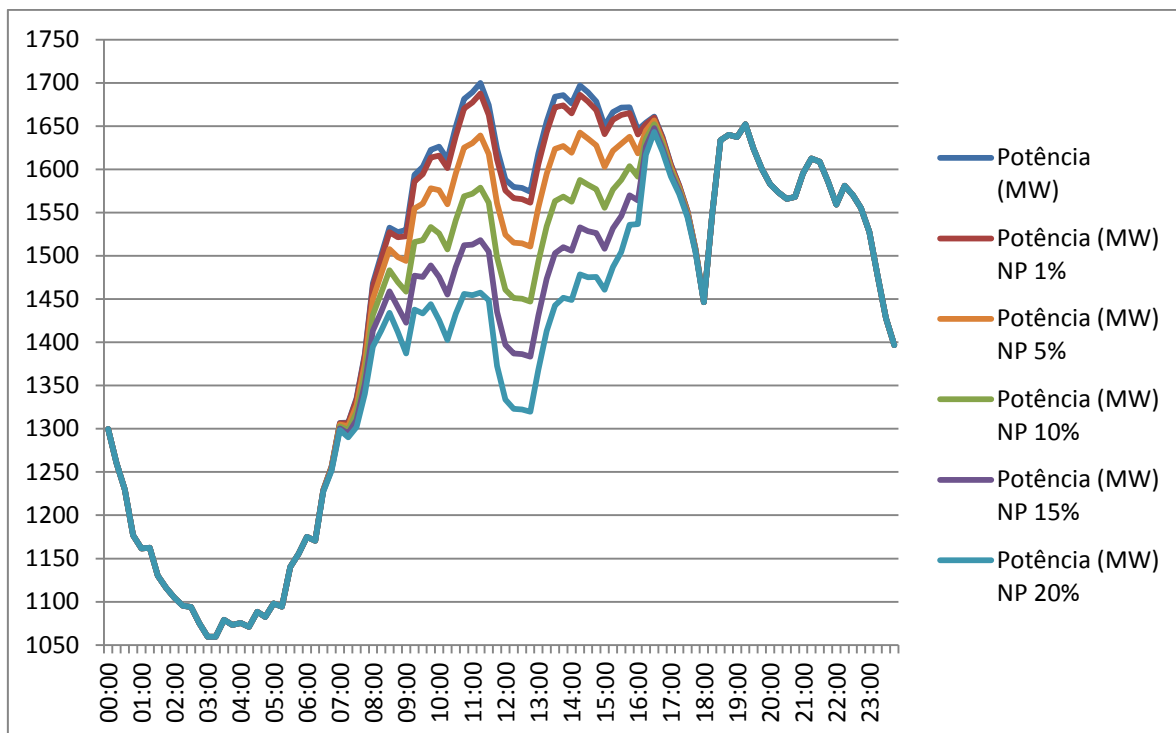
Na Figura 23 e na Figura 24, pode-se observar a contribuição da geração fotovoltaica a partir das curvas que foram simuladas para os diferentes NPs, resultando nas curvas de carga rebaixadas que podem ser observadas. O comportamento característico de inverno é percebido com o intervalo de operação

do sistema fotovoltaico sendo reduzido para até por volta das 16 h. No dia 13/09/2013 o instante de ocorrência da máxima demanda foi às 11:15 h, então são aplicadas as Equações 11, 12 e 9, das páginas 81, 82 e 83, obtendo-se um FECC máximo até o NP equivalente a 2,4%, ou 40,797 MWp.

Para o dia 10/09/2014, a demanda máxima ocorreu às 16:30 h, o que viabilizou a aplicação das Equações 11, 12 e 9, resultando no NP ótimo equivalente a 25,0167%, ou seja, 419,467 MWp. Este valor de NP ótimo é cerca de nove vezes superior ao obtido para o dia 28/01/2013 (situação de verão), fato justificado pelo baixo Desempenho Instantâneo percebido no instante da demanda máxima, que foi próximo a 7%, o que é consequência da baixa irradiância neste instante (16:30 h), cerca de 477 W/m² (ver a Tabela 13, página 81).

Para estes dias analisados, já que no primeiro caso existe um FECC máximo até um NP de 2,4%, e no segundo caso, o FECC mantém-se máximo até o NP de 25,0167%, observou-se os resultados: potência fotovoltaica de pico correspondente a 40,797 MWp e 419,467 MWp, para os dias 13/09/2013 e 10/09/2014, respectivamente, associadas a geração de energia de 200,3 MWh e 2072,3 MWh, ao passo que as emissões de CO₂ evitadas totalizam 72,9 e 754,3 toneladas diárias.

Para a projeção de geração anual, tem-se 50,8 GWh e 522,6 GWh de energia gerada pelo sistema fotovoltaico, o que representa 18.501 toneladas e 190.219 toneladas anuais de emissões de CO₂ evitadas e um NPE anual de 1,03% e 10,55%, respectivamente.



4.1.2 Condição de mínima irradiação

Os resultados obtidos para os dias de mínima irradiação no verão, que foram os dias 20/03/2013 e 22/12/2014, são mostrados na Figura 25 e Figura 26. Pode-se notar, conforme esperado devido à baixa irradiação, que a contribuição em termos de rebaixamento do pico de demanda e da demanda ao longo do intervalo de operação do sistema fotovoltaico foi muito baixa.

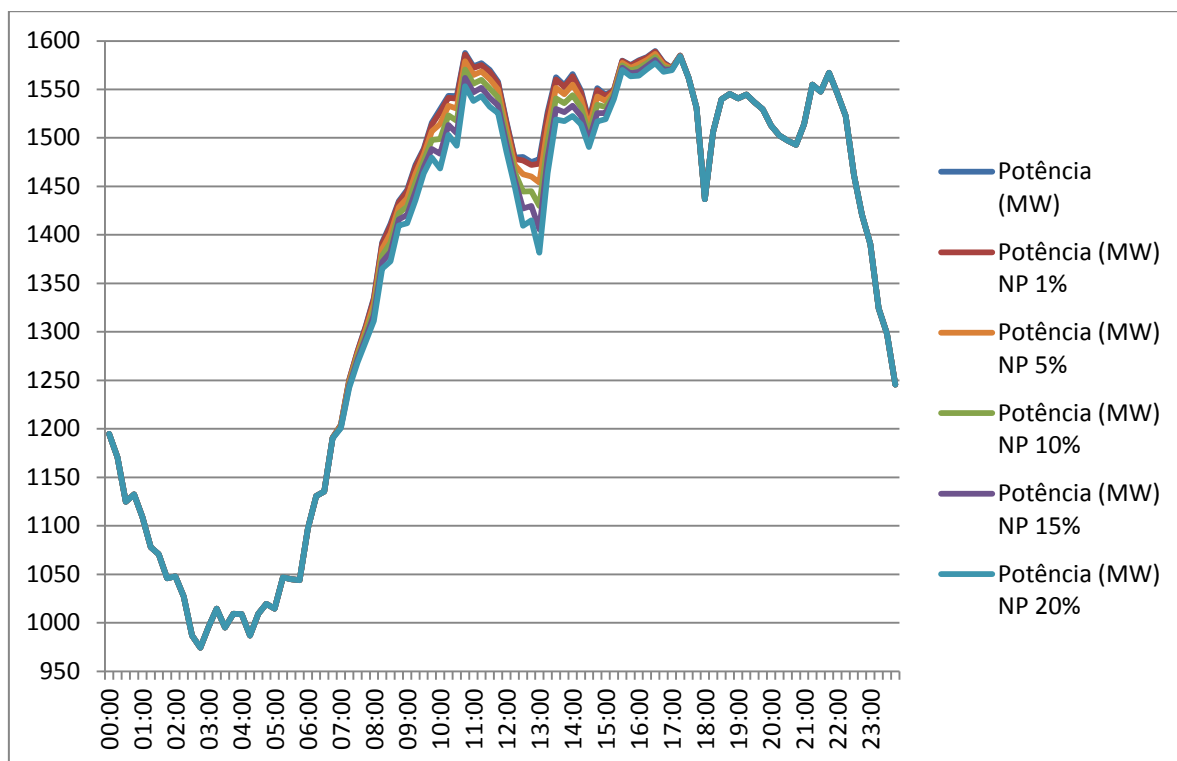


Figura 25 - Curvas de carga: original e simulações do dia 20/03/2013

Fonte: O autor.

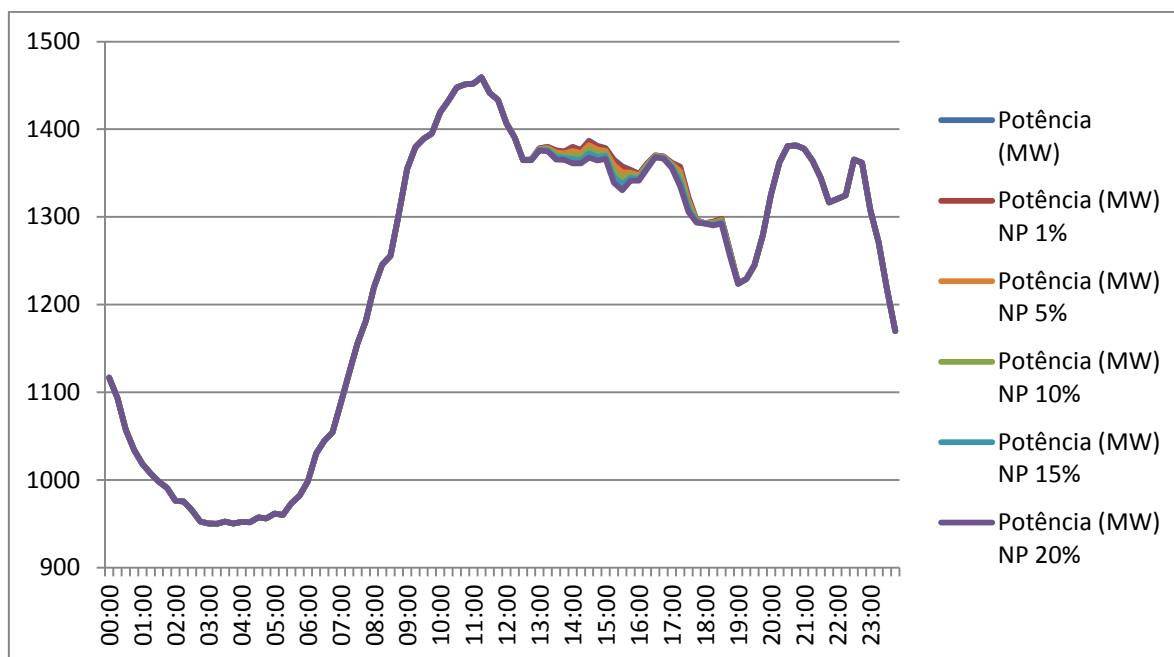


Figura 26 - Curvas de carga: original e simulações do dia 22/12/2014

Fonte: O autor.

Para estes dias analisados, percebe-se que a aplicação das Equações 11, 12 e 9, das páginas 81, 82 e 83, objetivando encontrar o NP ótimo, levam a um resultado de 36,3728%, correspondente a uma potência fotovoltaica de 578,229 MWp, para o dia 20/03/2013, ao passo que para o dia 22/12/2014 o valor de irradiância muito baixo no instante do pico de demanda, às 11:15 h, equivalente a 14,88 W/m², resultou em um desempenho instantâneo considerado nulo, não sendo possível aplicar as Equações.

Desta forma, optou-se por apresentar os resultados para um NP próximo ao NP que resultou em FECC máximo nos casos observados no verão (28/01/2013, 28/02/2013, 09/01/2015 e 21/01/2015), considerado aqui como 3%, correspondendo a uma potência fotovoltaica de pico equivalente a 47,692 MWp e 43,779 MWp, para 20/03/2013 e 22/12/2014, respectivamente, sendo que em termos de geração de energia e emissões de CO₂ evitadas diárias, obteve-se 48,5 MWh e 17,7 toneladas de CO₂, em 20/03/2013, e 10,0 MWh e 3,6 toneladas, em 22/12/2014. A energia economizada projetada para o ano é de 59,4 GWh e 54,5 GWh, totalizando 21.627 toneladas e 19.853 toneladas de CO₂ evitadas, além de um NPE anual, referente ao consumo de energia elétrica em Curitiba, de 1,23% e 1,11%, respectivamente.

Os resultados obtidos, em relação à geração de energia e redução de emissões de CO₂ diárias, obviamente, são bem inferiores em relação à situação de

máxima irradiação. A estimativa da geração de energia anual, no entanto, foi calculada adotando-se a irradiação diária média anual, portanto, as baixas irradiações ocorridas em dias específicos, sendo quatro dias apresentados neste trabalho, não refletem a produtividade que se pode esperar de sistemas fotovoltaicos ao longo do ano.

Em se tratando do mínimo potencial durante o inverno, os dias selecionados, 24/06/2013 e 24/07/2014, são mostrados nas Figura 27 e Figura 28, em que fica nítida a baixíssima contribuição para diferentes NPs, sendo que com um NP de 3%, condição que foi assumida para as análises anteriores, obter-se-ia uma geração diária estimada de 4,5 MWh e 28,7 MWh, respectivamente. Para o dia 24/06/2013, a obtenção do NP ótimo não é possível, pois a irradiância no instante do pico de demanda, que foi às 17:30 h, foi quase nula (8 W/m^2), ao passo que no dia 24/07/2014, a aplicação das Equações 11, 12 e 9 (páginas 81, 82 e 83), resultou num NP ótimo de 291,8%, que é inviável tecnicamente, por se tratar de uma potência fotovoltaica de pico cerca de três vezes superior a demanda máxima do sistema elétrico, sendo que a justificativa permanece a baixa irradiância ($23,91 \text{ W/m}^2$) no instante da demanda máxima, às 16:30 h, o que leva a potências fotovoltaicas de pico muito elevadas para garantir a redução da demanda máxima.

As emissões de CO_2 evitadas totalizam 1,6 e 10,4 toneladas diárias, para o NP de 3%, considerando os dias de mínima irradiação no inverno de 2013 e 2014, respectivamente. A geração estimada anual equivale a 65,2 GWh e 62,9 GWh, sendo que as emissões evitadas são quantificadas em 23.726 toneladas e 22.900 toneladas anuais de CO_2 evitado, ao passo que o NPE anual, referente ao consumo de energia elétrica em Curitiba, equivale a 1,33% e 1,28%, respectivamente.

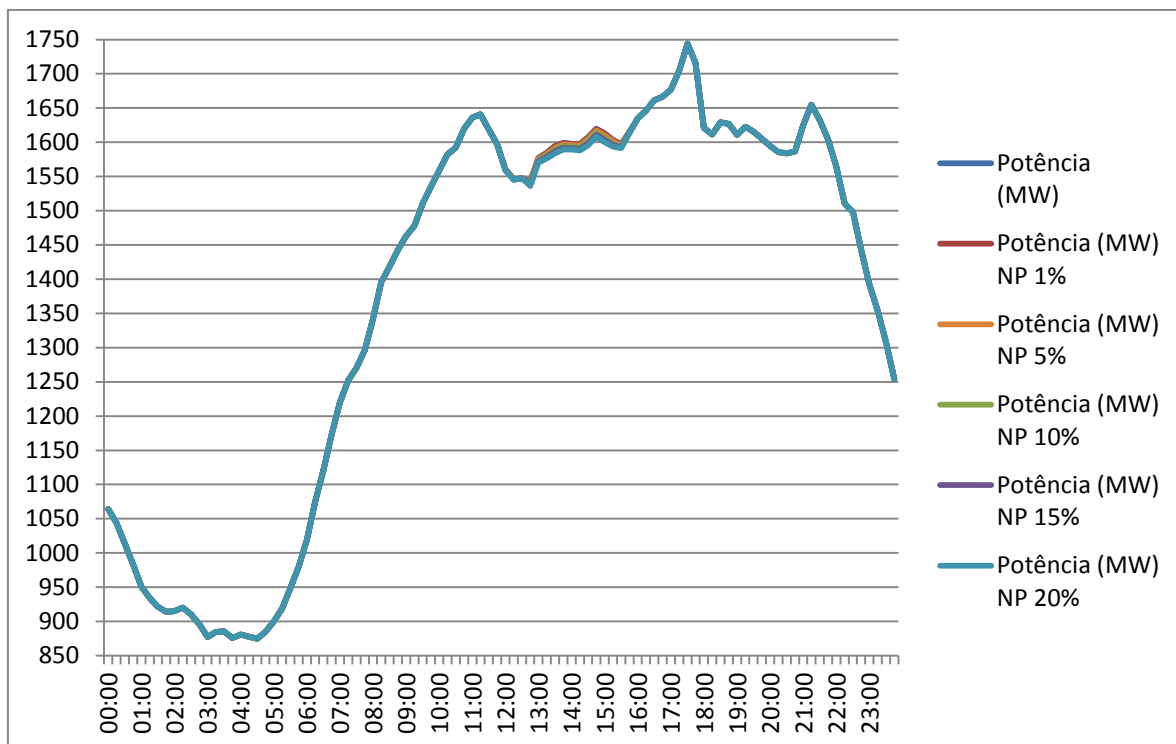


Figura 27- Curvas de carga: original e simulações do dia 24/06/2013
Fonte: O autor.

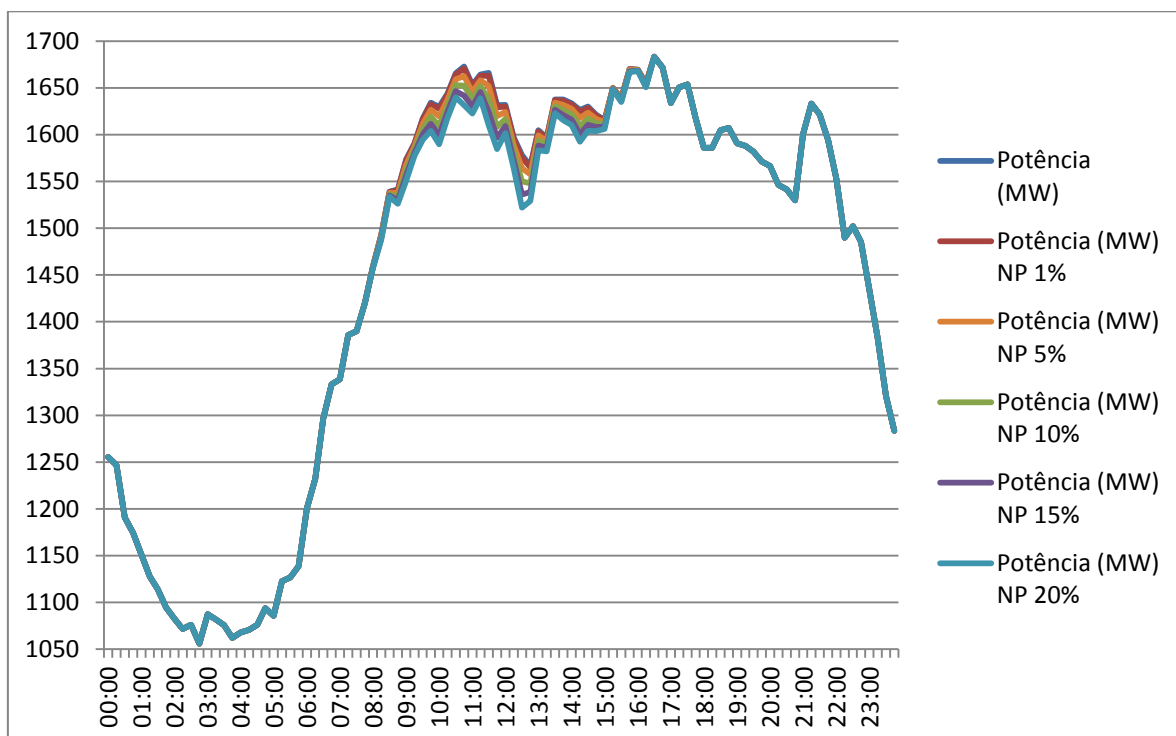
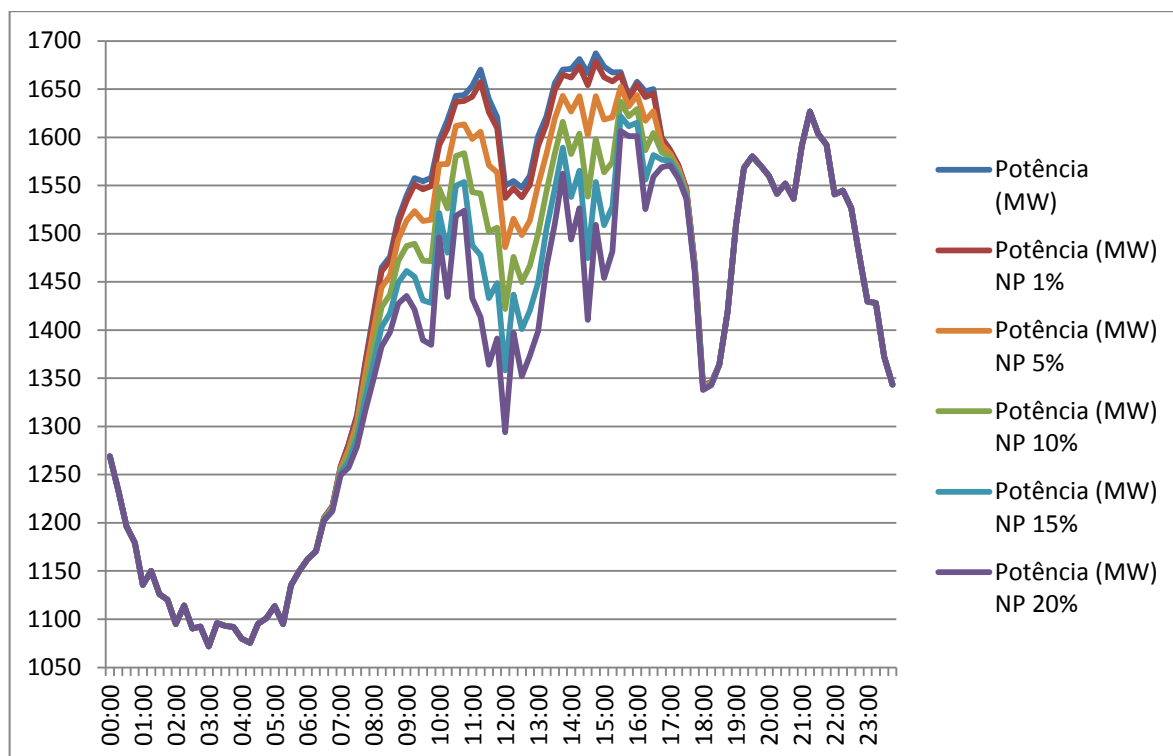


Figura 28 - Curvas de carga: original e simulações do dia 24/07/2014
Fonte: O autor.

4.1.3 Condição de irradiação típica

Os resultados obtidos para os dias de irradiação típica no verão, que foram os dias 28/02/2013 e 21/01/2015, são mostrados na Figura 29 e Figura 30. Pode-se notar o rebaixamento do pico de demanda e da demanda ao longo do intervalo de operação do sistema fotovoltaico, de forma geral entre às 7:45 horas até às 17:00 h, sendo no dia 21/01/2015 entre às 8 h e 17:30 h.



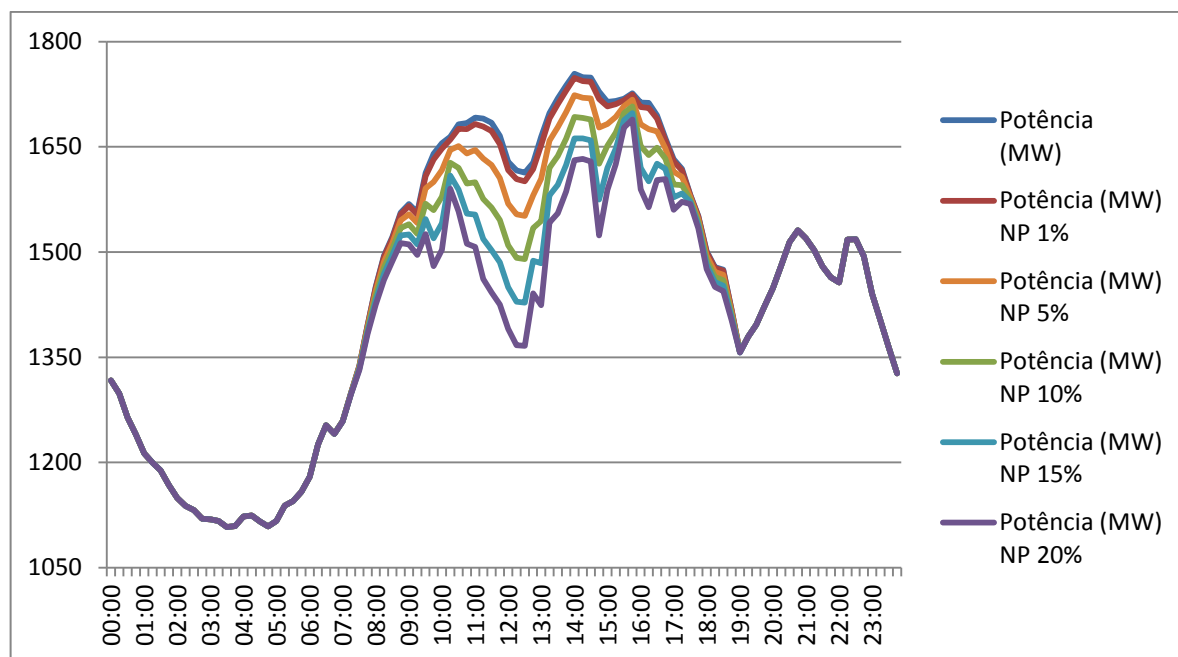


Figura 30 - Curvas de carga: original e simulações do dia 21/01/2015
Fonte: O autor.

Para estes dias analisados, percebe-se que para um NP de 3,3% tem-se o maior FECC no dia 28/02/2013, ao passo que no dia 21/01/2015 o maior FECC ocorre até o NP de 6,5%, conforme se observa no capítulo 4.2.5, Figura 43 e Figura 44, portanto, a potência fotovoltaica de pico é equivalente a 55,683 MWp e 114,030 MWp, para os dias 28/02/2013 e 21/01/2015, respectivamente, sendo que a geração de energia foi 229,8 MWh e 415,0 MWh, ao passo que as emissões de CO₂ evitadas totalizam 83,6 e 151,0 toneladas diárias.

A energia economizada projetada para o ano é de 69,4 GWh e 142,1 GWh, totalizando 25.251 toneladas e 51.710 toneladas de CO₂ evitadas e um NPE anual de 1,40% e 2,87%, respectivamente.

Os resultados obtidos para os dias de irradiação típica no inverno, que foram os dias 02/08/2013 e 02/09/2014, são mostrados na Figura 31 e Figura 32. Pode-se notar o rebaixamento do pico de demanda e da demanda ao longo do intervalo de operação do sistema fotovoltaico, de forma geral entre às 7:30 horas até às 16:30 h, sendo no dia 02/09/2014 entre às 8:00 h e 16:00 h.

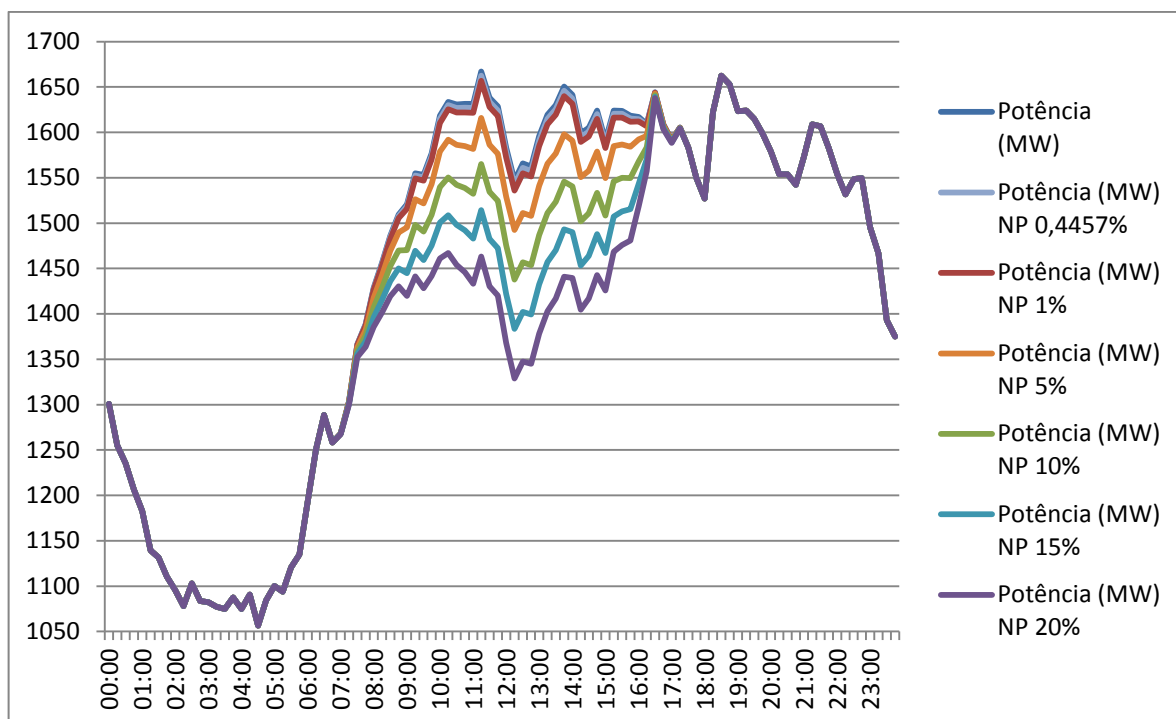


Figura 31 - Curvas de carga: original e simulações do dia 02/08/2013
Fonte: O autor.

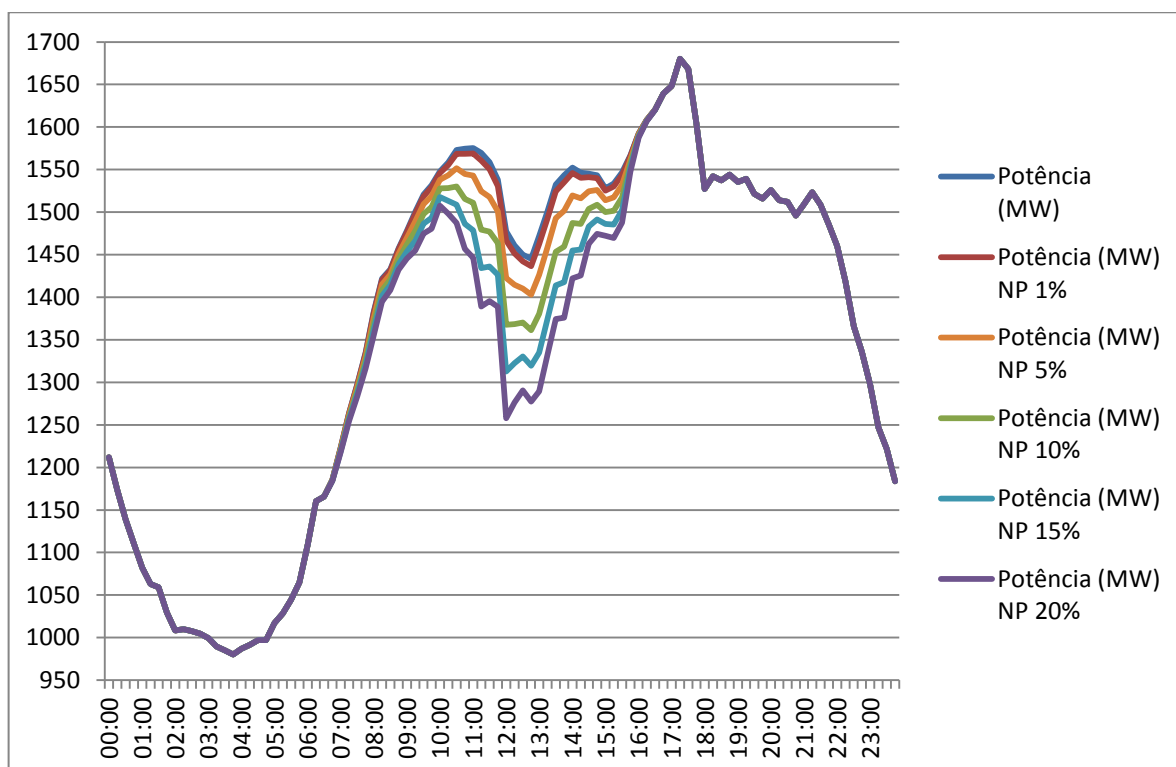


Figura 32 - Curvas de carga: original e simulações do dia 02/09/2014
Fonte: O autor.

A partir da aplicação das Equações 11, 12 e 9 (páginas 81, 82 e 83), obteve-se um NP ótimo de 0,4457%, equivalente a uma potência fotovoltaica de pico de 7,431 MWp, para o dia 02/08/2013, fato que se explica pela pequena diferença

observada entre a demanda máxima, equivalente a 1666,97 MW às 11:15 h, e a demanda máxima fora do período de geração fotovoltaica, equivalente a 1662,43 MW às 18:30 h. Por outro lado, no dia 02/09/2014 não é possível aplicar as Equações 11, 12 e 9, uma vez que a demanda máxima ocorreu às 17:15 h, instante em que a irradiância estava quase igual a zero ($2,77 \text{ W/m}^2$), portanto o desempenho instantâneo do sistema fotovoltaico foi praticamente desprezível.

A potência fotovoltaica de pico para este NP de 0,4457%, que resultou no maior FECC em 02/08/2013, corresponde a 7,430 MWp, enquanto que no dia 02/09/2014, optou-se por apresentar resultados para o NP de 3%, que corresponde a 50,409 MWp, sendo a geração de energia equivalente a 30,8 MWh e 122,6 MWh, ao passo que as emissões de CO_2 evitadas totalizam 11,2 e 44,6 toneladas diárias, respectivamente. A energia economizada projetada para o ano é de 9,3 GWh e 62,8 GWh, totalizando 3.369 toneladas e 22.859 toneladas de CO_2 evitadas, além de um NPE anual de 0,19% e 1,28%, respectivamente.

4.1.4 Síntese dos principais resultados

A seguir, são apresentados os principais resultados oriundos da metodologia aplicada nesta pesquisa, que tem por objetivo quantificar o potencial da energia solar fotovoltaica para uma região de análise. Pretende-se, com isto, constituir uma ferramenta aliada ao planejamento estratégico e estudo dos cenários envolvendo a utilização da energia solar fotovoltaica. A Tabela 15 e a Tabela 16 ilustram resultados referentes a dois parâmetros observados com o intuito de estabelecer um Nível de Penetração adequado para a energia solar fotovoltaica: o FECC máximo, que corresponde à máxima contribuição em termos de capacidade adicional do sistema elétrico, devido à geração fotovoltaica; o NP ótimo, que representa a máxima redução no pico de demanda que a geração fotovoltaica pode efetuar.

Pode-se constatar que os dias 28/01/2013, 02/08/2013 e 10/09/2014, o parâmetro FECC máximo teve um Nível de Penetração que correspondeu ao Nível de Penetração Ótimo, além disso é possível constatar que no ano de 2013, com a exceção do dia 02/08, o intervalo de potência fotovoltaica instalada entre 40,797 MWp e 55,683 MWp remeteu aos valores de FECC acima de 50%, considerando dias de máxima irradiação e irradiação típica, para o inverno e verão. Aplicando essa faixa de valores de potência fotovoltaica para o período de verão de 2014 para 2015,

observou-se também um FECC acima de 50%, exceto no dia 21/01, em que o FECC manteve-se constante e igual a 35,12% até o valor de 114,03 MWp.

O item 4.2 explora com maior profundidade o comportamento do parâmetro FECC para os dias analisados nesta pesquisa.

Tabela 15 - Principais resultados de análise considerando o FECC máximo

Data	FECC máximo (%)	NP (%)	P_{FVNP} (MWp)	E_G (MWh/dia)	Emissões (tCO ₂ /dia)
28/01/2013	62,14	2,9757	46,83	265,73	96,70
28/02/2013	52,77	3,3000	55,68	229,79	83,60
20/03/2013	3,93	8,3000	131,95	134,35	49,90
24/06/2013	0,00				
02/08/2013	61,10	0,4457	7,43	30,80	11,20
13/09/2013	71,30	2,4000	40,80	200,27	72,90
24/07/2014	0,10	1,0000	16,83	9,56	3,50
02/09/2014	0,00				
10/09/2014	1,97	25,0167	419,47	2072,26	754,30
22/12/2014	0,00				
09/01/2015	58,41	1,0000	17,63	95,32	34,70
21/01/2015	35,12	6,5000	114,03	414,99	151,00

Fonte: O autor.

Tabela 16 - Principais resultados de análise considerando o NP Ótimo

Data	NP ótimo (%)	FECC (%)	P_{FVNP} (MWp)	E_G (MWh/dia)	Emissões (tCO ₂ /dia)
28/01/2013	2,9757	62,14	46,83	265,73	96,70
28/02/2013	13,5000	26,65	227,80	940,04	342,20
20/03/2013	36,3728	1,16	578,23	588,75	214,30
24/06/2013	-				
02/08/2013	0,4457	61,10	7,43	30,80	11,20
13/09/2013	9,8690	28,41	167,76	823,54	300,00
24/07/2014	-				
02/09/2014	-				
10/09/2014	25,0167	1,97	419,47	2072,26	754,30
22/12/2014	-				
09/01/2015	26,0600	43,51	459,33	2483,95	904,10
21/01/2015	36,2682	15,09	636,26	2315,51	842,80

Fonte: O autor.

Onde:

P_{FVNP} : potência fotovoltaica de pico, definida em função do NP (MWp);

E_G : Energia elétrica fotogerada para o NP considerado (MWh/dia);

Emissões: representa o montante de emissões de CO₂ evitado com a geração fotovoltaica para o respectivo NP (tCO₂/dia).

4.2 ANÁLISE SOB A PERSPECTIVA DO FECC

4.2.1 Dias de máxima irradiação no verão

Para estes dias, a alta irradiação proporcionou elevada contribuição do sistema fotovoltaico simulado, que foi capaz de deslocar o pico de demanda que ocorreu às 14 h, equivalente a 1573,70 MW, para o instante 22:30 h, equivalente a 1544,60 MW, no dia 28/01/2013. Ao passo que no dia 09/01/2015, a demanda máxima ocorrida às 14:15 h, equivalente a 1762,57 MW, foi deslocada para às 14:45 h para um NP de 1% e foi deslocada novamente, para às 15:45 h, atingindo 1662,01 MW, para um NP de 11%. As Equações 11, 12 e 9, das páginas 81,82 e 83, devido a estas mudanças do instante do pico de demanda, tiveram que ser aplicadas novamente toda vez que este instante sofreu modificação. Dessa forma, a aplicação para o instante das 15:45 h levou a um resultado para o NP ótimo equivalente a 26,06%, que implica em uma potência fotovoltaica do sistema de 459,2995 MWp.

Fato notável foi o significativo FECC obtido para o NP ótimo do dia 28, equivalente a 62,1%, que pode ser explicado pela elevada irradiação solar diária neste dia, além da demandada média máxima, aqui considerada a demanda máxima, ter sido a segunda menor entre todos os dias considerados (a menor foi equivalente a 1459,3 MW, dia 22/12/2014), além de ter ocorrido num horário próximo da máxima irradiância, o que favoreceu a contribuição da geração fotovoltaica.

No dia 09 observou-se que o FECC apresentou um comportamento decrescente, o que foi característico deste dia com elevada demanda por energia elétrica e a irradiância com um comportamento em que o pico ocorrido às 13 h foi decrescendo numa proporção mais acelerada em relação à curva de carga, que se manteve com valores elevados às 14:45 h e às 15:45 h (cerca de 1,5% abaixo do pico de demanda das 14 horas). Para o NP ótimo calculado, equivalente a 26,06%, o FECC é estimado em 43,5%. Tal análise, para estes dias de máxima irradiação no verão, pode ser constatada a partir da Figura 33 e Figura 34.

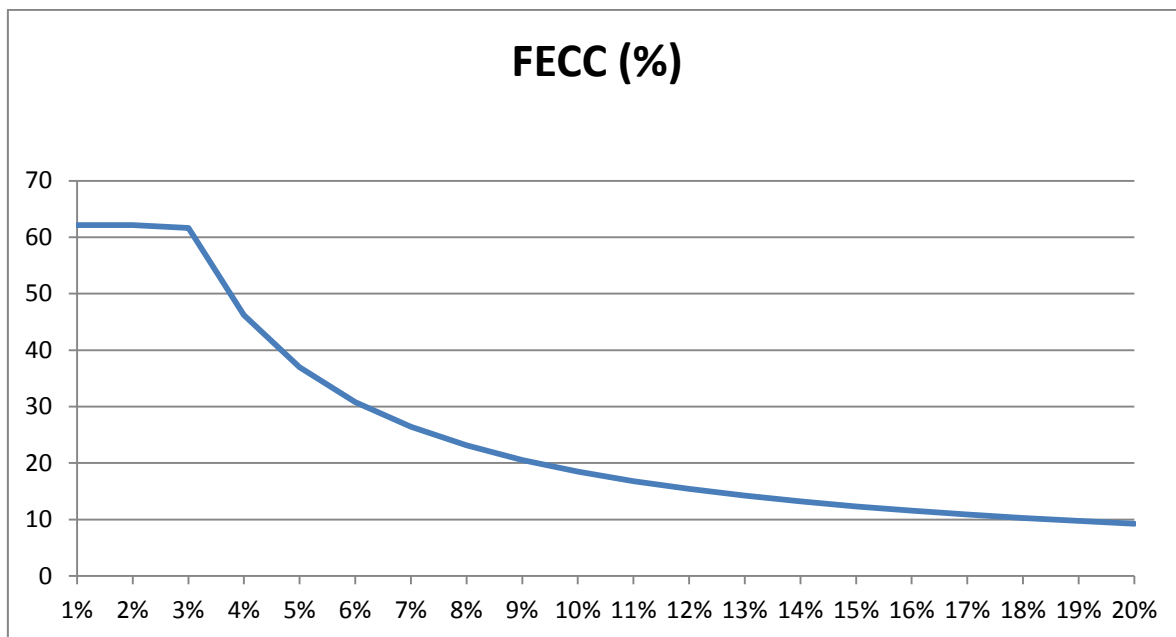


Figura 33 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 28/01/2013

Fonte: O autor.

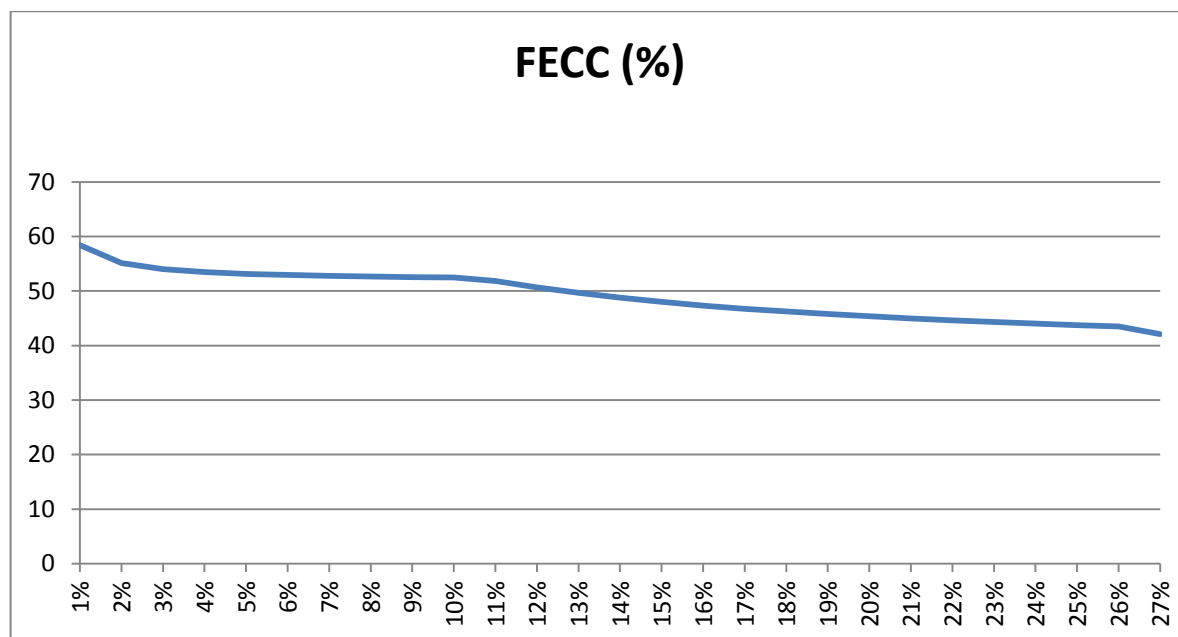


Figura 34 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 09/01/2015

Fonte: O autor.

4.2.2 Dias de máxima irradiação no inverno

O dia 13/09/2013, ilustrado na Figura 35, retratou uma situação em que o pico de demanda ocorreu às 11 horas e 15 minutos e equivalente a 1699,89 MW, ou seja, foi possível atuar sobre este pico utilizando a geração fotovoltaica. Para o NP de 2,4% o pico permaneceu às 11:15 h, havendo FECC máximo e igual a 71,31% neste intervalo, sendo que a partir deste NP o pico passa para às 14:15 h e muda,

novamente, entre o NP de 3% e 4%, para às 16:30 h. Quando se atinge um NP de 9,8690%, correspondente a 167,7621 MWp, ocorre a redução do pico de demanda no período diurno (até às 18 h) até o patamar do pico de demanda no período noturno (entre às 18h e 23:59), valor equivalente a 1652,2 MW, com um FECC igual a 28,4%.

Por outro lado, no dia 10/09/2014 mostrado na Figura 36, o pico de demanda foi às 16:30 h, de forma que foi possível reduzi-lo ao patamar de demanda máxima ocorrida a noite, para um NP ótimo de 25,02%. A demanda máxima inicial, equivalente a 1676,75 MW, foi reduzida ao patamar ocorrido às 19 h, equivalente a 1668,47 MW, com um FECC de 1,97%. Convém observar a elevada potência fotovoltaica necessária para este cenário, da ordem de 419,5 MW, que é justificada pela irradiância baixa no instante da demanda máxima, que resulta em uma baixa contribuição da geração fotovoltaica (ver item 4.1.1, página 92).

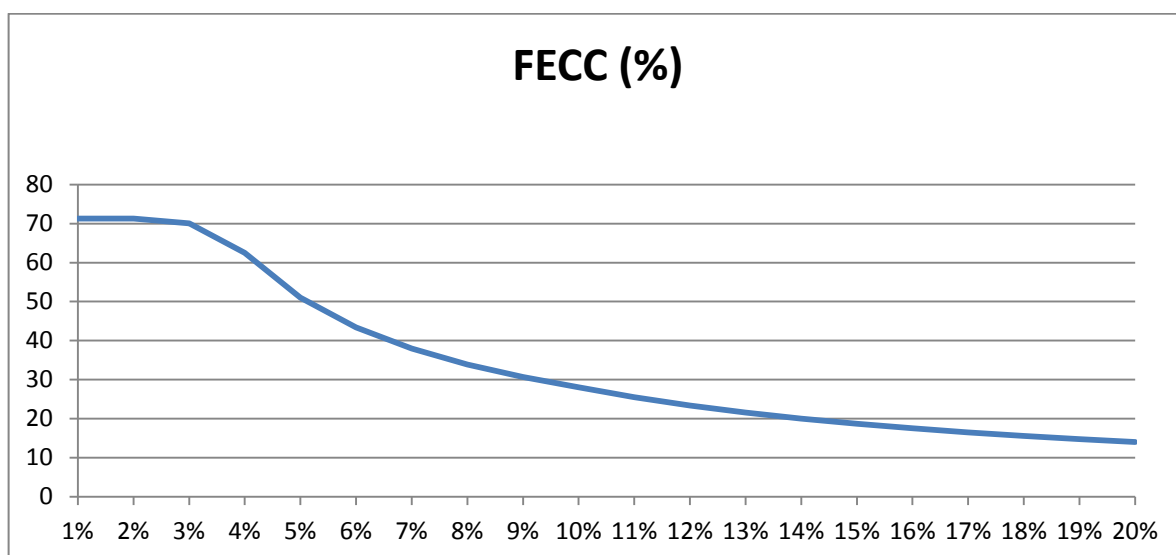


Figura 35 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 13/09/2013
Fonte: O autor.

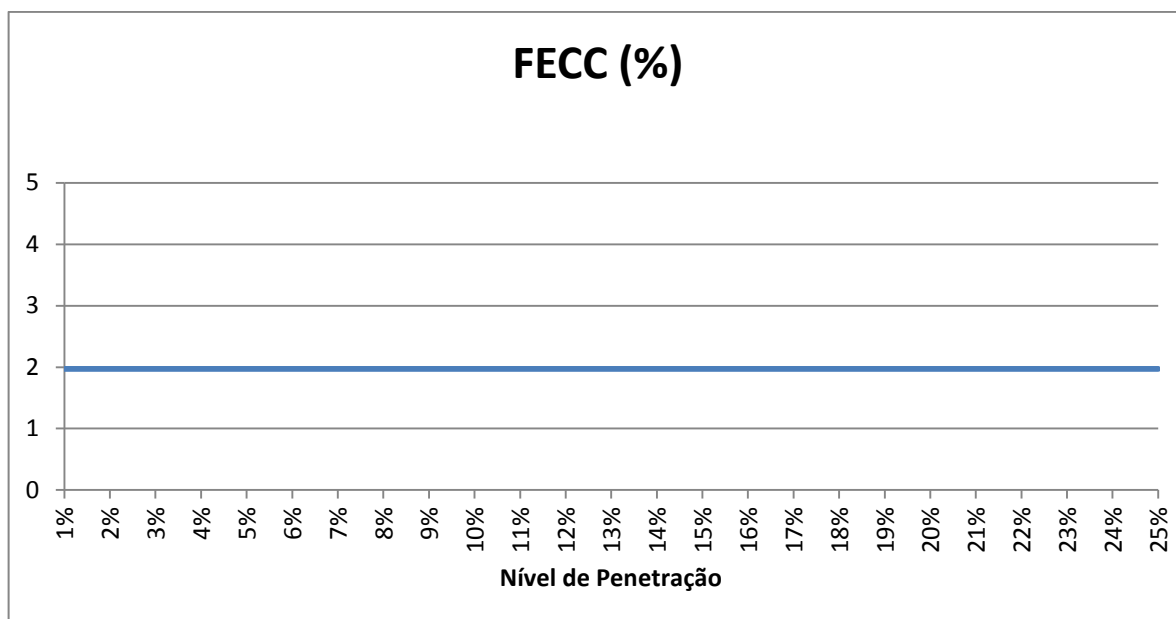


Figura 36 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 10/09/2014
Fonte: O autor.

4.2.3 Dias de mínima irradiação no verão

No verão, a partir da Figura 37, para 20/03/2013 e da Figura 38, para 22/12/2014, é possível identificar os resultados. Para estes dias, a baixa irradiação comprometeu a contribuição dos sistemas fotovoltaicos simulados. Em 2013, a demanda máxima não foi deslocada para o período noturno, pois a potência injetada às 16:30 h rebaixou o pico de demanda, deslocando-o para às 17:15 h, quando atingido o NP de 9%, sendo mantido neste instante até o NP de 20% e, conforme apresentado em 4.1.2, apenas com um NP de 36,37%, equivalente a 578,23 MWp, que seria possível obter a maior redução da demanda máxima, ou seja, torná-la equivalente à maior demanda existente no período fora de geração fotovoltaica, que é considerado entre às 18 h e 23:59 h do dia analisado.

O parâmetro FECC, no dia 20/03/2013, manteve-se constante até um NP de 8%, sendo equivalente a 3,93%, ao passo que em 2014 o mesmo parâmetro foi nulo, pois não foi possível gerar energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos no instante do pico de demanda.

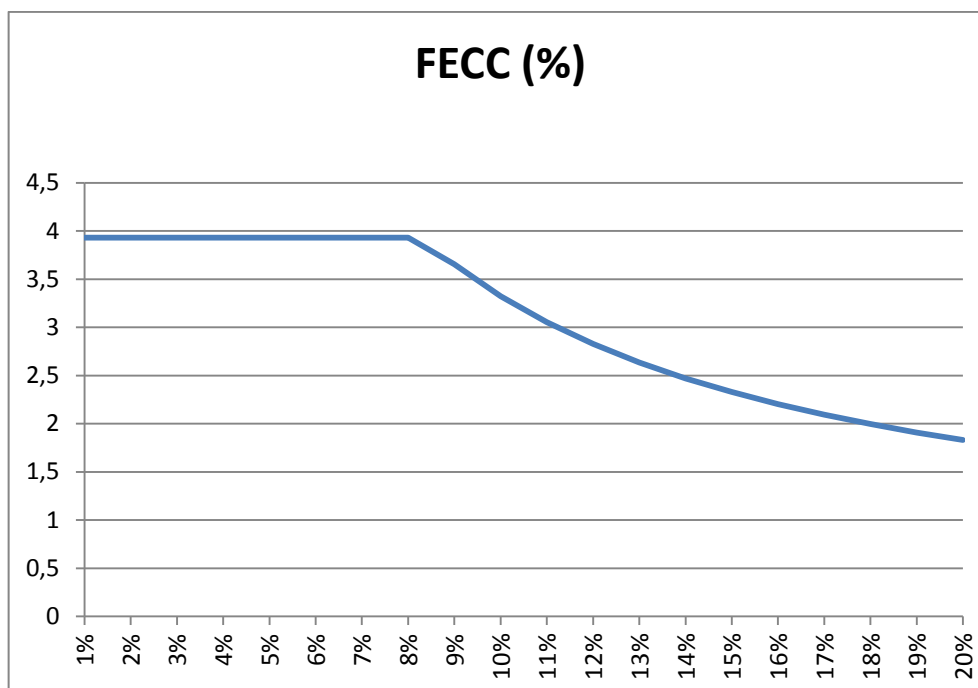


Figura 37 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 20/03/2013
Fonte: O autor.

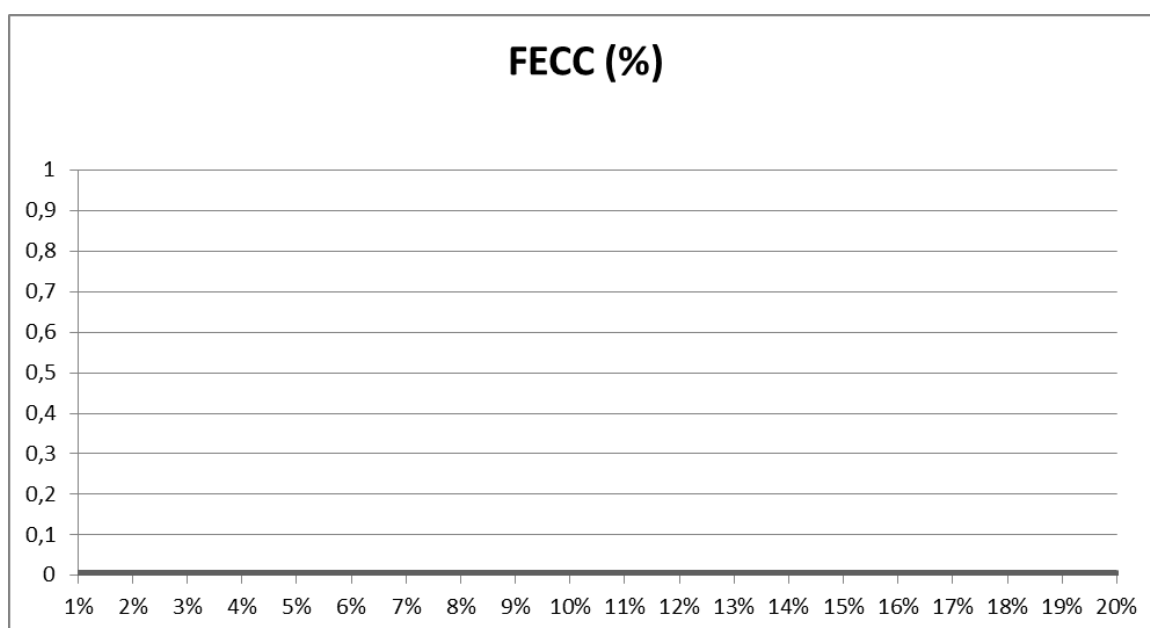


Figura 38 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 22/12/2014
Fonte: O autor.

4.2.4 Dias de mínima irradiação no inverno

A Figura 39 e Figura 40, em 24/06/2013 e 24/07/2014, exemplificam situações de inverno e com mínima irradiação solar diária, que são fatores que contribuem para a pior produtividade esperada para sistemas fotovoltaicos, de tal forma que não foi possível atuar de forma significativa sobre a curva de carga da

cidade para essas condições de operação. A demanda máxima, equivalente a 1744,02 MW em 2013, ocorrido às 17:30 h permanece inalterada para diferentes NPs, de forma que os FECCs permanecem nulos. Similarmente, o pico de demanda de 1683,33 MW em 2014, ocorrido às 16:30 h, permaneceu praticamente inalterado, sendo o FECC da ordem de 0,1%.

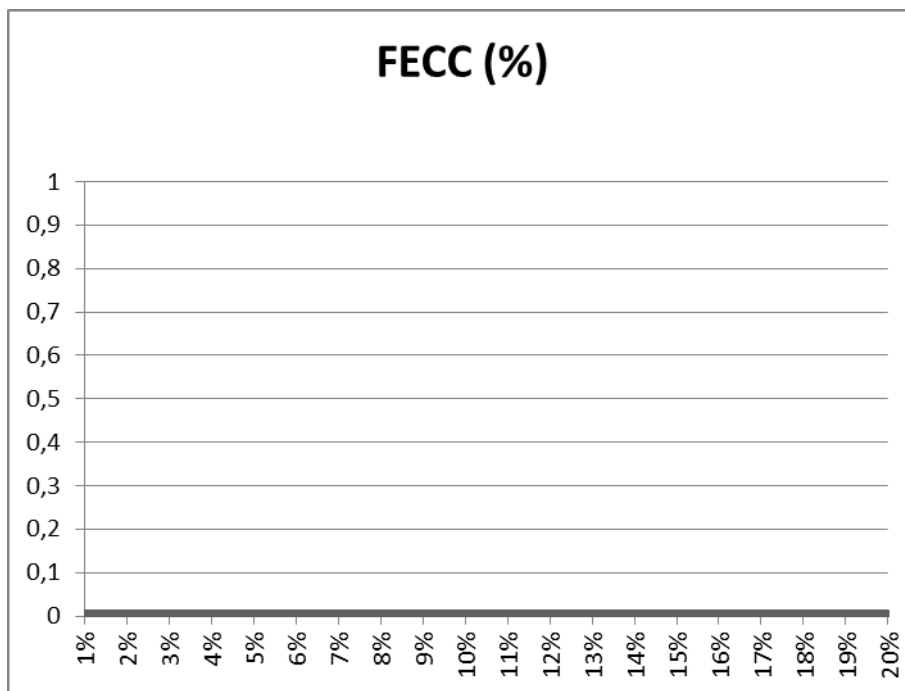


Figura 39 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 24/06/2013
Fonte: O autor.

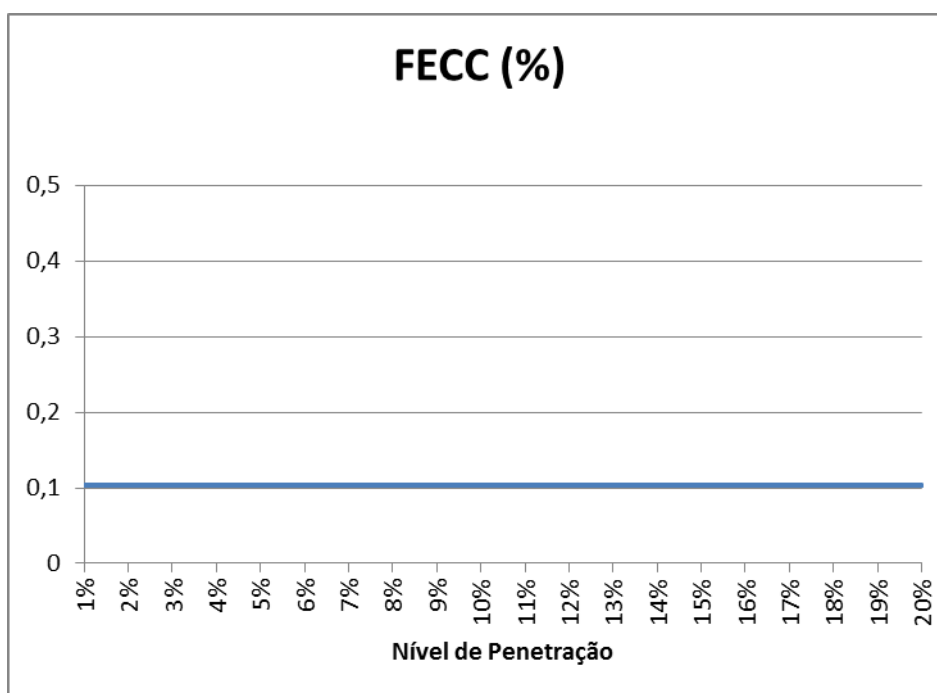


Figura 40 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 24/07/2013
Fonte: O autor.

4.2.5 Dias de irradiação típica no verão

No dia 28/02/2013, a demanda máxima (P_{DMAX}) de 1687,37 MW ocorreu às 14:45 h, horário em que a irradiância é próxima dos valores mais altos, o que proporcionou elevada contribuição do sistema fotovoltaico simulado, que teve a sua faixa de operação ótima, ou seja, o FECC foi máximo e igual a 52,77%, até o nível de penetração de 3,3% (ver Figura 42), equivalente a um sistema (ou conjunto de sistemas distribuídos) de 55,683 MWp de potência fotovoltaica instalada. A partir deste NP, a demanda máxima é deslocada das 14:45 h para o instante das 15:30 h, equivalente a 1655,507 MW, o que provoca redução do FECC, pois a energia elétrica fotogerada é menor quanto mais distante do período de máxima irradiância. Tal fato reflete-se no FECC do NP de 3,4% em diante, que atingiu 47,21% no NP de 4%, mostrando comportamento decrescente, conforme a Figura 41 e Figura 42.

Na Figura 43 e Figura 44 é ilustrado o comportamento do FECC, no dia 21/01/2015, que tem seu valor máximo, equivalente a 35,12%, até o NP de 6,5%. A demanda máxima do dia, equivalente a 1754,31 MW às 14 h, é reduzida, sendo que no NP de 6,5% ela equivale a 1714,26 MW. A partir deste NP, o instante da demanda máxima se torna às 15:45 h, sendo que a irradiância sofre queda de 497,78 W/m² (às 14 h) para 302,78 W/m² (às 15:45 h), redução de 39,2%, resultando em redução do Desempenho Instantâneo e redução do FECC.

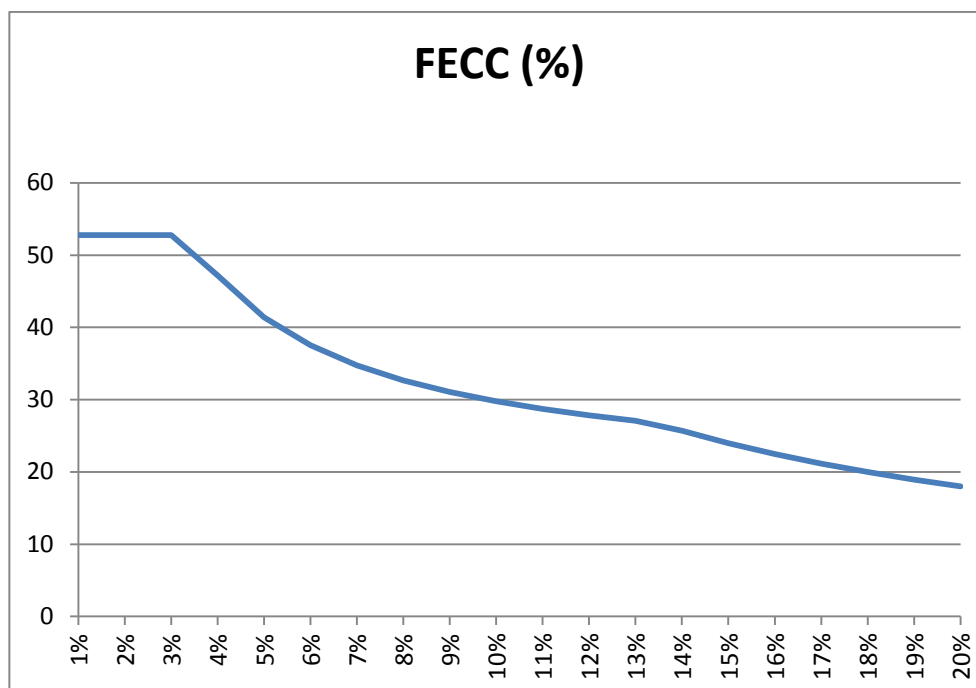


Figura 41 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 28/02/2013
Fonte: O autor.

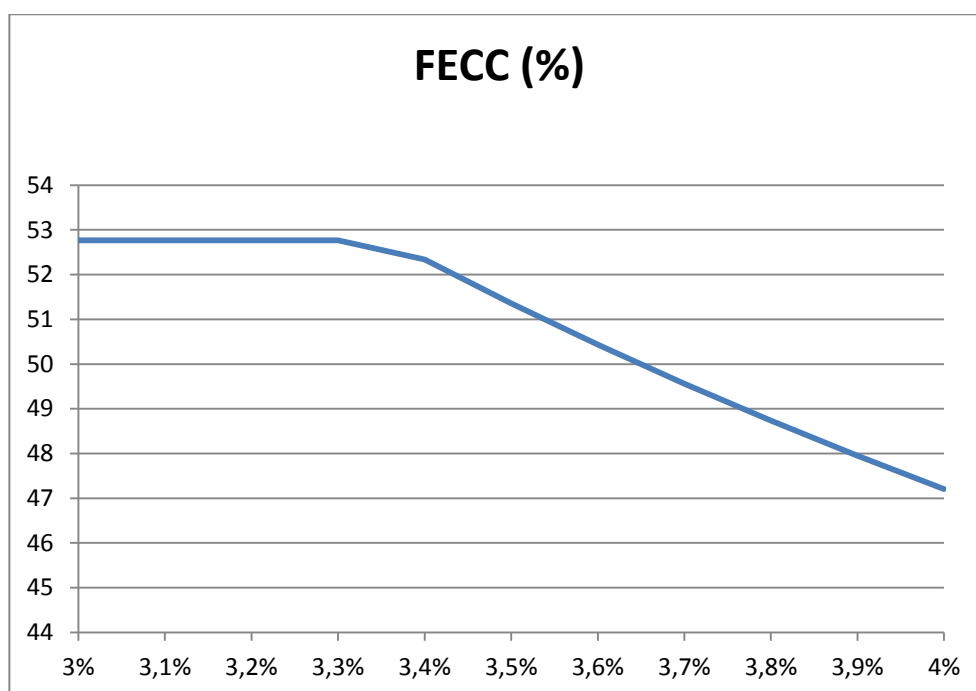


Figura 42 - Curva para identificar o NP referente ao valor máximo do FECC, dia 28/02/2013
Fonte: O autor.

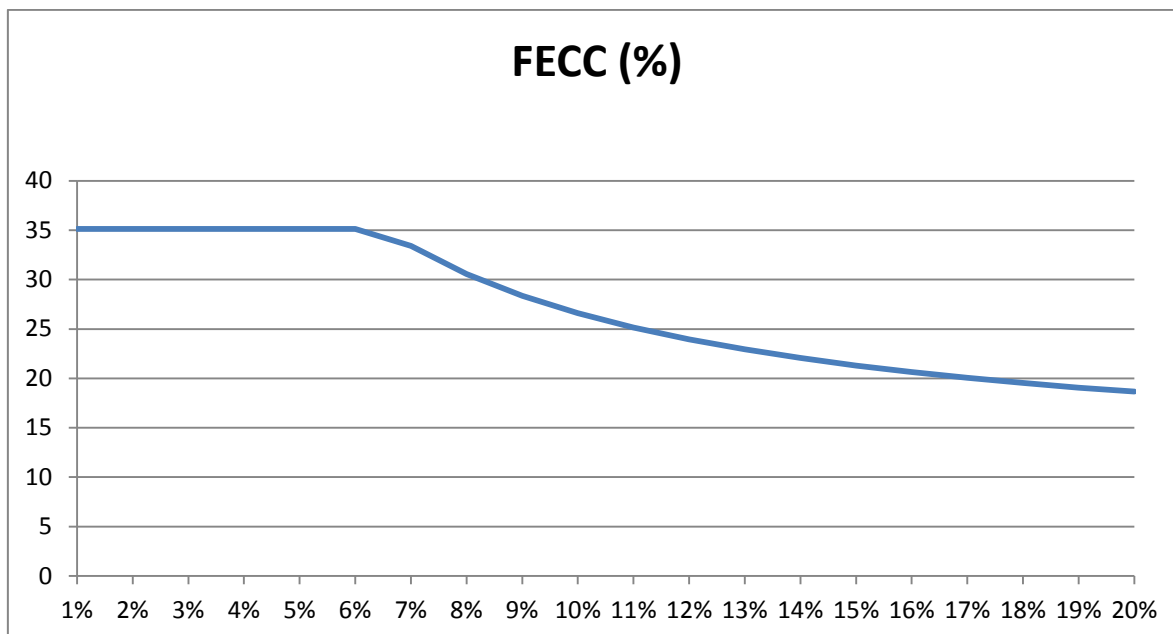


Figura 43 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 21/01/2015

Fonte: O autor.

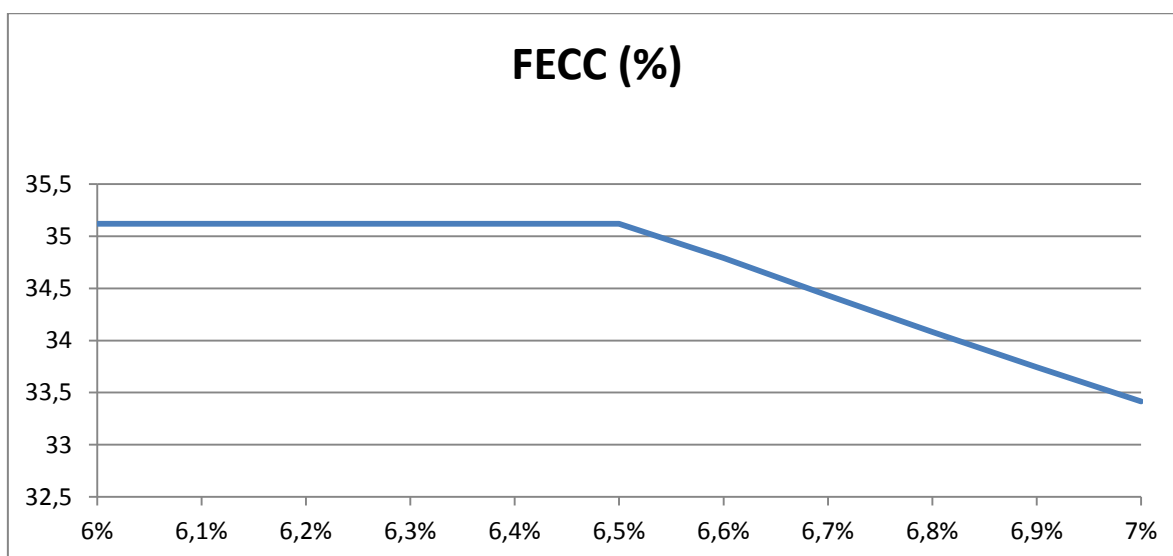


Figura 44 - Curva para identificar o NP referente ao valor máximo do FECC, dia 21/01/2015

Fonte: O autor.

4.2.6 Dias de irradiação típica no inverno

Na Figura 45 é possível observar o comportamento decrescente do FECC, uma vez que com o NP de 1% (16,670 MWp) já é possível reduzir o pico de demanda diurno ao patamar noturno, fato que foi característico da curva de carga para este dia, em que a diferença entre a demanda máxima, ocorrida às 11:15 h, e a demanda máxima noturna, às 18:30 h, foi de apenas 4,54 MW. A Figura 46 teve por objetivo possibilitar a identificação do NP correspondente ao FECC máximo,

podendo ser observado que este NP foi de 0,44% (conforme comprovado por cálculos, ver item 4.1.3) e o FECC equivalente a 61,10%.

A Figura 47 mostra que o FECC para o dia 02/09/2014 foi nulo, similarmente aos dias 24/06/2013 e 24/07/2014. Esses dias apresentaram o instante de demanda máxima muito distante dos maiores valores de irradiação, que pode variar entre às 10 h e 14 h, sendo que no dia 02/09/2014 esse instante foi às 17:15, o que explica o FECC nulo.

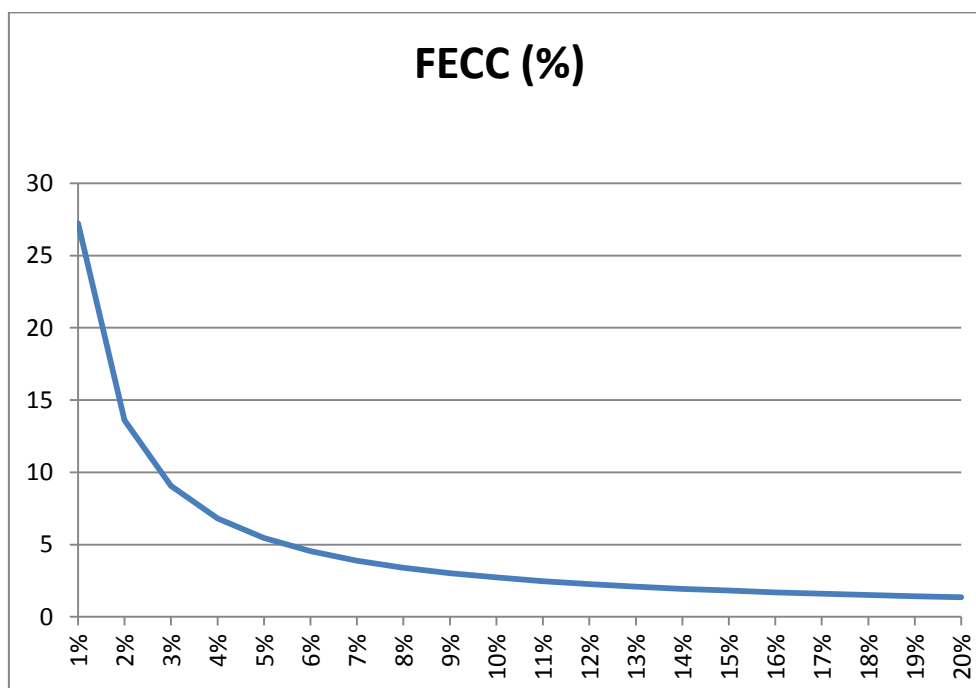


Figura 45 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 02/08/2013
Fonte: O autor.

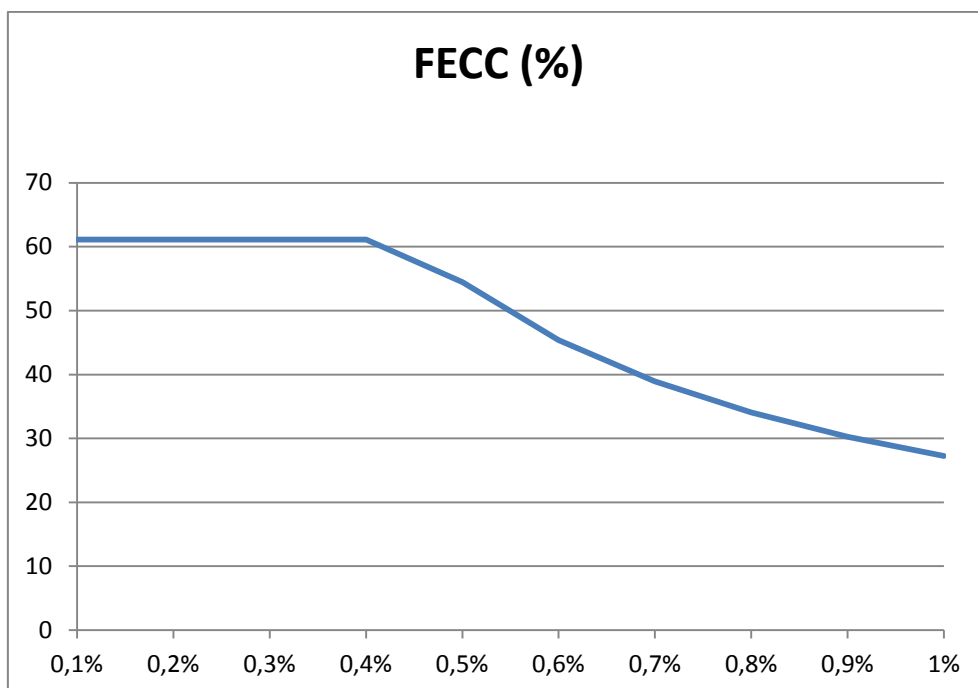


Figura 46 - Curva para identificar o NP que resulta no valor máximo do FECC, dia 02/08/2013
Fonte: O autor.

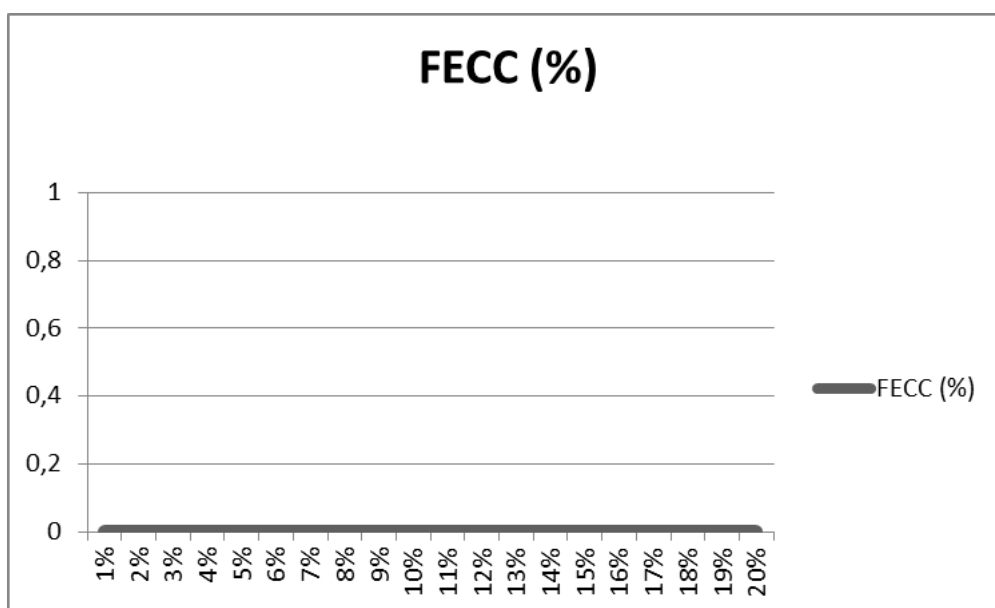


Figura 47 - Curva do FECC para diferentes NPs, dia 02/09/2014
Fonte: O autor.

4.3 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A observação dos resultados desta pesquisa demonstra o grande potencial existente para cenários de inserção de geração fotovoltaica distribuída na Região Metropolitana de Curitiba, quando se consideram situações de máximo potencial, além de situações típicas, quando a irradiação apresenta um comportamento com maior probabilidade de ocorrer. É inerente a conclusão de que para todas as situações analisadas, a geração fotovoltaica implicou em aumento da oferta de energia, de forma a não emitir qualquer tipo de GEE durante a geração, diferentemente de usinas térmicas, baseadas em combustíveis fósseis, que apresentam emissões diretas, ou seja, intrínsecas a própria geração.

Quando se trata do Fator Efetivo de Capacidade de Carga, que representa o aumento efetivo de disponibilidade da rede elétrica devido à geração fotovoltaica, foi constatado um comportamento fortemente influenciado pelo perfil de consumo da cidade e região, além do comportamento da irradiância para o dia analisado. Mesmo em situações de máxima irradiação, em dias caracterizados como de céu limpo com mínima nebulosidade, o FECC não será necessariamente elevado, pois está atrelado ao instante de ocorrência do pico de demanda, que comumente ocorre durante o dia para dias ensolarados, que possuem também elevada temperatura associada e uso de climatizadores artificiais, como equipamentos de ar-condicionado. O que se observou foi que, quanto mais distante do intervalo das 10 horas até às 14 horas, menor será o resultado do FECC, pois menos contribuição o sistema fotovoltaico será capaz de fornecer, devido a queda gradual da irradiância após às 14 h, além dos baixos valores de irradiância antes das 10 horas.

Um ponto a mencionar foi que se observou uma tendência de correlação entre as demandas máximas que ocorreram durante o dia e a alta irradiação, que remete a altas temperaturas, como nos dias 28/01/2013, 28/02/2013, com picos de demanda às 14 h e 14:45 h, respectivamente, e dia 09/01/2015 e 21/01/2015, com picos de demanda às 14:15 h e 14 h, respectivamente. Nessas situações a carga elétrica tende a ser predominantemente representada pelo uso de climatizadores artificiais.

Por outro lado, os picos de demanda diurnos em dias que a irradiação foi mínima, tal como em 20/03/2013 e 24/06/2013, que ocorreram às 16:30 h e 17:30 h, respectivamente, e também em 24/07/2014 e 22/12/2015, quando às ocorrências

foram às 16:30 h e 11:15 h, possuem uma tendência de correlação com níveis de irradiância muito baixos, sendo que nos instantes do pico de demanda as irradiâncias atingiram o valor de aproximadamente 54 W/m^2 no dia 20/3/2013 e bem inferior a isso nos outros casos. Nessas situações, a tendência de elevação da curva de carga pode ser explicada devido a cargas de iluminação artificial, que se tornam necessárias com baixa irradiância e consequente baixa luminosidade.

Para condição de perfil de consumo com pico de demanda diurno próximo das 14 h, como ocorreu em 28/01/2013, associado à máxima irradiação observada, resultou que uma potência instalada de 46,83 MWp está no limite da faixa ótima de operação (FECC máximo e igual a 62,14%), e é capaz de gerar o efeito de rebaixamento do pico de demanda diurno até o patamar da maior demanda do período noturno, o que é vantajoso para o sistema elétrico, que tem sua capacidade aumentada e a curva de carga rebaixada durante o dia.

Pode-se constatar, a partir dos resultados, que os dias de máxima irradiação e irradiação típica, analisados no período do verão e inverno em 2013, apresentaram valores de FECC superior a 50%, para faixas de potência fotovoltaica instalada que variaram de 40,80 MWp até 55,68 MWp. Em 2015 foi observada uma particularidade do dia 09/01/2015, que apresentou elevada demanda por energia elétrica ao longo do dia e a curva da irradiância teve decréscimo após às 14 horas, o que é natural, ao passo que a demanda por energia elétrica permaneceu quase constante, tendo reduzido cerca de 1,5% em relação ao pico no instante das 15:45 h, o que justifica o FECC ser decrescente neste dia.

Outra particularidade, no dia 02/08/2013 a diferença percebida entre o pico de demanda do dia, ocorrido às 11:15 e equivalente a 1666,97 MW, em relação ao pico de demanda no período noturno, equivalente a 1662,43 MW ocorrido às 18:30, foi de apenas 4,54 MW, portanto, com uma potência fotovoltaica instalada de 7,43 MWp obteve-se o FECC máximo, que passou a decair significativamente com o aumento da potência fotovoltaica instalada.

Outra observação a ser feita é que para a obtenção do efeito de deslocamento do pico de demanda para o período noturno, através do rebaixamento da curva de carga e do pico de demanda durante o dia, devido à geração fotovoltaica, foram necessários níveis de penetração de potência (denominados Níveis de Penetração Ótimos) que não correspondem aos Níveis de Penetração que

resultam em FECC máximo para uma parcela dos dias analisados. Dessa forma, a Tabela 15 e a Tabela 16, ambas na página 104, mostraram as duas abordagens.

O perfil da irradiação para os dias analisados neste trabalho não teve, em boa parte dos casos, o que se espera observar em dias de irradiação máxima (céu limpo), em que a capacidade do sistema fotovoltaico em gerar potência no instante da demanda máxima não varia de forma tão brusca, pois a curva de irradiância tem um decrescimento suave. Pelo contrário, nesta pesquisa foi observado que o perfil da irradiância pode variar significativamente, portanto certo patamar de potência gerada pode não ser atingido ao longo dos períodos do dia que apresentaram demandas máximas, o que justifica as curvas de decrescimento do FECC, de forma que, por exemplo no dia 09/01/2015, o NP ótimo calculado, igual a 26,06%, resulta em um FECC de 43,51%, bem inferior ao valor de FECC máximo para este dia, que foi 58,41% para o NP de 1%.

4.3.1 Projeção da geração de energia elétrica anual

Para se avaliar a geração de eletricidade anual, obtida a partir de sistemas fotovoltaicos com potência instalada correspondente ao nível de FECC máximo, é apresentada a Tabela 17. Os resultados de geração foram convertidos em emissões de CO₂ evitadas, a partir da metodologia proposta no item 3.4.2, página 89.

Tabela 17 - Projeção da geração de energia elétrica anual

Data	Pfvnp (MWp)	Eg (GWh/ano)	Emissões (tCO ₂ /ano)	NPE anual (%)
28/01/2013	46,83	58,3	21.235	1,18
28/02/2013	55,68	69,4	25.251	1,40
20/03/2013	131,95	164,4	59.835	3,32
24/06/2013	0,00			
02/08/2013	7,43	9,3	3.369	0,19
13/09/2013	40,80	50,8	18.501	1,03
24/07/2014	16,83	21,0	7.633	0,42
02/09/2014	0,00			
10/09/2014	419,47	522,6	190.219	10,55
22/12/2014	0,00			
09/01/2015	17,63	22,0	7.993	0,44
21/01/2015	114,03	142,1	51.710	2,87

Fonte: O autor.

Em relação ao estudo de quantificar as emissões de CO₂ equivalente para os Níveis de Penetração simulados, para se ter ideia, além do impacto causado pela

geração de eletricidade e calor (responsável por aproximadamente 41% das emissões globais de GEEs em 2012, ver item 2.1.2, página 28), o setor de transporte possui impacto alto. De acordo com o relatório intitulado “Nossa Pegada de Carbono” (IPPUC, 2015), emite-se 2,11 kg CO₂ equivalente para cada litro consumido de gasolina por um automóvel. Ao se aplicar este fator para a quantidade de automóveis da cidade de Curitiba, quantia essa estimada em 980.383 automóveis (IPARDES, 2015), e considerando que a totalidade seja movida a gasolina, para simplificação dos cálculos, obtém-se um fator de emissão de 2.065 toneladas de CO₂ equivalente por litro de gasolina consumido. As projeções de geração de energia elétrica anual mostram que a energia solar fotovoltaica é uma das estratégias para redução de emissões de CO₂.

5 CONCLUSÃO

Um dos possíveis desdobramentos em se definir um intervalo apropriado para o Nível de Penetração de energia solar fotovoltaica está numa possível contribuição para a implantação de políticas públicas de incentivo para esta fonte, o que ocasionará aumento significativo do número de instalações, e que requer um acompanhamento e verificação contínuos, do ponto de vista de quantificar os benefícios para o sistema elétrico, tal como a ampliação da capacidade máxima da rede elétrica, através da redução do pico de demanda do sistema, além da contribuição na mitigação de impactos ambientais, através da redução da emissão de GEEs.

Conforme a EPE publicou em nota técnica, cabe ao Estado o papel de formular políticas públicas para incentivar e viabilizar projetos que sejam considerados benéficos (EPE, 2012). A Resolução Normativa 482, de 17/04/2012, que objetivou reduzir as barreiras regulatórias para a geração distribuída por fontes renováveis, foi um primeiro passo. No entanto, seguramente, políticas de incentivo direto aos investidores, que nesse caso são as próprias pessoas ou empresas, alavancariam de forma mais rápida essa fonte, tal como ocorreu nos países da Europa, além de China, Japão e Estados Unidos, para citar os mais representativos no mundo. Todavia, sabe-se da enorme importância em se haver um planejamento, que deve ser embasado e capaz de averiguar os reais benefícios da geração fotovoltaica e monitorar o número de instalações, para evitar o ocorrido na Espanha, país que implantou a tarifa *Feed In* e após certo tempo enfrentou prejuízos da ordem de 26 bilhões de euros.

Pode-se constatar que ao se adotar como princípio para escolha do intervalo mais apropriado para investimentos em energia solar fotovoltaica o FECC máximo, que é um parâmetro associado ao aumento da capacidade do sistema elétrico devido a redução do pico de demanda, o intervalo de potências instaladas entre 40,80 MWp e 55,68 MWp é obtido para o ano de 2013, avaliando dias de máxima irradiação e irradiação típica no verão e inverno. A excessão a esta observação ocorreu no dia 02/08/2013, situação de irradiação típica de inverno, quando atingida a potência instalada de 7,43 MWp o pico da demanda foi deslocado para o instante das 18:30, sendo, portanto, neste instante inviável a contribuição fotovoltaica, resultando em decréscimo do FECC a partir desta potência.

Outro comportamento observado na evolução do FECC foi o caso do dia 09/01/2015, situação de máxima irradiação no verão, quando o FECC apresentou-se decrescente ao longo de toda a variação do nível de penetração, de 0% até 27%. Para esse dia o FECC iniciou igual a 58,4% para uma potência instalada de 17,6 MWp e manteve-se acima de 50% até a potência aproximada de 222,80 MWp. Observando-se o comportamento do FECC para os outros dias, percebe-se que ele permanece superior a 50% para potências que equivalem a 58,23 MWp, 60,75 MWp e 86,69 MWp, nos dias 28/01/2013 (máxima irradiação do verão), 28/02/2013 (irradiação típica do verão) e 13/09/2013 (máxima irradiação do inverno), respectivamente. A exceção no ano de 2013, novamente, é o dia 02/08, em que o FECC permanece superior a 50% para uma potência de até 9 MWp.

A partir destas constatações e considerações, o intervalo de capacidade instalada que se mostra mais adequado em termos de contribuição da geração fotovoltaica para a redução do pico de demanda do sistema elétrico da Região Metropolitana de Curitiba, é o que corresponde a potências da ordem de 40,80 MWp a 55,68 MWp.

Ao se adotar a referência do Escritório Verde da UTFPR, que possui um sistema fotovoltaico com 2,1 kWp de potência, esse intervalo proposto corresponde a uma quantidade estimada de 19 mil e 400 unidades a 26 mil e 500 unidades da edificação. Se fosse distribuir essa quantia igualmente entre os 29 municípios da Região Metropolitana de Curitiba, resultaria em 670 a 914 unidades do Escritório Verde em cada município. Sabe-se que a edificação do EV, construída a base de madeira, tem um saldo positivo equivalente a 26,83 toneladas de CO₂ estocadas. Na perspectiva do número de unidades do Escritório Verde, que implicariam no intervalo de potência fotovoltaica definido nesta pesquisa, a quantia de CO₂ estocado situa-se entre 521.268,6 toneladas a 711.378,3 toneladas.

A simulação da geração fotovoltaica anual para este intervalo de potências definido como adequado, adotando-se as premissas do item 3.4.1, página 88, resulta no intervalo de 50,8 GWh a 69,4 GWh, o que representa em termos de emissões evitadas de CO₂, conforme item 3.4.2, página 89, 18.501 toneladas a 25.251 toneladas. Se somarmos essas emissões evitadas com a geração fotovoltaica anual ao montante de CO₂ estocado na edificação a base de madeira, o saldo de CO₂ evitado equivale a 539.769,6 toneladas a 736.629,3 toneladas.

Ao se partir do número de veículos estimado para a cidade de Curitiba, conforme o IPARDES em 2015, equivalente a 980.383 automóveis, além da taxa de emissão de CO₂ equivalente por litro de gasolina consumida igual a 2,11 kg CO₂ (item 4.3.1, página 118), as seguintes simplificações são utilizadas no cálculo: todos os automóveis são abastecidos com gasolina, o trajeto percorrido por dia é, em média, 25 km e cada veículo consome 1 litro de gasolina para percorrer 10 km. Assim sendo, o saldo de CO₂ evitado estimado pelo balanço positivo de carbono estocado no EV (considerando o intervalo de 19,4 a 26,5 mil unidades do EV) e a geração fotovoltaica anual equivalem à emissão de CO₂ equivalente, para automóveis categorizados conforme as premissas citadas, por um período de 104 a 142 dias da frota de automóveis da cidade de Curitiba.

Outro comparativo a se fazer, baseado na análise ao final do item 2.3.5, página 68, é que a quantia de emissões evitadas, considerando apenas a geração fotovoltaica anual para o intervalo de potências proposto, é equivalente a uma cobertura vegetal dos tipos Ombrófila Mista Montana (também chamada de Floresta de Araucária) e *Pinus Taeda* equivalente a 0,38 a 0,52 km² e 0,49 a 0,66 km², respectivamente.

Num cenário atual de busca por redução de emissões, tal como proposto na RIO+20, de reduzir em 1,3 bilhões de toneladas as emissões até o ano de 2030, o que significa 76,5 milhões de toneladas de GEEs ao ano que devem ser evitadas, considerando o ano de 2013 até 2030, obviamente que diversas estratégias devem ser tomadas, entre elas a utilização da energia solar fotovoltaica.

Como o problema do aquecimento global é um problema sistêmico, que pode estar intrinsicamente ligado às atividades humanas que levam a emissões de GEEs, é evidente que a solução adotada deve ser sistêmica, não se restringindo a utilização de energias renováveis, como é o caso da energia solar fotovoltaica, mas utilizando tecnologias menos impactantes na construção civil, como foi ilustrado com o caso do Escritório Verde construído a base de *Wood Frame*, além de soluções de eficiência energética para evitar desperdício de energia, que é um recurso caro e que possui impactos inerentes ao seu processo produtivo. Além disso, as metas firmadas em pactos internacionais, comumente resultantes de conferências entre as nações, como foi o caso da RIO+20, não surtirão o efeito necessário caso não sejam implantadas em conjunto, perante compromisso firmado entre todas as nações. Mais do que metas a nível nacional e mundial, a consciência de cada indivíduo possui

papel fundamental para a redução dos impactos que nossas atividades causam ao planeta. Nesse sentido há a importância de se repensar, por parte dos cidadãos e autoridades, os padrões de consumo, além da infraestrutura de transporte existente nas cidades, em que ainda predomina o uso do carro movido à gasolina.

Por fim, conclui-se que esta pesquisa atingiu o objetivo que se propôs por constituir uma importante contribuição para o planejamento energético da região analisada, podendo ser replicada para outras regiões, e servir de instrumento para se avaliar quantitativamente o benefício de redução do pico de demanda associado à energia solar fotovoltaica, bem como a sua capacidade de evitar emissões de CO₂ associadas ao Sistema Interligado Nacional.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Reconhece-se que a metodologia proposta possui a limitação no sentido de utilizar dados de geração fotovoltaica e de irradiação obtidas a partir de locais diferentes, o que pode levar a distorções, portanto, com o crescimento do interesse em se desenvolver pesquisas na área de solar, fica evidente que mais locais de medição de irradiação estarão disponíveis e poderão ser consultados, para diferentes localidades, de forma a evitar, ou então, minimizar possíveis distorções. Com o crescimento dessa fonte, também mais sistemas fotovoltaicos estarão em operação e poderão ser monitorados e avaliados.

O forte potencial dessa pesquisa está no pioneirismo de alavancar um estudo envolvendo uma região metropolitana, tendo sido desenvolvida uma metodologia que pode ser facilmente aplicada em outras regiões do Brasil, inclusive com maior quantidade de dados de entrada, tanto de geração fotovoltaica quanto de irradiação solar, podendo avaliar quantitativamente o potencial em solar fotovoltaica para todo o território nacional.

Sugere-se também, para futuros trabalhos, o monitoramento permanente de sistemas fotovoltaicos e dos índices de irradiação, para constituir um banco de dados referente a um período histórico, que pode ser de 5 anos, 10 anos, e assim por diante. Isso irá aumentar a confiabilidade, em termos de generalização, para os próximos estudos de caso que sejam elaborados a partir da metodologia proposta neste trabalho.

A inclusão da grandeza temperatura na análise, além dos valores de irradiação, é outro dado que possibilitará uma maior compreensão do comportamento da curva de carga da região estudada, pois será possível deduzir o efeito dos climatizadores em dias de alta temperatura, e o quão associadas estão às grandezas (temperatura, irradiação e demanda de potência).

Por fim, estudos que envolvam a metodologia proposta poderiam ser aplicados para sistemas fotovoltaicos com acumulação de energia, de forma que os benefícios poderiam ser ampliados, por haver redução das perdas de potência fotogerada devido a variações da irradiância ao longo do dia.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, Thomas.; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart.. Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation. **Renewable Energy**. V. 22, p. 197-204, 2001.

AGÊNCIA CURITIBA. **Região Metropolitana de Curitiba**. Disponível em: <<http://www.agencia.curitiba.pr.gov.br/publico/conteudo.aspx?codigo=42>>. Acesso em: 14 out. 2015.

ALMEIDA, Henrique. Cientista do IPCC afirma que impactos do clima já têm consequências. **Pensamento Verde**, mar. 2014. Disponível em: <<http://www.pensamentoverde.com.br/meio-ambiente/cientista-ipcc-afirma-que-impactos-clima-ja-tem-consequencias/>>. Acesso em: 19 mar. 2014.

ALMEIDA, Henrique. Cientistas projetam clima mais quente e menos chuvoso no Brasil a partir de 2040. **Pensamento Verde**, out. 2013. Disponível em: <<http://www.pensamentoverde.com.br/meio-ambiente/cientistas-projetam-clima-quente-chuvoso-brasil-partir-2040/>>. Acesso em: 19 mar. 2014.

ALMEIDA, Laís T.. **Implantação de um piranômetro termoeletrico na UTFPR para análise do potencial de energia solar nesta localidade**. 2015. 93p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – UTFPR, Curitiba-PR, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Edital de leilão nº 06/2011: Características e requisitos técnicos básicos das instalações de transmissão**. Brasília, 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/LOTE_F_Anexo_T%C3%A9cnico_Curitiba_Curitiba.Leste.pdf>. Acesso em 15 mai. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 4 abr. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **P&D Estratégico em energia solar prevê investimento de R\$ 395,9 milhões**. Brasília, 2012b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticia.cfm?Identidade=5123&id_area=90>. Acesso em 02 abr. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração. Capacidade de geração do Brasil**. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 09 ago. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração. Capacidade de geração no Estado do Paraná**. Brasília, 2014b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.cfm?cmbEstados=PR:PARAN%C1>>. Acesso em 08 nov. 2014.

AMPONSAH, Nana Yaw; TROLDBORG, Mads; KINGTON, Bethany; AALDERS, Inge; HOUGH, Rupert Lloyd. Greenhouse gas emissions from renewable energy sources: A review of life cycle considerations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 39, p. 461-475, ago. 2014.

ANTONIO, Fernanda; OLIVEIRA, Claudia T. A.; UDAETA, Miguel E. M.; KANAYAMA, Paulo H.. Casa solar zero energia com eficiência energético-ambiental para o planejamento energético e desenvolvimento sustentável do Brasil. CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 9, 2014, Florianópolis. **Anais do 9º Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (IX CBPE)**, Florianópolis, 25 a 27 de agosto de 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 10899: Conversão fotovoltaica de energia solar. Rio de Janeiro, 1988.

_____. NBR 11704: Sistemas Fotovoltaicos – Classificação. Rio de Janeiro, 2008.

_____. NBR 62116: Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Rio de Janeiro, 2012.

ATLAS DO DESENVOLVIMENTO HUMANO DO BRASIL. **RM – Curitiba**. 2013. Disponível em: <http://www.atlasbrasil.org.br/2013/pt/perfil_rm/curitiba>. Acesso em: 14 out. 2015.

AZEVEDO, Tasso. Não tem chuva? Vamos de sol! **Planeta Sustentável**, São Paulo, fev. 2014. Disponível em: <http://planetasustentavel.abril.com.br/blog/blog-do-clima/2014/02/12/na-falta-de-chuva-utilizemos-o-sol/?utm_source=redesabril_psustentavel&utm_medium=facebook&utm_campaign=redesabril_psustentavel_blogdoclima>. Acesso em 09 jun. 2014.

BAIRD, Colin. **Química Ambiental**. Tradução: Maria Angeles Lobo Recio e Luiz Carlos Marques Carrera. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2002.

BARROS, Luisa V.. **Avaliação de modelos de negócio para energia solar fotovoltaica no mercado de distribuição brasileiro**. 2014. 113 p. Dissertação (Mestrado) Programa de Pós-Graduação em Energia – USP, São Paulo-SP, 2014.

BATISTA, Felipe Ospedal; MELO, Pedro de Oliveira; ORTIZ, Guilherme Erdmann. **Comparação entre o potencial fotovoltaico da cidade de Munique e Curitiba**. 2014. 102 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2014.

BCSD Portugal: Conselho Empresarial para o Desenvolvimento Sustentável. Universidade de Coimbra. Dep. de Eng. Eletrotécnica e de Computadores. **Manual de boas práticas de eficiência energética**. Portugal, 2005. 51 p.

BELINKY, Aron; TELLES, Pedro; BORN, Rubens. RIO+20: as informações essenciais. **Vitae Civilis: Cidadania e sustentabilidade**, São Paulo, 15 jan. 2012. Disponível em:

<http://www.cetesb.sp.gov.br/userfiles/file/mudancasclimaticas/proclima/file/rio_20/docs/Rio+20-As%20informa%C3%A7%C3%B5es%20essenciais.pdf>. Acesso em: 6 jun. 2014.

BILGEN, S.. Structure and environmental impact of global energy consumption. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 38, p. 890-902, jul. 2014.

BLASQUES, Luis C. M.; VALE, Silvio B.; CAVALCANTE, Renato L.. Avaliação de desempenho do primeiro SFCR instalado em edificação comercial na cidade de Belém, estado do Pará, após os primeiros 20 meses de operação monitorada. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 5, 2014, Recife. **Anais do 5º Congresso Brasileiro de Energia Solar (V CBENS)**, Recife, 31 a 03 de abril de 2014.

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. **Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung**. BMU, Jul. 2013, 112 p.

BORGES, Helena; ALVARENGA, Bianca. As turbinas em risco. **Planeta Sustentável**, São Paulo, 30 abr. 2014. Disponível em: <<http://planetasustentavel.abril.com.br/noticia/energia/as-turbinas-em-risco-781672.shtml?func=2>>. Acesso em 08 jun. 2014.

BOWDEN, Stuart; HONSBURG, Christiana. **PVCDROM**. Disponível em: <<http://www.pveducation.org/pvcdrom>>. Acesso em: 08 ago. 2014.

BUKER, Mahmut S.; RIFFAT, Saffa B.. Building integrated solar thermal collectors – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 51, p. 327-346, jun. 2015.

CAAMAÑO-MARTIN, Estefanía. **Strategies for the development of PV in Barcelona**. Madrid: Technical University of Madrid, 2008.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. Projeto de Lei nº 3924, de 23 de maio de 2012. Estabelece incentivos à produção de energia a partir de fontes renováveis, altera as Leis nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995; nº 9.250, de 26 de dezembro de 1995; nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; nº 9.648, de 27 de maio de 1998; nº 9.991, de 24 de julho de 2000; nº 10.848, de 15 de março de 2004; nº 11.977, de 7 de julho de 2009, e dá outras providências. Câmara dos Deputados da União República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 23 maio 2012. Disponível em: <<http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=545603>>. Acesso em: 20 mar. 2015.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. Projeto de Lei nº 4529, de 10 de out. de 2012. Estabelece incentivos ao uso da energia solar, altera as Leis nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995; nº 9.250, de 26 de dezembro de 1995; nº 9.991, de 24 de julho de 2000; nº 10.848, de 15 de março de 2004; nº 11.977, de 7 de julho de 2009, e dá outras providências. Câmara dos Deputados da União República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 10 out. 2012. Disponível em: <

<http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=556845>
>. Acesso em: 20 mar. 2015.

CAMPOS, Henrique M.; OLIVEIRA, Allan R.; AMARANTE, João G.. **Estudo da eficiência energética do Escritório Verde da Universidade Tecnológica Federal do Paraná**. 2013. 256 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

CAMPOS, Henrique M. v. d. B.. Desempenho dos Sistemas Fotovoltaicos do Escritório Verde da UTFPR. In: Seminário de Boas Práticas Socioambientais da Copel, V, 2014, Curitiba. **Anais...** Curitiba, PR.: COPEL, 2014.

CASAGRANDE JR, Eloy F.; KOBISKI, Bruno V.; GÓIS, João A.; AGUDELO, Libia P. P.. Practical Strategy for Sustainable Development in Education: The Green Office's Case of the Federal University of Technology of Paraná, Curitiba, Brazil. **World Symposium on Sustainable Development at Universities (WSSD-U-2012)**, 5 – 6 June 2012, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.escriptorioverdeonline.com.br/wp-content/uploads/2012/08/Green-Office-Chapter-69-Book-WSSD-2012-Rio+20-Conference.pdf>>. Acesso em: 03 fev 2014.

CHEESEMAN, Gina-Marie. Bonne Nouvelle! French Law Mandates Green Roofs, Solar Panels. **Triple Pundit**, 25 mar. 2015. Disponível em: <<http://www.triplepundit.com/2015/03/bonne-nouvelle-french-law-mandates-green-roofs/>>. Acesso em 23 abr. 2015.

CHENG, C. L.; JIMENEZ, Charles S. S.; LEE, Meng-Chieh. Research of BIPV optimal tilted angle, use of latitude concept for South orientated plans. **Renewable Energy**. V. 34, p. 1644-1650, jun. 2009.

COMEC: Coordenação da Região Metropolitana de Curitiba. **Região Metropolitana de Curitiba**. Disponível em: <http://www.comec.pr.gov.br/arquivos/File/Mapas2013/RMC_2013_Politico.pdf>. Acesso em: 12 out. 2015.

COPEL. **Mercado Livre**. Curitiba, 2014. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereço=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F0E4B9124856EB4F60325741900510644>>. Acesso em: 30 ago. 2015.

COPEL. **NTC 905200: Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da COPEL**. Curitiba, 2014. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcarquivos.nsf/DEE0C6F8CB4D20F403257C9B005C6712/\\$FILE/905200.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcarquivos.nsf/DEE0C6F8CB4D20F403257C9B005C6712/$FILE/905200.pdf)>. Acesso em 15 mai. 2014.

CSPE - Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo, 2009. Disponível em: <<http://www.cspe.sp.gov.br>>. Acesso em 15 nov. 2014.

DANG, Ke; YU, Jiqing; DANG, Tong; HAN, Bo.. Benefit of Distributed Generation on Line Loss Reduction. **Institute of Electrical and Electronics Engineers**, China, 2011.

D'ÁVILA, Vanessa. Dados Meteorológicos. [Mensagem Pessoal]. Mensagem recebida por <enghenrique@outlook.com> em 10 novembro 2014.

DONES, R.; HECK, T.; HIRSCHBERG, S.. Greenhouse gas emissions from energy systems: comparison and overview. **Encyclopaedia of Energy**. P. 77-95, 2004.

DRIF, M., MELLIT, A., AGUILERA J., PÉREZ, P.J., A comprehensive method for estimating energy losses due to shading on GC- BIPV systems using monitoring data. **Solar Energy**. V. 86, p. 2397-2404, set. 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Rio de Janeiro: EPE, maio de 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Publicado o edital do Leilão de Energia A-3/2013, o primeiro a incluir a energia solar**. Rio de Janeiro: EPE, 2013. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-3%202013/PublicadooeditaldoLeil%C3%A3odeEnergiaA-32013,oprimeiroaincluirenergiasolar.aspx?CategoriaID=6861>>. Acesso em 18 out. 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Projeção da demanda de energia elétrica para os próximo 10 anos (2014-2023)**. Rio de Janeiro: EPE, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **EPE cadastra 1034 projetos para Leilão de Reserva 2014**. Rio de Janeiro: EPE, 2014a. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20de%20Reserva%20\(2014\)/EPEcadastra1034projetosparaLeil%C3%A3odeReserva2014.aspx](http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20de%20Reserva%20(2014)/EPEcadastra1034projetosparaLeil%C3%A3odeReserva2014.aspx)>. Acesso em: 18 out. 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário estatístico de energia elétrica 2014: ano base 2013**. Rio de Janeiro: EPE, 2014b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2015 - Ano base 2014: Relatório Síntese**. Rio de Janeiro: EPE, 2015.

ESPANHA. Real decreto 314/2006, de 17 de marzo. **Ministerio de Vivienda**, Madrid, 17 de marzo de 2006. Disponível em: <<http://www.codigotecnico.org/cte/export/sites/default/web/galerias/archivos/RD3142006.pdf>>. Acesso em: 05 fev. 2015.

ESPANHA. Real decreto 661/2007, de 25 de mayo. **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio**, Madrid, 25 de mayo 2007. Disponível em: <<http://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf>>. Acesso em: 02 fev. 2015.

ESPAÑA. Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio. **Boletín Oficial del Estado**, España, 12 de julio de 2013. Disponível em: <<http://www.boe.es/boe/dias/2013/07/13/pdfs/BOE-A-2013-7705.pdf>>. Acesso em: 02 abr. 2015.

ESPAÑA. Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. **Boletín Oficial del Estado**, España, 6 de junio de 2014. Disponível em: <<http://www.boe.es/boe/dias/2014/06/10/pdfs/BOE-A-2014-6123.pdf>>. Acesso em: 02 abr. 2015.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION (EPIA). **Global Market Outlook For Solar Power 2015-2019**. Bélgica, 2015. Disponível em: <<http://www.solarpowereurope.org/media/downloads/>>. Acesso em 18 mai. 2015.

FEARNSIDE, Philip M.. Greenhouse-gas emissions from Amazonian hydroelectric reservoirs: the example of Brazil's Tucuruí Dam as compared to fossil fuel alternatives. **National Institute for Research in the Amazon (INPA)**. V. 24, p. 64-75, abr. 1997.

FU, Yinyin; LIU, Xin; YUAN, Zengwei. Life-cycle assessment of multi-crystalline photovoltaic (PV) systems in China. **Journal of Cleaner Production**. V. 86, p. 180-190, ago. 2014.

FUKUROZAKI, S. H.; ZILLES, R.; SAUER, I. L.. Energy Payback Time and CO2 Emissions of 1.2 kWp Photovoltaic Roof-Top System in Brazil. **International Journal of Smart Grid and Clean Energy**. V. 2, mai. 2013.

FUSANO, Renato Hideo. **Análise dos Índices de Mérito do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede do Escritório Verde da UTFPR**. 2013. 94 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

GERBINET, Saïcha; BELBOOM, Sandra; LÉONARD, Angélique. Life Cycle Analysis (LCA) of photovoltaic panels: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 38, p. 747-753, jul. 2014.

GERMANY. **Act revising the legislation on renewable energy sources in the electricity sector - Act implementing Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market**. 2004. Disponível em: <https://www.clearingstelle-eg.de/files/node/8/EEG_2004_Englische_Version.pdf>. Acesso em: 18 mai. 2015.

GREEN, Martin A.; EMERY, Keith; HISHIKAWA, Yoshihiro; WARTA, Wilhelm; DUNLOP, Ewan D.. Solar cell efficiency tables (version 44). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, V. 22, p. 701-710, 2014.

GIMENES, Juan A. S.. Curvas de Carga – atualização. [Mensagem Pessoal]. Mensagem recebida por <enghenrique@outlook.com> em 14 setembro 2015.

HUAMAN, Ruth Nataly Echevarria; JUN, Tian Xiu. Energy related CO₂ emissions and the progress on CCS projects: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 31, p. 368-385, jan. 2014.

IBGE. **Censo demográfico 2010**. Disponível em: <<http://www.cidades.ibge.gov.br/xtras/perfil.php?lang=&codmun=410690&search=parana|curitiba>>. Acesso em 10 nov. 2014.

IBGE. **Curitiba**. Disponível em: <<http://www.cidades.ibge.gov.br/xtras/perfil.php?lang=&codmun=410690>>. Acesso em 17 nov. 2015.

IEC 62116. **Test procedure of islanding prevention measure for utility interconnected photovoltaic inverters**. Suíça, 2008.

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

IEEE-929. **Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems**. Nova York, 2000.

INMET, **INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA**. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

International Energy Agency - IEA. **CO₂ emissions from fuel combustion**. USA, 2012.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Climate Change 2013: The Physical Science Basis**. Suíça, 2013. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>>. Acesso em: 09 jun. 2014.

IPARDES. **Anuário Estatístico do Estado do Paraná - Infraestrutura: energia**. Curitiba: IPARDES, 2012. Disponível em: <http://www.ipardes.pr.gov.br/anuario_2012/index.html>. Acesso em: 14 nov. 2014.

IPARDES. **Relação dos municípios Segundo as regiões geográficas do Paraná: 2012**. Curitiba: IPARDES, 2012. Disponível em: http://www.ipardes.gov.br/pdf/mapas/base_fisica/relacao_mun_regiao_geografica_parana.pdf. Acesso em: 13 out. 2015.

IPARDES. **Perfil do município de Curitiba**. Curitiba: IPARDES, 2015. Disponível em: <http://www.ipardes.gov.br/perfil_municipal/MontaPerfil.php?codlocal=5&btOk=ok>. Acesso em: 13 out. 2015.

IPARDES. **Perfil da região metropolitana de Curitiba**. Curitiba: IPARDES, 2015. Disponível em: <http://www.ipardes.gov.br/perfil_municipal/MontaPerfil.php?codlocal=921&btOk=ok>. Acesso em: 13 out. 2015.

IPARDES. **Caderno Estatístico – Município de Curitiba**. Curitiba: IPARDES, 2015. Disponível em: <
<http://www.ipardes.gov.br/cadernos/MontaCadPdf1.php?Municipio=80000&btOk=ok>>
 . Acesso em: 05 ago. 2015.

IPPUC. **Nossa Pegada de Carbono – Inventário de emissões de Gases de Efeito Estufa no IPPUC – Ano base 2014**. Curitiba: IPPUC, 2015. Disponível em: <
<http://www.ippuc.org.br/default.php>>. Acesso em: 05 ago. 2015.

ISO 14040: Environmental management, Life cycle assessment, Principles and framework. Canada, 2006.

ISO 14044: Environmental management, Life cycle assessment, Requirements and guidelines. Canada, 2006.

JARDIM, Carolina D. S.. **A Inserção da geração solar fotovoltaica em alimentadores urbanos enfocando a redução do pico de demanda diurno**. 2007. 148 p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – UFSC, Florianópolis-SC, 2007.

KOBISKI, Bruno V.. **Contribuição de uma edificação como reservatório de carbono: um estudo de caso do Escritório Verde da UTFPR**. 2014. 93 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – UTFPR, Curitiba-PR, 2014.

LACCHINI, Corrado; SANTOS, João C. V. dos.. Photovoltaic energy generation in Brazil-Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. **Renewable Energy** **52** (2013) **183-189**. Philadelphia, Nov. 2012. Disponível em: <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112006787>>. Acesso em: 09 jun. 2014.

LALEMAN, Ruben; ALBRECHT, Johan; DEWULF, Jo. Life Cycle Analysis to estimate the environmental impact of residential photovoltaic systems in regions with a low solar irradiation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 15, p. 267-281, set. 2010.

LIU, Ming; TAY, N. H. Steven; BELL, Stuart; BELUSKO, Martin; JACOB, Rhys; WILL, Geoffrey; SAMAN, Wasim; BRUNO, Frank. Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 53, p. 1411-1432, nov. 2015.

MCTI. **Fatores de Emissão de CO₂ de acordo com a ferramenta metodológica: "Tool to calculate the emission factor for an electricity system, versões 1, 1.1, 2, 2.1.0, 2.2.0, 2.2.1, 03.0.0 e 04.0" aprovada pelo Conselho Executivo do MDL**. 2015. Disponível em: <
<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>>. Acesso em 15 ago. 2015.

MCTI. **Cálculo dos Fatores de Emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil**. 2007. Disponível em: <
http://www.mct.gov.br/upd_blob/0013/13471.pdf>. Acesso em: 04 jun. 2015.

MIGUEL, Paulo A. C.. Estudo de caso na engenharia de produção: estruturação e recomendações para sua condução. **Produção**, v. 17, p. 216-229, jan. 2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Demanda de energia 2050**. Brasília: MME: EPE, 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%2013-14%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>. Acesso em: 12 ago. 2015.

MME – Ministério das Minas de Energia. **Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica**. Apresentação: Laura Porto: COPPE, 2004.

NASCIMENTO, Lucas R.; RÜTHER, Ricardo. A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 5, 2014, Recife. **Anais do 5º Congresso Brasileiro de Energia Solar (V CBENS)**, Recife, 31 a 03 de abril de 2014.

NEPAL, Prakash; INCE, Peter J.; SKOG, Kenneth E.; CHANG, Sun J.. Projection of U.S. forest sector carbon sequestration under U.S. and global timber market and wood energy consumption scenarios, 2010 e 2060. **Biomass and Bioenergy**. V.45, p. 251-264, jul. 2012.

NORTON, Brian; EAMES, Philip C.; MALLICK, Tapas K., HUANG, Ming Jun; McCORMACK, Sarah J.; MONDOL, Jayanta D.; YOHANIS, Yigzaw G.. Enhancing the performance of building integrated photovoltaics. **Solar Energy**. V. 85, p. 1629-1664, ago. 2011.

PACCA, Sergio; SIVARAMAN, Deepak; KEOLEIAN, Gregory A.. Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems. **Energy Policy**. V. 35, p. 3316-3326, jan. 2007.

PARMESANO, Hethie S. Standby service to distributed generation projects: The wrong tool for subsidies. **The Electricity Journal**. V. 10, p. 85-92, 2011.

PENG, Jinqing; LU, Lin; YANG, Hongxing. Review on life cycle assessment of energy payback and green house gas emission of solar photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 19, p. 255–274, mar. 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112006478>>. Acesso em: 20 ago. 2014.

PEREIRA, Enio B.; MARTINS, Fernando R.; ABREU, Samuel L.; RÜTHER, Ricardo. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos, 2006, 60 p.

PINHO, João T.; BARBOSA, Claudomiro F. O.; PEREIRA, Edinaldo J. S.; SOUZA, Hallan M. S.; BLASQUES, Luis C. M.; GALHARDO, Marcos A. B.; MACÊDO, Wilson N.. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia**. Brasília: MME, 2008. 396 p.

PINHO, João T.; GALDINO, Marco A.; Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES). CEPEL - GTES. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014, 529 p.

PNUD. **O que é o IDH**. Disponível em: <http://www.pnud.org.br/IDH/IDH.aspx?indiceAccordion=0&li=li_IDH>. Acesso em 16 nov. 2015.

POMPERMAYER, Máximo L.. Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira: Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 013/2011. **IV Workshop Inovação para o Estabelecimento do Setor de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil e V Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Recife, 31 de março de 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1923>. Acesso em 02 abr. 2015.

PRODANOV, Cleber C.; FREITAS, Ernani C.. **Metodologia do trabalho científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico**. Novo Hamburgo: Feevale, 2013.

REBECHI, Samuel H.. **O potencial da geração solar fotovoltaica conectada ao sistema de distribuição urbano: estudo de caso para um alimentador com pico de carga diurno**. 2008. 74 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – UFSC, Florianópolis-SC, 2007.

REIS, Lineu B.; SILVEIRA, Semilda. **Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável**. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2001.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY (REN21). **Renewables 2015: Global Status Report**. França, 2015. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/GSR2015_KeyFindings_lowres.pdf>. Acesso em: 09 ago. 2015.

RIO20. **Governos: alguns compromissos assumidos durante a RIO+20**. Rio de Janeiro: Comitê Nacional de Organização Rio+20, 2012. Disponível em: <http://www.rio20.gov.br/sala_de_imprensa/noticias-nacionais1/governos-alguns-compromissos-assumidos-durante-a-rio-20>. Acesso em: 3 jun. 2014.

ROKACH, Joshua Z.. Net metering needs safety net. **The Electricity Journal**, V. 11, p. 106-108, 2011.

RODRÍGUEZ, Carlos R. C.. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – UNICAMP, Campinas-SP, 2002.

RÜTHER, Ricardo; KNOB, Paulo J.; JARDIM, Carolina S.; REBECHI, Samuel H.. Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil. **Energy conversion and management**. V. 49, p. 1074-1079, 2008.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos**. Florianópolis: Editora UFSC/LABSOLAR, 2004.

SALAMONI, Isabel T.. **Um programa residencial de telhados solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica**. 2009. 186 p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – UFSC, Florianópolis-SC, 2009.

SEPA. **Utility Solar Business Models: Developing value in solar markets**. Washington, 2010. 65 p.

SIMEPAR. **Instituto Tecnológico Simepar**. Disponível em: <<http://www.simepar.br/>>. Acesso em: 10 abr. 2015.

STYLOS, Nikolaos; KORONEOS, Christopher. Carbon footprint of polycrystalline photovoltaic systems. **Journal of Cleaner Production**. V.64, p. 639-645, out. 2013.

TIEPOLO, Gerson M.. **Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná**. 2015. 228 p. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção e Sistemas) – UTFPR, Curitiba-PR, 2015.

TRACTEBEL. **Usina Solar Cidade Azul**. Disponível em: <<http://www.tractebelenergia.com.br/usinasolar/>>. Acesso em: 02 abr. 2015.

TURCONI, Roberto; BOLDRIN, Alessio; ASTRUP, Thomas. Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 28, p. 555-565, set. 2013.

UFRGS. **Programa RADIASOL**. Laboratório de Energia Solar, 2012.

URBANETZ JUNIOR, Jair. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. 189 p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – UFSC, Florianópolis-SC, 2010.

URBANETZ JUNIOR, Jair. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos e dimensionamento de sistemas**. Curitiba, 2012.

URBANETZ JUNIOR, Jair; CHINVELSKI, Tiago; SIMÃO, Carla A.; MAKISHI, Lilian M.. Primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica homologado pela COPEL. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, V, 2014, Recife. **Anais do V Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Recife, 31 a 3 de abril de 2014.

URBANETZ JUNIOR, Jair; MARIANO, Juliana D'Angela; CAMPOS, Henrique M.; TONIN, Fabianna; CASAGRANDE, Eloy F.; TIEPOLO, Gerson M.. Acompanhamento e análise de três anos de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica da UTFPR. CONGRESSO INTERNACIONAL SODEBRAS, XXXIII, 2015. **Anais do XXXIII Congresso Internacional Sodebras**, Salvador, 29 a 31 de maio de 2015.

VARUN; BHAT, I. K.; PRAKASH, Ravi. LCA of renewable energy for electricity generation systems-A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 13, p. 1067-1073, ago. 2008.

VILLALVA, Marcelo G.; GAZOLI, Jonas, R.. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações**. São Paulo: Editora Érica Ltda, 2012.

WEISSER, Daniel. A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. **Energy**. V. 32, p. 1543-1559, 2006.

WIJAYATUNGA, Priyantha D. C.. Regulation for renewable energy development: Lessons from Sri Lanka experience. **Renewable Energy**, V. 61, p. 29-32, 2012.

ZENI, André L.. Informações sobre produção fotovoltaica no PR. [Mensagem Pessoal]. Mensagem recebida por <enghenrique@outlook.com> em 14 outubro 2015.

ANEXO A – DADOS DE DEMANDA MÉDIA DE POTÊNCIA DE CURITIBA E REGIÃO (P_{DMED}) E POTÊNCIA FOTOGERADA DO CENÁRIO BASE (P)

Dia 28/01/2013

Tempo (h)	P_{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P_{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P_{DMED} (MW)	P (W)
00:00	1098,68	0,00	08:15	1292,72	1294,27	16:15	1571,74	6955,53
00:15	1057,79	0,00	08:30	1323,15	1536,24	16:30	1572,46	6798,80
00:30	1021,95	0,00	08:45	1360,52	1338,06	16:45	1565,07	6875,89
00:45	994,77	0,00	09:00	1392,96	2689,97	17:00	1536,79	5064,33
01:00	972,15	0,00	09:15	1423,72	3420,19	17:15	1514,16	5841,18
01:15	960,30	0,00	09:30	1439,58	3255,33	17:30	1491,02	4972,97
01:30	948,91	0,00	09:45	1454,13	3757,73	17:45	1445,49	3930,18
01:45	942,36	0,00	10:00	1476,90	4741,54	18:00	1405,15	1623,23
02:00	937,39	0,00	10:15	1489,07	5088,50	18:15	1394,71	1126,64
02:15	925,25	0,00	10:30	1500,01	5531,54	18:30	1383,36	904,48
02:30	915,40	0,00	10:45	1508,93	5506,86	18:45	1319,24	654,56
02:45	912,55	0,00	11:00	1512,54	6224,85	19:00	1239,19	432,34
03:00	907,31	0,00	11:15	1515,10	7355,14	19:15	1251,33	391,74
03:15	893,49	0,00	11:30	1502,63	7438,95	19:30	1270,36	122,20
03:30	887,31	0,00	11:45	1479,14	5791,25	19:45	1287,54	29,94
03:45	890,90	0,00	12:00	1447,20	8069,39	20:00	1326,04	0,00
04:00	897,37	0,00	12:15	1445,76	8569,46	20:15	1405,85	0,00
04:15	899,76	0,00	12:30	1450,19	6246,89	20:30	1497,43	0,00
04:30	903,25	0,00	12:45	1456,30	8133,83	20:45	1517,24	0,00
04:45	903,86	0,00	13:00	1493,79	8561,58	21:00	1527,18	0,00
05:00	906,68	0,00	13:15	1530,54	8217,13	21:15	1492,64	0,00
05:15	916,50	0,00	13:30	1555,97	5890,41	21:30	1474,62	0,00
05:30	929,33	0,00	13:45	1571,10	7650,03	21:45	1456,91	0,00
05:45	938,69	0,00	14:00	1573,70	6674,59	22:00	1485,96	0,00
06:00	971,37	0,00	14:15	1567,19	6271,22	22:15	1493,83	0,00
06:15	1020,63	0,00	14:30	1560,83	9090,33	22:30	1544,60	0,00
06:30	1042,66	0,00	14:45	1563,58	9188,77	22:45	1516,75	0,00
06:45	1042,99	0,00	15:00	1553,93	8093,81	23:00	1490,52	0,00
07:00	1074,75	0,00	15:15	1568,80	8180,63	23:15	1433,66	0,00
07:15	1110,01	0,00	15:30	1569,01	8456,07	23:30	1359,80	0,00
07:30	1148,80	251,47	15:45	1561,42	6658,63	23:45	1325,66	0,00
07:45	1196,59	568,48	16:00	1564,14	7432,87			
08:00	1250,86	879,60						

Dia 28/02/2013

Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)
00:00	1269,07	0,00	08:15	1464,98	2613,06	16:15	1647,84	3894,83
00:15	1234,21	0,00	08:30	1475,95	2492,63	16:30	1649,86	2889,44
00:30	1196,24	0,00	08:45	1515,96	2818,04	16:45	1599,73	973,48
00:45	1179,52	0,00	09:00	1539,32	3305,95	17:00	1587,36	518,21
01:00	1135,65	0,00	09:15	1557,77	4348,98	17:15	1571,41	445,82
01:15	1150,10	0,00	09:30	1554,38	5245,75	17:30	1546,33	329,69
01:30	1125,87	0,00	09:45	1557,90	5508,47	17:45	1469,27	260,26
01:45	1120,27	0,00	10:00	1597,08	3209,03	18:00	1343,61	182,57
02:00	1094,92	0,00	10:15	1618,23	5851,31	18:15	1345,60	86,39
02:15	1114,27	0,00	10:30	1643,11	3969,39	18:30	1364,33	9,31
02:30	1090,36	0,00	10:45	1643,56	3807,57	18:45	1419,16	0,00
02:45	1092,32	0,00	11:00	1653,20	7007,48	19:00	1508,72	0,00
03:00	1071,94	0,00	11:15	1670,12	8162,66	19:15	1568,24	0,00
03:15	1096,05	0,00	11:30	1639,88	8776,34	19:30	1580,14	0,00
03:30	1093,19	0,00	11:45	1620,90	7305,06	19:45	1570,75	0,00
03:45	1092,08	0,00	12:00	1549,83	8141,17	20:00	1559,92	0,00
04:00	1079,70	0,00	12:15	1554,80	5008,69	20:15	1541,33	0,00
04:15	1075,50	0,00	12:30	1547,60	6226,45	20:30	1552,10	0,00
04:30	1095,44	0,00	12:45	1560,07	5939,37	20:45	1536,00	0,00
04:45	1101,05	0,00	13:00	1601,29	6442,10	21:00	1591,58	0,00
05:00	1113,59	0,00	13:15	1621,77	4962,18	21:15	1626,65	0,00
05:15	1094,99	0,00	13:30	1656,02	4636,57	21:30	1603,59	0,00
05:30	1135,16	0,00	13:45	1670,20	3436,25	21:45	1592,18	0,00
05:45	1150,09	0,00	14:00	1670,87	5627,54	22:00	1540,72	0,00
06:00	1162,34	0,00	14:15	1681,28	4923,71	22:15	1544,68	0,00
06:15	1170,60	6,92	14:30	1666,75	8157,95	22:30	1526,94	0,00
06:30	1205,45	97,78	14:45	1687,37	5667,34	22:45	1476,01	0,00
06:45	1217,29	175,20	15:00	1673,13	6970,88	23:00	1429,41	0,00
07:00	1258,44	287,82	15:15	1667,27	5911,04	23:15	1428,14	0,00
07:15	1282,09	783,31	15:30	1667,76	1949,71	23:30	1372,37	0,00
07:30	1312,02	1045,68	15:45	1642,22	1303,73	23:45	1343,55	0,00
07:45	1366,79	1607,23	16:00	1657,75	1802,61			
08:00	1417,19	2160,29						

Dia 20/03/2013

Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)
00:00	1194,82	0,00	08:15	1392,37	918,62	16:15	1583,43	422,31
00:15	1170,82	0,00	08:30	1411,21	1299,99	16:30	1589,73	422,25
00:30	1124,93	0,00	08:45	1434,89	849,39	16:45	1577,65	320,49
00:45	1132,36	0,00	09:00	1446,44	1166,22	17:00	1572,23	83,70
01:00	1109,04	0,00	09:15	1472,07	1227,32	17:15	1584,98	36,18
01:15	1078,01	0,00	09:30	1488,92	856,37	17:30	1562,25	0,00
01:30	1070,66	0,00	09:45	1515,64	1211,32	17:45	1531,16	0,00
01:45	1045,97	0,00	10:00	1529,57	2068,18	18:00	1436,63	0,00
02:00	1047,78	0,00	10:15	1543,33	1356,81	18:15	1506,58	0,00
02:15	1027,02	0,00	10:30	1543,11	1730,51	18:30	1539,85	0,00
02:30	986,88	0,00	10:45	1587,61	1160,80	18:45	1545,51	0,00
02:45	974,18	0,00	11:00	1573,79	1199,89	19:00	1540,71	0,00
03:00	995,94	0,00	11:15	1576,93	1140,51	19:15	1544,71	0,00
03:15	1014,53	0,00	11:30	1569,99	1282,49	19:30	1536,91	0,00
03:30	995,17	0,00	11:45	1557,98	1095,69	19:45	1529,45	0,00
03:45	1009,28	0,00	12:00	1517,29	1056,94	20:00	1512,78	0,00
04:00	1008,88	0,00	12:15	1479,73	1009,79	20:15	1502,50	0,00
04:15	986,95	0,00	12:30	1480,31	2396,15	20:30	1497,12	0,00
04:30	1009,43	0,00	12:45	1475,21	2037,86	20:45	1492,91	0,00
04:45	1019,50	0,00	13:00	1478,09	3255,24	21:00	1513,97	0,00
05:00	1014,69	0,00	13:15	1526,82	2123,75	21:15	1555,09	0,00
05:15	1047,01	0,00	13:30	1562,49	1465,06	21:30	1547,85	0,00
05:30	1045,08	0,00	13:45	1554,40	1255,84	21:45	1567,01	0,00
05:45	1043,93	0,00	14:00	1565,71	1459,07	22:00	1545,68	0,00
06:00	1097,43	0,00	14:15	1548,92	1179,03	22:15	1522,60	0,00
06:15	1130,74	0,00	14:30	1517,98	928,25	22:30	1461,58	0,00
06:30	1135,51	0,00	14:45	1551,16	1153,25	22:45	1420,74	0,00
06:45	1190,73	20,08	15:00	1544,23	842,39	23:00	1390,56	0,00
07:00	1204,14	119,63	15:15	1549,83	325,72	23:15	1324,17	0,00
07:15	1250,61	279,90	15:30	1579,70	326,92	23:30	1298,24	0,00
07:30	1280,08	389,50	15:45	1575,09	388,21	23:45	1245,76	0,00
07:45	1306,31	543,55	16:00	1580,13	537,99			
08:00	1335,01	798,68						

Dia 24/06/2013

Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)
00:00	1064,11	0,00	08:15	1395,18	0,00	16:15	1646,01	0,00
00:15	1044,03	0,00	08:30	1418,03	0,00	16:30	1661,25	0,00
00:30	1013,88	0,00	08:45	1442,59	0,00	16:45	1666,51	0,00
00:45	983,12	0,00	09:00	1463,01	0,00	17:00	1676,79	0,00
01:00	950,41	0,00	09:15	1477,86	0,00	17:15	1704,21	0,00
01:15	934,15	0,00	09:30	1510,74	0,00	17:30	1744,02	0,00
01:30	921,79	0,00	09:45	1534,67	0,00	17:45	1715,47	0,00
01:45	914,20	0,00	10:00	1558,58	6,70	18:00	1621,11	0,00
02:00	915,10	0,00	10:15	1582,21	6,70	18:15	1611,27	0,00
02:15	920,04	0,00	10:30	1592,11	0,00	18:30	1628,98	0,00
02:30	910,44	0,00	10:45	1619,57	0,00	18:45	1626,96	0,00
02:45	895,64	0,00	11:00	1636,03	0,00	19:00	1610,82	0,00
03:00	877,24	0,00	11:15	1640,62	0,00	19:15	1622,66	0,00
03:15	884,70	0,00	11:30	1619,05	0,00	19:30	1615,76	0,00
03:30	885,55	0,00	11:45	1597,45	0,00	19:45	1605,10	0,00
03:45	875,98	0,00	12:00	1560,54	44,57	20:00	1594,53	0,00
04:00	880,81	0,00	12:15	1546,39	44,57	20:15	1585,50	0,00
04:15	877,82	0,00	12:30	1547,20	0,00	20:30	1583,96	0,00
04:30	874,80	0,00	12:45	1543,00	213,86	20:45	1586,67	0,00
04:45	884,51	0,00	13:00	1577,11	216,00	21:00	1624,61	0,00
05:00	899,42	0,00	13:15	1584,86	264,12	21:15	1655,01	0,00
05:15	918,29	0,00	13:30	1594,61	331,53	21:30	1632,41	0,00
05:30	948,13	0,00	13:45	1599,26	302,65	21:45	1604,51	0,00
05:45	979,38	0,00	14:00	1597,96	267,31	22:00	1564,34	0,00
06:00	1019,49	0,00	14:15	1597,94	312,42	22:15	1510,26	0,00
06:15	1075,43	0,00	14:30	1607,15	367,16	22:30	1497,95	0,00
06:30	1119,86	0,00	14:45	1619,94	368,40	22:45	1443,72	0,00
06:45	1172,52	0,00	15:00	1613,08	392,72	23:00	1392,42	0,00
07:00	1219,84	0,00	15:15	1603,55	308,17	23:15	1354,21	0,00
07:15	1252,11	0,00	15:30	1597,17	182,69	23:30	1308,25	0,00
07:30	1270,67	0,00	15:45	1615,61	60,90	23:45	1254,12	0,00
07:45	1296,44	0,00	16:00	1635,25	2,45			
08:00	1340,87	0,00						

Dia 02/08/2013

Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)
00:00	1300,86	0,00	08:15	1456,18	1767,38	16:15	1609,22	1672,41
00:15	1255,16	0,00	08:30	1485,99	2143,63	16:30	1644,20	209,36
00:30	1235,47	0,00	08:45	1509,42	2544,80	16:45	1608,75	167,92
00:45	1206,22	0,00	09:00	1520,63	3253,56	17:00	1591,35	91,98
01:00	1182,87	0,00	09:15	1554,85	3660,33	17:15	1605,41	41,63
01:15	1139,53	0,00	09:30	1553,03	4024,81	17:30	1583,29	7,43
01:30	1131,76	0,00	09:45	1576,69	4355,81	17:45	1549,90	3,69
01:45	1110,60	0,00	10:00	1618,22	5060,10	18:00	1526,95	0,00
02:00	1095,63	0,00	10:15	1633,60	5365,35	18:15	1622,27	0,00
02:15	1077,94	0,00	10:30	1630,60	5694,30	18:30	1662,43	0,00
02:30	1103,19	0,00	10:45	1631,30	5977,03	18:45	1652,93	0,00
02:45	1083,68	0,00	11:00	1631,39	6383,96	19:00	1623,44	0,00
03:00	1082,09	0,00	11:15	1666,97	6561,79	19:15	1623,93	0,00
03:15	1077,28	0,00	11:30	1638,11	6688,65	19:30	1614,86	0,00
03:30	1074,82	0,00	11:45	1628,56	6709,93	19:45	1598,76	0,00
03:45	1087,40	0,00	12:00	1582,98	6924,12	20:00	1578,99	0,00
04:00	1075,00	0,00	12:15	1546,90	7026,49	20:15	1553,98	0,00
04:15	1090,56	0,00	12:30	1565,65	7022,99	20:30	1553,94	0,00
04:30	1056,32	0,00	12:45	1562,21	7000,13	20:45	1542,20	0,00
04:45	1084,42	0,00	13:00	1595,61	7008,76	21:00	1572,72	0,00
05:00	1100,27	0,00	13:15	1619,54	6976,75	21:15	1608,82	0,00
05:15	1094,02	0,00	13:30	1630,10	6870,19	21:30	1606,69	0,00
05:30	1120,79	0,00	13:45	1650,37	6749,44	21:45	1582,31	0,00
05:45	1134,90	0,00	14:00	1641,44	6502,32	22:00	1554,02	0,00
06:00	1193,47	0,00	14:15	1599,09	6265,03	22:15	1531,68	0,00
06:15	1250,95	0,00	14:30	1604,79	6048,53	22:30	1548,55	0,00
06:30	1288,63	0,00	14:45	1624,02	5841,50	22:45	1549,73	0,00
06:45	1258,13	0,00	15:00	1590,97	5323,37	23:00	1495,23	0,00
07:00	1268,17	18,92	15:15	1623,91	5011,12	23:15	1466,68	0,00
07:15	1303,49	106,19	15:30	1623,65	4756,76	23:30	1392,87	0,00
07:30	1366,50	449,04	15:45	1618,39	4429,88	23:45	1374,85	0,00
07:45	1388,76	811,56	16:00	1616,83	3162,53			
08:00	1428,52	1384,95						

Dia 13/09/2013

Tempo (h)	PDMAX (MW)	EFV (W)	Tempo (h)	PDMAX (MW)	EFV (W)	Tempo (h)	PDMAX (MW)	EFV (W)
00:00	1299,57	0,00	08:15	1500,55	2754,01	16:15	1654,00	1176,13
00:15	1260,47	0,00	08:30	1532,38	3102,70	16:30	1660,91	556,32
00:30	1229,95	0,00	08:45	1527,26	3642,88	16:45	1637,12	535,68
00:45	1177,02	0,00	09:00	1529,82	4508,91	17:00	1605,70	443,78
01:00	1161,55	0,00	09:15	1593,54	4914,54	17:15	1581,39	310,26
01:15	1162,48	0,00	09:30	1602,71	5350,16	17:30	1551,96	242,54
01:30	1130,31	0,00	09:45	1622,68	5640,97	17:45	1508,03	120,33
01:45	1116,26	0,00	10:00	1626,02	6330,67	18:00	1446,39	0,00
02:00	1104,79	0,00	10:15	1611,93	6608,93	18:15	1547,43	0,00
02:15	1095,32	0,00	10:30	1649,18	6831,29	18:30	1633,45	0,00
02:30	1094,11	0,00	10:45	1681,36	7119,36	18:45	1639,99	0,00
02:45	1075,20	0,00	11:00	1689,12	7418,73	19:00	1637,17	0,00
03:00	1059,46	0,00	11:15	1699,89	7658,24	19:15	1652,20	0,00
03:15	1059,68	0,00	11:30	1674,16	7129,20	19:30	1624,12	0,00
03:30	1079,01	0,00	11:45	1623,51	7926,34	19:45	1600,81	0,00
03:45	1073,09	0,00	12:00	1588,03	8036,73	20:00	1583,00	0,00
04:00	1075,30	0,00	12:15	1579,44	8101,53	20:15	1573,43	0,00
04:15	1070,98	0,00	12:30	1578,40	8089,45	20:30	1565,82	0,00
04:30	1088,39	0,00	12:45	1574,12	8032,82	20:45	1568,10	0,00
04:45	1082,57	0,00	13:00	1618,51	7909,22	21:00	1595,47	0,00
05:00	1098,07	0,00	13:15	1655,09	7649,30	21:15	1612,55	0,00
05:15	1094,40	0,00	13:30	1683,95	7618,41	21:30	1608,81	0,00
05:30	1140,38	0,00	13:45	1685,70	7402,59	21:45	1585,68	0,00
05:45	1155,35	0,00	14:00	1675,99	7169,20	22:00	1559,02	0,00
06:00	1175,02	0,00	14:15	1696,94	6904,23	22:15	1581,02	0,00
06:15	1170,58	0,00	14:30	1689,03	6757,11	22:30	1569,80	0,00
06:30	1229,01	52,16	14:45	1678,48	6413,21	22:45	1555,25	0,00
06:45	1256,27	146,22	15:00	1650,27	5990,67	23:00	1527,84	0,00
07:00	1306,90	266,27	15:15	1666,17	5655,48	23:15	1476,76	0,00
07:15	1307,23	537,31	15:30	1671,19	5272,56	23:30	1427,90	0,00
07:30	1335,29	1055,88	15:45	1671,67	4288,56	23:45	1396,62	0,00
07:45	1386,66	1455,06	16:00	1645,80	3446,72			
08:00	1468,22	2316,08						

Dia 24/07/2014

Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)
00:00	1255,57	0,00	08:15	1492,72	175,58	16:15	1654,51	122,13
00:15	1246,86	0,00	08:30	1538,94	167,69	16:30	1683,33	11,02
00:30	1190,90	0,00	08:45	1541,34	487,40	16:45	1671,80	0,19
00:45	1174,50	0,00	09:00	1573,71	738,69	17:00	1633,93	7,04
01:00	1151,14	0,00	09:15	1590,76	432,02	17:15	1650,68	0,00
01:15	1127,87	0,00	09:30	1617,43	732,75	17:30	1653,50	0,00
01:30	1114,16	0,00	09:45	1634,00	951,87	17:45	1618,00	0,00
01:45	1094,77	0,00	10:00	1629,61	1279,28	18:00	1585,77	0,00
02:00	1082,76	0,00	10:15	1643,77	830,40	18:15	1585,92	0,00
02:15	1071,73	0,00	10:30	1665,70	821,03	18:30	1604,65	0,00
02:30	1076,05	0,00	10:45	1672,89	1321,85	18:45	1607,27	0,00
02:45	1056,11	0,00	11:00	1653,03	974,14	19:00	1590,57	0,00
03:00	1087,36	0,00	11:15	1664,27	806,80	19:15	1588,01	0,00
03:15	1082,15	0,00	11:30	1665,84	1790,52	19:30	1581,70	0,00
03:30	1075,76	0,00	11:45	1631,43	1492,21	19:45	1571,36	0,00
03:45	1062,14	0,00	12:00	1631,59	950,95	20:00	1566,33	0,00
04:00	1067,98	0,00	12:15	1597,22	1053,94	20:15	1546,10	0,00
04:15	1070,58	0,00	12:30	1578,07	1786,83	20:30	1541,43	0,00
04:30	1076,12	0,00	12:45	1566,77	1196,53	20:45	1529,69	0,00
04:45	1094,09	0,00	13:00	1604,58	686,78	21:00	1600,54	0,00
05:00	1085,58	0,00	13:15	1596,99	475,80	21:15	1633,02	0,00
05:15	1122,72	0,00	13:30	1637,70	474,15	21:30	1621,53	0,00
05:30	1126,97	0,00	13:45	1637,42	705,56	21:45	1594,35	0,00
05:45	1138,80	0,00	14:00	1633,43	744,87	22:00	1552,56	0,00
06:00	1200,74	0,00	14:15	1626,23	1084,25	22:15	1489,65	0,00
06:15	1232,00	0,00	14:30	1629,91	823,60	22:30	1501,99	0,00
06:30	1296,58	0,00	14:45	1621,05	551,78	22:45	1485,33	0,00
06:45	1332,98	0,00	15:00	1615,82	305,29	23:00	1434,45	0,00
07:00	1338,56	0,00	15:15	1649,91	56,27	23:15	1382,59	0,00
07:15	1385,65	0,00	15:30	1638,94	127,25	23:30	1320,75	0,00
07:30	1389,98	0,00	15:45	1670,09	109,71	23:45	1283,55	0,00
07:45	1420,16	18,12	16:00	1669,41	49,71			
08:00	1458,83	58,50						

Dia 02/09/2014

Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)
00:00	1211,74	0,00	08:15	1421,77	858,79	16:15	1608,39	45,77
00:15	1173,58	0,00	08:30	1432,70	779,15	16:30	1620,33	4,96
00:30	1138,82	0,00	08:45	1457,51	800,96	16:45	1639,44	0,00
00:45	1110,39	0,00	09:00	1478,28	1047,09	17:00	1648,21	0,00
01:00	1082,10	0,00	09:15	1500,53	1459,46	17:15	1680,29	0,00
01:15	1062,80	0,00	09:30	1520,78	1462,26	17:30	1668,38	0,00
01:30	1059,21	0,00	09:45	1531,84	1645,04	17:45	1604,99	0,00
01:45	1029,41	0,00	10:00	1547,96	1288,43	18:00	1527,00	0,00
02:00	1008,34	0,00	10:15	1558,35	1919,42	18:15	1542,19	0,00
02:15	1010,02	0,00	10:30	1572,99	2743,50	18:30	1537,28	0,00
02:30	1007,57	0,00	10:45	1574,41	3758,93	18:45	1543,90	0,00
02:45	1004,65	0,00	11:00	1575,39	4124,22	19:00	1535,29	0,00
03:00	999,49	0,00	11:15	1569,78	5769,06	19:15	1539,33	0,00
03:15	989,45	0,00	11:30	1558,66	5218,29	19:30	1521,67	0,00
03:30	985,14	0,00	11:45	1538,08	4768,97	19:45	1515,98	0,00
03:45	980,18	0,00	12:00	1477,65	7031,24	20:00	1525,99	0,00
04:00	986,77	0,00	12:15	1460,81	5897,41	20:15	1513,83	0,00
04:15	991,32	0,00	12:30	1450,13	5098,82	20:30	1512,03	0,00
04:30	997,19	0,00	12:45	1444,98	5350,79	20:45	1495,89	0,00
04:45	997,18	0,00	13:00	1471,74	5826,06	21:00	1509,24	0,00
05:00	1017,22	0,00	13:15	1500,90	5387,15	21:15	1523,57	0,00
05:15	1028,40	0,00	13:30	1532,42	5050,45	21:30	1508,75	0,00
05:30	1044,63	0,00	13:45	1543,26	5352,71	21:45	1485,32	0,00
05:45	1064,79	0,00	14:00	1552,30	4154,46	22:00	1460,07	0,00
06:00	1109,31	0,00	14:15	1546,38	3854,55	22:15	1418,56	0,00
06:15	1160,46	0,00	14:30	1545,10	2634,17	22:30	1365,81	0,00
06:30	1165,81	0,00	14:45	1543,39	2207,19	22:45	1335,94	0,00
06:45	1185,51	40,44	15:00	1527,96	1776,91	23:00	1297,14	0,00
07:00	1223,46	180,74	15:15	1533,50	2043,04	23:15	1247,00	0,00
07:15	1263,89	306,80	15:30	1546,80	1888,32	23:30	1221,64	0,00
07:30	1298,16	463,91	15:45	1566,70	613,42	23:45	1183,66	0,00
07:45	1335,13	600,88	16:00	1592,50	152,40			
08:00	1382,67	892,55						

Dia 10/09/2014

Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)
00:00	1246,64	0,00	08:15	1450,06	2757,70	16:15	1664,19	1220,34
00:15	1200,98	0,00	08:30	1463,86	3356,90	16:30	1676,75	211,78
00:30	1161,65	0,00	08:45	1473,92	3961,57	16:45	1657,87	184,08
00:45	1141,37	0,00	09:00	1497,12	4584,71	17:00	1628,08	139,84
01:00	1116,19	0,00	09:15	1514,24	4816,19	17:15	1610,24	98,57
01:15	1092,57	0,00	09:30	1531,03	5060,92	17:30	1585,91	50,14
01:30	1080,81	0,00	09:45	1551,94	5462,78	17:45	1534,67	8,22
01:45	1063,86	0,00	10:00	1577,07	6120,54	18:00	1476,02	0,00
02:00	1067,02	0,00	10:15	1601,60	6478,58	18:15	1569,22	0,00
02:15	1039,43	0,00	10:30	1615,33	7022,48	18:30	1652,25	0,00
02:30	1026,03	0,00	10:45	1635,63	7318,14	18:45	1668,12	0,00
02:45	1024,12	0,00	11:00	1643,39	7559,11	19:00	1668,47	0,00
03:00	1022,28	0,00	11:15	1646,25	7779,18	19:15	1648,64	0,00
03:15	1015,26	0,00	11:30	1637,39	7760,65	19:30	1617,03	0,00
03:30	1019,03	0,00	11:45	1605,81	7472,34	19:45	1610,56	0,00
03:45	1012,08	0,00	12:00	1561,56	8099,64	20:00	1589,18	0,00
04:00	1015,21	0,00	12:15	1534,32	8330,93	20:15	1584,28	0,00
04:15	1018,47	0,00	12:30	1522,73	8629,89	20:30	1597,78	0,00
04:30	1028,47	0,00	12:45	1539,83	7138,37	20:45	1593,00	0,00
04:45	1018,87	0,00	13:00	1575,92	6649,17	21:00	1630,94	0,00
05:00	1026,77	0,00	13:15	1613,36	8760,16	21:15	1656,38	0,00
05:15	1055,01	0,00	13:30	1622,94	7616,02	21:30	1647,79	0,00
05:30	1077,66	0,00	13:45	1634,60	7825,65	21:45	1651,18	0,00
05:45	1113,83	0,00	14:00	1644,10	7512,85	22:00	1645,90	0,00
06:00	1142,00	0,00	14:15	1638,35	7247,76	22:15	1590,46	0,00
06:15	1150,70	0,00	14:30	1636,71	7038,53	22:30	1538,40	0,00
06:30	1177,57	18,00	14:45	1632,28	6622,82	22:45	1494,69	0,00
06:45	1206,31	97,90	15:00	1612,24	6213,50	23:00	1454,18	0,00
07:00	1247,50	209,20	15:15	1628,46	5769,20	23:15	1407,83	0,00
07:15	1279,22	485,49	15:30	1640,01	5310,08	23:30	1368,62	0,00
07:30	1315,63	1049,25	15:45	1655,37	4901,68	23:45	1329,11	0,00
07:45	1351,96	1590,47	16:00	1658,30	3545,89			
08:00	1407,63	2145,00						

22/12/2014

Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)
00:00	1116,82	0,00	08:15	1245,83	0,00	16:15	1360,81	226,57
00:15	1093,67	0,00	08:30	1255,56	0,31	16:30	1370,35	89,14
00:30	1057,46	0,00	08:45	1303,36	0,00	16:45	1369,06	87,98
00:45	1034,54	0,00	09:00	1355,06	0,00	17:00	1361,89	225,49
01:00	1018,44	0,00	09:15	1379,59	0,00	17:15	1357,59	839,31
01:15	1007,44	0,00	09:30	1389,47	9,24	17:30	1322,35	620,74
01:30	998,18	0,00	09:45	1394,94	0,00	17:45	1296,43	106,35
01:45	991,14	0,00	10:00	1419,05	0,00	18:00	1292,88	11,20
02:00	976,21	0,00	10:15	1432,78	0,00	18:15	1294,56	153,37
02:15	975,71	0,00	10:30	1447,74	0,00	18:30	1298,10	209,46
02:30	965,51	0,00	10:45	1451,39	0,00	18:45	1262,21	224,33
02:45	952,55	0,00	11:00	1451,99	0,00	19:00	1225,00	52,96
03:00	950,28	0,00	11:15	1459,30	0,00	19:15	1229,50	0,00
03:15	950,04	0,00	11:30	1441,48	0,00	19:30	1245,05	0,00
03:30	952,59	0,00	11:45	1433,31	0,00	19:45	1278,94	0,00
03:45	950,61	0,00	12:00	1407,49	42,43	20:00	1326,09	0,00
04:00	952,23	0,00	12:15	1390,83	21,12	20:15	1362,04	0,00
04:15	951,83	0,00	12:30	1365,07	8,39	20:30	1380,83	0,00
04:30	957,41	0,00	12:45	1365,42	30,67	20:45	1381,70	0,00
04:45	956,28	0,00	13:00	1378,42	103,22	21:00	1378,07	0,00
05:00	961,77	0,00	13:15	1379,93	187,68	21:15	1364,44	0,00
05:15	960,43	0,00	13:30	1376,16	387,62	21:30	1344,79	0,00
05:30	973,61	0,00	13:45	1374,68	356,53	21:45	1316,65	0,00
05:45	982,31	0,00	14:00	1380,16	699,94	22:00	1320,71	0,00
06:00	998,56	0,00	14:15	1376,61	574,38	22:15	1324,46	0,00
06:15	1030,22	0,00	14:30	1386,85	702,15	22:30	1365,66	0,00
06:30	1044,60	0,00	14:45	1381,15	618,42	22:45	1361,87	0,00
06:45	1054,34	0,00	15:00	1378,52	450,48	23:00	1307,93	0,00
07:00	1088,13	0,00	15:15	1365,55	988,60	23:15	1270,82	0,00
07:15	1122,49	0,00	15:30	1357,91	1009,87	23:30	1217,78	0,00
07:30	1156,02	0,00	15:45	1353,66	446,52	23:45	1169,66	0,00
07:45	1181,59	0,00	16:00	1349,13	289,44			
08:00	1219,49	0,00						

09/01/2015

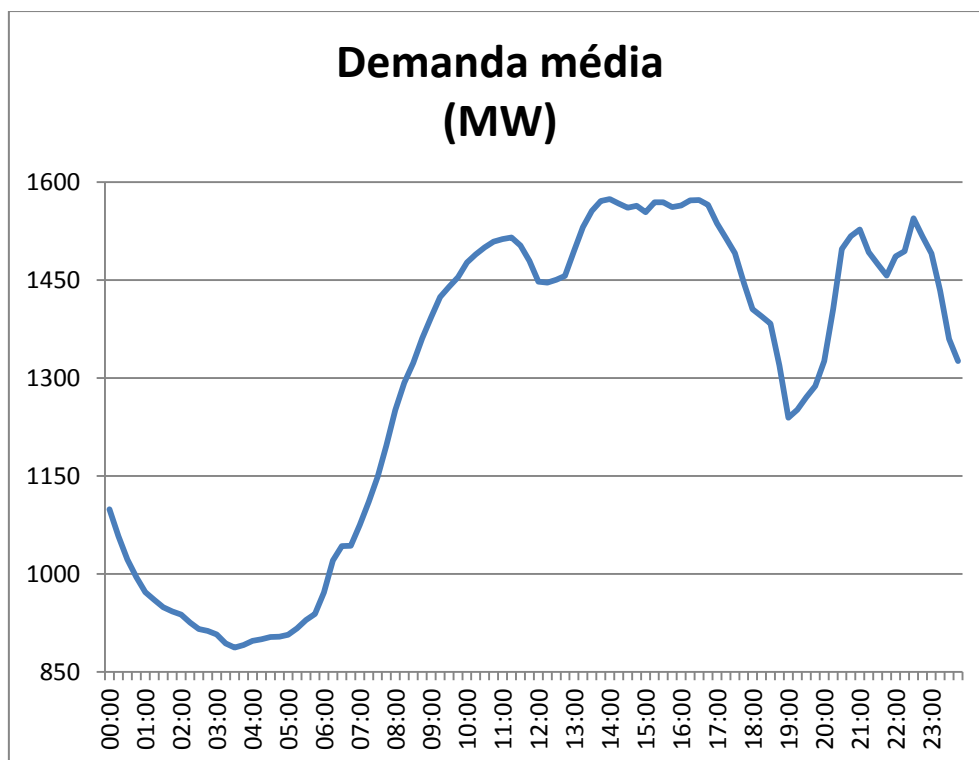
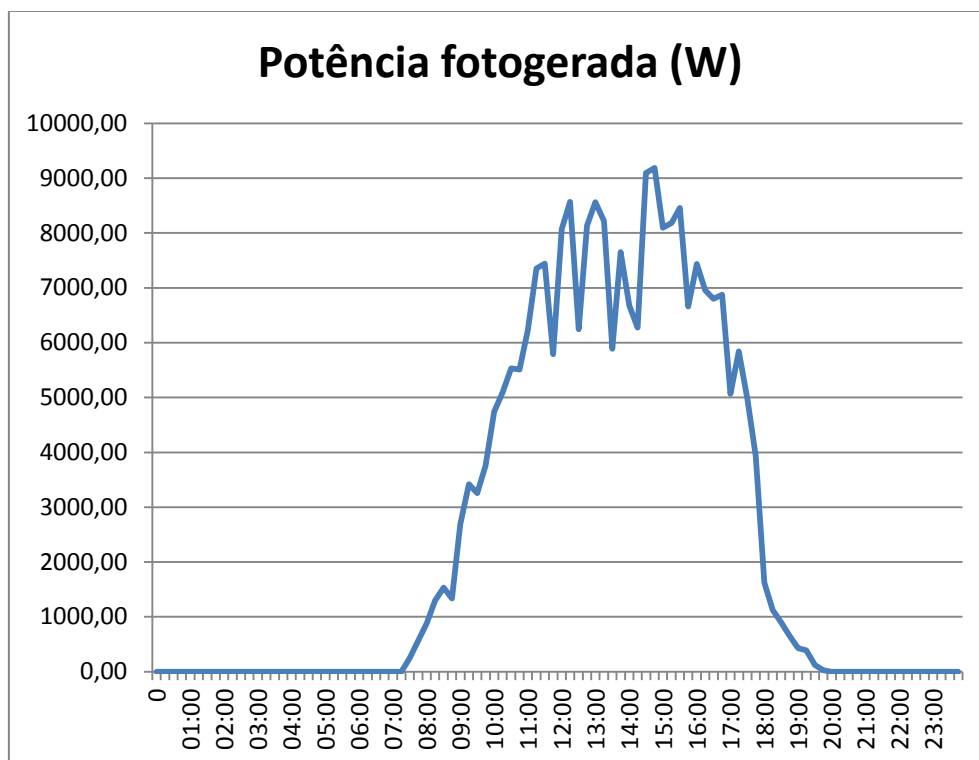
Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)
00:00	1330,27	0,00	08:15	1462,10	1622,38	16:15	1723,73	4463,44
00:15	1306,67	0,00	08:30	1490,24	2155,27	16:30	1721,08	3983,60
00:30	1279,07	0,00	08:45	1524,05	3282,19	16:45	1704,91	4835,74
00:45	1237,94	0,00	09:00	1546,08	3873,85	17:00	1666,57	4412,74
01:00	1210,84	0,00	09:15	1566,73	3085,15	17:15	1643,38	5047,77
01:15	1188,35	0,00	09:30	1586,84	3591,40	17:30	1614,06	5244,93
01:30	1178,11	0,00	09:45	1608,51	3417,78	17:45	1583,94	3197,36
01:45	1167,93	0,00	10:00	1630,37	4094,82	18:00	1556,73	1042,65
02:00	1146,32	0,00	10:15	1651,59	4927,38	18:15	1540,15	829,47
02:15	1130,82	0,00	10:30	1666,25	4388,22	18:30	1520,34	996,68
02:30	1125,22	0,00	10:45	1682,60	6173,65	18:45	1462,87	681,41
02:45	1116,94	0,00	11:00	1680,56	6367,87	19:00	1367,63	760,62
03:00	1100,51	0,00	11:15	1692,30	7065,33	19:15	1354,97	273,92
03:15	1100,82	0,00	11:30	1675,65	7240,80	19:30	1348,30	170,22
03:30	1099,85	0,00	11:45	1668,53	7485,14	19:45	1349,26	145,84
03:45	1092,24	0,00	12:00	1628,55	7720,93	20:00	1365,18	27,64
04:00	1106,06	0,00	12:15	1621,64	8068,93	20:15	1474,05	0,00
04:15	1101,13	0,00	12:30	1632,81	7924,57	20:30	1524,85	0,00
04:30	1108,73	0,00	12:45	1653,14	8141,15	20:45	1546,55	0,00
04:45	1106,22	0,00	13:00	1688,49	8233,57	21:00	1549,57	0,00
05:00	1108,29	0,00	13:15	1725,60	8518,04	21:15	1531,29	0,00
05:15	1120,12	0,00	13:30	1747,79	8674,48	21:30	1513,08	0,00
05:30	1127,79	0,00	13:45	1748,79	8795,66	21:45	1501,12	0,00
05:45	1131,09	0,00	14:00	1750,88	8584,31	22:00	1531,19	0,00
06:00	1169,45	0,00	14:15	1762,57	7654,72	22:15	1557,39	0,00
06:15	1183,52	0,00	14:30	1762,36	7080,61	22:30	1555,37	0,00
06:30	1169,98	1,71	14:45	1761,41	5566,88	22:45	1562,25	0,00
06:45	1176,95	108,12	15:00	1742,19	7030,13	23:00	1520,14	0,00
07:00	1215,35	307,65	15:15	1738,44	6925,23	23:15	1481,96	0,00
07:15	1257,96	596,91	15:30	1741,17	4465,23	23:30	1450,42	0,00
07:30	1310,06	747,20	15:45	1734,53	4017,31	23:45	1415,28	0,00
07:45	1350,12	864,98	16:00	1732,22	6283,94			
08:00	1402,03	1122,14						

21/01/2015

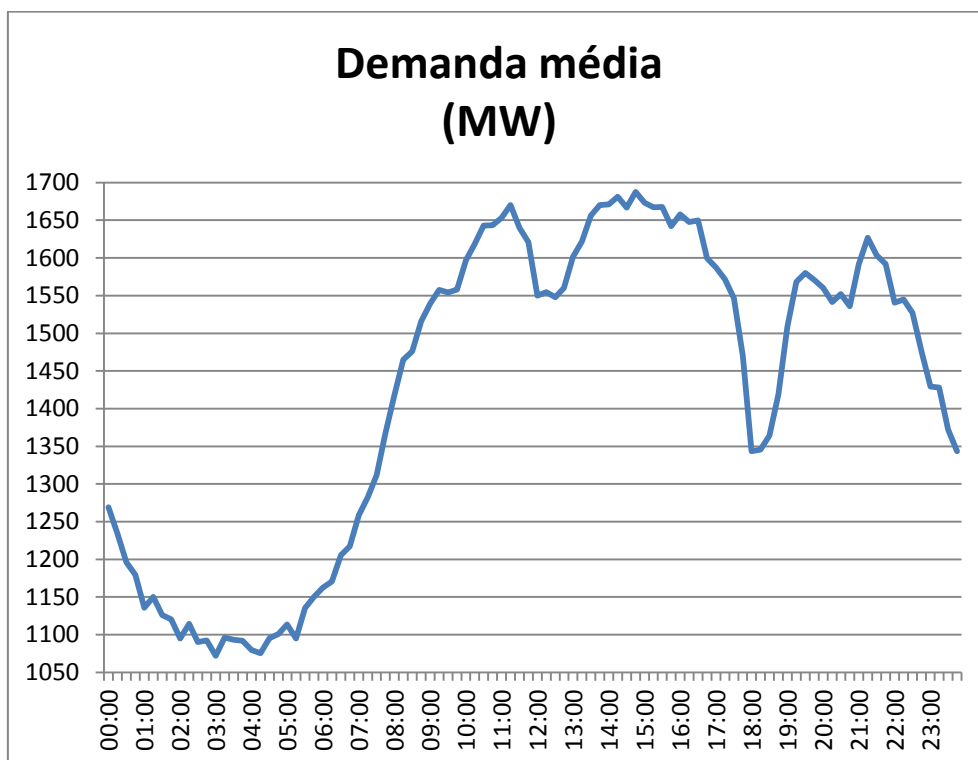
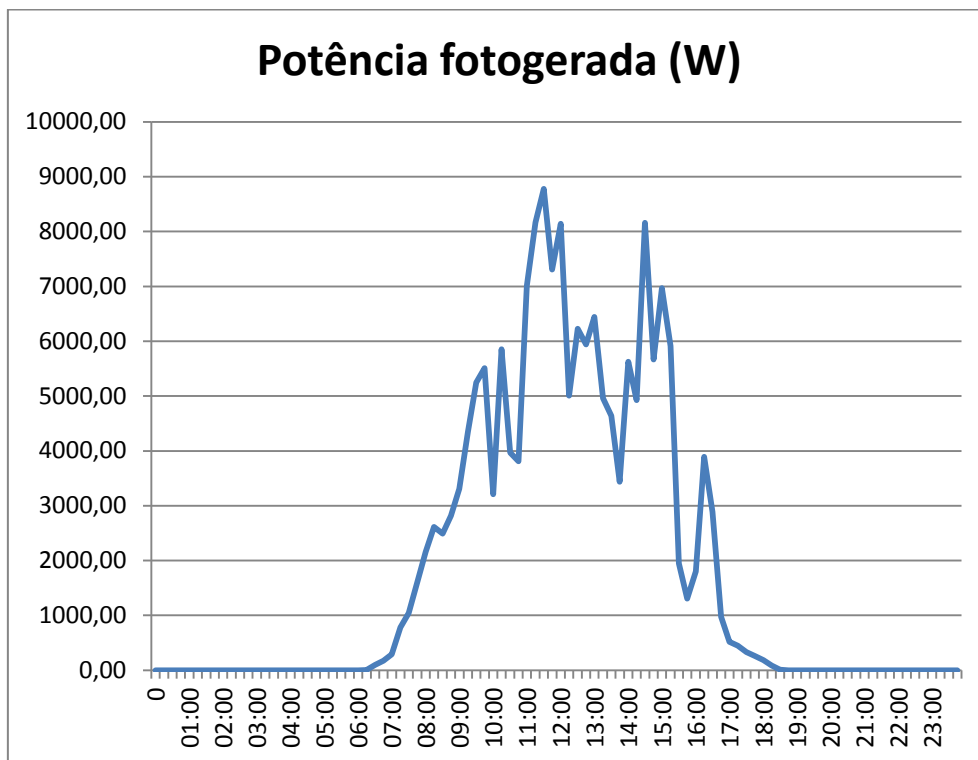
Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)	Tempo (h)	P _{DMED} (MW)	P (W)
00:00	1317,16	0,00	08:15	1494,77	1055,92	16:15	1712,67	4561,11
00:15	1298,42	0,00	08:30	1521,28	1058,20	16:30	1694,97	2822,24
00:30	1264,29	0,00	08:45	1556,11	1327,67	16:45	1662,28	1786,66
00:45	1239,92	0,00	09:00	1568,39	1765,06	17:00	1632,53	2215,40
01:00	1213,14	0,00	09:15	1556,49	1859,72	17:15	1618,82	1443,05
01:15	1199,57	0,00	09:30	1612,54	2665,79	17:30	1581,63	404,77
01:30	1188,86	0,00	09:45	1639,93	4903,62	17:45	1551,48	537,18
01:45	1167,82	0,00	10:00	1654,97	4645,59	18:00	1501,45	783,16
02:00	1149,57	0,00	10:15	1664,05	2251,23	18:15	1478,64	874,14
02:15	1138,12	0,00	10:30	1681,86	3797,33	18:30	1475,03	936,65
02:30	1132,15	0,00	10:45	1683,77	5268,69	18:45	1418,04	462,65
02:45	1119,71	0,00	11:00	1691,56	5642,65	19:00	1357,54	30,12
03:00	1119,23	0,00	11:15	1690,17	6994,86	19:15	1379,58	1,41
03:15	1116,62	0,00	11:30	1684,40	7405,50	19:30	1396,25	0,00
03:30	1107,85	0,00	11:45	1665,75	7365,08	19:45	1422,71	0,00
03:45	1109,28	0,00	12:00	1628,68	7293,43	20:00	1448,36	0,00
04:00	1123,34	0,00	12:15	1616,39	7631,95	20:15	1480,86	0,00
04:15	1124,47	0,00	12:30	1613,22	7555,75	20:30	1514,20	0,00
04:30	1115,72	0,00	12:45	1627,37	5706,31	20:45	1530,85	0,00
04:45	1108,76	0,00	13:00	1664,41	7353,53	21:00	1519,54	0,00
05:00	1116,74	0,00	13:15	1697,93	4773,75	21:15	1502,83	0,00
05:15	1138,50	0,00	13:30	1719,20	5026,32	21:30	1479,34	0,00
05:30	1145,11	0,00	13:45	1737,31	4628,60	21:45	1463,85	0,00
05:45	1158,16	0,00	14:00	1754,31	3771,67	22:00	1456,44	0,00
06:00	1179,68	0,00	14:15	1749,29	3570,52	22:15	1517,70	0,00
06:15	1225,63	0,00	14:30	1748,85	3659,06	22:30	1518,29	0,00
06:30	1253,11	0,00	14:45	1728,54	6274,64	22:45	1494,15	0,00
06:45	1240,81	0,00	15:00	1714,09	3842,39	23:00	1440,24	0,00
07:00	1259,13	16,35	15:15	1715,23	2761,70	23:15	1402,54	0,00
07:15	1299,28	55,04	15:30	1718,53	1255,34	23:30	1364,23	0,00
07:30	1337,99	189,24	15:45	1726,42	1149,55	23:45	1327,05	0,00
07:45	1396,43	395,63	16:00	1712,93	3786,00			
08:00	1450,27	780,81						

ANEXO B - PERFIS DE POTÊNCIA FOTOGERADA DO CENÁRIO BASE E DEMANDA MÉDIA DE POTÊNCIA DE CURITIBA E REGIÃO

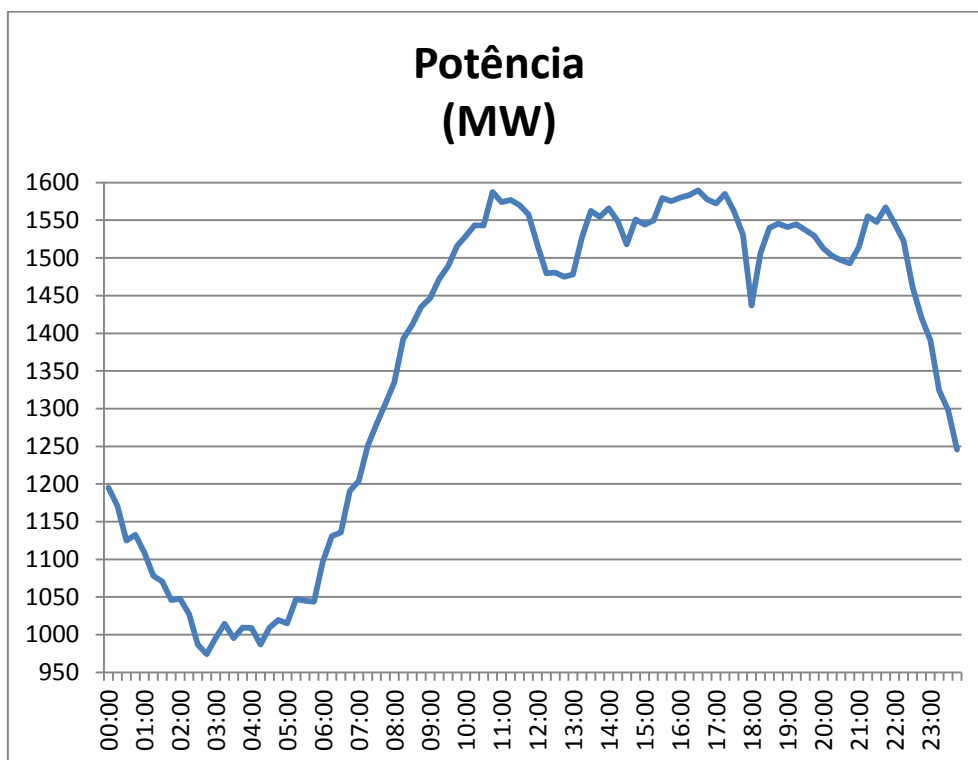
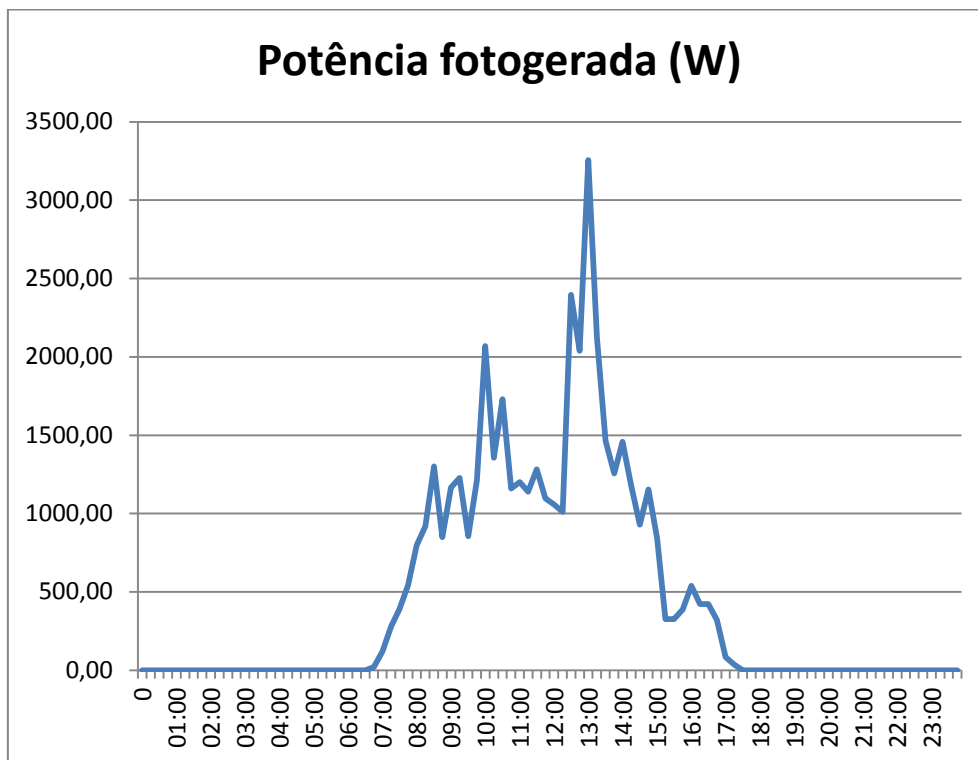
28/01/2013



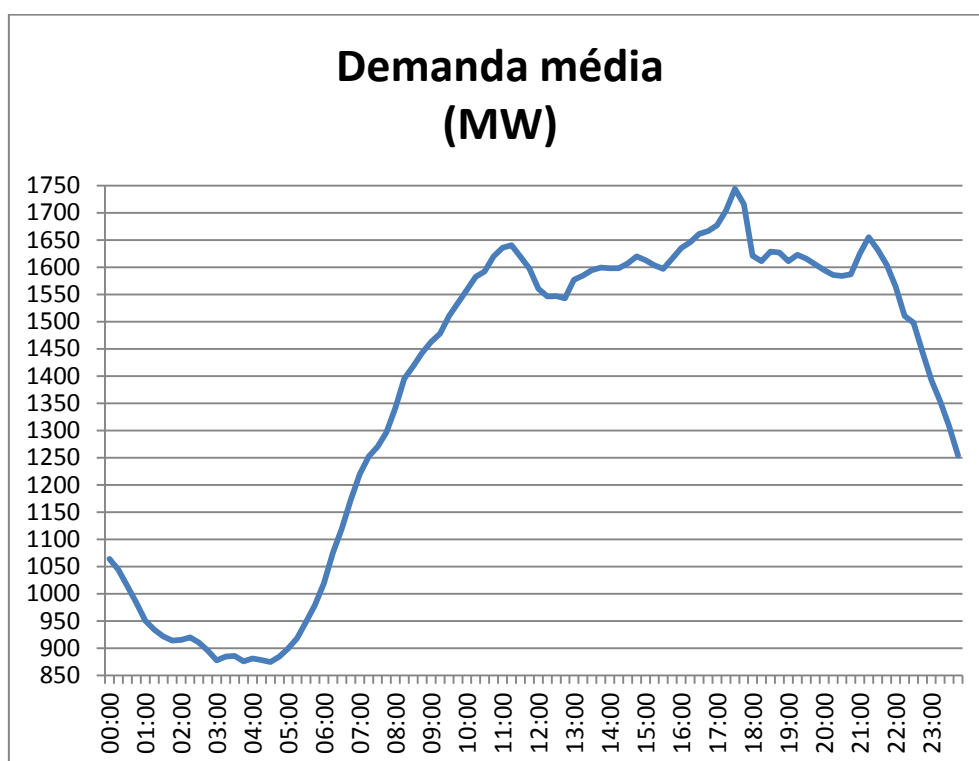
28/02/2013



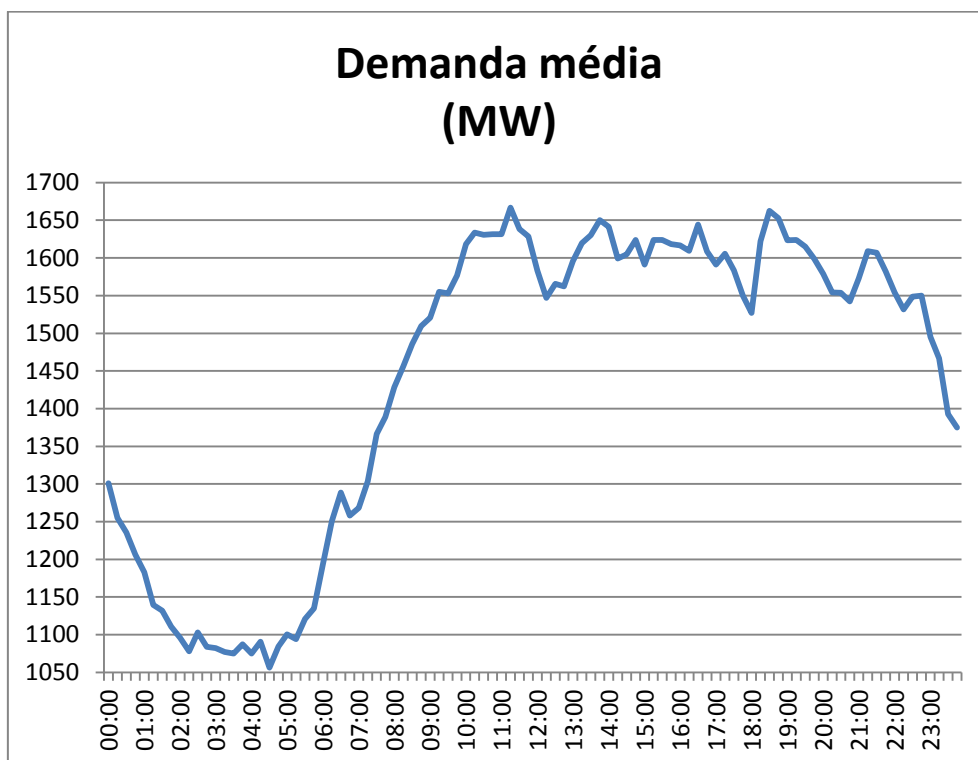
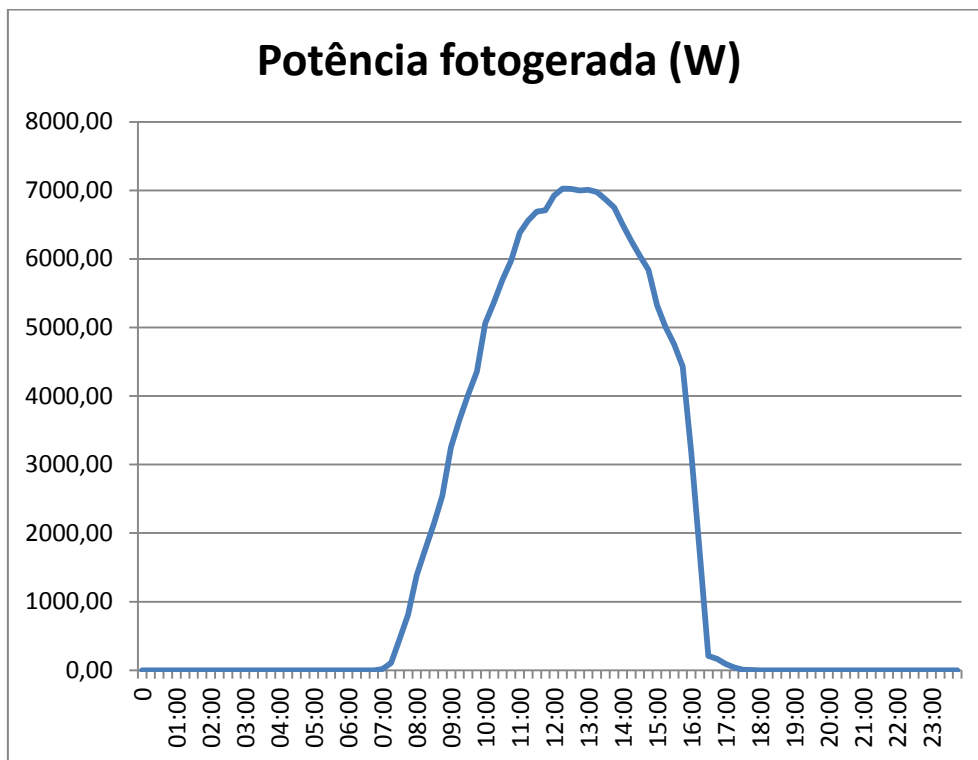
20/03/2013



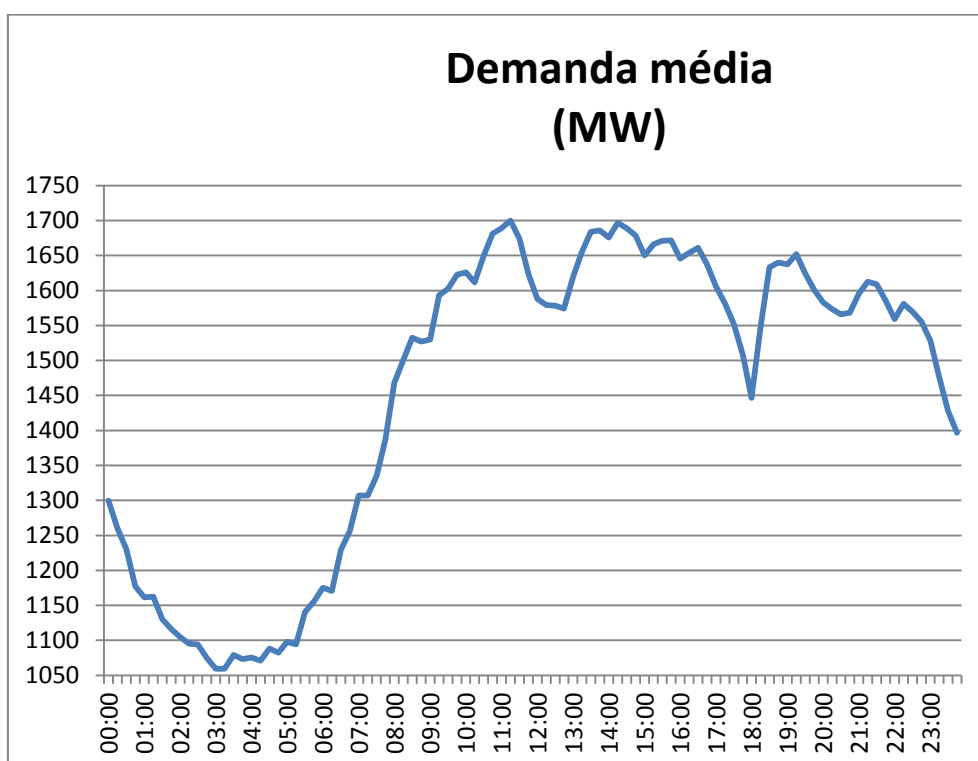
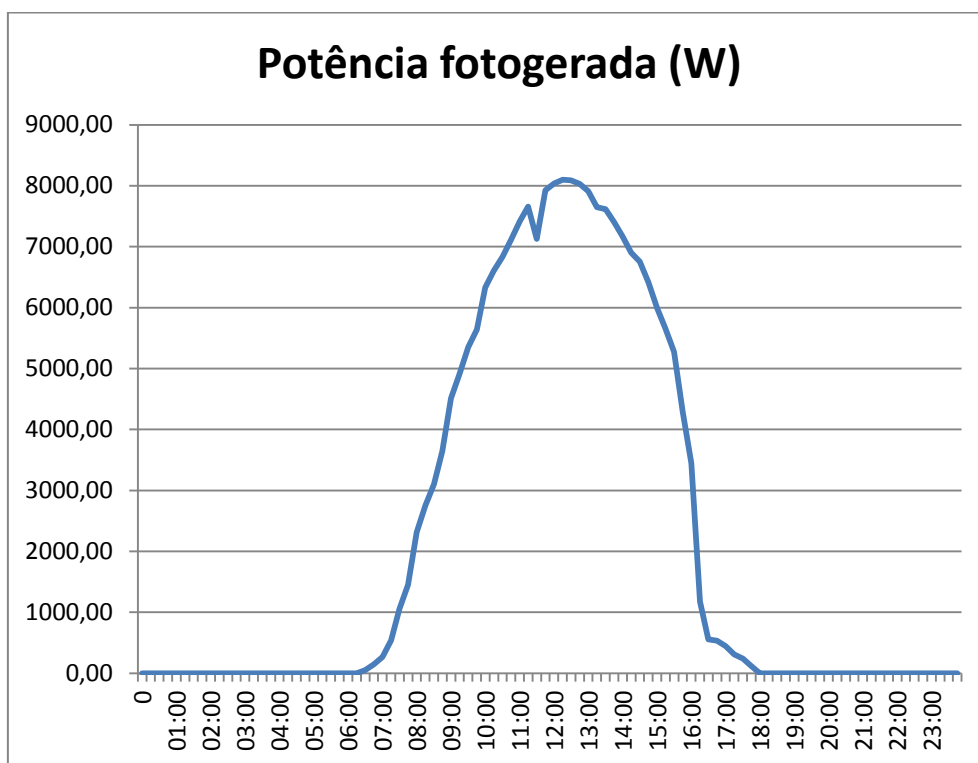
24/06/2013



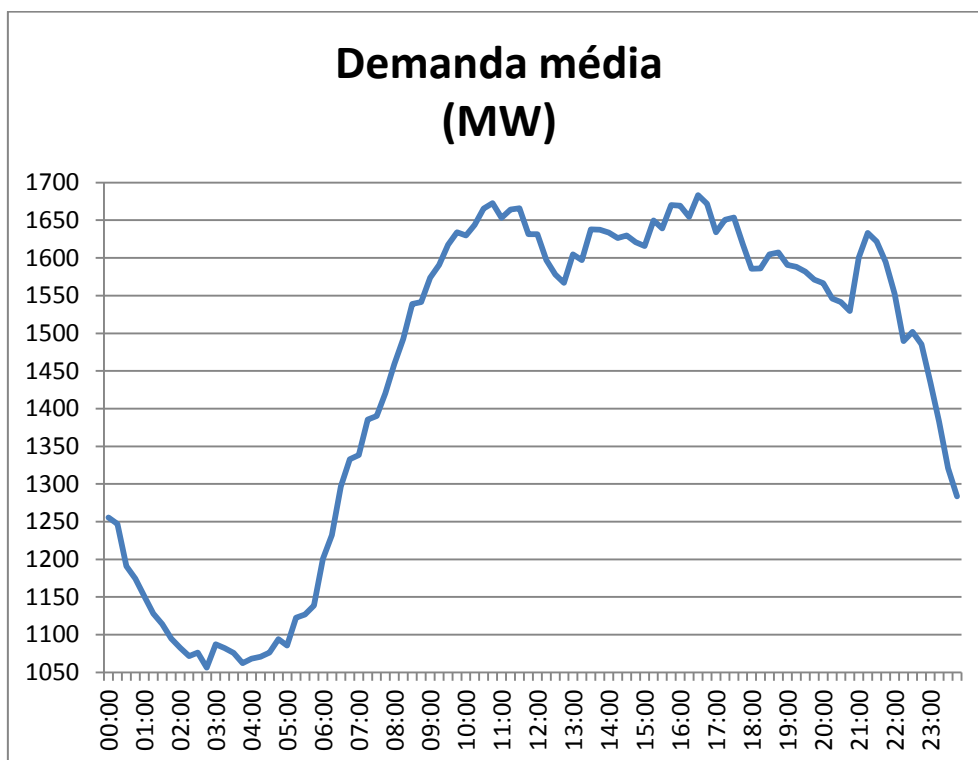
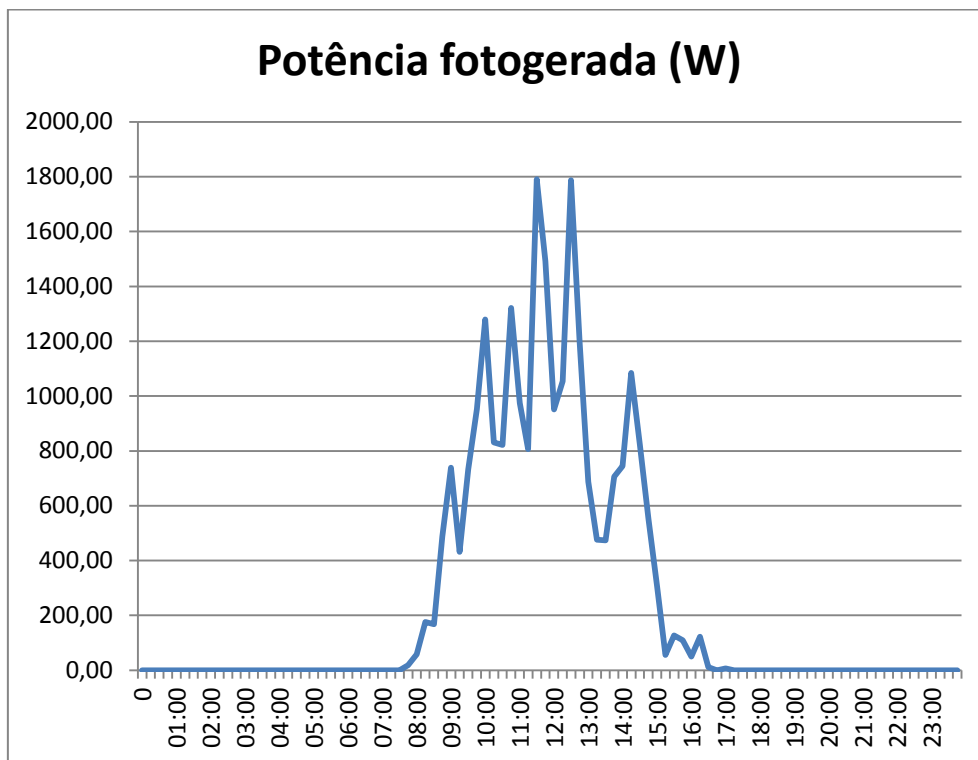
02/08/2013



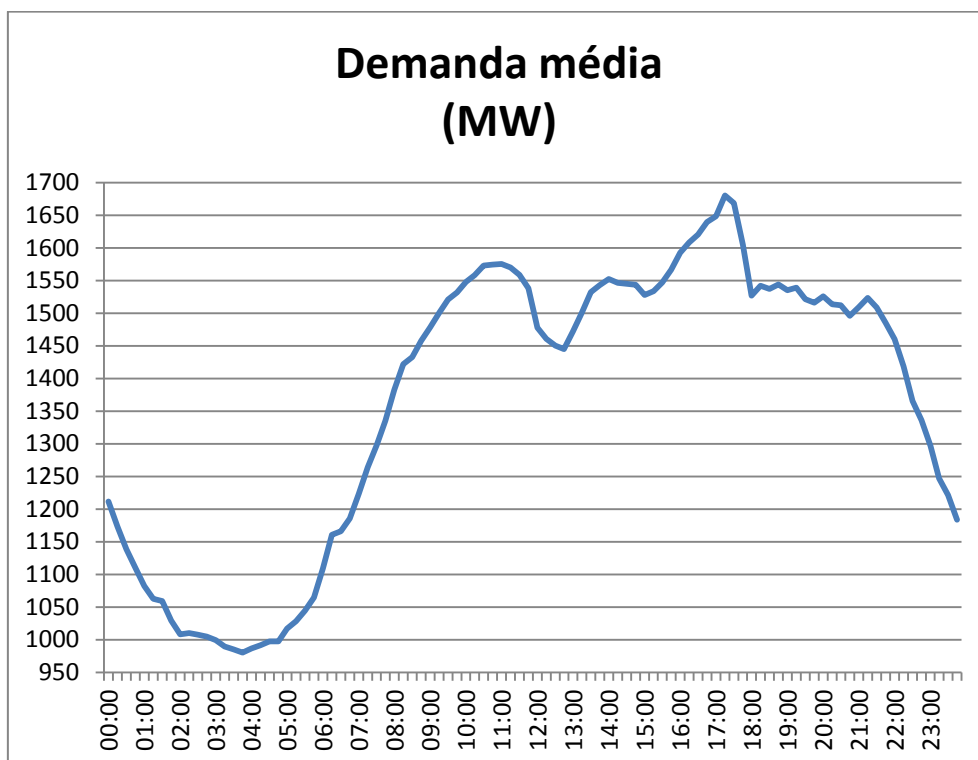
13/09/2013



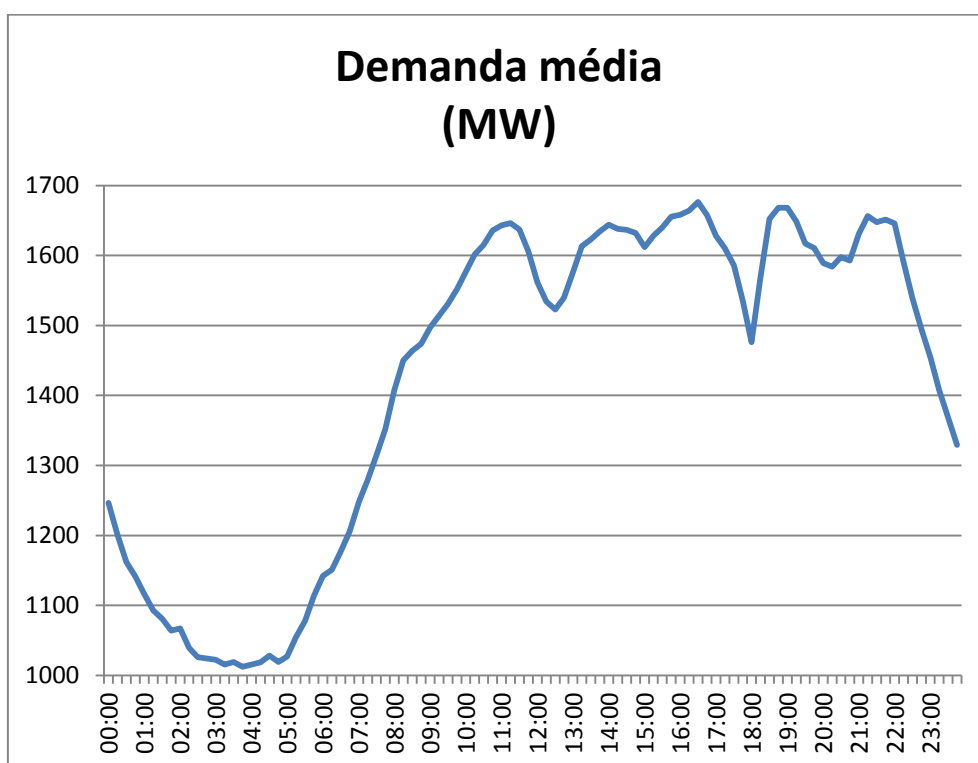
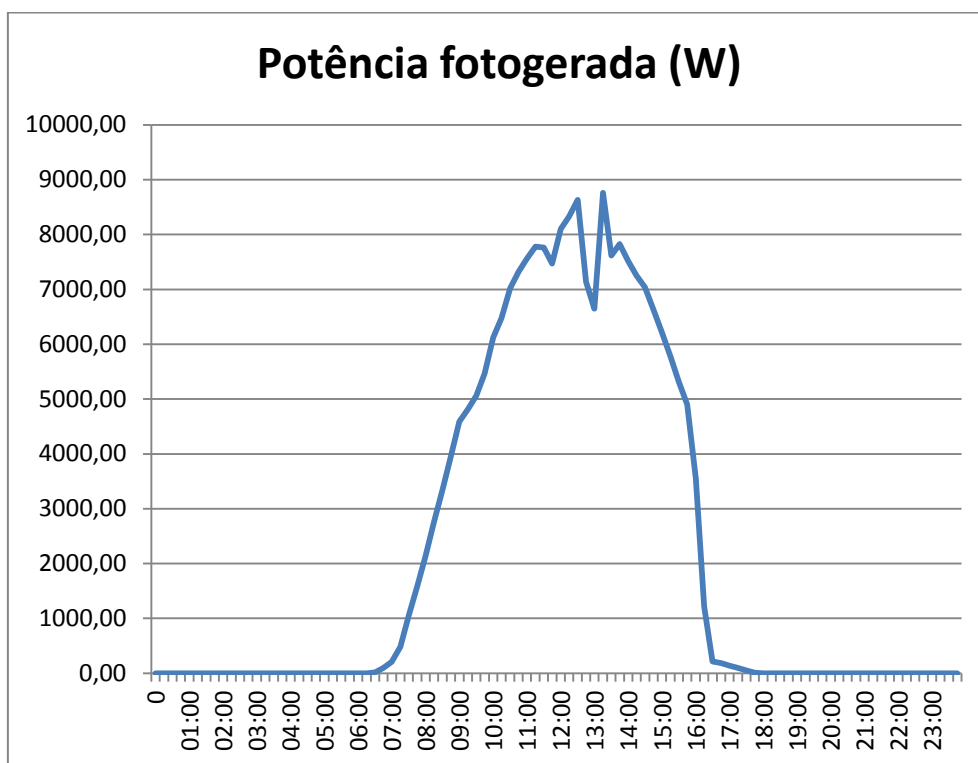
24/07/2014



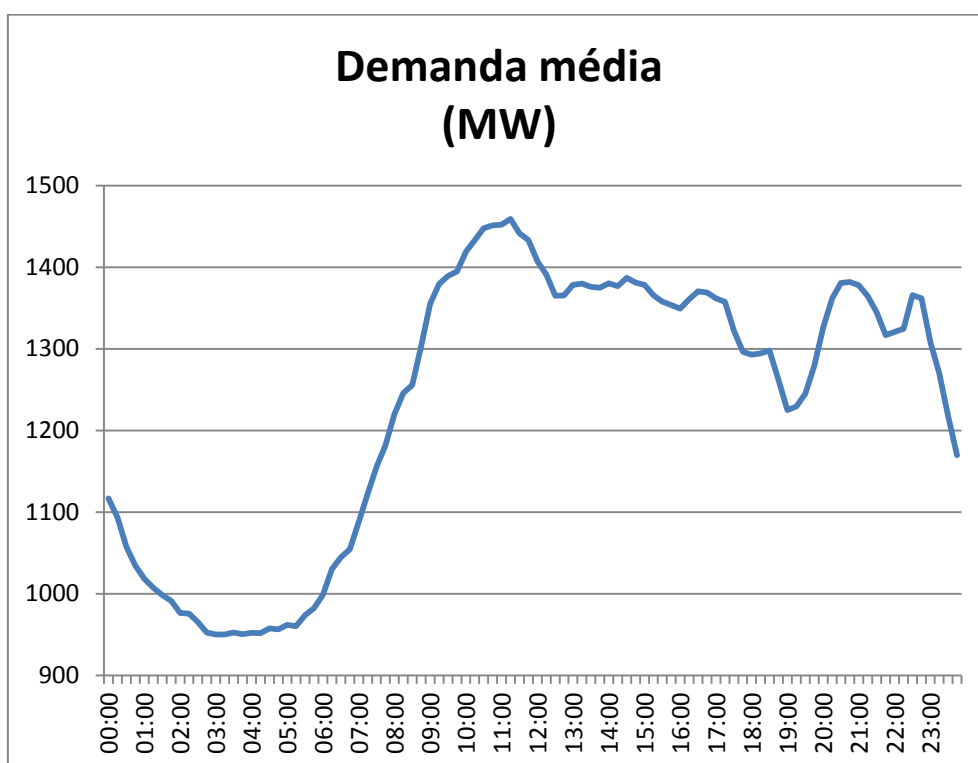
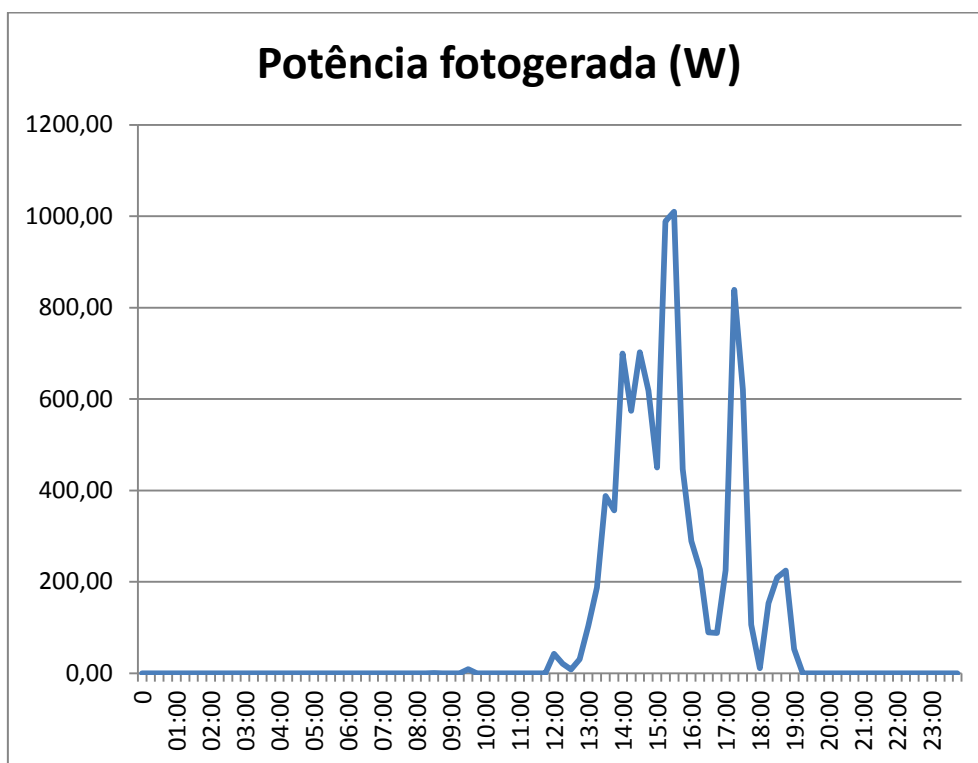
02/09/2014



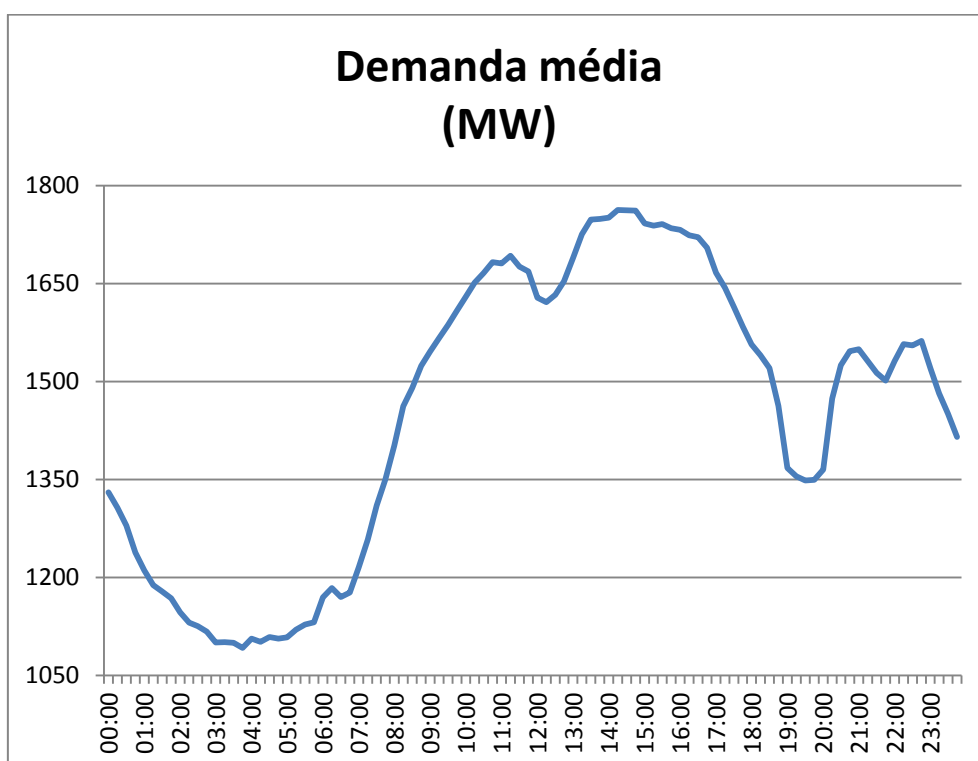
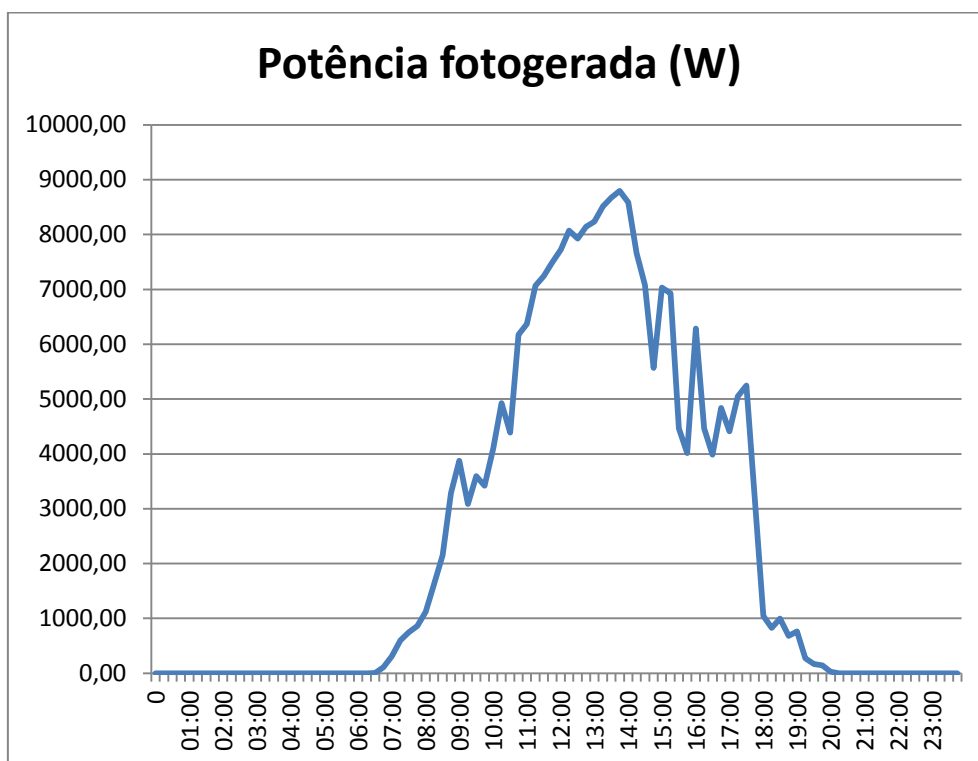
10/09/2014



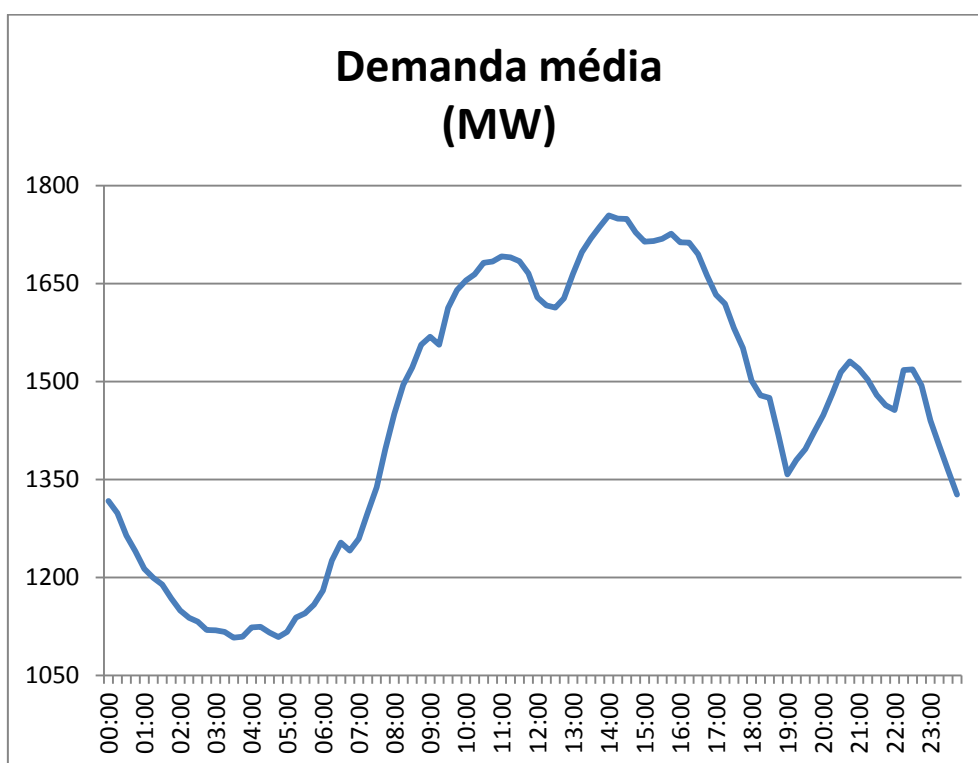
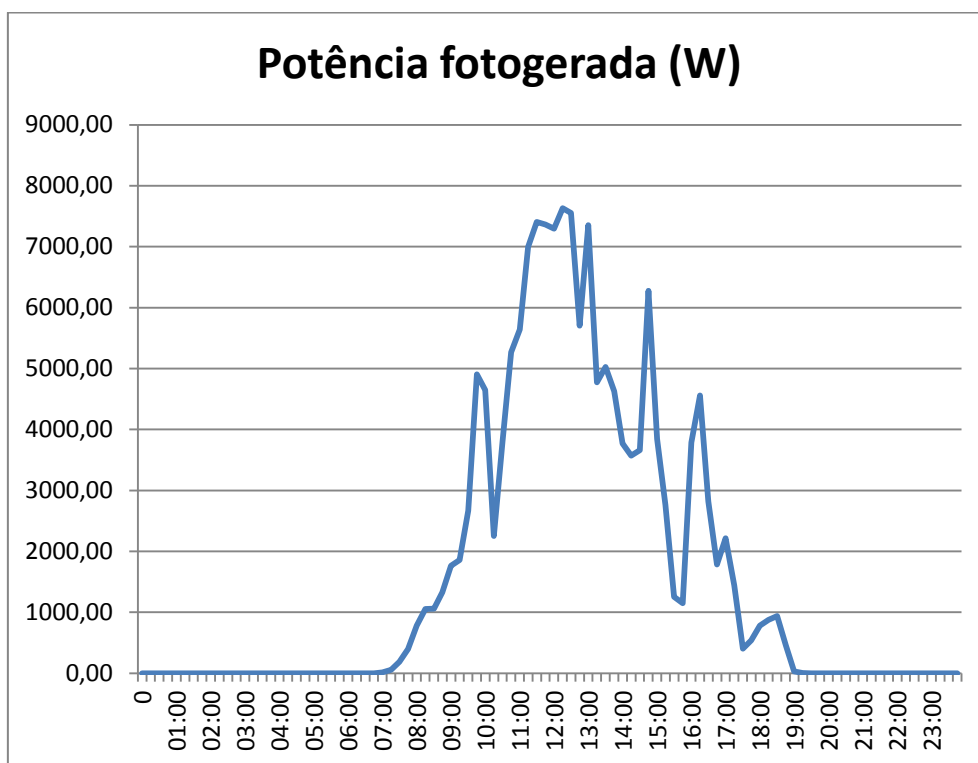
22/12/2014



09/01/2015



21/01/2015



ANEXO C – MAPA DA REGIÃO METROPOLITANA DE CURITIBA