

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS  
UNIDADE ACADÊMICA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE A REDE ELÉTRICA  
DE DISTRIBUIÇÃO DEVIDO À UTILIZAÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS

MIGUEL FRANCISCO DA SILVEIRA

Dissertação de Mestrado

São Leopoldo, abril de 2013

ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE A REDE ELÉTRICA  
DE DISTRIBUIÇÃO DEVIDO À UTILIZAÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS

MIGUEL FRANCISCO DA SILVEIRA

Trabalho submetido ao Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia Mecânica da Universidade do Vale  
do Rio dos Sinos – UNISINOS como requisito  
parcial para a obtenção do título de Mestre em  
Engenharia Mecânica

Orientador: Prof. Dr. João Batista Dias

Coorientador: Prof. Dr. José Vicente Canto dos Santos

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Mario Henrique Macagnan – UNISINOS/Pós-Graduação em Eng. Mecânica

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Maria Luiza Sperb Indrusiak - UNISINOS/Pós-Graduação em Eng. Mecânica

Prof. Dr. Márcio Rosa da Silva - UNISINOS/Pós-Graduação em Eng. Elétrica

Ficha catalográfica

S587a Silveira, Miguel Francisco da

Análise do impacto da geração distribuída sobre a rede elétrica de distribuição devido à utilização de geradores fotovoltaicos / por Miguel Francisco da Silveira. – 2013.  
102 f. : il., 30cm.

Dissertação (mestrado) — Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2013.

Orientação: Prof. Dr. João Batista Dias; Coorientação: Prof. Dr. José Vicente Canto dos Santos.

1. Geração distribuída. 2. Sistema fotovoltaico conectado à rede. I. Título.

CDU 621.311

*Dedico este trabalho à minha família,  
especialmente à memória de meu pai.*

## **AGRADECIMENTOS**

Pela ajuda e apoio recebido na elaboração deste trabalho presto meus agradecimentos especiais aos professores doutores João Batista Dias e José Vicente Canto dos Santos, por toda a orientação e dedicação disponibilizadas.

## **FONTES FINANCIADORAS**

Este trabalho tem apoio da Universidade do Vale do Rio dos Sinos, por meio da bolsa parcial concedida pelo Fundo Pe. Milton Valente de Apoio Acadêmico.

## RESUMO

Muito tem se falado sobre o uso de fontes alternativas de energia e do uso de pequenas fontes em geração distribuída (GD), especialmente com a nova legislação brasileira que agora considera esta possibilidade. O aproveitamento da energia solar vem crescendo ao longo dos últimos anos, tanto através de seu uso como fonte térmica, quanto através da geração fotovoltaica, baseado no baixo impacto ambiental desta fonte de energia.

Este trabalho tem por objetivo estudar o impacto da geração distribuída no sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso de geradores fotovoltaicos conectados diretamente à rede de distribuição. O estudo é realizado em regime permanente, sob o ponto de vista elétrico, em um alimentador específico, considerando curvas típicas propostas para dias ensolarados e encobertos.

Para esta análise foi utilizada uma base de dados de um ano, com dados de irradiância e de temperatura do ar ambiente coletados na cidade de Porto Alegre – RS entre Julho de 2004 e Junho de 2005. Esta base de dados serviu para estabelecer as curvas típicas de geração de um dia ensolarado e de um dia encoberto, através de uma metodologia desenvolvida.

Com o uso destas curvas típicas foi definido o padrão de geração fotovoltaica em um dia ensolarado e em um dia encoberto. Após a definição deste padrão de geração foi possível analisar o impacto em um alimentador específico, localizado na cidade de Viamão – RS.

A análise do impacto na rede considerou a influência que a geração distribuída ocasiona nos níveis de tensão nos diferentes nós ao longo do alimentador. Foi considerada uma penetração de 20% de GD, em dois diferentes horários para um dia ensolarado e para um dia encoberto. A potência gerada foi normalizada em relação à potência consumida nos diferentes pontos do alimentador.

Os impactos observados na rede de distribuição não foram relevantes, entretanto a geração fotovoltaica contribuiu levemente para a melhora em alguns níveis de tensão que estavam na faixa crítica, em alguns cenários analisados.

Palavras-chave: Geração distribuída, sistema fotovoltaico conectado à rede.

## ABSTRACT

Alternative sources of energy and distributed generation (DG) are current subjects, especially in Brazil where the regulations had just changed and now the possibility of DG and compensation of energy can be considered. The use of solar energy has been increased along the last years, thus as a heat source or as photovoltaic (PV) generation, based mainly on the low environmental impact of this energy source.

This essay aims to study the impact of distributed generation in the electrical energy distribution system caused by the use of photovoltaic generators connected straight to the distribution grid. The study is done in steady state condition, in a specific feeder, considering typical curves proposed for sunny and cloudy days.

A data base of irradiance and temperature of air ambient of one year had been used for this analysis. The data had been collected in the city of Porto Alegre – RS – Brazil, from July 2004 to June 2005. This data base was used to establish the generation typical curves of sunny and cloudy days through a methodology developed.

The photovoltaic generation standards for sunny and cloud days had been defined by the use of these typical curves. With these standards were possible to analysis the impact in a specific feeder, located in the city of Viamão – RS – Brazil.

The analysis of the impact in the grid considered the influence of distributed generation could cause on voltage levels at different bars along the feeder. It had been considered a penetration of DG of 20%, in two different hourly times for each day, sunny and cloudy typical curves. The power generated had been normalized related to the power consumed in different points of the feeder.

The impact observed in the distribution grid is not relevant. However, the distributed generation did contribute to slightly raise some voltage levels that are already among the critical zone, in some of the sets analysed.

Key words: Distributed Generation, Grid connected photovoltaic power system.



## LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

BEN – Boletim Energético Nacional;

BT – Baixa tensão;

CA – Corrente alternada;

CC – Corrente contínua;

GD – Geração distribuída;

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;

CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica;

CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica;

IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*;

ONS – Operador Nacional do Sistema;

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;

PURPA - *Public Utility Regulatory Policies Act*;

SIN – Sistema Interligado Nacional;

SMF – Sistema de medição de faturamento.

## LISTA DE SÍMBOLOS

- $a_{INV}$  – Parâmetro empírico da curva do inversor;
- $AM$  – massa de ar, do inglês *air mass*;
- $b_{INV}$  – Parâmetro empírico da curva do inversor;
- $c_{INV}$  – Parâmetro empírico da curva do inversor;
- $c$  – Velocidade da luz no vácuo [m/s], equivalente a  $3,0 \times 10^8$  m/s;
- $d_{INV}$  – Parâmetro empírico da curva do inversor;
- $E$  – Energia relativa em cada patamar horário;
- $E_g$  – Energia de *gap* [eV];
- $E_{ph}$  – Energia de fótons [J];
- eV – Elétron-Volt [eV], equivale a  $1,60217646 \times 10^{-19}$  J;
- $G$  – Irradiância no plano do gerador fotovoltaico [ $W/m^2$ ];
- $Gh$  – Média horária da irradiância no plano do gerador fotovoltaico [ $W/m^2$ ];
- $G_{ce}$  – Irradiância terrestre padrão [ $W/m^2$ ], equivale a  $1.000 W/m^2$ ;
- $H$  – Irradiação média diária [ $Wh/m^2$  dia];
- $h$  – Constante de Planck [Js], equivale a  $6,626 \times 10^{-34}$  Js;
- $I$  – Corrente elétrica [A];
- $I_{CC}$  – Corrente do gerador fotovoltaico [A];
- $I_L$  – Corrente gerada pela célula [A];
- $I_{mp}$  – Corrente elétrica de máxima transferência de potência [A];
- $I_0$  – Corrente de polarização do diodo do modelo [A];
- $I_{SC}$  – Corrente de curto-circuito [A];
- $k$  – Constante de Boltzmann [J/K], equivale a  $1,3806503 \times 10^{-23}$  J/K;
- $NOCT$  – Temperatura normal de operação da célula [ $^{\circ}C$ ];
- $P$  – Potência elétrica ativa [W];
- $PCA$  – Potência de corrente alternada [W];
- $PCAh$  – Média horária da potência de corrente alternada [W];
- $PPVC$  – Potência do gerador fotovoltaico [W];
- $PPVCh$  – Média horária da potência de corrente contínua [W];
- $P_{nom}$  – Potência elétrica nominal do inversor [W];
- $P_{pmp}$  – Potência no ponto de máxima potência [W];
- $Q$  – Potência elétrica reativa [VAr];
- $q$  – Carga do elétron [C], equivale a  $1,60217646 \times 10^{-19}$  C;

$R$  – Resistência elétrica [ $\Omega$ ];  
 $R_s$  – Resistência elétrica série [ $\Omega$ ];  
 $R_{sh}$  – Resistência elétrica paralela [ $\Omega$ ];  
 $S$  – Potência elétrica aparente [VA];  
 $T$  – Temperatura de célula [K];  
 $T_a$  – Temperatura do ar ambiente [ $^{\circ}\text{C}$ ];  
 $T_c$  – Temperatura de célula [ $^{\circ}\text{C}$ ];  
 $t$  – tempo [s];  
 $V$  – Tensão elétrica [V];  
 $V_{CC}$  – Tensão do gerador fotovoltaico [V];  
 $V_{OC}$  – Tensão de circuito aberto [V];  
 $V_{pmp}$  – Tensão elétrica de máxima transferência de potência [V];  
 $Y_R$  – Produtividade média diária de referência [h/dia];  
 $\Gamma$  – Período [h] ou [dia];  
 $\lambda$  – Comprimento de onda [m];  
 $\eta_{INV}$  – Eficiência do inversor;  
 $\theta_z$  – Ângulo zênite [ $^{\circ}$ ].

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Componentes da radiação solar no solo.....	19
Figura 2.3 – Esquema de bandas para um elétron em um sólido. ....	22
Figura 2.5 – Faixas de energia no espectro. ....	24
Figura 2.6 – Condução em uma junção P-N.....	25
Figura 2.7 – Circuito elétrico equivalente de uma célula. ....	25
Figura 2.9 – Esquema de um sistema isolado alimentando uma carga CA.....	29
Figura 2.10 – Esquema de um sistema conectado à rede. ....	29
Figura 2.11 – Esquema de um sistema residencial conectado à rede.....	30
Figura 2.12 – Conexão do sistema à rede. ....	31
Figura 2.15 – Foto do inversor SB 3800. ....	33
Figura 2.16 - Condições de sincronismo. ....	34
Figura 2.17 - Sistema elétrico de potência. ....	35
Figura 3.1 – Fluxograma da metodologia adotada. ....	42
Figura 3.2 – Dia ensolarado e encoberto. ....	45
Figura 3.3 – Dia ensolarado e encoberto. ....	45
Figura 3.4 – Curva de irradiância de um dia parcialmente encoberto. ....	46
Figura 3.5 – Curva irradiância de um dia ensolarado.....	47
Figura 3.6 – Curva irradiância de um dia encoberto. ....	47
Figura 3.7 – Média e dispersão de $Y_R$ – Dias ensolarados.....	49
Figura 3.8 – Média e dispersão de $Y_R$ – Dias encobertos. ....	50
Figura 3.9 – Média e dispersão de $Y_R$ – Dias parcialmente encobertos.....	51
Figura 3.10 – Curvas sobrepostas – Irradiância dos dias ensolarados da base de dados.....	52
Figura 3.11 – Curvas sobrepostas – Irradiância dos dias encobertos da base de dados .....	53
Figura 3.12 – Curvas sobrepostas – Irradiância dos dias parcialmente encobertos da base de dados.....	54
Figura 3.13 – Irradiância medida e irradiância integrada em cada horário para um dia ensolarado.....	55
Figura 3.14 – Patamares horários médios – Dias Ensolarados.....	55
Figura 3.16 – Irradiância medida e patamar definido de um dia encoberto. ....	58
Figura 3.19 – Diagrama unifilar do alimentador. ....	64
Figura 4.2 – $G_h$ , $PCA_h$ e $PPVCh$ de 28/10/2004 – $G$ com valores médios horários. ....	69
Figura 4.4 – $G$ , $PCA$ e $PPVC$ de 17/04/2005 – $G$ com valores medidos.....	71

Figura 4.6 – $G$ , $PCA$ e $PPVC$ de 17/04/2005 – $Y_R$ aplicado a curva típica.....	72
Figura 4.7 – $G$ , $PCA$ e $PPVC$ de 27/05/2005 – $G$ com valores medidos.....	74
Figura 4.9 – $G$ , $PCA$ e $PPVC$ de 27/05/2005 – $Y_R$ aplicado a curva típica.....	75
Figura 4.10 – $G$ , $PCA$ e $PPVC$ de 03/02/2005 – $G$ com valores medidos.....	76
Figura 4.11 – $Gh$ , $PCAh$ e $PPVCh$ de 03/02/2005 – $G$ com valores médios horários.....	77
Figura 4.12 – $G$ , $PCA$ e $PPVC$ de 03/02/2005 – $Y_R$ aplicado a curva típica.....	77
Figura 4.16 – $G$ , $PCA$ e $PPVC$ de 22/09/2004 – $G$ com valores medidos.....	80
Figura 4.18 – $G$ , $PCA$ e $PPVC$ de 22/09/2004 – $Y_R$ aplicado a curva típica.....	81
Figura 4.19 – Perfil de tensão [p.u.] às 8 h, sem GD.....	84
Figura 4.20 – Perfil de tensão [p.u.] às 8 h, com GD. ....	84
Figura 4.21 – Perfil de tensão [p.u.] às 12 h, sem GD.....	85
Figura 4.22 – Perfil de tensão [p.u.] às 12 h, com GD. ....	85
Figura 4.23 – Perfil de tensão [p.u.] às 11 h, sem GD.....	88
Figura 4.24 – Perfil de tensão [p.u.] às 11 h, com GD. ....	88
Figura 4.25 – Perfil de tensão [p.u.] às 16 h, sem GD.....	89
Figura 4.26 – Detalhe do perfil de tensão [p.u.], nó 343, às 16 h, sem GD. ....	89
Figura 4.27 – Perfil de tensão [p.u.] às 16 h, com GD. ....	90
Figura 4.28 – Detalhe do perfil de tensão [p.u.], nó 343, às 16 h, com GD.....	90

## LISTA DE TABELAS

Tab. 2.1 – Distribuição de energia no espectro solar .....	20
Tab. 2.2 – Eficiência de células fotovoltaicas. ....	27
Tab 3.1 – Valores médios de $Y_R$ .....	48
Tab 3.2 – Valores máximos, mínimos, médios e desvios padrões de $Y_R$ (h/dia) .....	52
Tab 3.3 – Média da energia relativa em cada patamar horário – Dia Ensolarado.....	56
Tab 3.4 – Média da energia relativa em cada patamar horário – Dia Encoberto .....	59
Tab 3.5 – Faixas de tensão Adequada, Precária e Crítica.....	62
Tab 3.6 – Dias utilizados nas simulações .....	63
Tab 4.2 – Comparação de <i>PCA</i> devido a curva adotada - 28/10/2004.....	68
Tab 4.3 – Comparação de <i>PCA</i> devido à curva adotada - 17/04/2005.....	71
Tab 4.4 – Comparação de <i>PCA</i> devido à curva adotada - 27/05/2005.....	73
Tab 4.5 – Comparação de <i>PCA</i> devido à curva adotada - 03/02/2005.....	76
Tab 4.6 – Comparação de <i>PCA</i> devido a curva adotada - 15/01/2005.....	78
Tab 4.7 – Comparação de <i>PCA</i> devido a curva adotada – 22/09/2004 .....	80
Tab 4.8 – Potência gerada e Potência total disponibilizada, em p.u., dia ensolarado .....	83
Tab 4.9 – Comparação de valores de tensão (p.u.) – Dia ensolarado.....	86
Tab 4.11 – Comparação de valores de tensão (p.u.) – Dia encoberto .....	91

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
1.1	OBJETIVOS .....	16
<b>1.1.1</b>	<b>Objetivo Específico .....</b>	<b>16</b>
1.2	JUSTIFICATIVA .....	16
1.3	ESTRUTURA DO PROJETO.....	17
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>18</b>
2.1	RADIAÇÃO SOLAR.....	18
2.2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	21
<b>2.2.1</b>	<b>Célula Fotovoltaica .....</b>	<b>21</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Topologia dos Sistemas Fotovoltaicos.....</b>	<b>28</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Medição .....</b>	<b>31</b>
<b>2.2.4</b>	<b>Inversor .....</b>	<b>32</b>
<b>2.2.5</b>	<b>Condições de Sincronismo .....</b>	<b>34</b>
2.3	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	34
2.4	LEGISLAÇÃO .....	36
2.5	CURVAS DE CARGA.....	38
2.6	ESTADO DA ARTE .....	39
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>41</b>
3.1	METODOLOGIA.....	41
3.2	DESENVOLVIMENTO.....	43
<b>3.2.1</b>	<b>Base de Dados .....</b>	<b>43</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Classificação dos Dias.....</b>	<b>44</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Comportamento dos Tipos de Dias .....</b>	<b>47</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Padrão de Comportamento dos Dias .....</b>	<b>52</b>
<b>3.2.5</b>	<b>Curvas Típicas .....</b>	<b>54</b>
<b>3.2.6</b>	<b>Potência Gerada.....</b>	<b>60</b>
<b>3.2.7</b>	<b>Análise da Influência na Rede .....</b>	<b>62</b>
3.3	VALIDAÇÕES E CENÁRIOS ADOTADOS .....	63
<b>3.3.1</b>	<b>Dados do Alimentador .....</b>	<b>64</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>65</b>
4.1	ANÁLISE DE VARIAÇÃO DA POTÊNCIA GERADA DEVIDO À TEMPERATURA DO AR AMBIENTE.....	65

<b>4.1.1</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>66</b>
<b>4.1.2</b>	<b>Considerações .....</b>	<b>66</b>
4.2	ANÁLISE DE VARIAÇÕES DA POTÊNCIA GERADA DEVIDO À CURVA ADOTADA .....	67
<b>4.2.1</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>67</b>
<b>4.2.2</b>	<b>Considerações .....</b>	<b>81</b>
4.3	CENÁRIO 1 – IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM DIA ENSOLARADO .....	82
<b>4.3.1</b>	<b>Cenário 1 – Resultados.....</b>	<b>83</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Cenário 1 – Considerações.....</b>	<b>86</b>
4.4	CENÁRIO 2 – IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM DIA ENCOBERTO .....	87
<b>4.4.1</b>	<b>Cenário 2 – Resultados.....</b>	<b>87</b>
<b>4.4.2</b>	<b>Cenário 2 – Considerações.....</b>	<b>91</b>
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>92</b>
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	93
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>94</b>
	<b>APÊNDICE A - .....</b>	<b>97</b>



## 1 INTRODUÇÃO

A energia solar pode ser considerada como a fonte primária para todas as demais formas de energia. De forma indireta ela é responsável desde a energia eólica até o petróleo. Farret (2010, p.91) define o Sol, do ponto de vista energético, da seguinte forma:

Sob o ponto de vista do aproveitamento energético, o sol é considerado como uma fonte perene, silenciosa, gratuita e não poluente de energia, além de ser responsável pela manutenção da vida no planeta. Seu uso pode ser direto ou indireto. A energia indireta está relacionada à energia eólica, à energia hidráulica, à fotossíntese (como forma de energia) e à conversão microbológica de matérias orgânicas em combustíveis líquidos [...].

De forma direta a energia solar se faz útil para geração de energia térmica ou energia elétrica. No primeiro modo é amplamente utilizada em aquecimento de água para uso residencial ou industrial. É possível ainda a utilizar para gerar vapor e de energia elétrica através de turbinas a vapor. A segunda forma emprega a conversão fotovoltaica, que consiste na geração direta de energia elétrica através da radiação solar recebida em uma célula fotovoltaica.

Usualmente os sistemas térmicos de geração de energia elétrica através da energia solar são de maior porte de geração do que os sistemas fotovoltaicos (FARRET, 2010). Isto pode ser explicado pela estrutura necessária para a geração de energia elétrica através de sistemas térmicos, incluindo coletores e concentradores para a geração de vapor, a turbina a vapor, gerador síncrono e reguladores de velocidade e de tensão, ao passo que sistemas fotovoltaicos, de menor porte, necessitam apenas dos módulos fotovoltaicos e do sistema de acoplamento à rede, composto basicamente pelo inversor.

Sob o prisma do sistema elétrico, uma tecnologia que está ganhando espaço é a geração distribuída (GD). Sua principal característica é a descentralização da geração, se beneficiando de pequenas fontes geradoras distribuídas ao longo do sistema de transmissão ou de distribuição. As principais vantagens da GD são a redução da dependência exclusiva das grandes centrais geradoras e dos sistemas de transmissão e a redução da necessidade de custos extras para a ampliação da capacidade de transporte desta energia, uma vez que as fontes estarão localizadas próximas aos consumidores, aumentando a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os sistemas fotovoltaicos contribuirão significativamente com a GD, pois são sistemas de pequeno ou médio porte, que podem ser instalados de forma distribuída e conectados à

rede de distribuição, além de estarem mais populares devido ao apelo ambiental, à gradativa redução nos custos de implantação e ao custo inexistente da fonte primária. Um exemplo de aplicação é a instalação de painéis nos telhados das residências onde a potência excedente será injetada na rede da concessionária.

## 1.1 OBJETIVOS

Analisar o impacto da geração distribuída no sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso de geradores fotovoltaicos, sem acumuladores, conectados diretamente à rede de distribuição.

### 1.1.1 Objetivo Específico

Analisar o impacto, em regime permanente, causado em um alimentador pela inserção de geradores fotovoltaicos de forma distribuída, considerando situações de dias ensolarados e encobertos através do uso de curvas típicas, bem como primeiramente definir as curvas típicas de geração para tais dias.

## 1.2 JUSTIFICATIVA

As redes de distribuição têm características radiais, possuindo a subestação como centro de distribuição de potência através de diferentes alimentadores. De acordo com Pizzali (2006) as redes de distribuição foram projetadas como elementos passivos, que atenderiam a um fluxo unidirecional em um alimentador, sempre possuindo a subestação a montante dos consumidores, não sendo projetadas para a inclusão de unidades geradoras nestas redes.

A conexão destes sistemas fotovoltaicos de geração, utilizando o contexto de geração distribuída, causará mudanças na operação e controle dos centros de distribuição e de geração (WANG *et al.*, 2010).

Outra particularidade é o fato de fontes de GD usualmente serem intermitentes. Isto é ressaltado por Pizzali (2006) da seguinte forma: “Adicionalmente, deve ser prestada uma atenção especial à intermitência que as tecnologias da GD podem apresentar, especialmente aquelas baseadas em fontes renováveis.”. Esta intermitência de fato ocorre especialmente ao se considerar a geração fotovoltaica, onde o período de geração e a potência gerada sofrem forte influência das condições climáticas.

Além disto, atualmente há grande preocupação com fontes de energia limpa e com a desvinculação das grandes centrais geradoras. Isto tende a propiciar considerável crescimento na geração fotovoltaica conectada ao sistema de forma distribuída. Desta forma, o estudo do impacto dessas novas fontes ligadas ao sistema de distribuição se torna relevante e atual.

Esta proposta está aderente à linha de pesquisa de Gestão e Otimização de Geração e Utilização da Energia do programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade do Vale do Rio dos Sinos.

### 1.3 ESTRUTURA DO PROJETO

O presente trabalho está organizado em cinco capítulos, sendo o presente capítulo referente à introdução, o segundo capítulo apresenta o estudo bibliográfico necessário à elaboração do trabalho, o terceiro capítulo relata a metodologia e o desenvolvimento do trabalho propriamente dito. O quarto capítulo apresenta os resultados e as discussões sobre os mesmos. As conclusões são apresentadas no quinto capítulo.

Em complemento são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas nesta pesquisa.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica necessária ao desenvolvimento do trabalho proposto, contendo uma pesquisa bibliográfica sobre os assuntos relacionados a esta dissertação, principalmente sobre os sistemas fotovoltaicos.

### 2.1 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é responsável pela geração de energia por meio de painéis fotovoltaicos. A luz, que faz parte do espectro solar, é tratada ora como uma onda, ora como partícula. Maxwell definiu a luz como sendo uma onda eletromagnética com diferentes comprimentos de onda, já Einstein definiu a luz como sendo formada por partículas discretas, os fótons. Há na verdade esta dualidade de onda-partícula (WENHAM *et al*, 2007).

A Eq. (2.1) representa esta dualidade, já que utiliza características de ondas para definir o pacote de energia disponibilizado

$$E_{ph} = \left( \frac{hc}{\lambda} \right) \quad (2.1)$$

onde  $E_{ph}$  é a energia fornecida pelos fótons,  $h$  a constante de Planck,  $c$  a velocidade da luz no vácuo e  $\lambda$  o comprimento de onda.

A radiação que atinge a superfície terrestre é composta das componentes direta, difusa e de albedo, conforme demonstrado na Figura 2.1. A componente difusa é mínima quando não há presença de nuvens e aumenta quando o céu estiver encoberto. Nuvens de pouca altitude bloqueiam mais a radiação solar do que as de grande altitude, podendo inclusive eliminar a componente direta e reduzir consideravelmente a componente difusa e a de albedo. Mesmo assim, até em um dia completamente nublado haverá radiação solar incidente (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

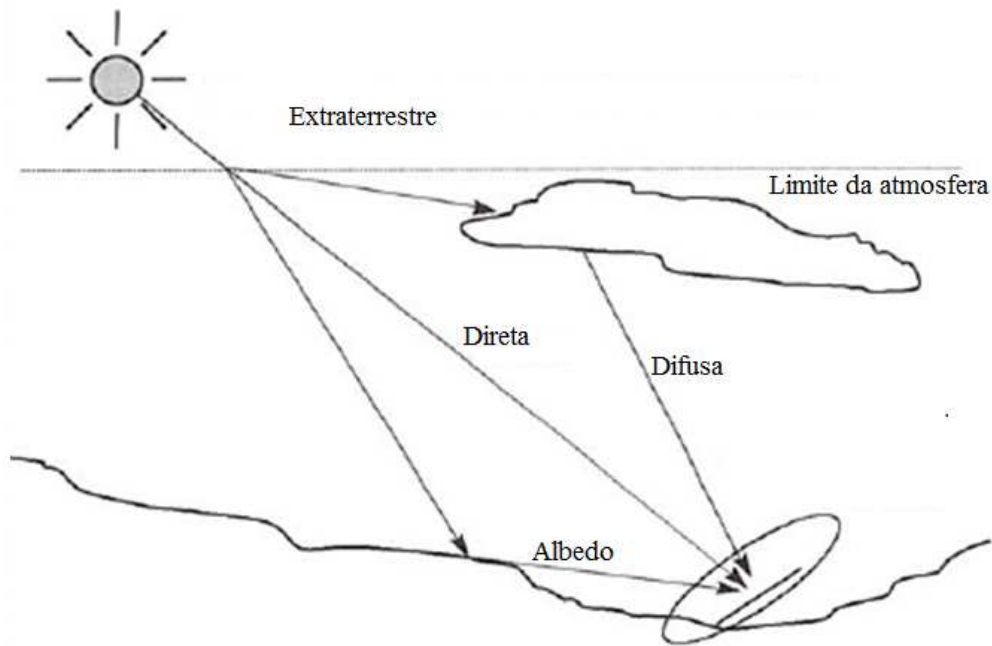


Figura 2.1 – Componentes da radiação solar no solo.

Fonte: Adaptado de Labouret e Viloz, 2003

A massa de ar da atmosfera terrestre que deve ser permeada pela radiação solar direta até atingir a superfície terrestre é representada por  $AM$  (*air mass*). A Eq. (2.2) estabelece o cálculo de  $AM$

$$AM = \left( \frac{1}{\cos \theta_z} \right) \quad (2.2)$$

onde  $AM$  é a massa de ar e  $\theta_z$  é o ângulo zênite, ângulo formado entre o raio solar incidente e a normal ao plano de observação.

A massa de ar, de acordo com a Eq. (2.2), será mínima quando  $\theta_z$  for zero, quando o Sol estiver a pino, diretamente sobre o observador.

O Sol pode ser comparado a um corpo negro com temperatura de superfície de 6000 K, cujo espectro de radiação é mostrado na Figura 2.2.

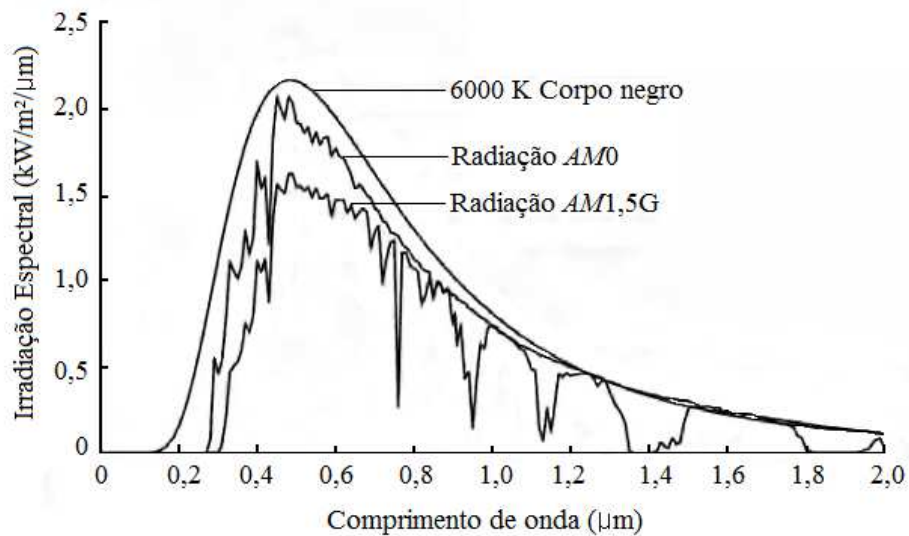


Figura 2.2 – Espectro de radiação do Sol.

Fonte: Wenham *et al.*, 2007

A curva de corpo negro, em 6000 K, representa a radiação na fotosfera, a camada solar mais externa. A radiação *AM0* representa a radiação no limite exterior da atmosfera terrestre e *AM1.5G* representa a irradiação para um ângulo de zênite de  $48^\circ$ , quando a distância entre o solo e o limite da atmosfera terrestre é de 1,5 atmosfera terrestre.

A maior parte da energia da radiação solar está na faixa de luz visível, conforme demonstrado na Tab. 2.1.

Tab. 2.1 – Distribuição de energia no espectro solar

Radiação	Faixa de comprimento de onda ( $\mu\text{m}$ )	Percentual de Energia
Ultravioleta (UV)	$0,20 < \lambda < 0,38$	6,4%
Visível	$0,38 < \lambda < 0,78$	48,0%
Infravermelho (IR)	$0,78 < \lambda < 10,0$	45,6%

Fonte: Labouret e Viloz, 2003.

A radiação solar fora da atmosfera terrestre, ou seja, sem massa de ar, é praticamente constante e é conhecida como radiação extraterrestre, ou constante solar. Possui o valor típico de  $1367 \text{ W/m}^2$  (*World Radiation Center apud LUQUE e HEGEDUS, 2003*).

Os componentes que formam a atmosfera terrestre acabam por absorver parte da radiação solar recebida, o que pode ser observado na Figura 2.2. As absorções da radiação no espectro de radiação em *AM1.5G* são causados pela presença de  $\text{O}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  e  $\text{CO}_2$ .

Esta passagem pela atmosfera reduz a potência disponível na superfície terrestre. Usualmente se considera a irradiância típica ao meio dia de um dia ensolarado como  $1000 \text{ W/m}^2$  (FARRET, 2010).

## 2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A conversão da energia solar em energia elétrica é explicada através do efeito fotovoltaico. Alexandre-Edmond Becquerel observou, em 1839, que certos metais geravam uma diferença de potencial elétrica quando expostos à luz (WENHAM *et al.*, 2007).

As células solares são o menor componente de um sistema de geração fotovoltaica e são a base deste sistema. Fabricadas com materiais semicondutores, convertem a energia solar diretamente em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico, sem geração de ruído, de forma estática (do ponto de vista macroscópico), sem emissão de poluentes (do ponto de vista de geração) e de forma renovável.

Uma característica importante ressaltada por Rütther (2004) é o fato de a geração fotovoltaica ser estática, não possuir partes móveis. Praticamente todos os demais meios de geração em uso, dependentes de diferentes fontes, são baseadas em máquinas rotativas.

Os principais componentes do sistema de geração fotovoltaico estão descritos a seguir.

### 2.2.1 Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica é a menor parte de um sistema fotovoltaico, é o elemento capaz de converter diretamente uma parte do espectro da radiação solar em corrente elétrica. Feita de material semicondutor, sendo o silício a principal matéria prima utilizada para este fim. Os semicondutores possuem a característica de se comportarem como materiais isolantes ou condutores, dependendo dos níveis de energia que lhes é fornecido. As características elétricas desses materiais são explicadas através dos modelos de bandas ou de ligações (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

Luque e Hegedus (2003) expõem que o modelo de ligações trabalha com as ligações covalentes que ligam os átomos. A ligação covalente se dá entre átomos que não possuem a banda de valência completa, ocorrendo o compartilhamento de elétrons nesta banda. Sem o fornecimento de energia externa estes materiais se comportam como isolantes. Com o aquecimento há a quebra de algumas ligações, o que propicia a ocorrência de elétrons livres e

a formação de lacunas. O fluxo de elétrons livres através das lacunas é de fato a condução de corrente elétrica.

Na teoria de bandas, os elétrons da banda de valência podem passar para a banda de condução desde que estes recebam energia suficiente para cruzar a zona proibida, tornando-os assim elétrons livres, transformando o material em um condutor. Esta energia é conhecida como energia de *gap* ( $E_g$ ). Tal teoria é ilustrada na Figura 2.3, onde estão representadas as bandas de valência, a banda de condução e a zona proibida, bem como um elétron que migrou entre as duas bandas, deixando uma lacuna na banda de valência.

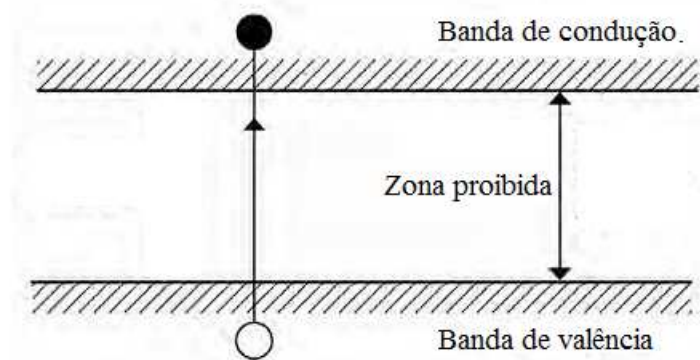


Figura 2.3 – Esquema de bandas para um elétron em um sólido.

Fonte: Adaptado de Wenham *et al.*, 2007

Considerando a Eq. 2.1 pode-se observar que diferentes comprimentos de onda resultarão em diferentes níveis de energia. De acordo com Wenham *et al.* (2007), sempre que a energia fornecida pelos fótons ( $E_{ph}$ ) for inferior à energia de *gap*, a interação dos fótons com o material semiconductor será fraca, neste caso sendo o material praticamente transparente a esta energia. Caso  $E_{ph}$  seja igual ou superior à  $E_g$ , ocorrerá então a formação de par elétron-lacuna, e haverá condução de corrente já que elétrons passarão da banda de valência para a banda de condução. No caso da  $E_{ph}$  ser superior à  $E_g$ , a energia excedente será rapidamente dissipada na forma de calor. Isto é demonstrado na Figura 2.4, onde o espectro da luz vermelha não dissipa calor e a luz azul dissipa calor.



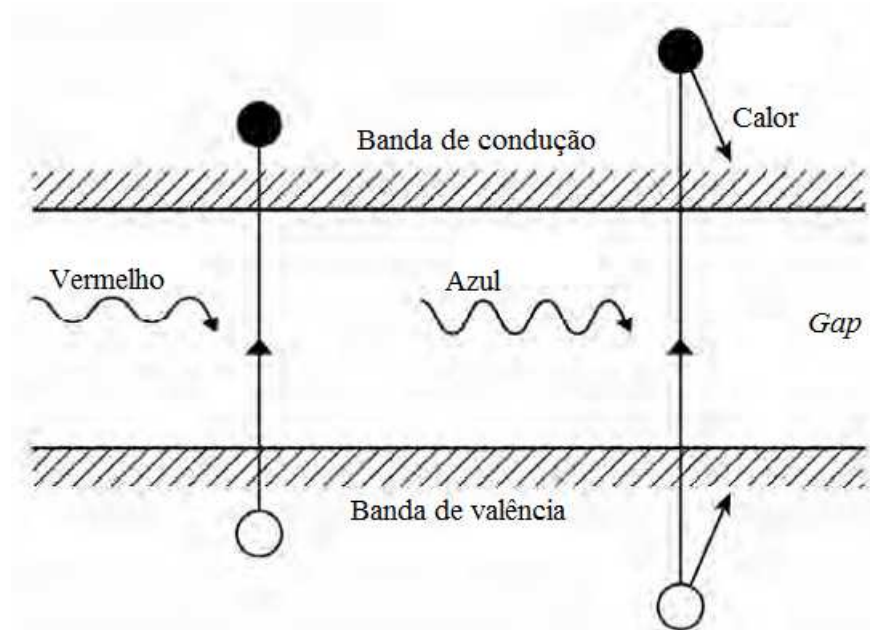


Figura 2.4 – Dissipação de energia excedente.

Fonte: Adaptado de Wenham *et al.*, 2007

No caso do silício cristalino,  $E_g$  equivale a 1,12 eV. Desta forma, este é o ponto ótimo para  $E_{ph}$ , onde toda a energia será aproveitada, sem ocorrer dissipação de calor. Este ponto pode ser observado na Figura 2.5, que demonstra o aproveitamento da energia nos diferentes pontos do espectro.

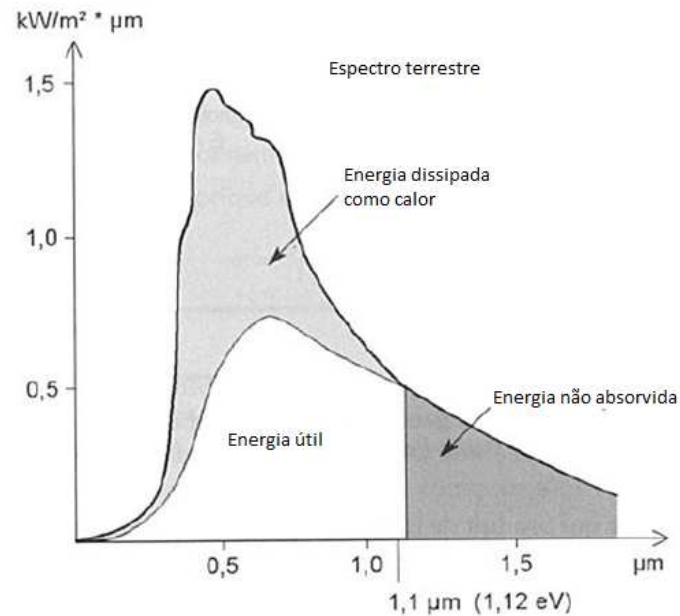


Figura 2.5 – Faixas de energia no espectro.

Fonte: Adaptado de Labouret e Viloz, 2003

Para que o comportamento de condução descrito seja enfatizado é realizado o processo conhecido como dopagem. A dopagem consiste na inserção de impurezas para que o desbalanceamento seja maior, podendo ocorrer o acréscimo de um átomo com um elétron a mais na camada de valência, transformando-o em um semiconductor do tipo N (Negativo), ou um átomo com um elétron a menos na camada de valência, transformando-o em um semiconductor do tipo P (Positivo). Um elétron a menos representa o mesmo que uma lacuna a mais (WENHAM *et al.*, 2007).

Usualmente ocorre uma junção de um material do tipo P com um do tipo N, criando uma junção P-N. Esta técnica torna possível a polarização do material, definindo o sentido da corrente elétrica.

A Figura 2.6 representa a condução em uma junção P-N, onde a tensão  $V$  aplicada irá fornecer a energia necessária para que o processo de condução ocorra. Em uma célula fotovoltaica, a energia necessária para a condução será proveniente da radiação solar, ocorrendo a formação de corrente elétrica e de uma diferença de potencial.

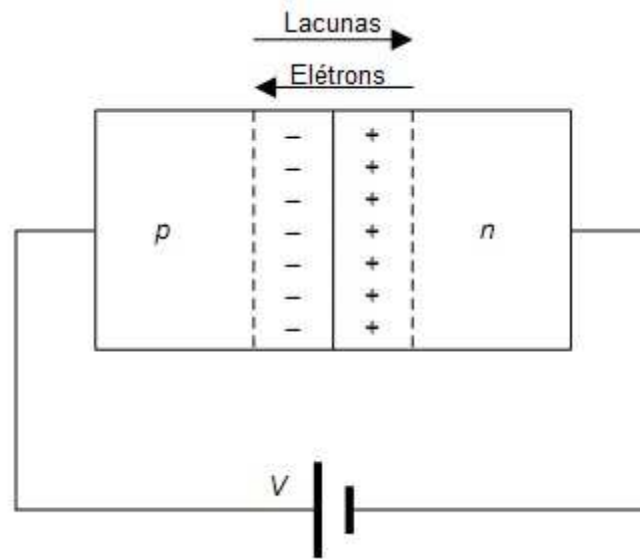


Figura 2.6 – Condução em uma junção P-N.

Fonte: Adaptado de Wenham *et al.*, 2007

A Figura 2.7 representa o modelo equivalente de uma célula fotovoltaica e inclui as resistências série  $R_s$  e paralelo  $R_{sh}$  que compõem tal célula. A resistência em paralelo é atribuída às imperfeições na junção P-N e a resistência em série representa as resistências de contato (WENHAM *et al.*, 2007).

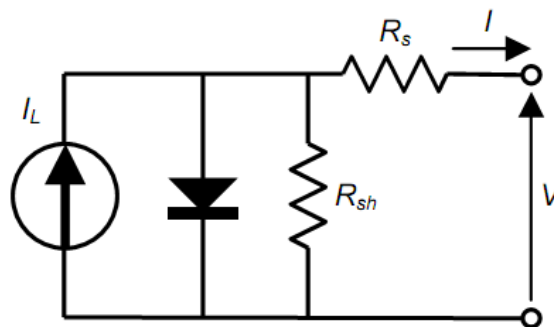


Figura 2.7 – Circuito elétrico equivalente de uma célula.

Fonte: Wenham *et al.*, 2007

As curvas características de tensão versus corrente e de potência de uma célula fotovoltaica são apresentadas na Figura 2.8. Nestas curvas estão representados os pontos de corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), de tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) bem como o ponto de máxima transferência de potência ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$  e  $P_{mp}$ ).

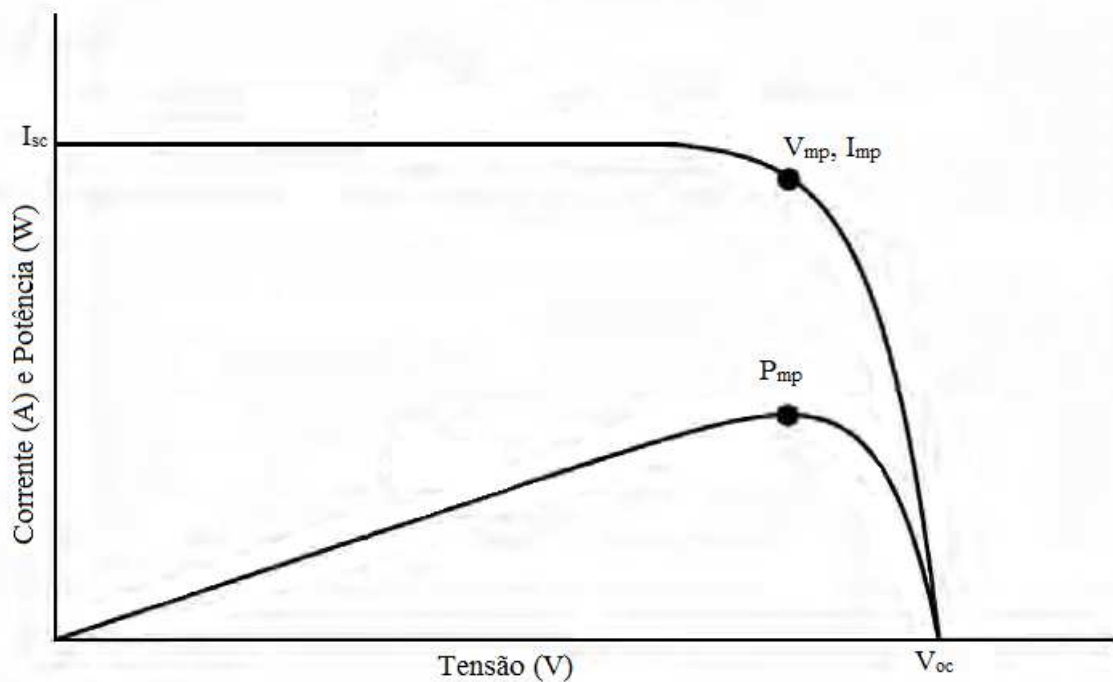


Figura 2.8 – Curvas características I x V e P x V de uma célula fotovoltaica.

Fonte: Adaptado de Wenham *et al.*, 2007

Ao considerar o modelo completo, tem-se a Eq. (2.3) como sendo a equação característica de uma célula fotovoltaica (WENHAM *et al.*, 2007).

$$I = I_L - I_0 \left[ e^{\left( \frac{q(V + IR_s)}{kT} \right)} - 1 \right] - \left( \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right) \quad (2.3)$$

onde  $R_{sh}$  é a resistência paralela,  $R_s$  é a resistência série,  $V$  é a tensão de saída,  $I$  é a corrente da célula,  $I_0$  é a corrente de polarização do diodo do modelo,  $I_L$  é a corrente gerada pela célula,  $q$  é a carga elementar do elétron,  $k$  é a constante de Boltzmann e  $T$  é a temperatura da célula.

Além das características elétricas existem as características relativas aos materiais. Do ponto de vista estrutural, o tratamento dado à matéria prima durante a fabricação definirá a estrutura cristalina que forma a matéria, e esta estrutura formará diferentes tipos de células. O silício é atualmente o material mais utilizado e suas células podem ser do tipo monocristalino, multicristalino e amorfo.

Cada tipo de célula pode ser definido da seguinte forma:

- Monocristalino – A estrutura é formada por um único cristal, o que aumenta os ganhos do efeito fotovoltaico. O processo de produção é mais caro, porém é o tipo mais utilizado no mercado, justificado pela sua eficiência (CASTRO, 2002);

- Multicristalino – Pequenos cristais formam o material. A sua eficiência é um pouco inferior à do monocristalino devido a não uniformidade do cristal (CASTRO, 2002);
- Amorfo – Não possui estrutura cristalina. Ocorre a adição de hidrogênio para que os defeitos estruturais sejam minimizados e seu uso como célula fotovoltaica seja viável. Utilizado em filmes finos (*thin films*) através da deposição sobre um substrato, como vidro ou plástico, o que proporciona grande flexibilidade de uso (CASTRO, 2002).

A estrutura da célula altera diretamente a sua eficiência, de acordo com os dados fornecidos em Green *et al.* (2012), a eficiência das células de silício apresenta grande diferença entre os diferentes tipos de células. A Tab. 2.2 apresenta os valores verificados em laboratório para cada tipo de célula, nas condições de temperatura do ar ambiente de 25 °C, massa de ar de 1,5 (AM1,5) e irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>.

Tab. 2.2 – Eficiência de células fotovoltaicas.

	<b>Eficiência</b>
<b>Monocristalino</b>	25%
<b>Multicristalino</b>	20,3%
<b>Amorfo</b>	10,1%

Fonte: Green *et al.* (2012)

A eficiência máxima teórica de uma célula fotovoltaica de silício é de 44% (SHOCKLEY; QUEISSER; 1961 *apud* WENHAM *et al.*, 2007), limitada principalmente pela dissipação de calor quando  $E_{ph}$  for maior do que  $E_g$  ou pela não absorção de energia quando  $E_{ph}$  for inferior a  $E_g$ .

Além do silício, outros materiais podem ser utilizados, como o telureto de cádmio (CdTe), o disseleneto de cobre (gálio) e índio (CIS e CIGS). Estes materiais apresentam vantagens estéticas, são aplicados na fabricação de filmes finos e ganham espaço no mercado de aplicações integradas às edificações, onde a aparência visual é valorizada. Em contrapartida estas tecnologias utilizam materiais tóxicos e raros, ao contrário do silício que é abundante e não tóxico (RÜTHER, 2004).

Entretanto, uma célula fotovoltaica operando de forma isolada teria uma potência gerada muito baixa, sendo então necessária a ligação em série ou em paralelo de diversas células formando um módulo. De acordo com Castro (p.1, 2002):

A célula é o elemento mais pequeno do sistema fotovoltaico, produzindo tipicamente potências eléctricas (*sic*) da ordem de 1,5 W (correspondentes a uma tensão de 0,5 V e uma corrente de 3 A). Para obter potências maiores, as células são ligadas em série e/ou em paralelo, formando módulos (tipicamente com potências da ordem de 50 a 100 W) e painéis fotovoltaicos (com potências superiores).

No entanto, os módulos fotovoltaicos atuais já são fabricados com potências bem maiores, da ordem de 240 W ou mais. Tipicamente várias células são interligadas em série, quando se deseja aumentar a tensão gerada, ou em paralelo, quando se desejar aumentar a corrente gerada, ou ainda, em uma configuração mista para aumentar estas duas características (CASTRO, 2002).

### 2.2.2 Topologia dos Sistemas Fotovoltaicos

De acordo com Goetzberger e Hoffmann (2005) os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos basicamente em dois tipos:

- Sistema fotovoltaico isolado;
- Sistema fotovoltaico conectado à rede.

Cada um destes tipos pode ser dividido ainda em sistemas puros ou híbridos e com o uso de acumuladores ou não.

Os sistemas fotovoltaicos isolados não são conectados aos grandes sistemas de distribuição, possuem acumuladores para quando o consumo de energia ocorra no momento de baixa ou nenhuma radiação solar, tendo tipicamente uma bateria ou um banco de baterias utilizado como acumulador. Estes sistemas podem ser de corrente contínua (CC) ou de corrente alternada (CA) através do uso de um inversor. No caso de um sistema híbrido, além da geração fotovoltaica, existirá outra fonte de geração, que poderá ser eólica, gerador diesel, biomassa, etc. As aplicações dos sistemas isolados são as mais variadas, indo desde o uso em uma calculadora que funciona com energia solar, bombeamento ou purificação de água, alimentação de satélites, até a alimentação de uma pequena comunidade rural (GOETZBERGER E HOFFMANN, 2005).

A Figura 2.9 apresenta um diagrama esquemático de um sistema isolado alimentando uma carga CA. Neste esquema é demonstrado o uso de baterias que são carregadas através de

um controlador de carga para evitar danos às mesmas. A conexão ao consumidor é feita através de um inversor.

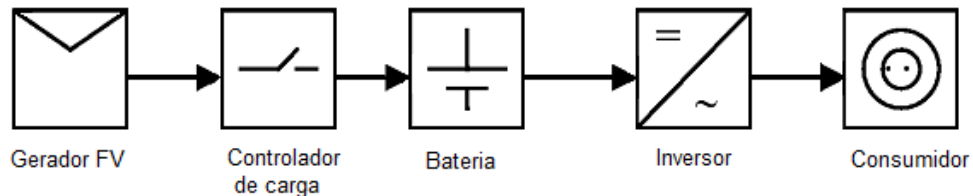


Figura 2.9 – Esquema de um sistema isolado alimentando uma carga CA.

Fonte: Adaptado de Goetzberger e Hoffmann, 2005

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede sempre são acoplados à rede pública através de um inversor, e podem ser subdivididos em descentralizados ou conectados à rede central (GOETZBERGER E HOFFMANN, 2005).

Os sistemas conectados à rede central, ou rede básica, seguindo a nomenclatura estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), são sistemas de potência elevada, da ordem de  $10^6$  W, possibilitando a conexão às redes de alta tensão. Este tipo de configuração tipicamente necessita de grande área livre para que uma quantidade significativa de módulos possa ser utilizada. O esquema típico de um sistema interligado está representado na Figura 2.10.

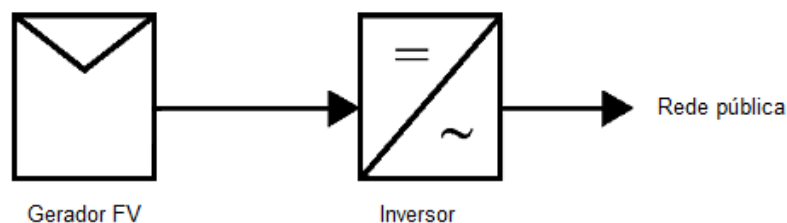


Figura 2.10 – Esquema de um sistema conectado à rede.

Fonte: Adaptado de Goetzberger e Hoffmann, 2005

Os sistemas descentralizados conectados à rede, ou distribuídos, são de porte reduzido, instalados em telhados ou integrados aos prédios. No período de geração o sistema fotovoltaico poderá fornecer a energia consumida no prédio onde o sistema está instalado e injetar o excesso na rede pública. Durante o período noturno, ou caso a geração não seja

suficiente durante o dia, a rede pública deverá fornecer a potência necessária aos consumidores (GOETZBERGER; HOFFMANN; 2005).

A Figura 2.11 representa um esquema de geração fotovoltaica distribuída onde estão representados o gerador fotovoltaico, o inversor, o circuito residencial e um medidor de energia, que deve ser capaz de realizar a compensação entre a energia consumida e a energia entregue à rede.

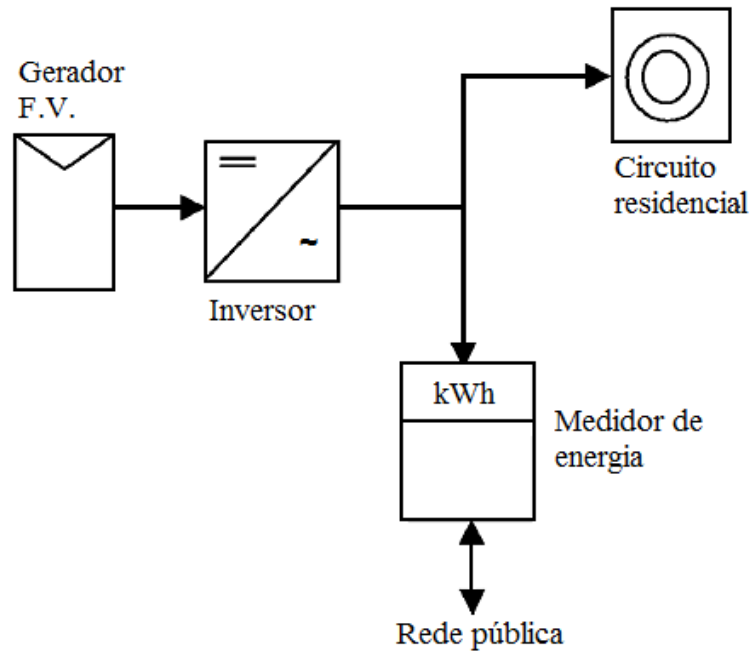


Figura 2.11 – Esquema de um sistema residencial conectado à rede.

Fonte: Adaptado de Goetzberger e Hoffmann, 2005

De forma didática, a Figura 2.12 representa um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede, onde são representados os módulos fotovoltaicos (1), os dispositivos de proteção (2 e 4), os condutores (3 e 6), o inversor (5) e o sistema de medição (7).



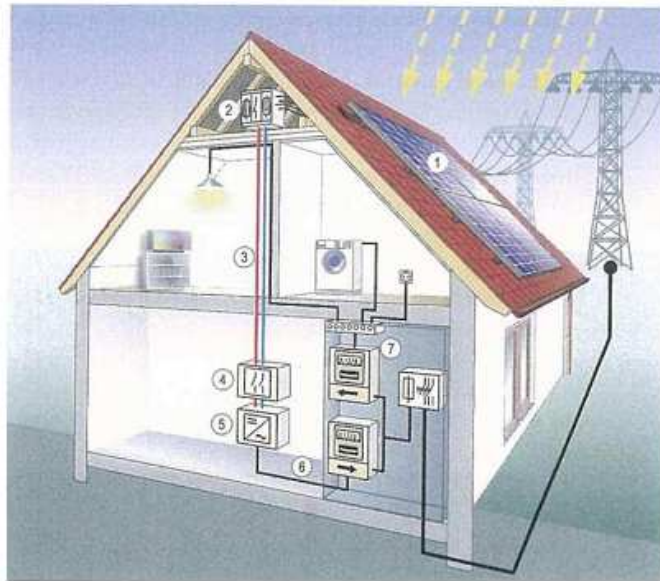


Figura 2.12 – Conexão do sistema à rede.

Fonte: Jackson, 2007

### 2.2.3 Medição

Para que seja possível o balanço entre a energia disponibilizada à rede pelo sistema fotovoltaico de geração e a energia consumida da rede, o sistema de medição deve realizar medidas nos quatro quadrantes, permitindo assim a compensação de energia, ou seja, a tarifação do consumo ou o crédito de geração excedente, tanto de potência ativa quanto reativa.

A defasagem entre corrente e tensão irá determinar a potência ativa e reativa consumida, e depende do tipo de carga alimentada. O consumo instantâneo comparado com a geração no mesmo instante posicionará cada unidade como um consumidor ou um gerador, em um dado momento, do ponto de vista da concessionária.

Consumidores estão posicionados no primeiro ou no quarto quadrante, ao passo que geradores estão no segundo e terceiro quadrantes. O posicionamento de uma unidade poderá variar em diferentes horários, podendo ser considerado como consumidor em um horário e como gerador em outro horário.

A Figura 2.13 apresenta os quatro quadrantes de medição.

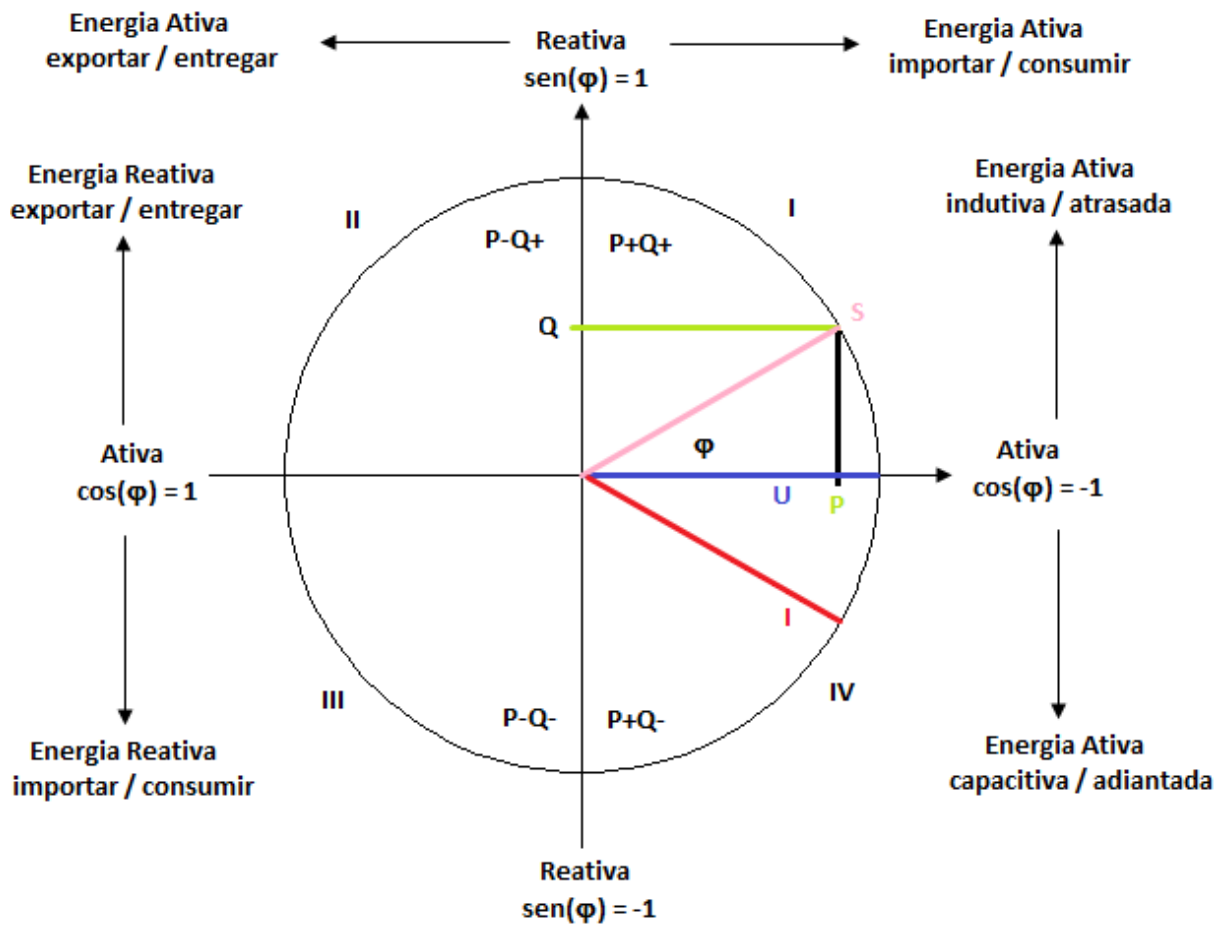


Figura 2.13 – Quadrantes de medição.

Fonte: Martins, 2009

#### 2.2.4 Inversor

As células e os módulos fotovoltaicos trabalham em corrente contínua (CC) e para a conexão à rede se faz necessária a conversão para corrente alternada (CA). Esta conversão é realizada por um conversor de corrente contínua em corrente alternada, o inversor, o qual deve garantir os padrões de qualidade de energia (nível de tensão, frequência e distorção harmônica) para a conexão à rede elétrica.

Os inversores devem garantir que não haja conexão a um barramento não energizado, ou que haja a desconexão caso o barramento perca a alimentação principal, evitando o efeito *islanding*, garantindo a segurança do sistema (RÜTHER, 2004).

Os inversores para conexão à rede apresentam eficiência superior a 90%. A Figura 2.14 apresenta a curva de eficiência de um inversor comercial.

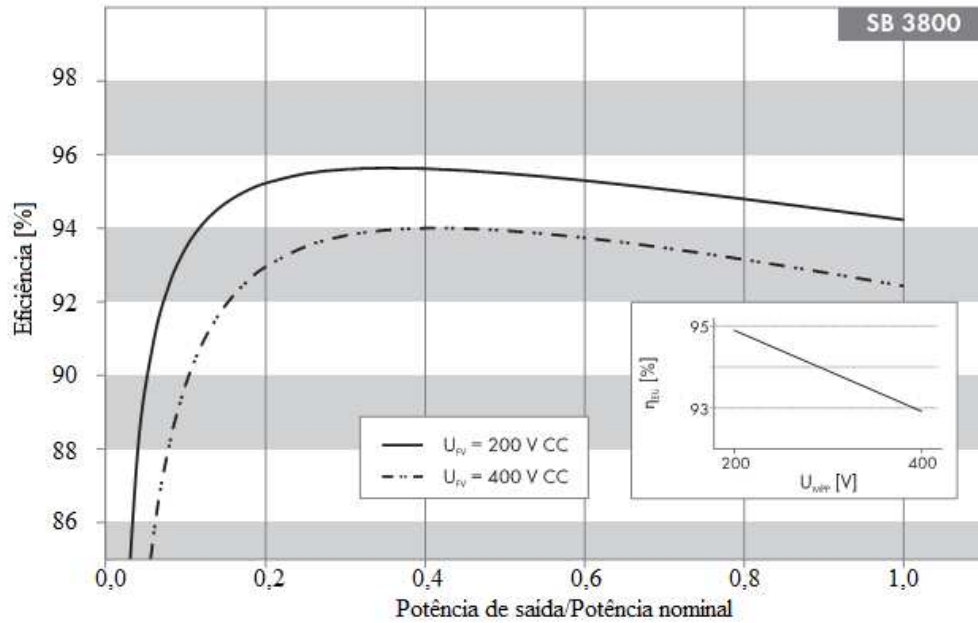


Figura 2.14 – Curva de eficiência do inversor SB 3800.

Fonte: Adaptado de SMA *Solar Technology AG*, 2012

As curvas da Figura 2.14 são referentes a um inversor de 3800 W, que opera em tensões de geração de 200 V<sub>CC</sub> (linha cheia na curva) e 400 V<sub>CC</sub> (ponto duplo e traço na curva). A curva apresenta eficiência máxima de 95,6%, conforme informações do fabricante. Uma foto deste inversor é apresentada na Figura 2.15.



Figura 2.15 – Foto do inversor SB 3800.

Fonte: SMA *Solar Technology AG*

### 2.2.5 Condições de Sincronismo

Para que uma fonte geradora possa ser conectada à rede, certas condições de sincronismo devem ser atendidas. De acordo com Elgerd (1978), os seguintes critérios devem ser satisfeitos para a conexão de um gerador ao sistema:

- Possuir a mesma frequência e a mesma sequência de fase;
- Possuir o mesmo módulo de tensão;
- Tensões deverão estar em fase, sem diferença angular entre a tensão da rede e do gerador.

Estas condições podem ser verificadas através do sincronoscópio, e estão ilustradas na Figura 2.16.

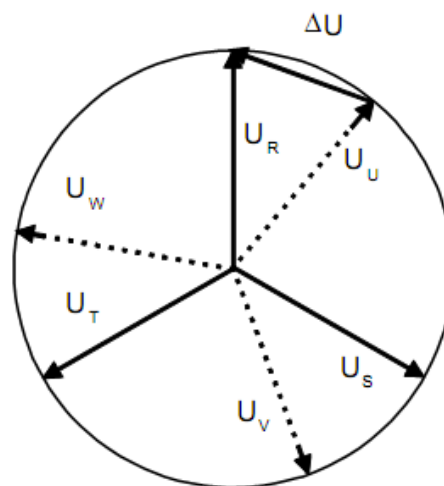


Figura 2.16 - Condições de sincronismo.

Fonte: Elgerd (1978)

Na Figura 2.16  $U_R$ ,  $U_S$  e  $U_T$  são as tensões de fase da rede, e  $U_U$ ,  $U_V$  e  $U_W$  são as tensões nos terminais do gerador. A tensão em fase, sem diferença de tensão entre gerador e barramento ocorrerá quando  $\Delta U$  (diferença de tensão) for nula.

No caso da geração fotovoltaica conectada à rede, o inversor deverá possuir a capacidade de se conectar à rede atendendo aos requisitos de sincronismo.

## 2.3 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O sistema elétrico de potência (SEP) é o principal meio de geração e transporte de energia elétrica, e é dividido em três partes distintas: geração, transmissão e distribuição (STEVENSON Jr., 1986). A Figura 2.17 apresenta esta divisão.

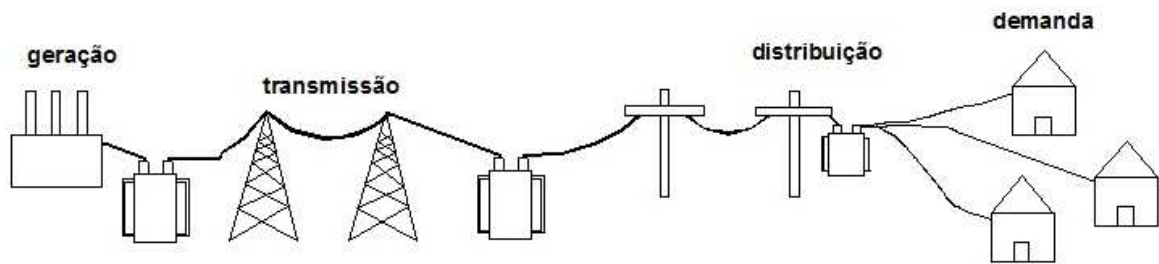


Figura 2.17 - Sistema elétrico de potência.

Fonte: Adaptado de Camargo, 2010

A geração é composta basicamente de máquinas rotativas, sendo máquinas síncronas a maioria. De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN, 2010), “A geração de energia elétrica no Brasil em centrais de serviço público e autoprodutores atingiu 509,2 TWh em 2010, resultado 10,0% superior ao de 2009”. Das fontes geradoras, o BEN aponta a energia hidráulica como sendo responsável por 74% desta geração, sendo esta totalmente baseada em geração através de máquinas síncronas. A geração fotovoltaica não é citada como fonte significativa em 2010. Somente o consumo residencial representou 23,8% do consumo total de energia em 2010.

Quanto aos requisitos técnicos e de qualidade de energia, a frequência do sistema é um dos pontos mais críticos, principalmente devido a alterações no seu valor modificarem as impedâncias das cargas reativas. Porém, sendo todas as fontes sincronizadas em um sistema interligado, como em um barramento infinito, existirá sempre uma única frequência elétrica neste sistema (WEEDY, 1967).

Um sistema de potência alimenta cargas que alteram constantemente suas necessidades de energia ativa e reativa, deste modo o sistema deve ser flexível para atender a esta condição. Além disto, o sistema deve atender a critérios de qualidade que exigem, além da frequência constante, a tensão constante e confiabilidade (ELGERD, 1978). Os critérios de qualidade brasileiros são definidos no módulo 08 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), emitido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que regula a qualidade de energia elétrica para sistemas até 230 kV. O controle do Sistema Interligado Nacional (SIN) é responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ONS).

## 2.4 LEGISLAÇÃO

A legislação brasileira em relação à geração distribuída está atrasada se comparada a países mais desenvolvidos. Os Estados Unidos, por exemplo, contou com mudanças na legislação em 1978 através do *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) fazendo com que o interesse pela geração distribuída fosse acelerado, aumentando ainda mais em 1992 com o *Energy Policy Act* (MORTADA *et al.*, 2001).

No Brasil este tipo de geração foi fomentado inicialmente graças a alterações por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST publicados em janeiro de 2010, aliados a mudanças na legislação relacionada à comercialização de energia produzida em pequenas geradoras, iniciadas com a lei 9427/1996, até a Resolução Normativa Nº 167, de 10/10/2005 que regulava as condições de comercialização de energia elétrica oriunda de geração distribuída. Destaque especial pode ser dado ao projeto de Lei Nº 630/2003 que prevê a contratação, por parte das distribuidoras interligadas ao SIN, de uma média de 200 MW/ano de capacidade de geração de energia elétrica provenientes de geração distribuída com capacidade entre 50 kW e 1 MW, prevendo ainda índice de nacionalização, para estas usinas geradoras, de 60%, nos anos iniciais, a 90% de nacionalização dos equipamentos em seis anos, a partir de 2011. As alterações no PRODIST, válidas desde janeiro de 2010, são importantes para geradoras com tensões menores que 69 kV, aplicável à maioria das usinas geradoras distribuídas. Tensões superiores a 69 kV devem atender aos Procedimentos de Rede do ONS.

O grande fato recente que alavanca, de fato, a geração distribuída é a resolução normativa número 482/2012, de abril de 2012, viabilizando a instalação de microgeração e minigeração, unidades que irão gerar até 100 kW, e de 100 kW a 1 MW, respectivamente. Esta resolução foi elaborada com o auxílio de mais de 400 contribuições de diferentes agentes do setor elétrico por meio da audiência pública (AP) 042/2011, e beneficia fontes incentivadas de energia, onde a solar está incluída.

Nesta resolução, a ANEEL estabelece o sistema de compensação de energia elétrica, a partir do qual a geração excedente disponibilizada para a rede será compensado ao gerador através de créditos de energia, da seguinte forma, informado pela agência:

Pelo sistema, a unidade geradora instalada em uma residência, por exemplo, produzirá energia e o que não for consumido será injetado no sistema da distribuidora, que utilizará o crédito para abater o consumo dos meses subsequentes. Os créditos poderão ser utilizados em um prazo de 36 meses [...]

Em termos de procedimentos, as unidades geradoras conectadas a rede de distribuição deverão atender aos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). A revisão 03 da cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição, de 19/04/2012, publica em seu item 2.2 quem deve observar o PRODIST como sendo, quando aplicável:

- a) concessionárias, permissionárias e autorizadas dos serviços de geração distribuída e de distribuição de energia elétrica;
- b) consumidores de energia elétrica com instalações conectadas ao sistema de distribuição [...]

O Sistema de Medição de Faturamento (SMF) é definido no item 2.16 desta mesma cartilha, estabelecendo as responsabilidades do SMF para as centrais geradoras, agentes importadores ou exportadores de energia e outras distribuidoras. É estabelecida a medição em quatro quadrantes caso a central geradora não comercialize energia na Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE), da seguinte forma (ANEEL, 2012, grifo nosso):

As centrais geradoras, agentes importadores ou exportadores de energia e distribuidoras acessantes são responsáveis técnica e financeiramente pela implantação ou adequação do SMF ao conectarem suas instalações ao sistema de distribuição. [...]

Caso a central geradora de energia elétrica não comercialize energia na CCEE, o sistema de medição pode ter as mesmas especificações do sistema de medição do consumidor do Grupo A, **acrescido da funcionalidade de medição em quatro quadrantes** quando houver exportação de energia para a rede de distribuição.

Pequenas unidades geradoras não comercializarão energia na CCEE, e, portanto, utilizarão o sistema de compensação. É importante ressaltar que o custo de adequação do SMF é de responsabilidade do acessante, conforme estabelecido acima.

Outro ponto relevante ao se disponibilizar a energia excedente na rede de distribuição é a qualidade de energia que deve ser observada. O Módulo 03 do PRODIST define o Acesso ao Sistema de Distribuição e foi revisado com base na resolução normativa número 482/2012. Os parâmetros de conexões de unidades de produção ao sistema de distribuição, em média e baixa tensão, devem observar os seguintes pontos (ANEEL, 2012, grifo nosso):

[...]

3.4 Forma de onda e amplitude da tensão.

3.4.1 O acessante deve garantir, ao conectar suas instalações, que não sejam violados os valores de referência no ponto de conexão estabelecidos em regulamentação específica para os seguintes parâmetros:

- a) distorções harmônicas;**
- b) desequilíbrio de tensão;**
- c) flutuação de tensão;**
- d) variações de tensão de curta duração.**

[...]

5.2.1 **A conexão deve ser realizada em corrente alternada com frequência de 60 (sessenta) Hz.**

[...]

5.2.3 O paralelismo das instalações do acessante com o sistema da acessada não pode causar problemas técnicos ou de segurança aos demais acessantes, ao sistema de distribuição acessado e ao pessoal envolvido com a sua operação e manutenção.

[...]

5.2.5 O acessante é o único responsável pela **sincronização adequada** de suas instalações com o sistema de distribuição acessado.

[...]

5.6 Forma de onda e amplitude da tensão

5.6.1 Devem estar de acordo com definido no item 3.4 desta seção.

[...]

## 2.5 CURVAS DE CARGA

A determinação das características de consumo é um dos pontos mais complexos da operação do sistema elétrico. Weedy (p. 102, 1973) corrobora:

Dentre os vários parâmetros de um sistema elétrico de potência a carga absorvida pelos consumidores é a de determinação científica mais difícil. O valor de carga varia de segundo em segundo e, em milhões de consumidores, cada um absorvendo energia de acordo com sua exigência individual, a determinação das exigências futuras é um problema estatístico.

Conforme expressado por Weedy, a definição é estatística. Desta forma, as concessionárias utilizam curvas de carga que expressam o comportamento típico de um dado grupo de consumidores, com características similares.

Vários fatores influenciam nas curvas de carga, como o tipo de grupo de consumidores, que podem ser classificados em residenciais, comerciais ou industriais. A classe social, o dia da semana, a localização geográfica e o período do ano irão influenciar diretamente nas curvas de carga.

Uma curva típica de um consumidor está representada na Figura 2.18.



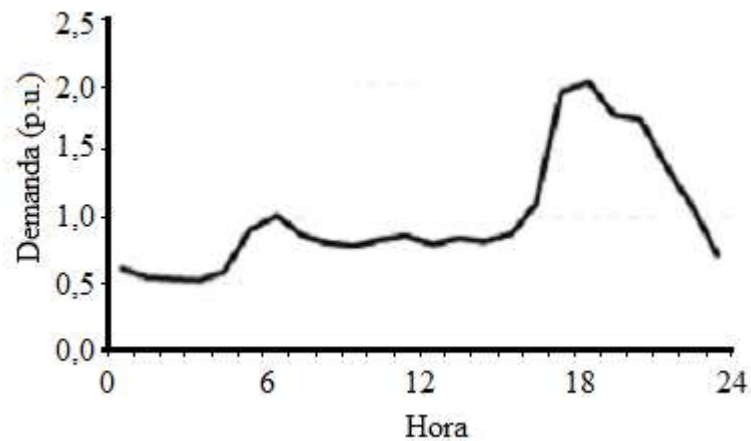


Figura 2.18 – Curva de carga de um consumidor residencial.

Fonte: Souza *et al.*, 2010

Na Figura 2.18 a demanda está representada em p.u. (por unidade). A representação em p.u. é corriqueira nos sistemas elétricos de potência, e consiste da normalização em função de uma métrica de base. Usualmente a normalização é em função da potência e da tensão nominal do sistema.

## 2.6 ESTADO DA ARTE

O tópico de estudo do impacto dos sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede é contemporâneo. As análises buscam responder a diferentes perguntas, conforme pode ser visto a seguir.

Baumgartner *et al.* (2010) discute os passos da integração de geração fotovoltaica na rede. São citadas as altas taxas de crescimento dos sistemas de geração fotovoltaica e os questionamentos que são trazidos, como a integração e gerenciamento desta interação. É apresentado um estudo de caso simulado realizado em Zurique. A análise é realizada sobre as curvas de carga, e os pontos de interesse são os cenários onde a geração fotovoltaica ultrapassa o consumo de energia. Nestes casos, é proposto o uso da energia excedente no bombeio de água, como forma de armazenagem, ou ainda a alteração da matriz de geração.

Pizzali (2006) estudou em sua tese de doutorado o desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos. Chama a atenção para o fato das redes de distribuição possuírem tradicionalmente um comportamento radial, sendo que a geração distribuída poderá alterar esta importante característica. Além disto, é destacada a característica intermitente das fontes renováveis, especialmente a geração fotovoltaica. A análise é realizada em regime

permanente, e estuda os impactos em características elétricas como perdas, quedas de tensão e níveis de curto-circuito e é baseada em dados de demanda e de geração.

Wang *et al.* (2010) desenvolveu uma pesquisa do efeito da penetração de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição com foco no impacto nos fluxos de potência e efeitos nos sistemas de proteção da rede de distribuição. Basicamente são estudadas as posições do ponto de inserção da geração fotovoltaica na rede de distribuição em relação à posição dos sistemas de proteção. Nas simulações realizadas, penetrações de aproximadamente 20% da potência da rede não afetavam os sistemas de proteção.

Vieira Júnior (2008) analisa o impacto da geração distribuída no perfil de tensão em regime permanente nas redes de distribuição. A análise é realizada em uma rede de média tensão, e considera a inclusão de uma fonte de geração distribuída de potência elevada (30 MVA) em um único ponto. A fonte de energia não é especificada, porém trata-se de um gerador síncrono. A análise é realizada através das curvas de tensão nas barras, atentando para os pontos que extrapolam os níveis definidos pelo procedimento de distribuição.

A preocupação com a qualidade de energia também é estudada, como na dissertação de mestrado de Lacerda (2010), onde o objetivo é a baixa distorção harmônica da energia injetada na rede e o rastreamento do ponto de máxima potência em um sistema monofásico. Cabe ressaltar que estas características competem ao inversor, mas não podem ser negligenciadas ao se ter uma visão holística do sistema.

Alguns estudos são de maior impacto, como o projeto de análise de intermitência, com impacto na geração e operação da rede da Califórnia (*GE Energy Consulting, 2007*), que considera cenários de penetração de 20 e 30% de energia renovável, com fontes solar e eólica. Este estudo é amplo e aborda tópicos fora do escopo deste trabalho, como sistemas híbridos, e foco na transmissão e na operação da geração.

Há também análises que tratam o impacto na rede de forma indireta, como, por exemplo, Napolini e Rütther (2010) que estudam o impacto na demanda de potência ativa, reativa e aparente devido ao uso de energia solar térmica para o banho. Estes estudos, entretanto, não fazem parte do escopo deste trabalho.

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo apresenta a metodologia que será empregada, o sistema que será estudado e a origem de seus dados.

#### 3.1 METODOLOGIA

A metodologia proposta para este trabalho consiste primeiramente no estudo do estado da arte neste campo, demonstrando as diferentes técnicas de análise utilizadas. Esta parte foi apresentada juntamente com a revisão bibliográfica.

Após a conclusão da revisão bibliográfica e do estudo do estado da arte, optou-se por seguir a linha já adotada por Baumgartner *et al.* (2010), onde uma base histórica de irradiância será adotada para análise de impacto na rede. Quanto ao impacto, foi adotada a mesma linha trabalhada por Vieira Júnior (2008), onde serão estudados os impactos nos níveis de tensão, em regime permanente. Os impactos em outras características elétricas, tais como níveis de curto-circuito e influência nos sistemas de proteção, conforme Wang *et al.* (2010) e Pizzali (2006), e análises em regime transitório, não serão abordados neste trabalho.

Para um melhor entendimento, a Figura 3.1 apresenta o fluxograma da metodologia adotada.



Figura 3.1 – Fluxograma da metodologia adotada.

Desta forma, uma base de dados históricos de irradiância foi adotada como base para as simulações e definições de comportamento dos diferentes cenários escolhidos. Esta base foi tratada, para garantir a integridade dos dados, bem como a coerência dos mesmos.

Os dias que compunham a base dados foram classificados entre uma das seguintes opções:

- Ensolarado;
- Parcialmente Encoberto;
- Encoberto.

Foi então formada a base histórica, de um ano, contendo dados classificados. Com base nesta classificação foi possível estabelecer o padrão de comportamento de cada um

destes cenários, e por fim adotado o modelo de curvas típicas que será utilizado na simulação da potência disponibilizada, e do seu consequente impacto na rede de distribuição.

A simulação de potência disponibilizada foi realizada através de um algoritmo que considera dados de irradiância e temperatura do ar ambiente como entradas e tem como saída a potência elétrica gerada. Este algoritmo utiliza as equações dos módulos fotovoltaicos e do inversor de acoplamento para cálculo de potência de saída, entregue à rede.

O impacto na rede será estudado através de *software* de carregamento da rede de distribuição, considerando os dados reais de um alimentador na mesma região de coleta dos dados de irradiância e de temperatura do ar ambiente. Os dados do alimentador incluem curvas de carga dos consumidores e dados de carregamento dos condutores. A potência disponibilizada pela geração fotovoltaica poderá influenciar neste alimentador através da alteração das curvas de consumo, alterando assim o comportamento do alimentador.

A análise do impacto será concentrada no impacto dos níveis de tensão ao longo de um alimentador devido à penetração de geração fotovoltaica distribuída.

## 3.2 DESENVOLVIMENTO

O desenvolvimento deste trabalho foi dividido em diferentes etapas, explicados nos subcapítulos subsequentes.

### 3.2.1 Base de Dados

A base de dados utilizada neste trabalho contém dados de medições adquiridos durante doze meses e serviu como base para o desenvolvimento das simulações deste trabalho. Os dados de irradiância e de temperatura do ar ambiente foram coletados por Krenzinger, Dias e Prieb, no laboratório de energia solar da UFRGS – Campus do Vale, entre julho de 2004 e junho de 2005, na cidade de Porto Alegre/RS. Os módulos fotovoltaicos estão posicionados a 30° com a horizontal, orientados para o norte geográfico.

Os dados que compõem a base foram medidos a cada minuto. Deste modo, têm-se 1440 aquisições a cada dia completo de medição, equivalentes aos 1440 minutos que formam um período de 24 horas.

A base de dados adotada foi então refinada. Os dados foram tratados, sendo inicialmente eliminados todos os dias que não possuíam 1440 medidas. Após isto, foram

eliminados os valores de irradiância diferente de zero, que excepcionalmente apareciam em algum horário noturno.

Após este tratamento, cada um dos dias da base de dados pôde então ser classificado de acordo com o seu comportamento específico.

### 3.2.2 Classificação dos Dias

Os dias foram classificados entre uma das seguintes opções:

- Ensolarado;
- Parcialmente Encoberto;
- Encoberto.

Wenhan *et al* (2007) e Duffie e Beckman (2006) apresentam métodos de classificação baseados em análise quantitativa e qualitativa. As análises quantitativas são baseadas em dados de irradiância recebida em um determinado dia e comparados com os valores teóricos daquele mesmo dia. O valor teórico de cada um dos dias do ano irá variar de acordo com diversos fatores, como período do ano e posição geográfica, desta forma definir o valor de irradiação média poderá ser completamente diferente entre cada um dos dias que compõe a base dados. Além disto, a classificação da bibliografia adota apenas as opções de dias ensolarados e encobertos, eliminando a opção de dia parcialmente encoberto.

Foi adotada então primeiramente uma análise qualitativa. Foram traçados gráficos de irradiância em função do tempo para cada um dos dias e classificados de forma visual, de forma comparativa. Curvas típicas estão disponíveis na literatura, e servem como gabarito de comparação qualitativa. Curvas de comportamento típico de dias ensolarados e encobertos, conforme Wenhan *et al* (2007), são apresentadas na Figura 3.2. O gráfico expressa a corrente de saída em função da hora do dia. A corrente de saída de um módulo fotovoltaico é uma função direta da irradiância, desta forma o comportamento da irradiância é análogo ao da corrente de saída.

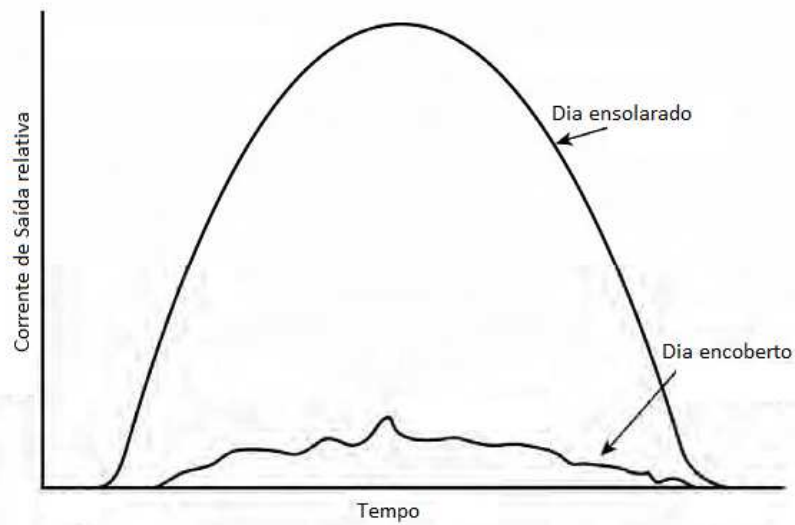


Figura 3.2 – Dia ensolarado e encoberto.

Fonte: Adaptado de Wenhan *et al* (2007).

Curvas de irradiância em função da hora do dia também são apresentadas por Duffie e Beckman (2006), conforme demonstrado na Figura 3.3.

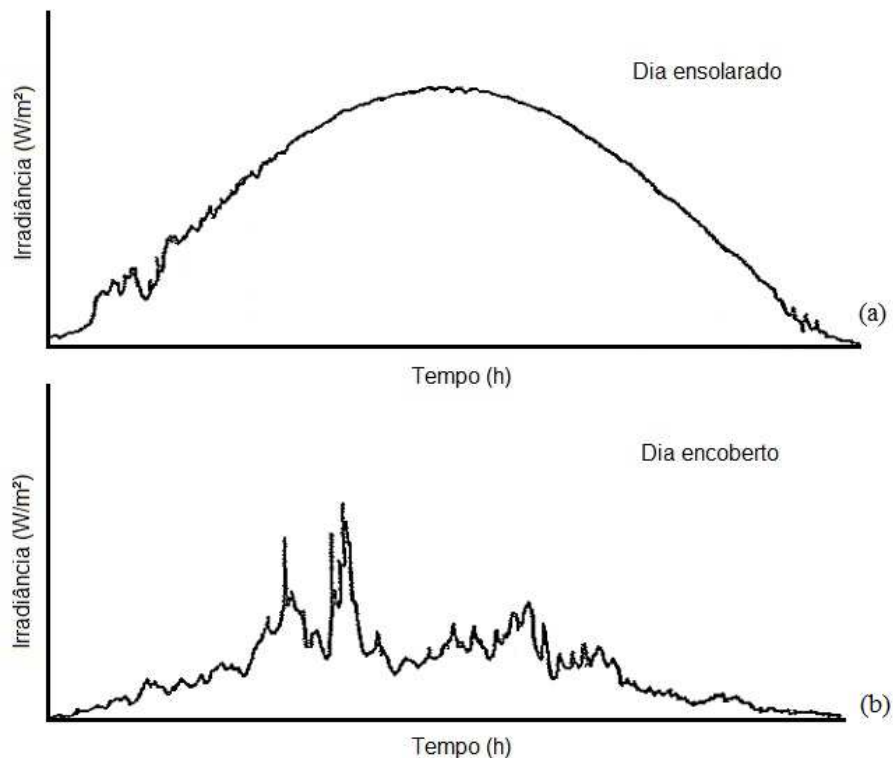


Figura 3.3 – Dia ensolarado e encoberto.

Fonte: Adaptado de Duffie e Beckman (2006).

Na curva do dia ensolarado apresentado na Figura 3.3 (a) se observa que pode haver algumas pequenas falhas na curva, sem que o mesmo perca a característica de dia ensolarado.

As pequenas falhas aparecem nas primeiras horas e na última hora do dia ensolarado da Figura 3.3 (a). Tal comportamento não ocorre no dia representado na Figura 3.2.

De fato, os autores não apresentam estas figuras como gabaritos de comparação para uma análise qualitativa, mas apresentam estas formas como sendo comportamentos típicos destas classificações de dias, portanto elas foram adotadas como base.

A literatura consultada não apresenta curvas de dias parcialmente encobertos, porém ao se traçar as curvas de cada um dos dias que compõe a base dados é notória a observação deste comportamento, pois apresenta grande intermitência.

A Figura 3.4 apresenta uma curva de um dia parcialmente encoberto. Foi traçada com os dados de irradiância coletados em 17/03/2005, pertencente à base de dados.

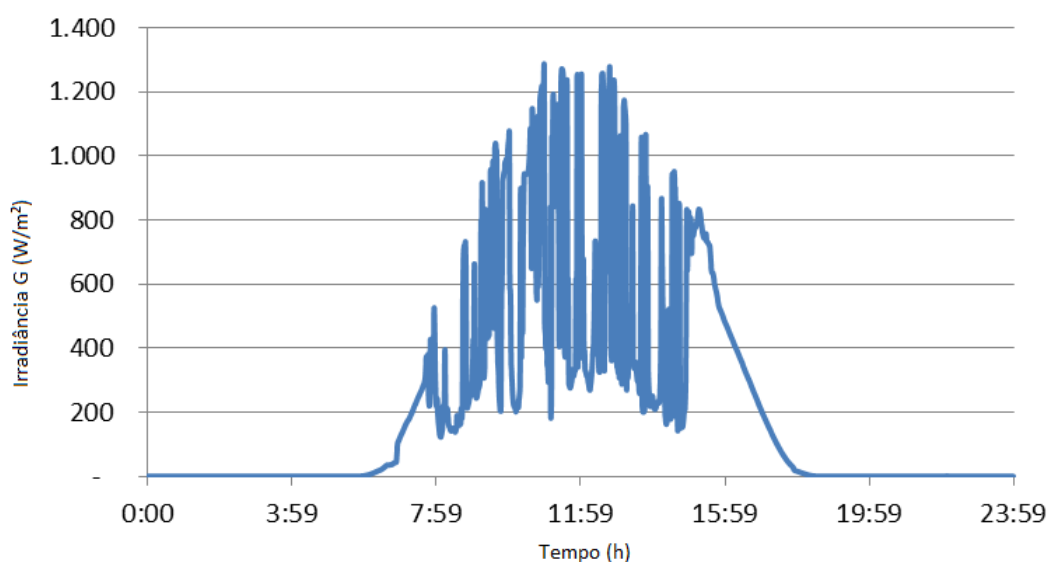


Figura 3.4 – Curva de irradiância de um dia parcialmente encoberto.

Facilmente se observa que não existe um comportamento pré-estabelecido. As falhas e oscilações são comuns, sendo por vezes intercaladas por períodos de comportamento padrão. Por exemplo, o início e final da curva da Figura 3.4 apresentam um comportamento típico de um dia ensolarado, entretanto o período intermediário apresenta grande oscilação, com picos que, por vezes, ultrapassam os valores observados em um dia ensolarado.

Os dias ensolarados e encobertos, traçados a partir da base de dados, atendem aos padrões estabelecidos. A Figura 3.5 apresenta uma curva de um dia ensolarado, traçada com os dados de irradiância coletados em 29/08/2004, presentes na base de dados.



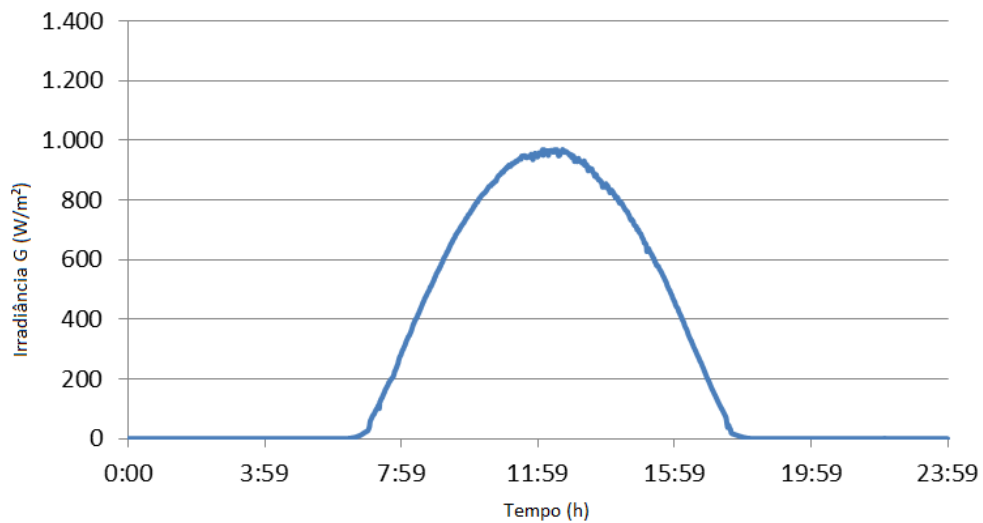


Figura 3.5 – Curva irradiação de um dia ensolarado.

A Figura 3.6 apresenta uma curva de um dia encoberto, utilizando os dados de irradiação coletados em 08/04/2005, pertencente à base de dados.

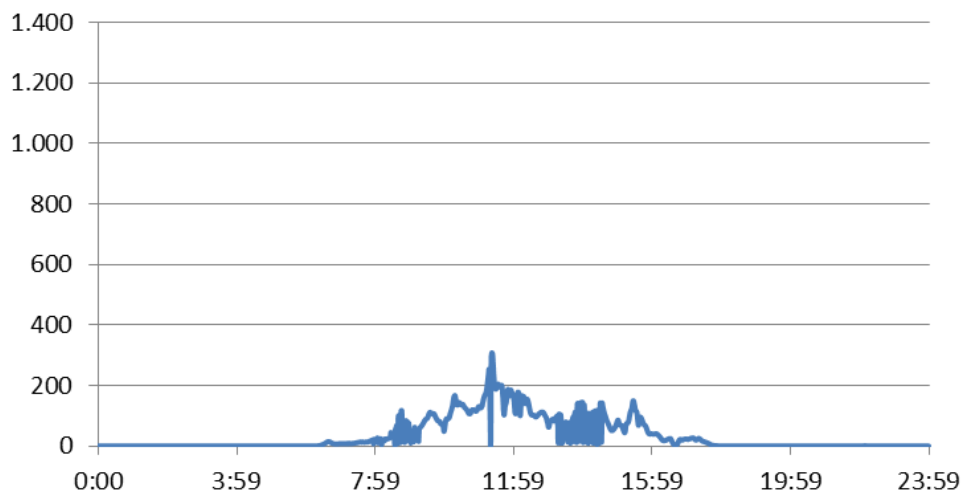


Figura 3.6 – Curva irradiação de um dia encoberto.

O dia encoberto também não tem um comportamento típico ao longo do dia. Haverá oscilações, entretanto restritas a valores mais baixos, com picos usualmente atingindo valores muito inferiores aos patamares observados em um dia ensolarado.

### 3.2.3 Comportamento dos Tipos de Dias

Após a classificação dos dias da base histórica adotada, foi então estudado o comportamento de cada um dos grupos de dias. Como já era esperado, o comportamento do

grupo ensolarado, do parcialmente encoberto e do encoberto diferem muito. Nesta parte do estudo, o ponto de atenção é a irradiação média diária e produtividade de referência.

Inicialmente, cada um dos dias teve a sua irradiação média diária calculada de acordo com a Eq. (3.1)

$$H = \frac{1}{\Gamma} \int G(t) dt \quad (3.1)$$

onde,  $H$  representa a irradiação média diária,  $G(t)$  é a irradiância medida no plano dos módulos, que foi integrada no período de um dia e dividida por 60, devido às 60 medidas horárias.  $\Gamma$  representa o período de um dia.

De posse de  $H$ , pode-se então calcular a produtividade média diária de referência ( $Y_R$ ), para cada dia, conforme a Eq. 3.2

$$Y_R = \frac{H}{G_{ce}} \quad (3.2)$$

onde  $G_{ce}$  representa a irradiância padrão de referência de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

Pôde-se então calcular a média de  $Y_R$  de cada um dos grupos de dias, os valores obtidos estão apresentados na Tab 3.1.

Tab 3.1 – Valores médios de  $Y_R$

	$Y_R$ (h/dia)
<b>Ensolarado</b>	6,86
<b>Parcialmente encoberto</b>	5,06
<b>Encoberto</b>	1,28

Após os cálculos de  $Y_R$  médios, foi verificada a representatividade destas médias. Utilizou-se de análise qualitativa, através de análise de gráficos, com a verificação da dispersão de cada uma das medidas ao redor da média.

A Figura 3.7 apresenta a média e a dispersão de  $Y_R$  dos dias ensolarados. A média é representada por uma linha de cor azul, e cada um dos pontos vermelhos representa o  $Y_R$  de um dia ensolarado.

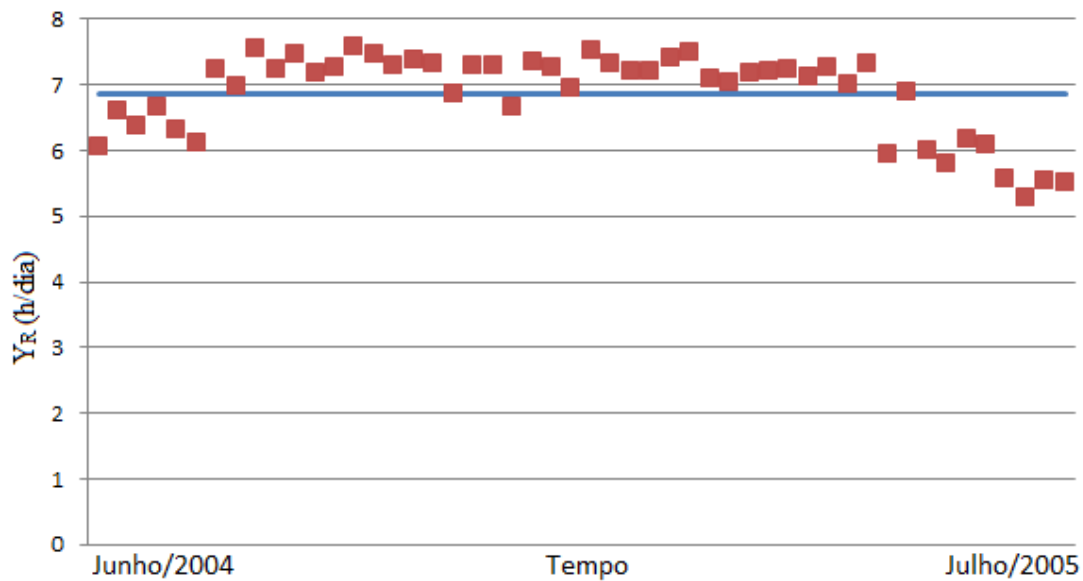


Figura 3.7 – Média e dispersão de  $Y_R$  – Dias ensolarados.

Na Figura 3.7 é fácil observar que os valores de  $Y_R$  de cada dia ensolarado se posicionam próximos a média, sendo o desvio em relação à mesma pequeno. Destaque pode ser dado às medições nos extremos esquerdo e direito do gráfico, praticamente os únicos pontos que se posicionam abaixo da linha da média. Estes pontos representam dias de inverno, sendo os pontos da esquerda referentes ao início do período de medição e os da direita referentes ao final da base de dados.

Este comportamento é coerente, tendo em vista que no inverno a duração do dia, o período em que se recebe a radiação solar, é reduzida em relação ao verão, e isto deve refletir diretamente na produtividade média diária, expressa por  $Y_R$ .

A média e a dispersão de  $Y_R$  dos dias encobertos estão representadas na Figura 3.8. A mesma lógica é utilizada: a média é representada por uma linha de cor azul, e cada um dos pontos vermelhos representa o  $Y_R$  de um dia encoberto.

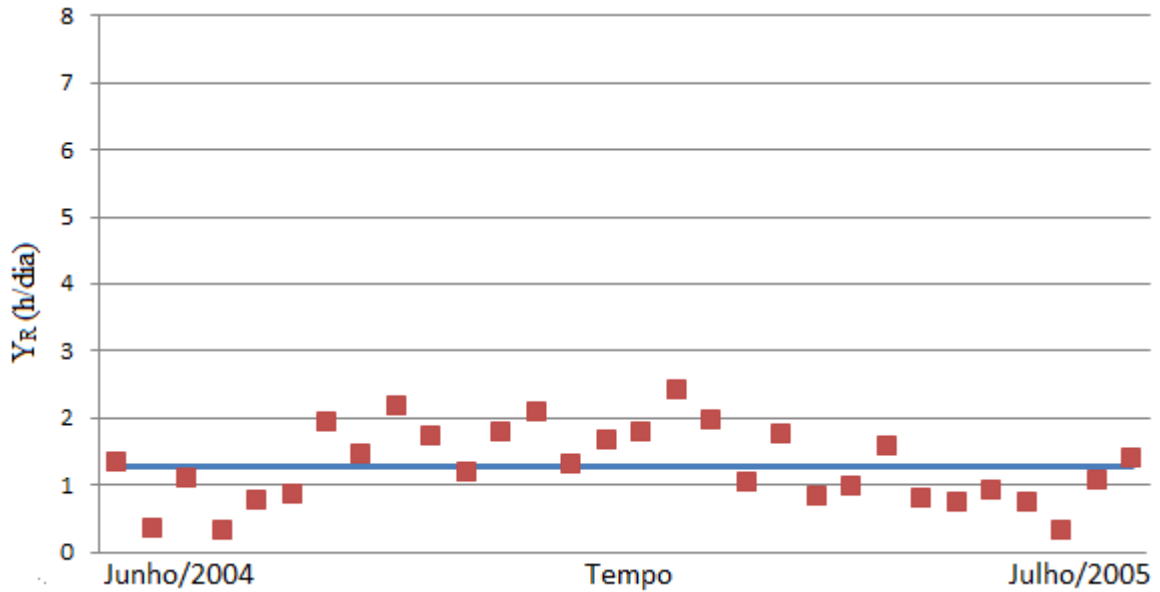


Figura 3.8 – Média e dispersão de  $Y_R$  – Dias encobertos.

Através da Figura 3.8 pode-se observar, qualitativamente, uma dispersão maior nos dias encobertos do que foi observado nos dias ensolarados. Entretanto, os valores de  $Y_R$  se posicionam próximo à média.

Contudo, os dias encobertos não apresentam comportamento tão previsível e homogêneo quanto verificado nos dias ensolarados. Isto pode ser observado na diferença entre a produtividade média relativa de dias de inverno e de verão, que não apresentam um posicionamento claro em relação à média, ao passo que este comportamento era nítido na observação dos dias ensolarados.

Apesar disto, uma característica marcante são os baixos valores de  $Y_R$  para os dias encobertos, posicionando todas as medições na parte inferior do gráfico.

Considerando a razão entre os valores de  $Y_R$  médios dos dias ensolarados e encobertos apresentados na Tab 3.1, obtém-se 18,7% para a base de dados em estudo. Este valor está de acordo com o esperado já que Wenhan *et al.*(2007) relata que quantitativamente um dia encoberto testemunhará uma irradiação de apenas 20% de um dia ensolarado.

Os valores de dispersão e da média de  $Y_R$  dos dias parcialmente encobertos estão representados na Figura 3.9, seguindo o mesmo preceito de apresentar a média por uma linha de cor azul, e  $Y_R$  de cada um dos dias parcialmente encobertos por pontos vermelhos.

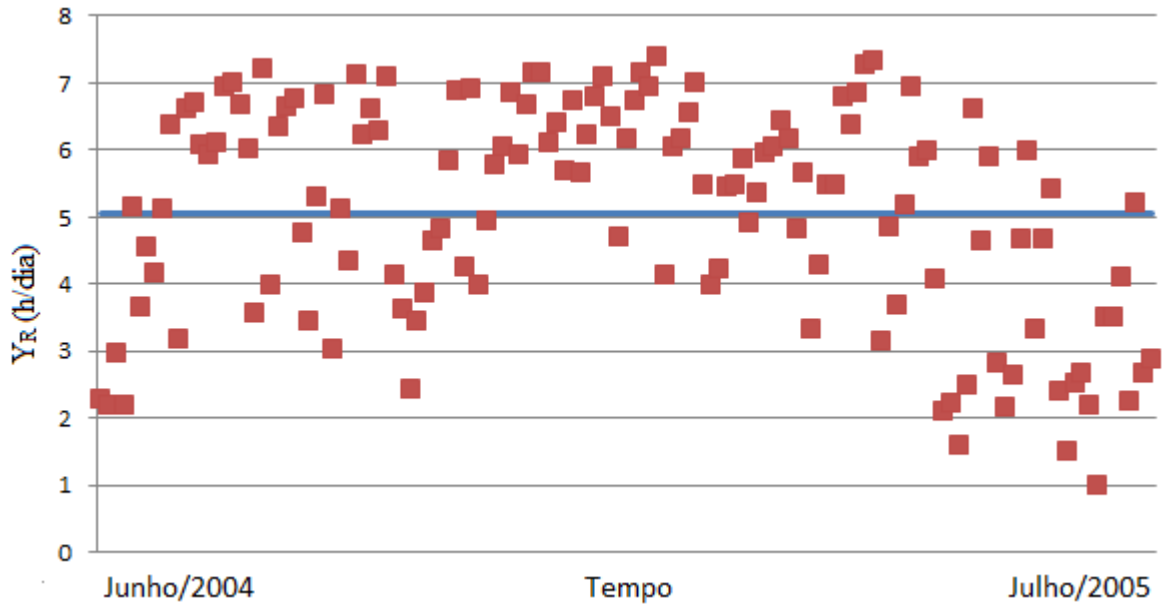


Figura 3.9 – Média e dispersão de  $Y_R$  – Dias parcialmente encobertos.

Diferente do observado nos dias ensolarados e encobertos, pode-se verificar na Figura 3.9 que não há qualquer padrão de comportamento de  $Y_R$  nos dias parcialmente encobertos. Os pontos de medição estão dispersos em relação a média, com variações que vão da área considerada como ensolarada até a área considerada encoberta. A quantidade de medições que poderiam ser consideradas como pertencentes a um dia ensolarado, caso apenas o valor de  $Y_R$  fosse analisado, é enorme. Entretanto, em uma análise qualitativa de cada um dos dias se observa um comportamento similar ao demonstrado na Figura 3.4, com grande intermitência.

Para auxiliar na análise, foram levantados os pontos de máximo, mínimo, média e desvio padrão dos dias ensolarados, encobertos e parcialmente encobertos, os quais são apresentados na Tab 3.2.

Tab 3.2 – Valores máximos, mínimos, médios e desvios padrões de  $Y_R$  (h/dia)

	<b>Ensolarado</b>	<b>Encoberto</b>	<b>Parcialmente Encoberto</b>
<b><math>Y_R</math> Máximo</b>	7,57	2,40	7,38
<b><math>Y_R</math> Mínimo</b>	5,28	0,31	0,97
<b><math>Y_R</math> Médio</b>	6,86	1,28	5,06
<b>Desvio Padrão</b>	0,63	0,56	1,63

Os valores que constam na Tab 3.2 reforçam o que já foi visto nas análises qualitativas. Os dias ensolarados e encobertos apresentam um padrão de comportamento definido, ao passo que os dias parcialmente encobertos não apresentam este mesmo padrão de comportamento, com valores oscilando entre as faixas de ensolarado a encoberto.

### 3.2.4 Padrão de Comportamento dos Dias

Após a análise do comportamento dos tipos de dias pôde-se então definir um padrão de comportamento destes dias, com o objetivo de buscar uma curva típica que possa ser utilizada para estimar a potência gerada por um sistema fotovoltaico.

Inicialmente, as curvas de irradiância de todos os dias que compõem cada um dos grupos foram traçadas sobrepostas, para que os perfis de comportamento pudessem ser estabelecidos, considerando os dados que formam a base de dados.

A Figura 3.10 demonstra a sobreposição de todas as curvas de irradiância dos dias classificados como ensolarados.

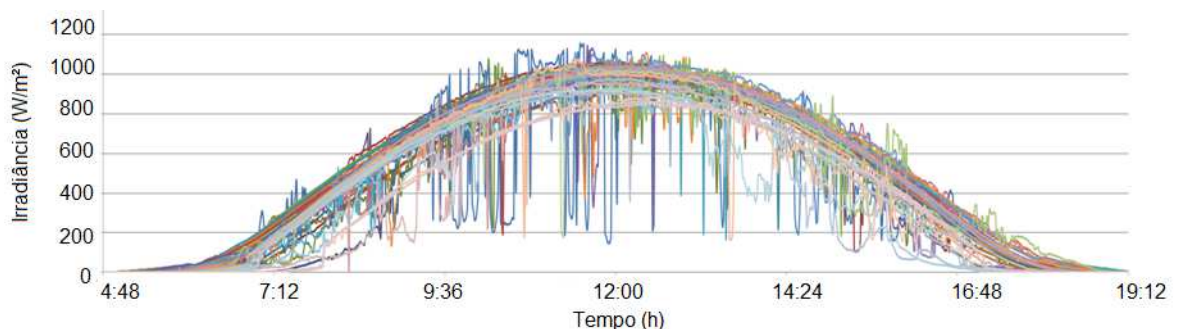


Figura 3.10 – Curvas sobrepostas – Irradiância dos dias ensolarados da base de dados

É possível observar a formação de um perfil definido na Figura 3.10, composto por uma espessa linha com comportamento que lembra uma curva de Gauss. Ela é similar aos gabaritos definidos na Figura 3.2 e Figura 3.3. As variações abruptas, que excepcionalmente

podem ocorrer, se tornam mais aparentes quando há sobreposição de várias curvas, onde inúmeras destas variações repentinas são representadas uma ao lado da outra, cada uma delas pertencentes a apenas um dos dias e são causadas por algo que bloqueou rapidamente, e por um curto espaço de tempo, a radiação solar, como uma nuvem, por exemplo.

Desta forma, o perfil de um dia ensolarado tem, de fato, uma forma similar a uma gaussiana. O que torna a curva mais espessa nas extremidades é a variação da duração do dia ao longo do ano, com a alteração dos horários do nascer e do pôr do sol. Ao longo do dia, o que torna a curva espessa é a variação de irradiância entre os períodos de inverno e de verão.

Pela análise do gráfico da Figura 3.10 é possível observar que o nascer do sol ocorre por volta das 7 h e o pôr do sol por volta das 17 h, nos casos de menor duração do dia.

O mesmo procedimento foi realizado para os dias encobertos. A Figura 3.11 apresenta as curvas sobrepostas de irradiância dos dias encobertos que compõem a base de dados.

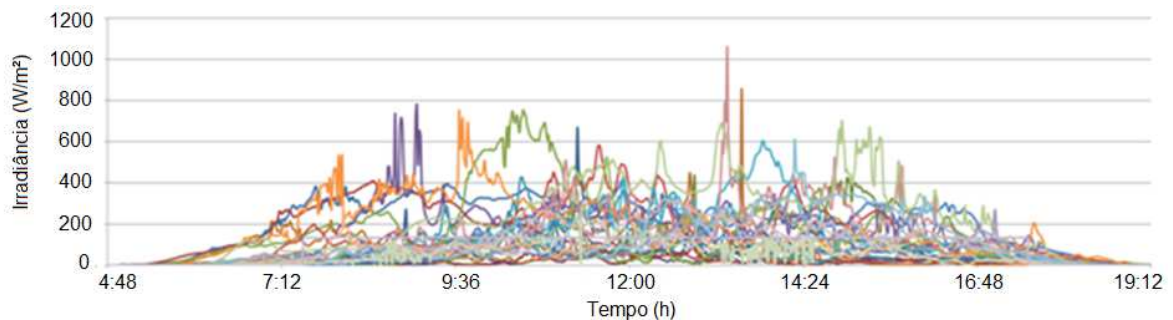


Figura 3.11 – Curvas sobrepostas – Irradiância dos dias encobertos da base de dados

A Figura 3.11 não retrata um padrão de comportamento bem definido, como era o caso dos dias ensolarados, entretanto apresenta a característica peculiar de baixos valores de irradiância ao longo do dia. A exceção são os pequenos picos.

Apesar de não apresentar um perfil nítido, o comportamento dos dias encobertos está de acordo com aos gabaritos definidos na Figura 3.2 e Figura 3.3.

Curvas sobrepostas de irradiância também foram traçadas para os dias parcialmente encobertos, e são demonstradas na Figura 3.12.

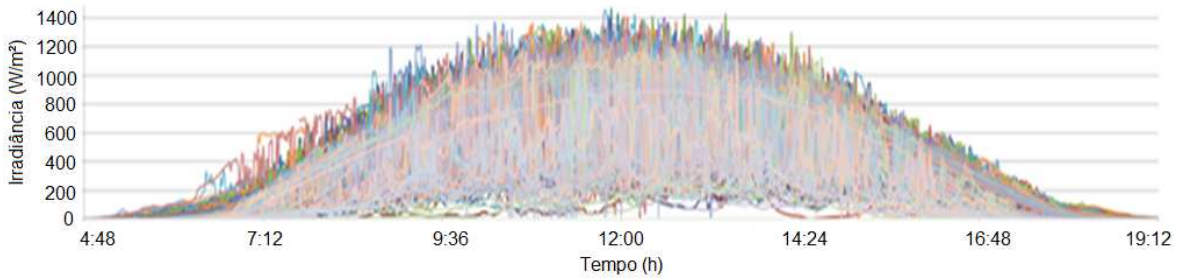


Figura 3.12 – Curvas sobrepostas – Irradiância dos dias parcialmente encobertos da base de dados.

A Figura 3.12 expressa o que já havia sido visto na dispersão de  $Y_R$  apresentado na Figura 3.9, não há qualquer padrão ou perfil que defina um dia parcialmente encoberto. Nesta classificação pode-se esperar encontrar qualquer comportamento.

De fato, ao sobrepor inúmeras curvas de dias parcialmente encobertos, como é o caso da Figura 3.12, tem-se um perfil semelhante a uma gaussiana completamente preenchida. Este preenchimento se dá pelas inúmeras oscilações de irradiância instantânea observadas. A irradiância poderá variar da extremidade superior, o que equivaleria a um dia ensolarado, até a extremidade inferior, em um momento totalmente encoberto do dia.

Desta forma, não faz sentido tentar estabelecer um comportamento padrão para um dia parcialmente encoberto, já que seu comportamento é aleatório. Sendo assim, esses dias não serão mais tratados no decorrer deste trabalho.

### 3.2.5 Curvas Típicas

Com a definição do padrão de comportamento dos dias pode-se então buscar curvas típicas que representem os dias ensolarados e encobertos. Curvas típicas permitiriam que não fosse necessário o uso de grande quantidade de medidas de irradiância e temperatura do ar ambiente para que a potência de saída seja definida.

O tratamento dado ao dia ensolarado difere do dia encoberto, portanto foram divididos nos subcapítulos que seguem.

#### 3.2.5.1 Dia ensolarado

Os dias ensolarados possuem um perfil definido, com variação uniforme ao longo do dia, portanto para os dias ensolarados foram adotados patamares horários.



A irradiância medida  $G(t)$  foi integrada a cada hora, durante as 24 horas de um dia. Estas integrações formaram uma média horária, sempre considerando o período de uma hora completa.

A Figura 3.13 apresenta a irradiância medida (representada em azul) e os patamares médios de irradiância (representados em vermelho) em cada horário para um dia ensolarado, representando o dia 29/08/2004. Este mesmo dia já havia sido apresentado na Figura 3.5.

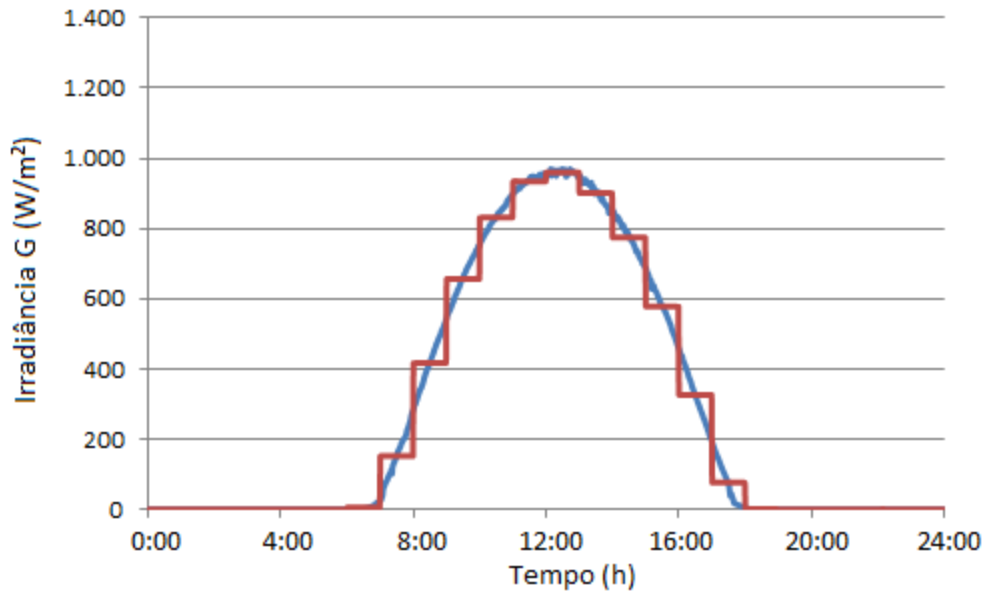


Figura 3.13 – Irradiância medida e irradiância integrada em cada horário para um dia ensolarado

Foi considerada a base de dados para o cálculo da integração horária de cada um dos dias ensolarados, então foi calculada a média em cada um dos horários. A Figura 3.14 apresenta os patamares horários médios em cada hora.

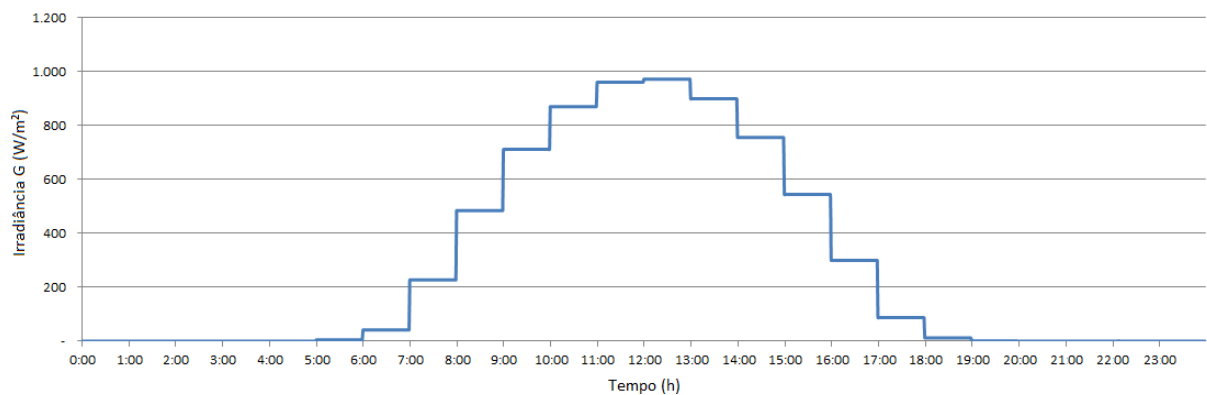


Figura 3.14 – Patamares horários médios – Dias Ensolarados

Foi integrada, ainda, a irradiância total de cada um dos dias. Com base nesta integração foi possível calcular o valor médio relativo de energia em cada patamar horário.

A Tab 3.3 apresenta na coluna “Energia Calculada (%)” a média dos valores calculados em cada um dos horários.

Tab 3.3 – Média da energia relativa em cada patamar horário – Dia Ensolarado

<b>Faixa de Horário</b>	<b>Energia calculada (%)</b>	<b>Energia adotada (%)</b>
<b>0 h - 0 h 59min</b>	0	0
<b>1 h - 1 h 59min</b>	0	0
<b>2 h - 2 h 59min</b>	0	0
<b>3 h - 3 h 59min</b>	0	0
<b>4 h - 4 h 59min</b>	0	0
<b>5 h - 5 h 59min</b>	0,07	0
<b>6 h - 6 h 59min</b>	0,58	0
<b>7 h - 7 h 59min</b>	3,24	0
<b>8 h - 8 h 59min</b>	7,01	5
<b>9 h - 9 h 59min</b>	10,36	10
<b>10 h - 10 h 59min</b>	12,71	12,5
<b>11 h - 11 h 59min</b>	14,04	15
<b>12 h - 12 h 59min</b>	14,22	15
<b>13 h - 13 h 59min</b>	13,13	15
<b>14 h - 14 h 59min</b>	11,01	12,5
<b>15 h - 15 h 59min</b>	7,91	10
<b>16 h - 16 h 59min</b>	4,33	5
<b>17 h - 17 h 59min</b>	1,23	0
<b>18 h - 18 h 59min</b>	0,17	0
<b>19 h - 19 h 59min</b>	0,01	0
<b>20 h - 20h 59min</b>	0	0
<b>21 h - 21h 59min</b>	0	0
<b>22 h - 22 h 59min</b>	0	0
<b>23 h - 23 h 59min</b>	0	0
<b>Total</b>	100	100

Na coluna “Energia adotada (%)” da Tab 3.3 são apresentados os valores adotados para compor a curva típica de um dia ensolarado. Estes valores diferem um pouco dos valores

calculados pois foram ajustados para que o comportamento fosse mais simétrico. A curva típica proposta está apresentada na Figura 3.15.

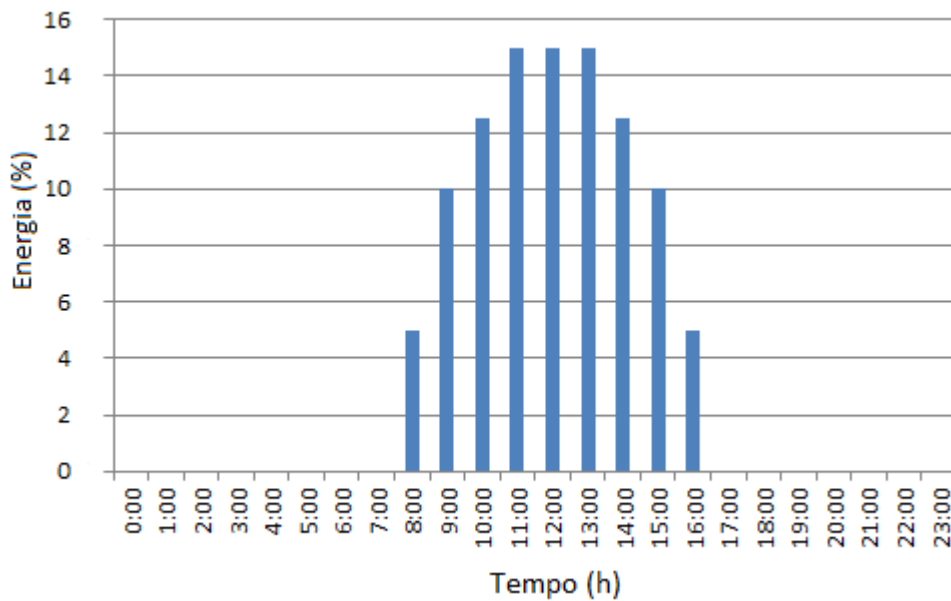


Figura 3.15 – Curva típica – Dia ensolarado

Pode se observar um comportamento levemente diferente da curva da Figura 3.14. A curva típica proposta apresenta simetria em relação ao meio-dia devido às pequenas correções que foram feitas nos valores adotados.

### 3.2.5.2 Dia encoberto

Os dias encobertos, diferentemente dos dias ensolarados, não possuem um perfil tão bem definido com variação uniforme ao longo do dia. Sendo assim, ao invés de se adotar diferentes patamares horários, foi adotado um patamar fixo durante todo o período diurno.

A Figura 3.16 demonstra a irradiância medida e o patamar fixo definido para um dia encoberto, com base no dia 08/04/2005. Este mesmo dia já havia sido representado na Figura 3.6.

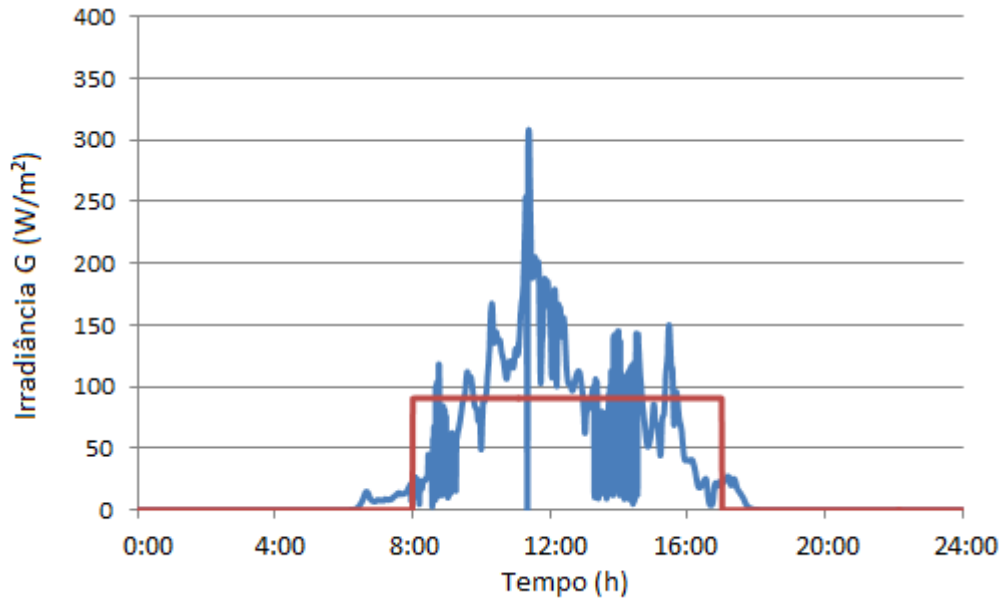


Figura 3.16 – Irradiância medida e patamar definido de um dia encoberto.

De modo similar ao realizado no dia ensolarado, foi calculada a média da irradiância  $G(t)$  em cada patamar horário e então a porcentagem média de energia em cada um destes patamares, considerando como base a energia total recebida em cada um destes dias. Os valores calculados estão apresentados na Tab 3.4.

Da mesma forma, além da energia calculada são apresentados os valores de energia adotada, em percentual da energia total de um dia, em cada um das faixas horárias, que formará então a curva típica proposta.

Tab 3.4 – Média da energia relativa em cada patamar horário – Dia Encoberto

<b>Faixa de Horário</b>	<b>Energia calculada (%)</b>	<b>Energia adotada (%)</b>
<b>0 h - 0 h 59min</b>	0	0
<b>1 h - 1 h 59min</b>	0	0
<b>2 h - 2 h 59min</b>	0	0
<b>3 h - 3 h 59min</b>	0	0
<b>4 h - 4 h 59min</b>	0	0
<b>5 h - 5 h 59min</b>	0,14	0
<b>6 h - 6 h 59min</b>	1,45	0
<b>7 h - 7 h 59min</b>	4,56	0
<b>8 h - 8 h 59min</b>	7,62	11,09
<b>9 h - 9 h 59min</b>	9,41	11,09
<b>10 h - 10 h 59min</b>	11,89	11,09
<b>11 h - 11 h 59min</b>	12,99	11,09
<b>12 h - 12 h 59min</b>	12,37	11,09
<b>13 h - 13 h 59min</b>	12,14	11,09
<b>14 h - 14 h 59min</b>	10,89	11,09
<b>15 h - 15 h 59min</b>	8,48	11,09
<b>16 h - 16 h 59min</b>	5,53	11,09
<b>17 h - 17 h 59min</b>	2,24	0
<b>18 h - 18 h 59min</b>	0,29	0
<b>19 h - 19 h 59min</b>	0,01	0
<b>20 h - 20h 59min</b>	0	0
<b>21 h - 21h 59min</b>	0	0
<b>22 h - 22 h 59min</b>	0	0
<b>23 h - 23 h 59min</b>	0	0
<b>Total</b>	100	100

Considerando a energia relativa adotada em cada horário, a curva típica proposta está apresentada na Figura 3.17.

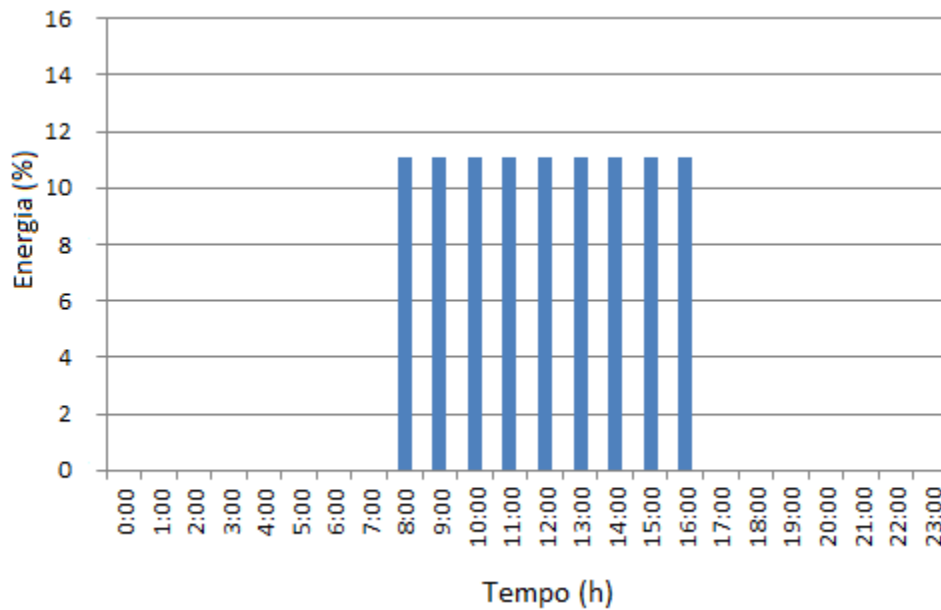


Figura 3.17 – Curva típica – Dia encoberto

### 3.2.6 Potência Gerada

Com base nos valores de irradiância e com a respectiva temperatura do ar ambiente obtém-se os dados de potência elétrica disponibilizada para a rede elétrica. O algoritmo que calcula a potência disponibilizada foi baseado em uma parte do algoritmo desenvolvido por Dias no *Laboratoire de Systèmes Physiques de l'Environnement* CNRS 6134 - Universidade de Córsega, em 2006. O algoritmo é apresentado no Apêndice A deste trabalho.

O algoritmo foi desenvolvido no ambiente Matlab e trabalha com planilhas de entrada, contendo os dados de irradiância e de temperatura do ar ambiente de minuto a minuto. Ele considera características ideais de módulo e reais do inversor adotado, incluindo o cálculo de eficiência do inversor através de uma equação empírica.

Como saída obtém-se um gráfico onde são representados a irradiância de entrada ( $G$ ), a potência de corrente contínua do gerador fotovoltaico ( $PPVC$ ) e a potência de corrente alternada ( $PCA$ ), na saída do inversor, conforme demonstrado no exemplo da Figura 3.18.

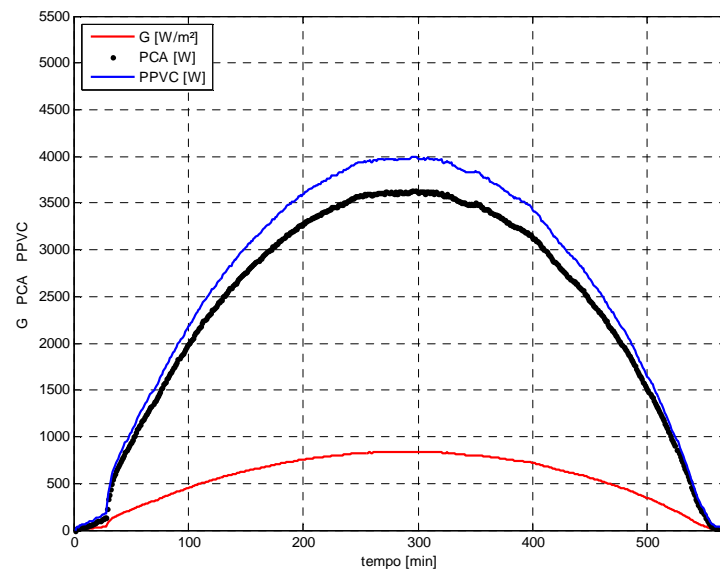


Figura 3.18 – Dados de saída do algoritmo.

A diferença entre a potência do gerador fotovoltaico ( $PPVC$ ) e a potência de corrente alternada ( $PCA$ ) é causada pela eficiência do inversor.

A Eq. (3.3), que calcula a eficiência do inversor, foi obtida experimentalmente por Dias, no laboratório de energia solar da UFRGS, no ano de 2007, e se aplica ao inversor SB 3800. Esta equação foi utilizada no desenvolvimento deste trabalho.

$$\eta_{INV} = \frac{a_{INV} + b_{INV} \left( \frac{PPVC}{Pnom} \right)}{1 + c_{INV} \left( \frac{PPVC}{Pnom} \right) + d_{INV} \left( \frac{PPVC}{Pnom} \right)^2} \quad (3.3)$$

onde  $\eta_{INV}$  representa a eficiência do inversor,  $a_{INV}$ ,  $b_{INV}$ ,  $c_{INV}$  e  $d_{INV}$  são os parâmetros da curva do inversor, obtidos experimentalmente,  $PPVC$  representa a potência do gerador fotovoltaico e  $Pnom$  representa a potência nominal do inversor.

Para o caso do inversor adotado nas simulações, têm-se os seguintes valores aplicados a Eq. (3.3):

- $a_{INV} = 2,172$
- $b_{INV} = 6,020$
- $c_{INV} = 6,272$
- $d_{INV} = 2,439$
- $Pnom = 3800 \text{ W}$

A potência em corrente contínua, ou seja, a do gerador fotovoltaico pode ser calculada pela Eq. (3.4)

$$PPVC = V_{CC} I_{CC} \quad (3.4)$$

onde  $V_{CC}$  é a tensão do painel fotovoltaico e  $I_{CC}$  a corrente elétrica.

Para calcular a potência em corrente alternada fornecida à rede, usa-se a Eq. (3.5)

$$PCA = \eta_{INV} PPVC \quad (3.5)$$

### 3.2.7 Análise da Influência na Rede

Para a análise da influência na rede foi adotado o método de análise de influência nas curvas de carga, e será analisado o impacto destas alterações nos níveis de tensão nos diferentes pontos da rede, tendo como base os limites estabelecidos no PRODIST.

#### 3.2.7.1 Parâmetros

Os parâmetros que nortearão o que será considerado como impactos na rede são os estabelecidos pela ANEEL através do Procedimento de Distribuição. O Módulo 8 trata da qualidade da energia, e define as faixas de tensão aceitáveis. Os parâmetros estão apresentados na Tab 3.5.

Tab 3.5 – Faixas de tensão Adequada, Precária e Crítica

	<b>Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR)</b>
<b>Adequada</b>	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
<b>Precária</b>	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
<b>Crítica</b>	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: Procedimento de Distribuição – Módulo 8 (ANEEL, 2012)

A tensão deve ficar na faixa “Adequada”. Tensões na faixa “Crítica” requerem ação imediata da distribuidora devido às sanções que podem causar.



### 3.2.7.2 Software

O *software* utilizado na análise é o PSL DMS 2.2, versão de avaliação, desenvolvida pela empresa PowerSysLab Engenharia e Sistemas Ltda. Este *software* é utilizado pela CEEE, para análise da rede elétrica de distribuição.

Através dele, são realizadas análises de níveis de tensão nos diferentes pontos de um alimentador, fluxo de potência, carregamento de condutores e desta forma se torna possível o uso do mesmo para a análise proposta.

### 3.3 VALIDAÇÕES E CENÁRIOS ADOTADOS

Inicialmente se deseja validar o perfil de curva a ser adotado na análise. Portanto, as análises iniciais servirão para esta validação.

Depois de validado o perfil de curvas, as mesmas foram utilizadas em dois cenários diferentes de geração, para estudo do impacto desta geração na rede de distribuição em um dia ensolarado e em um dia encoberto.

Nas simulações foram utilizados seis dias diferentes, conforme apresentado na Tab 3.6.

Tab 3.6 – Dias utilizados nas simulações

	Ensolarado		Encoberto	
	Dia	$Y_R(\text{h/dia})$	Dia	$Y_R(\text{h/dia})$
$Y_R$ Máximo	28/10/2004	7,57	03/02/2005	2,40
$Y_R$ Mínimo	27/05/2005	5,28	22/09/2004	0,31
$Y_R$ Médio	17/04/2005	6,89	15/01/2005	1,28

Na Tab 3.6, o dia apresentado como  $Y_R$  Médio para um dia ensolarado é de fato o dia com  $Y_R$  mais próximo ao valor médio encontrado, apresentado na Tab 3.2. A mesma lógica é válida para o dia apresentado como  $Y_R$  Médio para um dia encoberto.

Os dados destes dias foram limitados ao horário das 8 h às 17 h, para melhor comparação com os valores das curvas típicas propostas. Cada um dos cenários será explicado junto ao capítulo de discussão dos resultados dos mesmos.

### 3.3.1 Dados do Alimentador

Dados de um alimentador real foram utilizados nestas análises. Trata-se de um alimentador localizado na região de Viamão/RS, próximo ao local de coleta dos dados de irradiância, atendida pela CEEE-D.

Este alimentador possui uma extensão total de 308 km, tensão nominal trifásica de 23 kV, e corrente máxima de 350 A, o que representa uma potência trifásica de 13,9 MVA. Ele é composto de 542 transformadores de distribuição, 1158 barras, 5 reguladores de tensão e 3 bancos de capacitores.

O diagrama unifilar deste alimentador é mostrado na Figura 3.19.

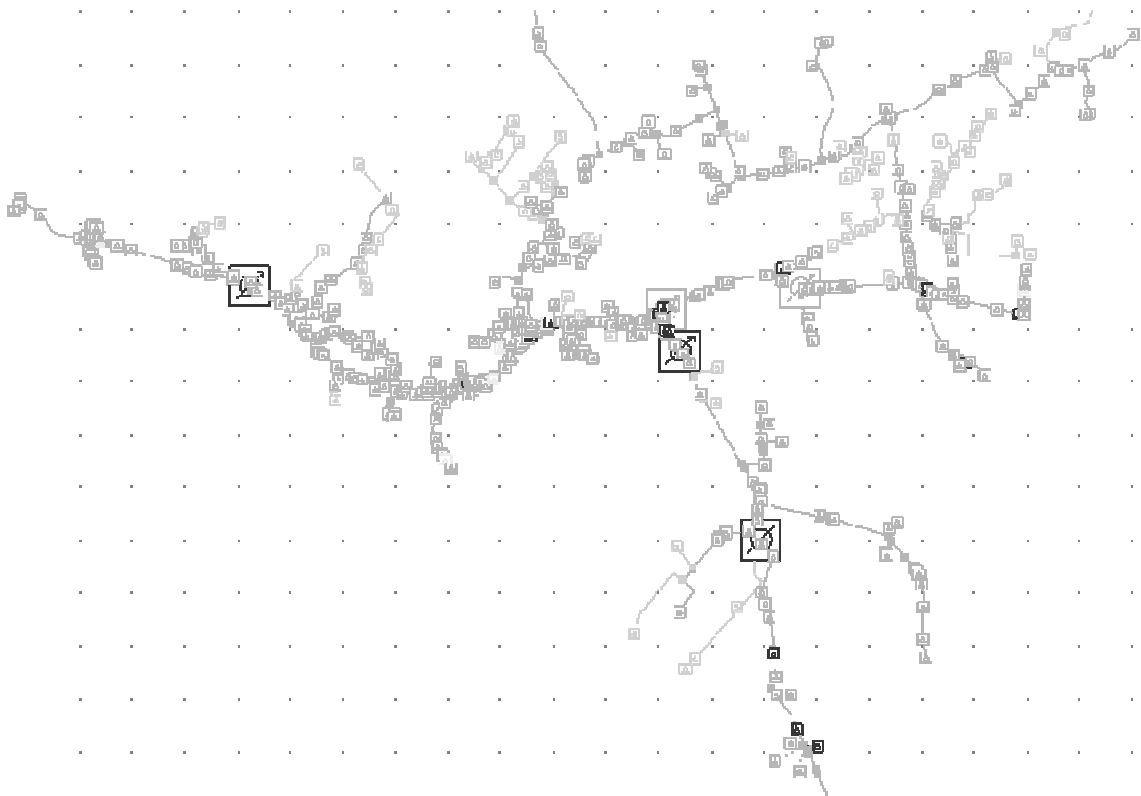


Figura 3.19 – Diagrama unifilar do alimentador.

## 4 RESULTADOS

As análises iniciais, cada um dos cenários adotados e os resultados obtidos em cada um deles serão explicados a seguir. Os dias parcialmente encobertos não foram considerados nestas análises já que foram descartados ao se tentar estabelecer um padrão de comportamento deste tipo de dias, conforme já explicado anteriormente.

### 4.1 ANÁLISE DE VARIAÇÃO DA POTÊNCIA GERADA DEVIDO À TEMPERATURA DO AR AMBIENTE

A primeira análise aborda a comparação do efeito que diferentes temperaturas do ar ambiente causarão na geração de energia nos diferentes dias estudados, definidos na Tab 3.6.

A temperatura do ar ambiente é um dos valores de entrada no cálculo da potência gerada, e apresenta grande variação entre os diferentes dias. No caso da temperatura de célula, esta é obtida empregando uma correlação com a temperatura do ar ambiente e a irradiância, considerada no algoritmo utilizado, conforme consta na Eq. (4.1)

$$T_c = T_a + G \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (4.1)$$

onde  $T_c$  é a temperatura de célula,  $T_a$  é a temperatura do ar ambiente,  $G$  é a irradiância e  $NOCT$  é a temperatura normal de operação da célula, fornecida pelo fabricante da mesma.

Desta forma, a temperatura de célula é uma função da temperatura de ar ambiente e da irradiação, ambos os valores medidos a cada instante.

Buscando reduzir a quantidade de variáveis necessárias, procura-se validar a ideia da utilização de uma temperatura padrão do ar ambiente ao invés do uso da temperatura adquirida a cada minuto. Para tanto, serão realizadas três análises, da seguinte forma:

1. Análise da diferença causada na geração devido ao uso da temperatura média horária ao invés da temperatura medida a cada minuto;
2. Análise da diferença causada na geração devido ao uso da temperatura média diária ao invés da temperatura medida a cada minuto;
3. Análise da diferença causada na geração devido ao uso da temperatura padrão de 25 °C ao invés da temperatura medida a cada minuto.

Para este estudo o algoritmo inicial foi alterado, incluindo o cálculo de médias de temperatura.

#### 4.1.1 Resultados

A Tab 4.1 apresenta as maiores diferenças relativas, em cada faixa de horário, para cada um dos dias, considerando as diferentes temperaturas utilizadas no cálculo da potência de corrente alternada (*PCA*) gerada. O valor relativo foi calculado tendo como base a *PCA* gerada com a temperatura medida minuto a minuto.

Tab 4.1 – Maior diferença percentual em *PCA* devido às diferentes temperaturas

Faixa de Horário	Ensolarado			Encoberto		
	28/10/04	17/04/05	27/05/05	03/02/05	15/01/05	22/09/05
8 h - 8 h 59min	0,14%	0,19%	0,62%	0,13%	0,05%	0,55%
9 h - 9 h 59min	-0,80%	0,08%	0,26%	-0,07%	0,00%	0,12%
10 h - 10 h 59min	-1,28%	0,09%	-0,45%	-0,12%	0,00%	0,22%
11 h - 11 h 59min	-0,04%	1,12%	0,74%	-0,08%	-0,07%	0,35%
12 h - 12 h 59min	1,04%	1,00%	1,32%	0,08%	0,07%	0,19%
13 h - 13 h 59min	0,83%	0,62%	0,87%	0,16%	0,01%	0,49%
14 h - 14 h 59min	0,11%	-0,01%	-0,06%	0,32%	-0,04%	0,41%
15 h - 15 h 59min	-0,18%	0,01%	-0,20%	0,31%	-0,04%	0,37%
16 h - 16 h 59min	-0,10%	0,02%	0,12%	0,29%	-0,11%	0,70%

#### 4.1.2 Considerações

Conforme pode ser observado na Tab 4.1, as diferenças relativas, em cada faixa de horário, nos diferentes dias são muito pequenas na potência de corrente alternada (*PCA*) gerada, entre cada um dos cenários de temperatura do ar ambiente utilizados.

O maior valor observado é de 1,32%, na faixa das 12 h - 12 h 59 min, do dia 27/05/2005. Este valor representa, em termos absolutos, 47,47 W e é referente à diferença entre o valor do cálculo de *PCA* utilizando a temperatura medida e a temperatura média diária. Neste mesmo caso, a diferença entre *PCA* utilizando a temperatura medida e a temperatura fixa de 25 °C é de apenas 6,33 W, ou 0,18%.

Portanto, será adotada a temperatura padrão do ar ambiente de 25 °C para as demais análises.

## 4.2 ANÁLISE DE VARIAÇÕES DA POTÊNCIA GERADA DEVIDO À CURVA ADOTADA

A segunda análise aborda o estudo de comparação do efeito que diferentes curvas de entrada de irradiância causarão na geração de energia, nos diferentes dias estudados, visando validar as curvas típicas propostas.

Foram calculados os valores de  $PCA$ , integrados em períodos de uma hora, para os dias já estabelecidos, comparando os valores obtidos utilizando os dados de irradiância medidos minuto a minuto com os valores obtidos ao se utilizar o valor  $Y_R$  destes mesmos dias aplicado às suas curvas típicas.

A Eq. (4.2) demonstra como  $Y_R$  é aplicado a curva típica:

$$G(t) = Y_R G_{ce} E\left(\frac{1}{\Gamma}\right) \quad (4.2)$$

onde  $G_{ce}$  representa a irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $E$  representa a energia relativa em cada um dos patamares horários e  $\Gamma$  é o período de uma hora.

A irradiância instantânea  $G(t)$  obtida através de  $Y_R$  e da curva típica terá o mesmo valor a cada minuto, pelo período de uma hora.

### 4.2.1 Resultados

Todos os resultados a seguir são apresentados seguindo a mesma sequência. Primeiramente a tabela de comparação de  $PCA$  gerada, em cada um das faixas de horário, onde os valores da coluna  $PCA (W) - G(t)$  apresentam os dados de  $PCA$  considerando o uso das irradiâncias instantâneas no cálculo. Os valores da coluna  $PCA (W) - CT$  apresentam os dados de  $PCA$  considerando o uso da curva típica e o valor de  $Y_R$  do dia. A diferença entre as duas colunas é dada em valor relativo, com base em  $PCA (W) - G(t)$ .

Em seguida são apresentadas as curvas de  $PCA$ ,  $PPVC$  e  $G(t)$  considerando a irradiância instantânea, a média horária e por fim, a curva típica, nesta ordem. Em tais figuras, o tempo zero representa o horário de 8 h e o tempo de 540 minutos representa o horário das 17 h.

A Tab 4.2 apresenta os valores do dia 28/10/2004, dia ensolarado com o maior  $Y_R$  da base de dados ( $Y_R = 7,57$ ).

Tab 4.2 – Comparação de *PCA* devido a curva adotada - 28/10/2004

Faixa de Horário	Ensolarado – 28/10/2004		
	PCA (W) – G(t)	PCA (W) – CT	Diferença (%)
8 h - 8 h 59min	2742,5	1752,9	36,08%
9 h - 9 h 59min	3837,8	3549,0	7,52%
10 h - 10 h 59min	4458,0	4367,9	2,02%
11 h - 11 h 59min	4727,7	5036,6	-6,53%
12 h - 12 h 59min	4706,9	5046,0	-7,20%
13 h - 13 h 59min	4418,2	5046,0	-14,21%
14 h - 14 h 59min	3754,4	4358,9	-16,10%
15 h - 15 h 59min	2730,8	3546,5	-29,87%
16 h - 16 h 59min	1486,4	1783,1	-19,96%
<b>Soma</b>	32862,6	34486,9	-4,94%

Na Tab 4.2 pode-se observar diferenças maiores nos horários extremos da curva típica, e isto pode ser explicado pelo fato desta curva ter sido construída sobre valores médios, onde justamente os extremos estão sujeitos a grande variação devido às alterações do horário de nascer e pôr do sol durante o ano. Notoriamente um dia de verão, ou próximo a ele, como é o caso do dia 28/10/2004, terá uma duração maior e apresentará valores de irradiância maior já durante as primeiras horas do dia. Ao se considerar a variação total entre os dois métodos, obtém-se pouca diferença.

A Figura 4.1 demonstra essa observação, podendo ser verificados valores relativamente elevados de geração já no horário inicial de interesse.

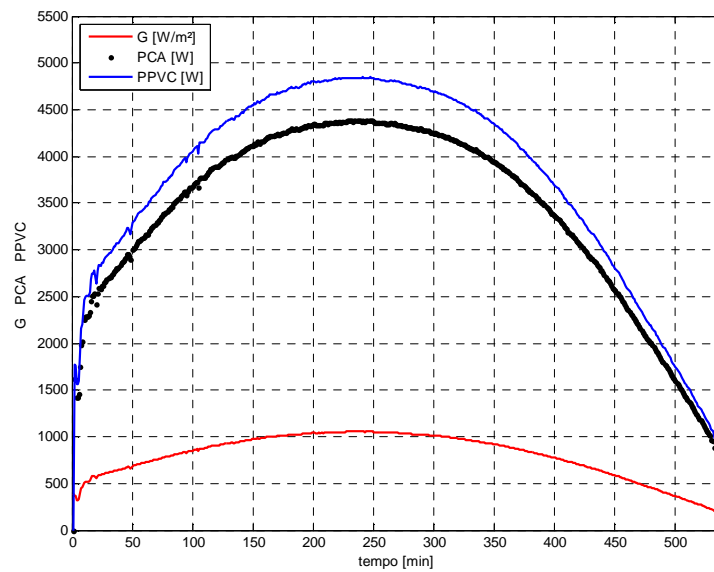


Figura 4.1 –  $G$ ,  $PCA$  e  $PPVC$  de 28/10/2004 –  $G$  com valores medidos.

A Figura 4.2 representa o mesmo dia, porém os valores de irradiância são médias horárias.

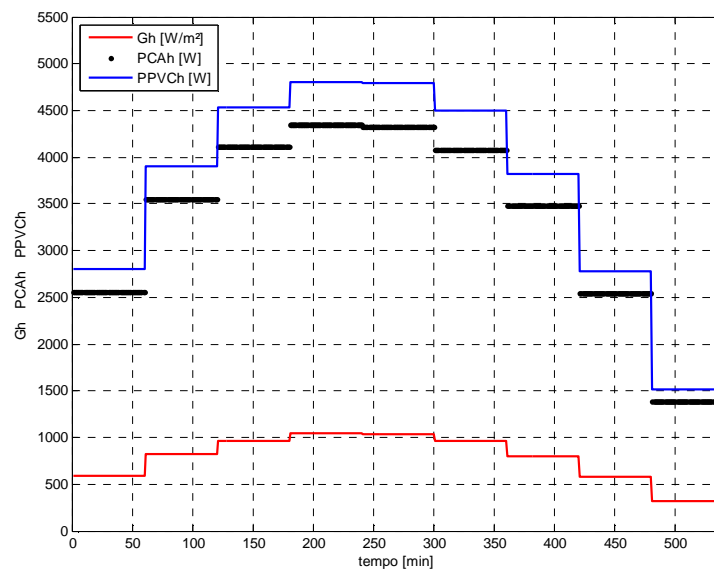


Figura 4.2 –  $G_h$ ,  $PCA_h$  e  $PPVCh$  de 28/10/2004 –  $G$  com valores médios horários.

Entre as curvas da Figura 4.1 e da Figura 4.2 há uma similaridade, porém a segunda curva é baseada em valores discretos de médias horárias.

A Figura 4.3 representa o mesmo dia, porém os valores de irradiância foram obtidos através da curva típica proposta, utilizando o  $Y_R$  deste dia como base de entrada.

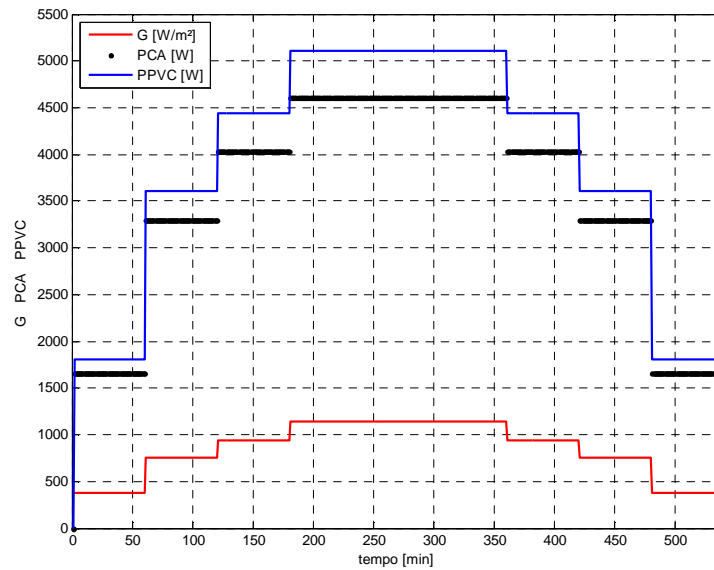


Figura 4.3 –  $G$ ,  $PCA$  e  $PPVC$  de 28/10/2004 –  $Y_R$  aplicado a curva típica.

A Figura 4.3 pode ser comparada mais facilmente a Figura 4.2 já que apresentam forma similar. Os valores das duas curvas devem ser comparados, e as diferenças entre elas é o que estava apresentado na Tab 4.2, e expressa a diferença entre os valores de potência gerada pelo uso de valores medidos a cada instante versus os valores obtidos através do uso da curva típica.

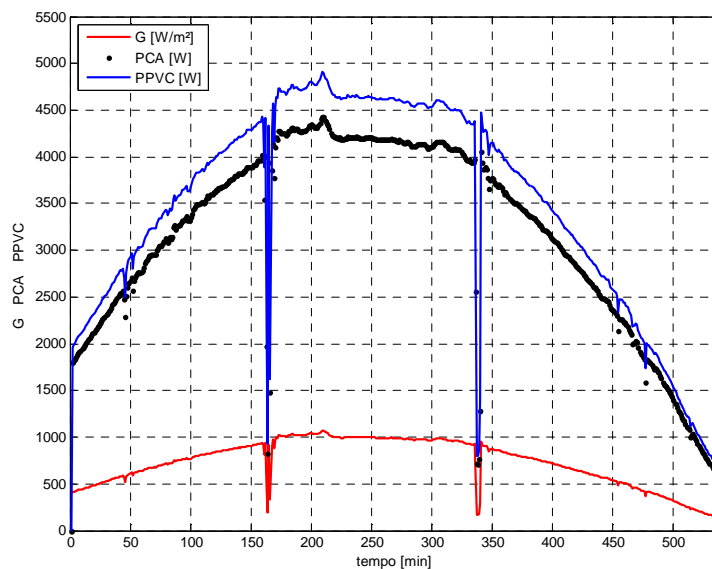
Estas mesmas comparações devem ser feitas entre as curvas dos dias a seguir. A Tab 4.3 tem os valores do dia 17/04/2004, o dia ensolarado com  $Y_R$  muito similar ao valor de  $Y_R$  médio ( $Y_R = 6,89$ ).



Tab 4.3 – Comparação de *PCA* devido à curva adotada - 17/04/2005

Faixa de Horário	Ensolarado – 17/04/2005		
	PCA (W) – G(t)	PCA (W) – CT	Diferença (%)
8 h - 8 h 59min	2435,3	1592,	34,63%
9 h - 9 h 59min	3506,5	3221,6	8,12%
10 h - 10 h 59min	4127,4	4005,5	2,95%
11 h - 11 h 59min	4644,7	4678,3	-0,72%
12 h - 12 h 59min	4518,4	4679,6	-3,57%
13 h - 13 h 59min	4035,9	4679,6	-15,95%
14 h - 14 h 59min	3488,2	3997,1	-14,59%
15 h - 15 h 59min	2493,5	3221,6	-29,20%
16 h - 16 h 59min	1239,8	1619,4	-30,62%
<b>Soma</b>	<b>30489,8</b>	<b>31694,8</b>	<b>-3,95%</b>

Os dados da Tab 4.3 são similares aos da Tab 4.2, com grande variação no primeiro horário e uma variação total pequena. Este comportamento de alto valor de geração em um horário pode ser observado de forma qualitativa na Figura 4.4, que representa o dia 17/04/2005.

Figura 4.4 – *G*, *PCA* e *PPVC* de 17/04/2005 – *G* com valores medidos.

A Figura 4.5 representa o mesmo dia, porém os valores de irradiância são médias horárias.

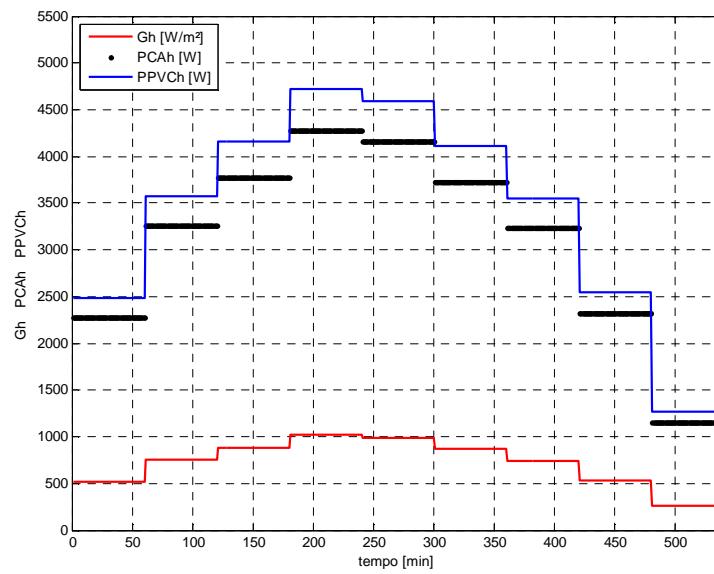


Figura 4.5 –  $G_h$ ,  $PCA_h$  e  $PPVCh$  de 17/04/2005 –  $G$  com valores médios horários.

A Figura 4.6 representa o mesmo dia, porém os valores de irradiância foram obtidos através da curva típica proposta, utilizando o  $Y_R$  deste dia como base de entrada.

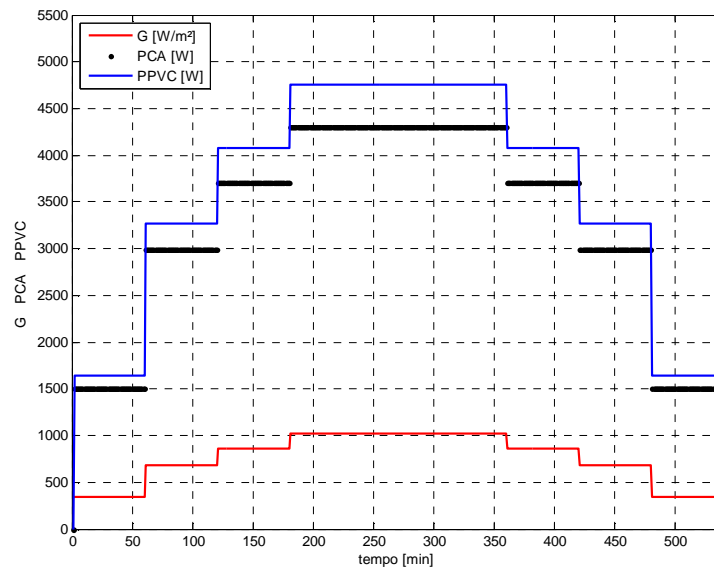


Figura 4.6 –  $G$ ,  $PCA$  e  $PPVC$  de 17/04/2005 –  $Y_R$  aplicado a curva típica.

A Tab 4.4 apresenta os valores calculados para o dia 27/05/2005, o dia ensolarado com o menor  $Y_R$  da base dados ( $Y_R = 5,28$ ).

Tab 4.4 – Comparação de *PCA* devido à curva adotada - 27/05/2005

Faixa de Horário	Ensolarado – 27/05/2005		
	PCA (W) – G(t)	PCA (W) – CT	Diferença (%)
8 h - 8 h 59min	1385,25	1227,86	11,36%
9 h - 9 h 59min	2528,14	2480,83	1,87%
10 h - 10 h 59min	3368,07	3101,04	7,93%
11 h - 11 h 59min	3881,56	3704,02	4,57%
12 h - 12 h 59min	3954,56	3704,02	6,34%
13 h - 13 h 59min	3751,03	3704,02	1,25%
14 h - 14 h 59min	2768,16	3101,04	-12,03%
15 h - 15 h 59min	1946,18	2480,83	-27,47%
16 h - 16 h 59min	903,16	1249,03	-38,30%
<b>Soma</b>	24486,10	24752,69	-1,09%

A diferença global entre os valores de *PCA* devido à curva adotada é menor do que observado nos outros dias ensolarados. O dia 27/05/2005 está no final do outono, portanto o dia possui um comportamento mais próximo ao da curva típica. Na Tab 4.4 é possível observar que a maior variação ocorre nos últimos horários, demonstrando a duração menor do dia.

A Figura 4.7 mostra os dados de irradiância medidos para o dia 27/05/2005, bem como os valores de *PCA* e *PPVC*.

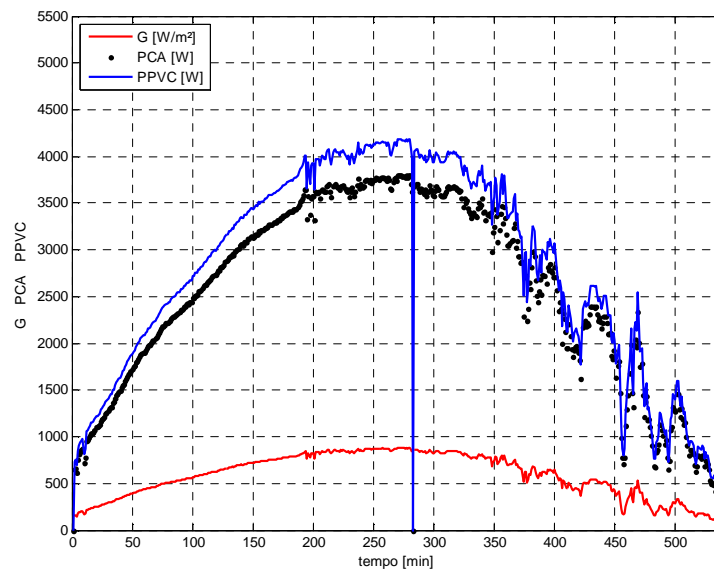


Figura 4.7 –  $G$ ,  $PCA$  e  $PPVC$  de 27/05/2005 –  $G$  com valores medidos.

Na Figura 4.7 é possível observar o motivo da diferença apresentada na Tab 4.4 nos horários finais. Há alguma intermitência, que não chega a ser classificado como um dia parcialmente encoberto, na parte da tarde deste dia, ocasionando atenuação nos valores de irradiância e conseqüentemente nos valores de potência gerada.

Na Figura 4.8, onde a curva foi traçada considerando os dados médios horários de irradiância, também é possível observar uma pequena redução nos valores de irradiância ao final do dia. Entretanto, a curva possui o comportamento muito similar à curva típica proposta para um dia ensolarado.

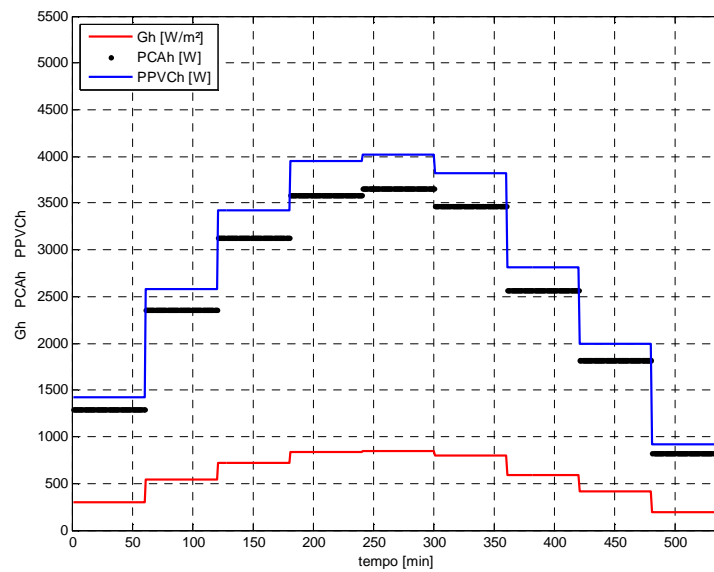


Figura 4.8 –  $G_h$ ,  $PCA_h$  e  $PPVCh$  de 27/05/2005 –  $G$  com valores médios horários.

A Figura 4.9 apresenta os valores obtidos através do uso da curva típica.

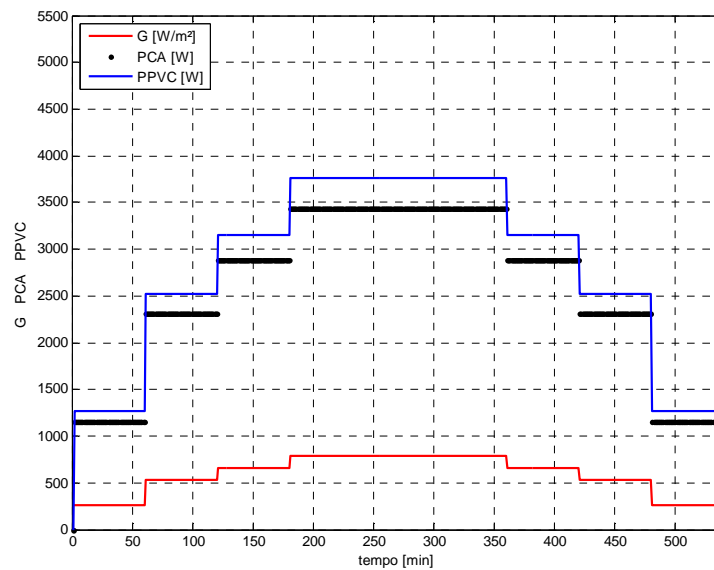


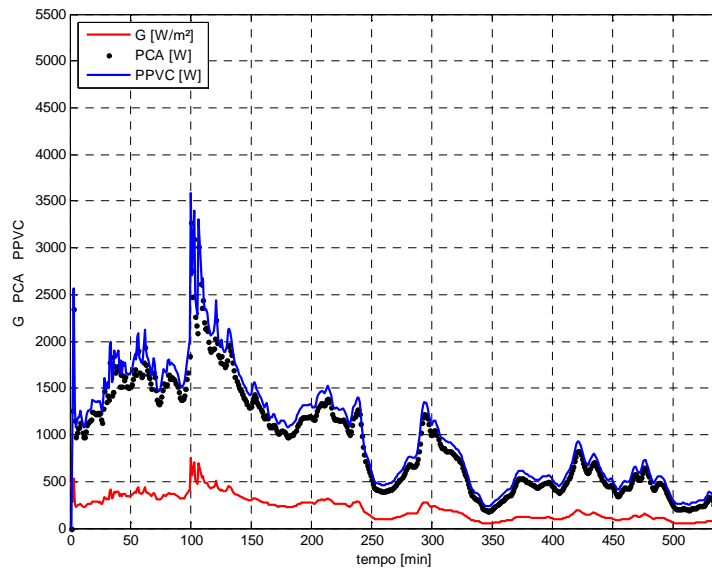
Figura 4.9 –  $G$ ,  $PCA$  e  $PPVC$  de 27/05/2005 –  $Y_R$  aplicado a curva típica.

A mesma sequência de apresentação é utilizada para os dias encobertos. A Tab 4.5 possui os valores calculados para o dia 03/02/2005, um dia encoberto com o maior valor de  $Y_R$  observado para um dia encoberto ( $Y_R = 2,4$ ).

Tab 4.5 – Comparação de *PCA* devido à curva adotada - 03/02/2005

Faixa de Horário	Encoberto – 03/02/2005		
	PCA (W) – G(t)	PCA (W) – CT	Diferença (%)
8 h - 8 h 59min	1494,6	1249	16,43%
9 h - 9 h 59min	1952,6	1249	36,03%
10 h - 10 h 59min	1524,4	1249	18,06%
11 h - 11 h 59min	1273,7	1249	1,94%
12 h - 12 h 59min	743,4	1249	-68,01%
13 h - 13 h 59min	597,1	1249	-109,17%
14 h - 14 h 59min	547,4	1249	-128,19%
15 h - 15 h 59min	614,1	1249	-103,40%
16 h - 16 h 59min	344,7	1249	-262,35%
<b>Soma</b>	<b>9092,0</b>	<b>11241</b>	<b>-23,64%</b>

Na Figura 4.10 é possível verificar o comportamento da irradiância neste dia, os valores observados pela manhã são nitidamente maiores que os observados durante a tarde, ao se considerar os valores obtidos pelo uso da curva de irradiância medida.

Figura 4.10 – *G*, *PCA* e *PPVC* de 03/02/2005 – *G* com valores medidos.

Este comportamento é refletido na Figura 4.11, onde os valores médios horários foram considerados.

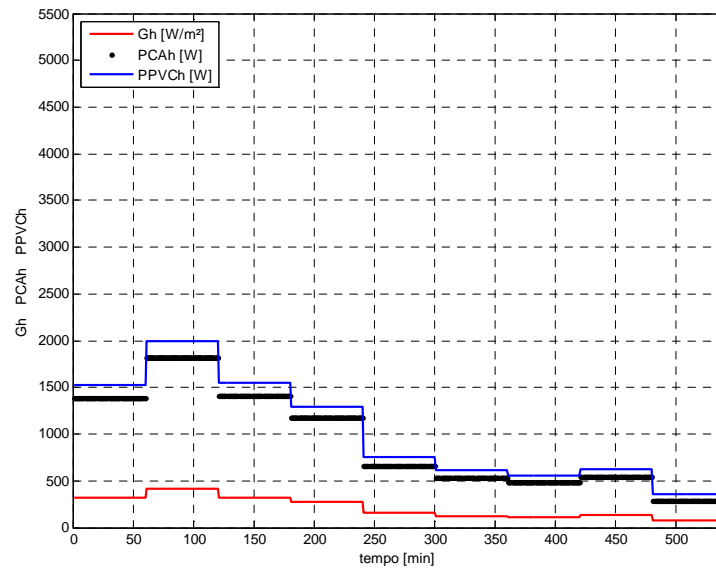


Figura 4.11 –  $G_h$ ,  $PCA_h$  e  $PPVCh$  de 03/02/2005 –  $G$  com valores médios horários.

Na Figura 4.12, obtida através da curva típica, este mesmo comportamento não é observado. Fato este que explica as grandes variações observadas na Tab 4.5.

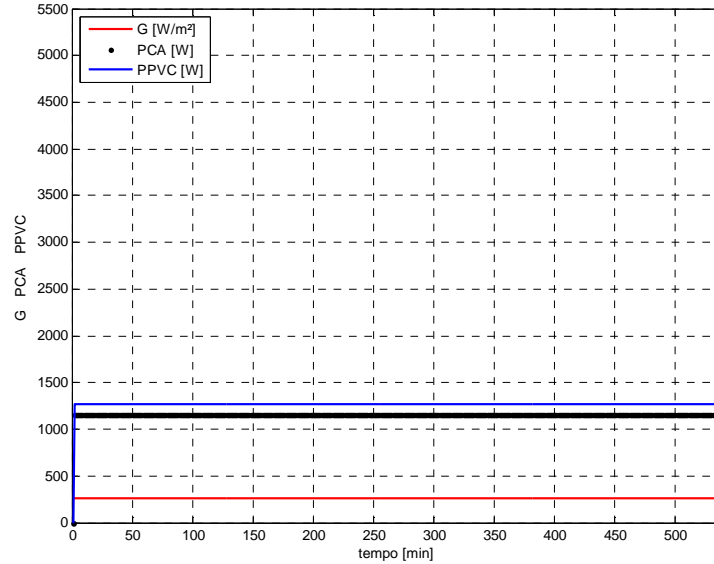


Figura 4.12 –  $G$ ,  $PCA$  e  $PPVC$  de 03/02/2005 –  $Y_R$  aplicado a curva típica.

Na Tab 4.6 estão os dados obtidos para o dia 15/01/2005, um dia encoberto que possui o valor de  $Y_R$  similar ao valor de  $Y_R$  médio ( $Y_R = 1,28$ ). As variações entre os valores são grandes em alguns horários, porém são pequenas ao se considerar o valor total, integralizado durante o dia.

Tab 4.6 – Comparação de PCA devido a curva adotada - 15/01/2005

Faixa de Horário	Encoberto – 15/01/2005		
	PCA (W) – G(t)	PCA (W) – CT	Diferença (%)
8 h - 8 h 59min	362,2	663	-83,11%
9 h - 9 h 59min	175,2	663	-278,58%
10 h - 10 h 59min	486,2	663	-36,43%
11 h - 11 h 59min	1365,1	663	51,41%
12 h - 12 h 59min	633,1	663	-4,77%
13 h - 13 h 59min	1167,7	663	43,20%
14 h - 14 h 59min	760,9	663	12,84%
15 h - 15 h 59min	445,3	663	-48,95%
16 h - 16 h 59min	308,1	663	-115,31%
<b>Soma</b>	<b>5.703,8</b>	<b>5.967</b>	<b>-4,66%</b>

O comportamento da irradiância neste dia está exposto na Figura 4.13, onde a grande oscilação e a impossibilidade de se definir um comportamento típico podem ser observadas.

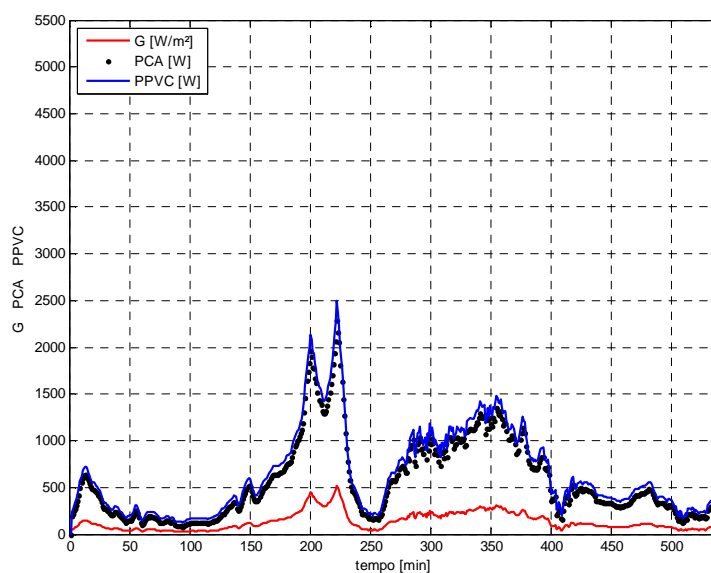


Figura 4.13 – G, PCA e PPVC de 15/01/2005 – G com valores medidos.

O comportamento é refletido na Figura 4.14, obtido através de valores médios, a cada hora.



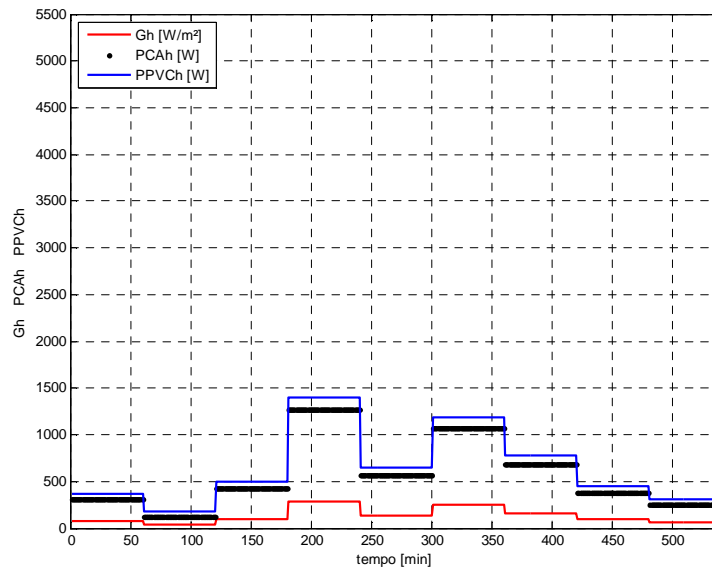


Figura 4.14 –  $G_h$ ,  $PCA_h$  e  $PPVCh$  de 15/01/2005 –  $G$  com valores médios horários.

A curva típica, entretanto, atenua tais variações, conforme pode ser verificado na Figura 4.15.

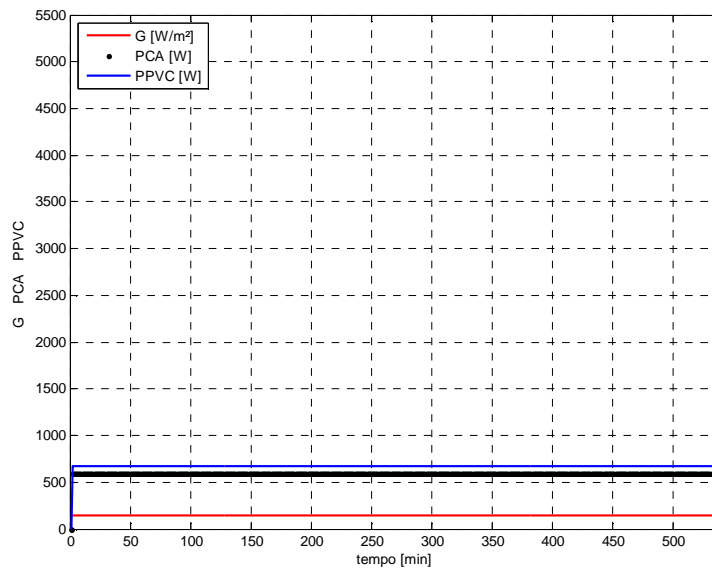


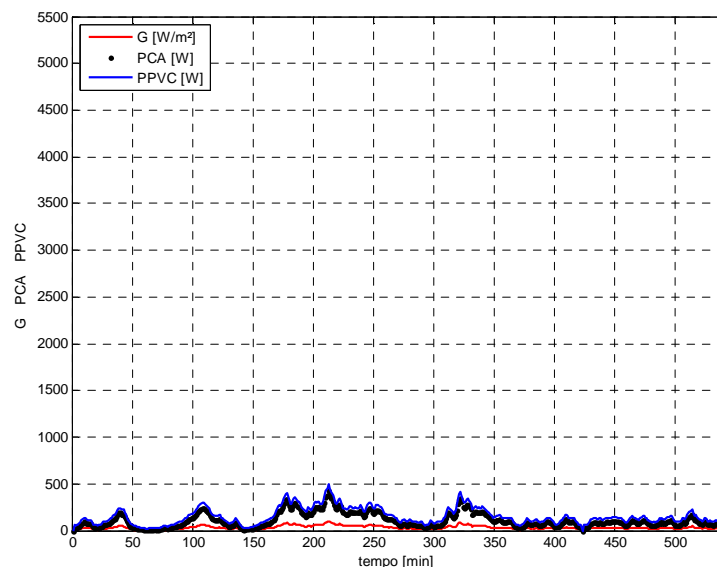
Figura 4.15 –  $G$ ,  $PCA$  e  $PPVC$  de 15/01/2005 –  $Y_R$  aplicado a curva típica.

Os valores calculados para o dia encoberto com o menor valor de  $Y_R$  ( $Y_R = 0,31$ ) estão expostos na Tab 4.7. Novamente, são observadas variações significativas em cada faixa de horários, porém o valor global não apresenta uma variação tão significativa, com 8,31% de diferença.

Tab 4.7 – Comparação de *PCA* devido a curva adotada – 22/09/2004

Faixa de Horário	Encoberto – 22/09/2004		
	PCA (W) – G(t)	PCA (W) – CT	Diferença (%)
8 h - 8 h 59min	105,9	163,7	-54,62%
9 h - 9 h 59min	120,9	163,7	-35,39%
10 h - 10 h 59min	133,1	163,7	-23,05%
11 h - 11 h 59min	290,0	163,7	43,55%
12 h - 12 h 59min	153,0	163,7	-6,97%
13 h - 13 h 59min	208,6	163,7	21,55%
14 h - 14 h 59min	107,3	163,7	-52,52%
15 h - 15 h 59min	116,8	163,7	-40,13%
16 h - 16 h 59min	124,5	163,7	-31,42%
<b>Soma</b>	<b>1.360,1</b>	<b>1.473,3</b>	<b>-8,31%</b>

Contudo, os valores absolutos demonstrados na Tab 4.7 denunciam o baixo valor de  $Y_R$ , a geração neste dia é muito inferior ao observado nos outros exemplos. Estes baixos valores podem ser explicados ao se observar a Figura 4.16, onde a curva de irradiância está praticamente no limite inferior do gráfico.

Figura 4.16 – *G*, *PCA* e *PPVC* de 22/09/2004 – *G* com valores medidos.

Na curva da Figura 4.17 estão mais notáveis os baixos valores de geração apontados neste dia.

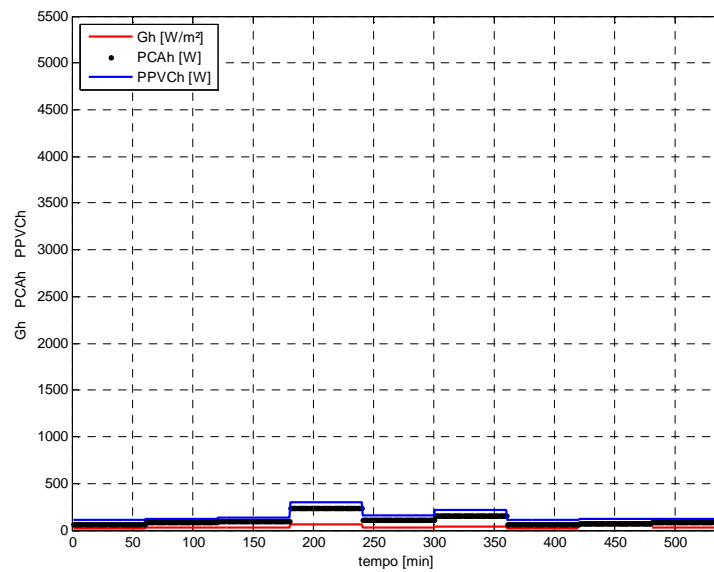


Figura 4.17 –  $G_h$ ,  $PCA_h$  e  $PPVCh$  de 22/09/2004 –  $G$  com valores médios horários.

A curva típica na Figura 4.18 se mantém, de mesmo modo que a da Figura 4.17, muito próxima ao zero. Há uma pequena geração neste dia.

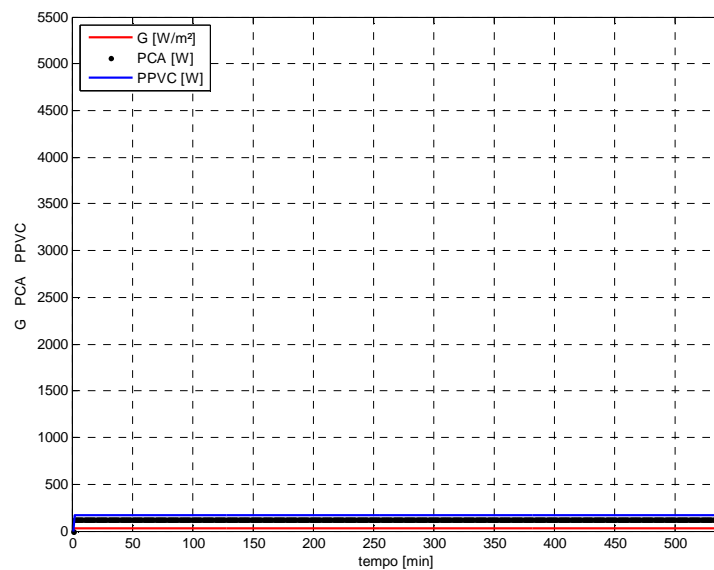


Figura 4.18 –  $G$ ,  $PCA$  e  $PPVC$  de 22/09/2004 –  $Y_R$  aplicado a curva típica.

## 4.2.2 Considerações

Apesar das variações observadas em cada um dos dias, ao se comparar os valores medidos com os valores das curvas típicas, considera-se que é possível utilizar este comportamento presumido como uma ferramenta para simulação dos valores gerados.

Com posse de apenas uma informação, o  $Y_R$ , foi possível definir valores de potência gerada similares aos valores obtidos através do cálculo que considera uma extensa gama de valores de irradiância e de temperatura do ar ambiente como dados de entrada.

Obviamente os valores sofrem variações, mas deve se ter em mente que eles dependem totalmente das condições climáticas, condições estas que não seguem regras. As maiores variações aparecem, justamente, nos dias encobertos, onde a variação de irradiância pode ser muito grande entre um horário e outro, e onde nenhum padrão de comportamento pode ser definido. Ao se propor um padrão de comportamento, que é o caso da curva típica, corre-se o risco de variações entre o comportamento padronizado e o observado na realidade em um determinado momento.

Apesar das diferenças encontradas em um dia encoberto entre os valores obtidos com o uso da curva típica e os valores reais observados no mesmo dia, considera-se válido o uso desta proposta pois a mesma não depende de uma extensiva base de dados contendo irradiância e temperatura do ar ambiente em cada minuto, dependendo apenas do valor de  $Y_R$  do dia.

Desta forma, foram empregadas as curvas típicas para o estudo do impacto da geração distribuída na rede, tanto para os dias ensolarados quanto para os dias encobertos.

#### 4.3 CENÁRIO 1 – IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM DIA ENSOLARADO

O cenário 01 aborda o impacto da geração distribuída na rede em um dia ensolarado, em dois horários diferentes. O impacto será calculado através do uso das curvas típicas de geração validadas anteriormente.

Para esta análise será considerada a potência gerada, normalizada em relação à potência consumida em cada instante. A potência máxima gerada ocorrerá nos horários próximos ao meio-dia, onde foi considerado 1 p.u. em cada uma das unidades geradoras.

Adotou-se 20% de penetração de geração fotovoltaica, mesmo valor estabelecido no estudo realizado na Califórnia pela *GE Energy Consulting* (2007). Isto equivale a dizer que 20% de toda a energia consumida em dado momento será proveniente deste tipo de geração.

A Tab 4.8 apresenta a potência gerada em cada faixa de horário, calculada sobre a curva típica já discutida. A coluna P (p.u.) apresenta a potência gerada pelo sistema fotovoltaico, e a coluna Potência Total (p.u.) apresenta a potência total disponibilizada à rede em cada hora.

Tab 4.8 – Potência gerada e Potência total disponibilizada, em p.u., dia ensolarado

<b>Faixa de Horário</b>	<b>P (p.u.)</b>	<b>Potência total (p.u.)</b>
<b>8 h - 8 h 59min</b>	0,33	0,07
<b>9 h - 9 h 59min</b>	0,67	0,13
<b>10 h - 10 h 59min</b>	0,83	0,17
<b>11 h - 11 h 59min</b>	1,00	0,20
<b>12 h - 12 h 59min</b>	1,00	0,20
<b>13 h - 13 h 59min</b>	1,00	0,20
<b>14 h - 14 h 59min</b>	0,83	0,17
<b>15 h - 15 h 59min</b>	0,67	0,13
<b>16 h - 16 h 59min</b>	0,33	0,07

As curvas de carga dos transformadores com consumo superior a 5 kVA foram modificadas, reduzindo o consumo, em cada horário, nos mesmos patamares da coluna Potência total da Tab 4.8. Reduzir o consumo equivale a aplicar a geração distribuída, especialmente ao se considerar o esquema de compensação de energia. Desta forma, a geração fotovoltaica foi finalmente aplicada ao alimentador sob análise.

#### 4.3.1 Cenário 1 – Resultados

Nos resultados são apresentados os perfis de tensão em dois horários distintos, antes e após o uso da geração fotovoltaica, sempre apresentando valores em p.u.. Os valores de tensão considerados adequados estão estabelecidos na Tab 3.5, e possuem os limites de 0,93 p.u. e 1,05 p.u., de acordo com o definido pelo PRODIST.

A primeira análise deste cenário foi realizada para a faixa de horário das 8 h da manhã, onde a geração fotovoltaica tem pequena expressão. A Figura 4.19 apresenta o perfil de tensão neste horário sem o uso de geração fotovoltaica. Ou seja, nas condições iniciais de consumo do alimentador.

Os pontos de interesse são os nós 104, 343 e 2242, representados por uma seta preta, vermelha e verde, respectivamente, na Figura 4.19.

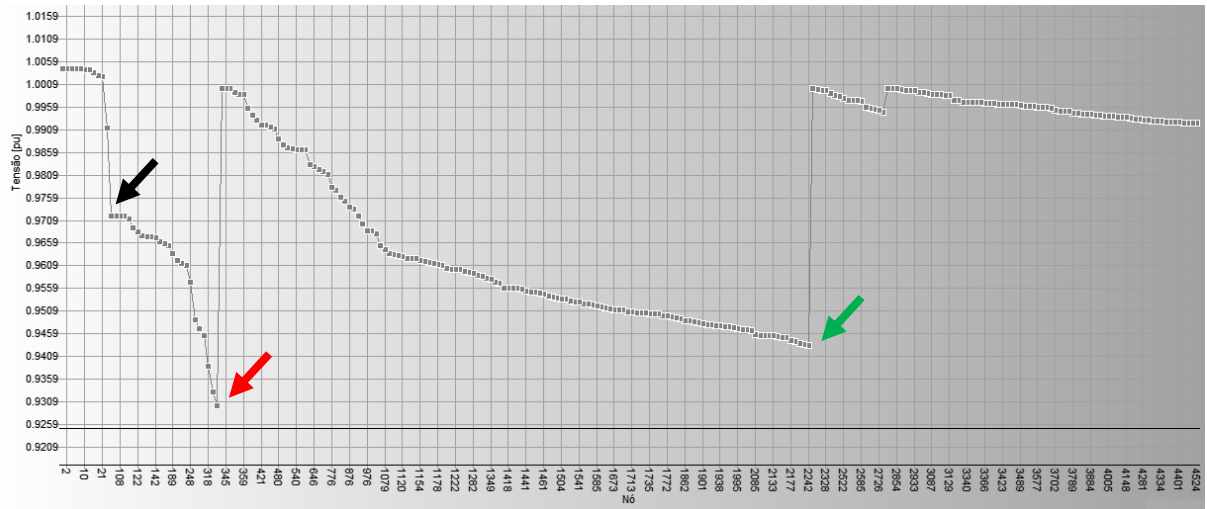


Figura 4.19 – Perfil de tensão [p.u.] às 8 h, sem GD.

A Figura 4.20 apresenta o perfil de tensão no mesmo horário, porém agora considerando o uso de geração distribuída de energia fotovoltaica.

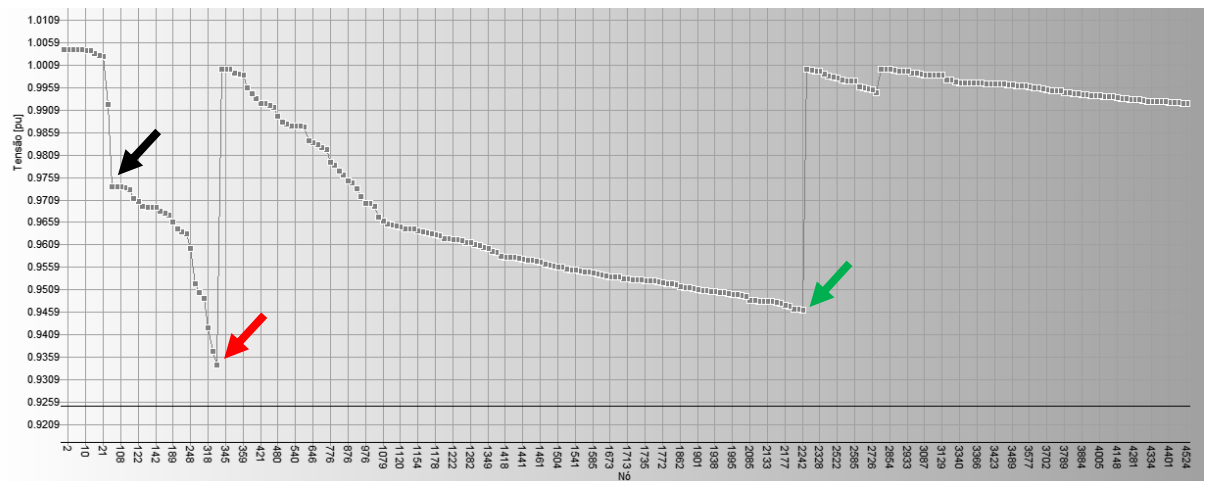


Figura 4.20 – Perfil de tensão [p.u.] às 8 h, com GD.

É possível observar uma pequena elevação nos níveis de tensão devido ao uso da GD, sem, entretanto, alterar a forma do perfil de tensão do alimentador. A segunda análise deste cenário foi realizada para a faixa de horário das 12 h, onde a geração fotovoltaica é máxima principalmente nos dias ensolarados. A Figura 4.21 representa o perfil de tensão sem o uso de geração fotovoltaica, às 12 horas.

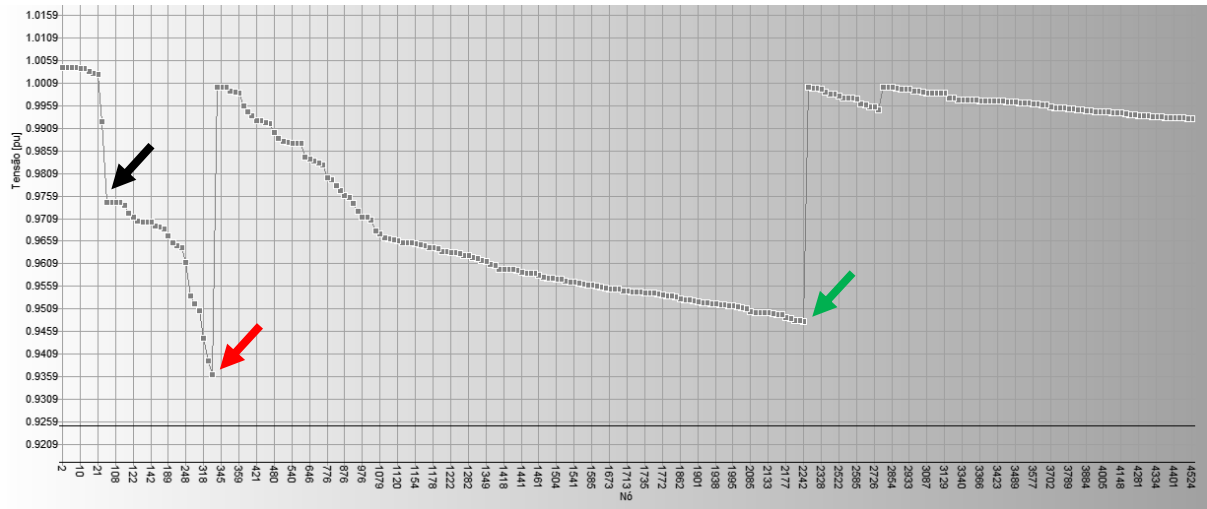


Figura 4.21 – Perfil de tensão [p.u.] às 12 h, sem GD.

A Figura 4.22 mostra o perfil de tensão no mesmo horário, com a contribuição da geração fotovoltaica distribuída.

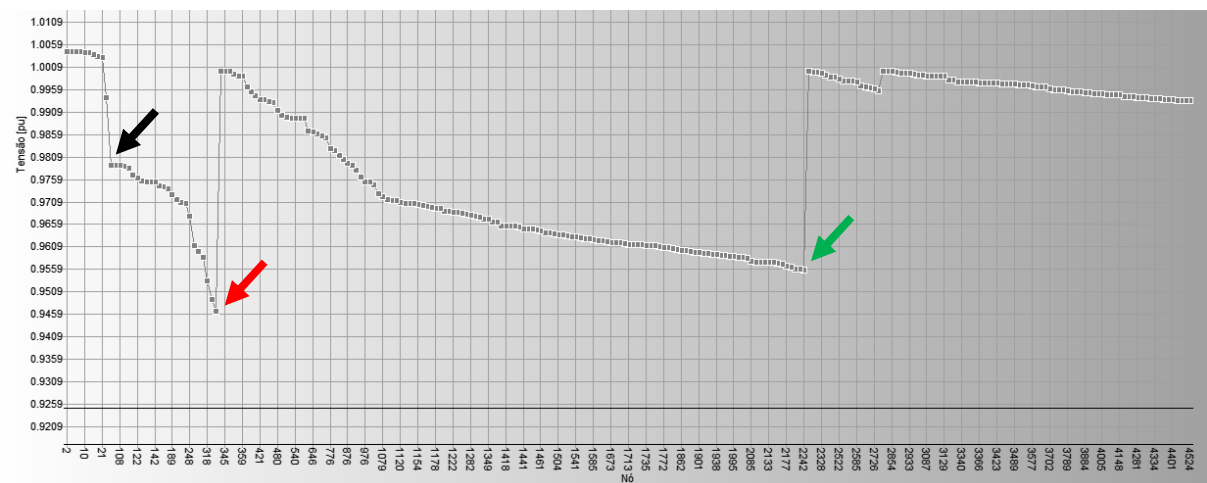


Figura 4.22 – Perfil de tensão [p.u.] às 12 h, com GD.

A Tab 4.9 compara os valores de tensão em cada um dos nós de interesse, com e sem a contribuição da geração fotovoltaica.

Tab 4.9 – Comparação de valores de tensão (p.u.) – Dia ensolarado

Nó	8 h - 8 h 59 min		12 h - 12 h 59 min	
	Sem GD	Com GD	Sem GD	Com GD
<b>104</b>	0,9719	0,9749	0,9749	0,9789
<b>343</b>	0,9299	0,9349	0,9359	0,9459
<b>2242</b>	0,9439	0,9459	0,9479	0,9559

Pequenas contribuições nos valores de tensão podem ser observadas na Tab 4.9, ao se comparar as colunas que apresentam os valores iniciais do alimentador (Sem GD) e os novos valores de tensão, após a inserção da geração fotovoltaica em diferentes pontos do alimentador.

Especial atenção deve ser dada ao nó 343 às 8 h, que mostra a tensão abaixo do limite inferior da faixa considerada adequada (0,93 p.u.). Este nó passou para um nível adequado após a inserção da GD neste horário. Às 12 h este mesmo nó teve um acréscimo de 0,01 p.u. (230 V) devido à geração fotovoltaica. O nó 2242 também apresentou incremento considerável no horário de máxima geração.

#### 4.3.2 Cenário 1 – Considerações

As variações nos valores de tensão em um dia irão depender, obviamente, do horário em análise. Entretanto, até em um horário de pequena contribuição, a geração fotovoltaica se apresenta útil e relevante. Em faixas de geração mais expressivas as alterações dos níveis de tensão são ainda mais relevantes. Cabe ressaltar que nenhuma outra alteração foi realizada no alimentador, como, por exemplo, alterações nos *taps* dos transformadores ou alterações nos sistemas de proteção.

Os resultados obtidos neste cenário estão alinhados com os obtidos por Wang *et al.* (2010), que não observou problemas pelo uso de 20% de geração distribuída. Os resultados obtidos pela *GE Energy Consulting* (2007) não podem ser comparados diretamente com este estudo pois são relativos ao gerenciamento da geração e da transmissão e não da rede de distribuição, objetivo deste estudo.



#### 4.4 CENÁRIO 2 – IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM DIA ENCOBERTO

O cenário 2 é análogo ao cenário 1, porém aborda o impacto da geração distribuída na rede em um dia encoberto. Da mesma forma, analisa em dois horários distintos e utiliza as curvas as típicas de geração já abordadas nas análises anteriores.

O mesmo tratamento realizado no cenário 1, quanto ao método de análise e o tratamento nas curvas, foi realizado neste cenário, exceto pelos patamares de valores de geração fotovoltaica.

A Tab 4.10 apresenta a potência fotovoltaica gerada em cada faixa de horário e a potência total disponibilizada à rede em cada hora.

Tab 4.10 – Potência Gerada e Potência total disponibilizada, em p.u., dia encoberto

<b>Faixa de Horário</b>	<b>Potência Gerada (p.u.)</b>	<b>Potência Total (p.u.)</b>
<b>8 h - 8 h 59min</b>	0,11	0,022
<b>9 h - 9 h 59min</b>	0,11	0,022
<b>10 h - 10 h 59min</b>	0,11	0,022
<b>11 h - 11 h 59min</b>	0,11	0,022
<b>12 h - 12 h 59min</b>	0,11	0,022
<b>13 h - 13 h 59min</b>	0,11	0,022
<b>14 h - 14 h 59min</b>	0,11	0,022
<b>15 h - 15 h 59min</b>	0,11	0,022
<b>16 h - 16 h 59min</b>	0,11	0,022

##### 4.4.1 Cenário 2 – Resultados

A primeira análise deste cenário foi realizada para a faixa de horário das 11 h da manhã. A Figura 4.23 apresenta o perfil de tensão neste horário sem o uso de geração fotovoltaica.

Os pontos de interesse são os nós 104, 343 e 2242, os mesmos nós analisados no cenário 1.

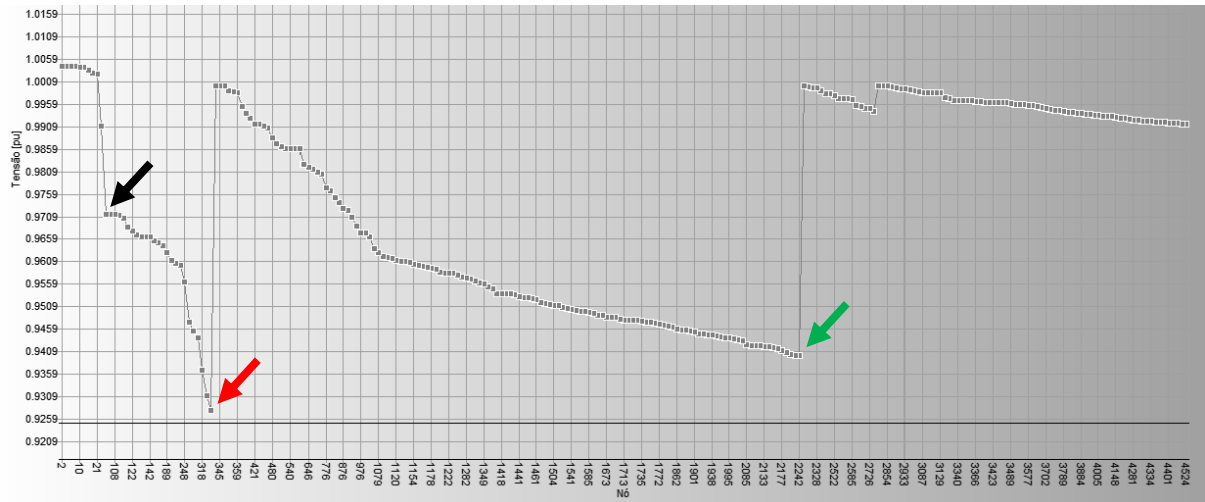


Figura 4.23 – Perfil de tensão [p.u.] às 11 h, sem GD.

A Figura 4.24 apresenta o perfil de tensão neste horário com o uso de geração fotovoltaica.

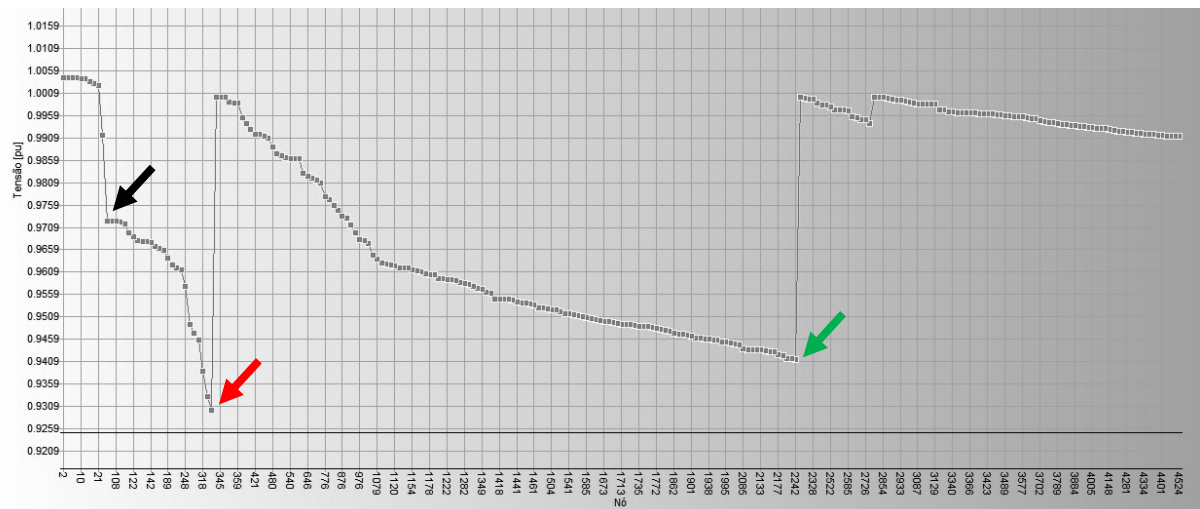


Figura 4.24 – Perfil de tensão [p.u.] às 11 h, com GD.

A segunda análise deste cenário foi realizada para a faixa de horário das 16 h. A Figura 4.25 apresenta o perfil de tensão neste horário sem o uso de geração fotovoltaica.

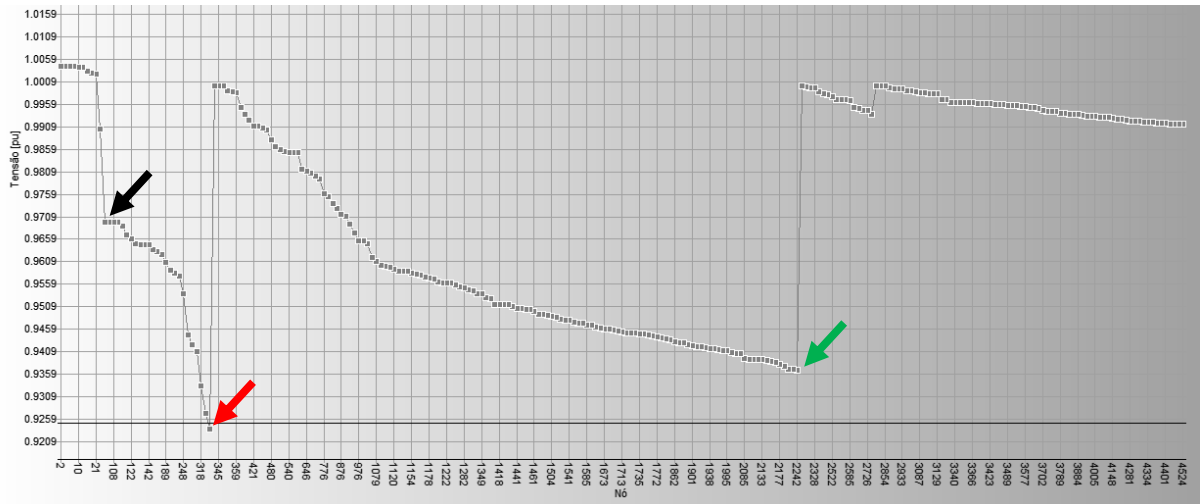


Figura 4.25 – Perfil de tensão [p.u.] às 16 h, sem GD.

Pode ser observado que o nó 343 está na região de tensão precária. A Figura 4.26 possui uma curva com maior resolução neste nó.

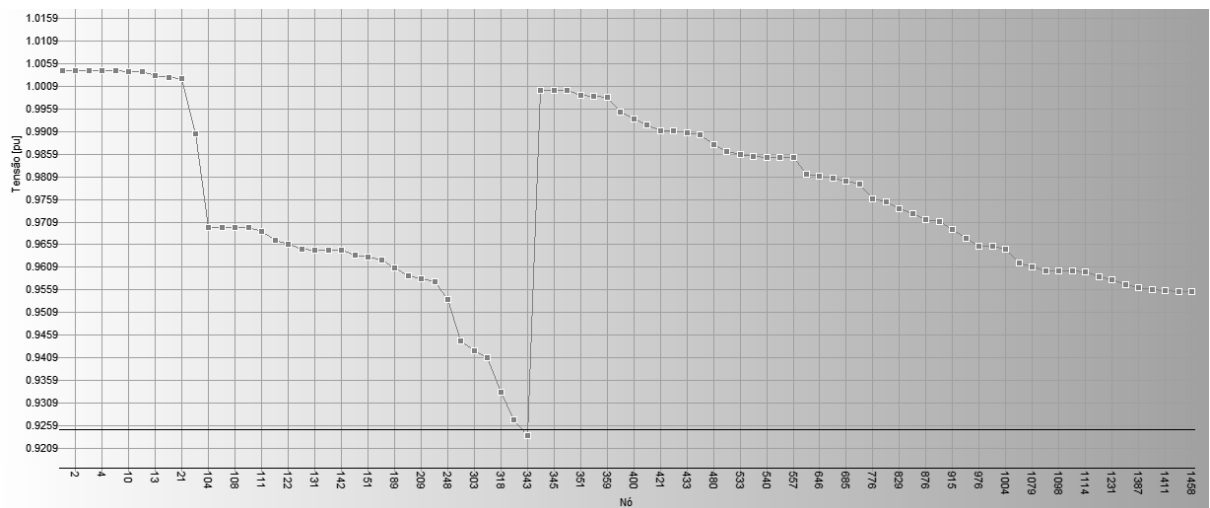


Figura 4.26 – Detalhe do perfil de tensão [p.u.], nó 343, às 16 h, sem GD.

A Figura 4.27 apresenta o perfil de tensão neste horário com o uso de geração fotovoltaica.

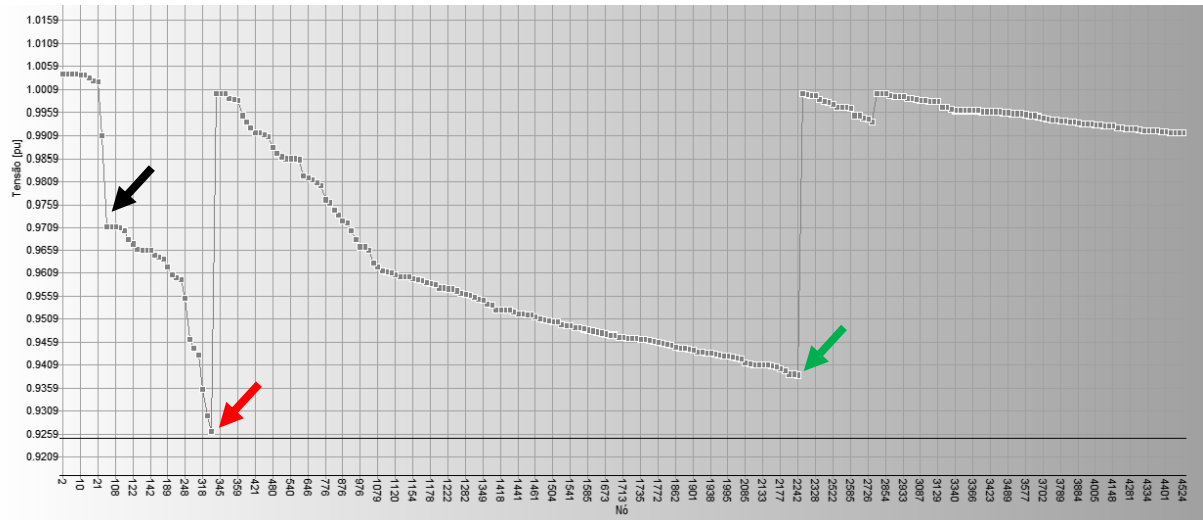


Figura 4.27 – Perfil de tensão [p.u.] às 16 h, com GD.

A Figura 4.28 demonstra o detalhe no nó 343 após a inserção da geração distribuída.

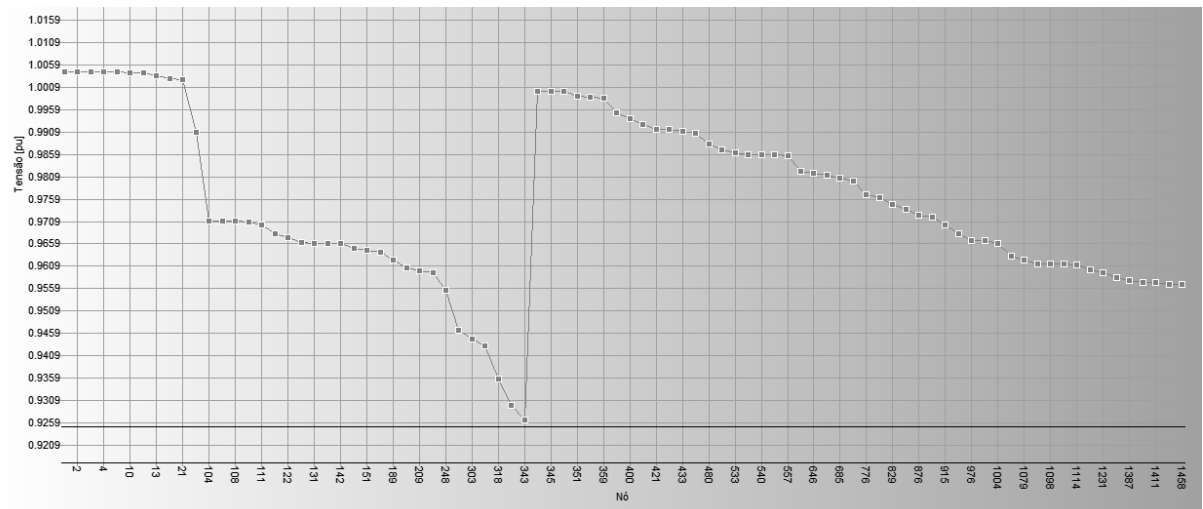


Figura 4.28 – Detalhe do perfil de tensão [p.u.], nó 343, às 16 h, com GD.

Houve uma pequena elevação no valor de tensão neste nó, porém o mesmo ainda está abaixo do limite de 0,93, limite inferior da faixa de tensão adequada.

A Tab 4.11 possui a comparação de valores de tensão, nos diferentes nós, e nos diferentes horários analisados.

Tab 4.11 – Comparação de valores de tensão (p.u.) – Dia encoberto

Nó	11 h - 11 h 59 min		16 h - 16 h 59 min	
	Sem GD	Com GD	Sem GD	Com GD
<b>104</b>	0,9709	0,9729	0,9699	0,9709
<b>343</b>	0,9279	0,9299	0,9239	0,9259
<b>2242</b>	0,9399	0,9409	0,9369	0,9389

Como pode ser verificado na Tab 4.11 as contribuições nos níveis de tensões são baixas em um dia encoberto, usualmente em torno de 0,002 p.u..

Novamente o nó 343 merece atenção, ele está com a tensão posicionada na região crítica. No intervalo de horário das 11 h - 11 h 59 min a tensão neste ponto passa para o limiar entre a faixa crítica e a adequada, porém às 16 h o incremento causado pela GD não é suficiente para trazer o valor para a região adequada.

#### 4.4.2 Cenário 2 – Considerações

Como já era esperado, as contribuições alcançadas em um dia encoberto são muito inferiores às observadas em um dia ensolarado. Não dependem do horário de análise, devido à curva adotada, exceto pela alteração no consumo em diferentes horários, já que a geração fotovoltaica foi normalizada em relação ao consumo de cada um dos transformadores de distribuição analisados.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foram analisados os impactos da geração distribuída sobre a rede elétrica de distribuição devido à utilização de geradores fotovoltaicos. O sistema analisado considera a injeção na rede da potência excedente, ou seja, não utiliza acumuladores e não trabalha de forma isolada. As análises consideraram apenas o regime permanente sob o ponto de vista elétrico.

A base histórica utilizada, com dados de irradiância e de temperatura do ar ambiente, foi extremamente importante para definição do perfil de comportamento dos dias classificados como ensolarados, encobertos e parcialmente encobertos. Foi possível observar a intermitência desta fonte de energia e a difícil predição do seu comportamento, principalmente em condições consideradas como dias parcialmente encobertos.

Para os dias encobertos e ensolarados, entretanto, foi possível estabelecer padrões de comportamento para as curvas de irradiância. Isto refletiu nas curvas típicas de geração de cada uma destas classificações. Estas curvas se mostraram extremamente úteis para o estudo do comportamento da geração e, conseqüentemente, do impacto da mesma. A curva típica do dia ensolarado se mostrou mais fiel à realidade observada, com menor variação entre as potências geradas ao se comparar os resultados obtidos pelo uso da curva típica com os obtidos pelo uso de dados medidos a cada instante, fato este explicado pela previsibilidade deste tipo de dia. A curva típica do dia encoberto, entretanto, apresentou maior variação na potência gerada ao se comparar com a curva de dados reais de irradiância, devido ao fato da menor previsibilidade para este tipo de dia. Porém, em função de uma menor dependência de dados, a curva típica foi considerada satisfatória e válida.

A temperatura do ar ambiente é um dos valores de entrada no cálculo da potência gerada, e este dado possui grande variação entre os diferentes dias. Procurou-se validar a ideia da utilização de uma temperatura padrão ao invés da temperatura adquirida a cada minuto. Foram realizadas três análises: a diferença causada na geração devido ao uso da temperatura média horária, da temperatura média horária e da temperatura padrão de 25 °C ao invés da temperatura medida a cada minuto. Após estas análises, a dependência da temperatura do ar ambiente foi eliminada, ao se fixar o valor de 25 °C, e os resultados mostraram variações inferiores a 2% na potência gerada em corrente alternada.

Apesar da redução da quantidade de variáveis e da necessidade de dados detalhados alcançados com este trabalho, a análise do impacto da geração fotovoltaica na rede de distribuição é de grande complexidade, ao se considerar a quantidade de cenários possíveis de serem criados. Considerando os cenários definidos ao longo deste trabalho, a geração distribuída se mostrou uma opção interessante, principalmente ao colaborar com a melhora nos níveis de tensão em alguns pontos.

Contudo, considerando uma penetração de 20% desta fonte de energia, a geração fotovoltaica não apresentou, neste estudo, impactos consideráveis na tensão da rede de distribuição, não violando nenhum nível de tensão.

## 5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

As possibilidades de continuação de estudos neste campo são amplas, em especial são sugeridas as seguintes linhas:

- Utilização de uma base de dados maior do que um ano, possibilitando uma melhor definição sobre os comportamentos típicos;
- Análises em diferentes alimentadores, possibilitando uma melhor compreensão sobre os impactos nos níveis de tensão;
- Análises considerando diferentes níveis de contribuição da geração fotovoltaica, superiores aos 20% propostos.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>, acessado em julho de 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>, acessado em julho de 2012.

BAUMGARTNER, F. P.; ACHTNICH, T.; REMUND, J.; GNOS, S.; NOWAK, S.; Steps towards integration of PV-electricity into the grid. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. p. 834-843. Wiley Online Library, ISSN: 1099-159X, 2010.

CAMARGO, João Carlos. **Geração distribuída de energia elétrica**. Campinas. 20--. Disponível em [http://foruns.bc.unicamp.br/energia/evento12/Seminario\\_GD.ppt](http://foruns.bc.unicamp.br/energia/evento12/Seminario_GD.ppt), acessado em abril de 2012.

CASTRO, Rui M. G. **Energias Renováveis e Produção Descentralizada – Introdução à Energia Fotovoltaica**. Edição 0. Universidade Técnica de Lisboa - Instituto Superior Técnico - DEEC / Secção de Energia, 2002.

DUFFIE, John A.; Beckman, WILLIAM A. **Solar Engineering of Thermal Process**. Third Edition. New Jersey. John Wiley & Sons, INC. 2006. 908p.

ELGERD, Olle I. **Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica**. São Paulo; McGraw-Hill do Brasil, 1978.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Balanco Energético Nacional 2011: Ano base 2010** – Rio de Janeiro: EPE, 2011. 266p.

FARRET, Felix A. **Aproveitamento de pequenas fontes de energia elétrica**. 2ª Edição. Santa Maria: Editora UFSM, 2010. 242 p.

GE Energy Consult. **Intermittency analysis project: Appendix b impact of intermittent generation on operation of California power grid**. California Energy Commission, 2007.

GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V. U. **Photovoltaic Solar Energy Generation**. 1ª Edição. Berlim: Springer, 2005. 232p.

GREEN, Martin A.; EMERY, Keith; HISHIKAWA, Yoshihiro; WARTA, Wilhelm; DUNLOP, Ewan D. Solar Cell Efficiency Tables (version 40). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. p. 606-614. Wiley Online Library, ISSN: 1099-159X, 2012.

JACKSON, Frank. **Planning and Installing Solar Thermal Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers**. Second Edition. Londres: Earthscan, 2007. 384p.



KRENZINGER, A.; DIAS, J. B.; PRIEB, C. W. M., Sistema fotovoltaico conectado à rede no sul do Brasil. **XII Congresso Ibérico y VII Congresso Iberoamericano de Energía Solar**. Vigo, Espanha. 2004.

LABOURET, A. ; VILLOZ, M. **Energie Solaire Photovoltaïque: Le Manuel du Professionnel**, Collection EEA Série Electrotechnique. Paris; Dunod, 2003, 303p.

LACERDA, Vinícius Sobreira. **Sistema monofásico de aproveitamento fotovoltaico caracterizado por baixa distorção harmônica injetada na rede e rastreamento de máxima potência**. Dissertação (Mestrado em engenharia elétrica) – Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2010.

LUQUE, Antonio; HEGEDUS, Steven. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. Inglaterra. Wiley, 2002. 1138p.

MARTINS, Eduardo Augusto. **Influência de perturbações harmônicas na medição e tarifação de energia elétrica em instalações consumidoras**. Trabalho de Conclusão (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, RS, 2009.

MORTADA, Valério, *et al.* **Notas Sobre Geração Distribuída**, 2001. Disponível em [http://www.inee.org.br/down\\_loads/forum/Notas%20sobre%20GD.pdf](http://www.inee.org.br/down_loads/forum/Notas%20sobre%20GD.pdf), acessado em março de 2012.

NASPOLINI, Helena Flávia; RÜTHER, Ricardo. Agregação da energia solar térmica ao aquecimento da água para o banho na habitação popular: impactos sobre a demanda de potência ativa, reativa e aparente solicitadas ao sistema elétrico. **III Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Belém, 2010.

PIZZALI, Luiz Fernando Ochoa. **Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos**. 2006. 158p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira, SP, 2006.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil**. 1ª Edição. Florianópolis, Editora UFSC. 2004. 113p.

**SMA Solar Technology AG**. Graus de rendimento e derating - Sunny Boy. Sunny Mini Central - Descrição técnica. Versão 1.0 PT. Disponível em <http://www.sma.de> acessado em abril de 2012.

SOUZA, A. N.; COSTA JÚNIOR, P.; OLIVEIRA, R.; ZAGO, M. G.; PAPA, J. P.; GASTALDELLO, D. S. Algoritmos para Estimar Curvas de Cargas a Partir de Padrões de Hábitos de Consumo. 9<sup>th</sup> Brazilian Conference on Dynamics Control and their Applications. p. 775-781. ISSN 2178-3667. Serra Negra, Brasil, 2010.

STEVENSON JR., William D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2ª Edição em português. São Paulo, McGraw-Hill. 1986. 458p.

VIEIRA JÚNIOR, Carlos de Melo. **Impacto da Geração Distribuída no Perfil de Tensão de Regime Permanente de Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica. 2008. Disponível em [http://lsee.sel.eesc.usp.br/index.php?option=com\\_content&view=article&id=17:impacto-da-geracao-distribuida-no-perfil-de-tensao-de-regime-permanente-de-redes-de-distribuicao-de-energia-eletrica&catid=9:geracao-distribuida-&Itemid=16](http://lsee.sel.eesc.usp.br/index.php?option=com_content&view=article&id=17:impacto-da-geracao-distribuida-no-perfil-de-tensao-de-regime-permanente-de-redes-de-distribuicao-de-energia-eletrica&catid=9:geracao-distribuida-&Itemid=16) acessado em agosto de 2012.

WANG, Xiaowei; GAO, Jun; HU, Wenping; SHI, Zhengang; TANG, Baofeng. Research of Effect on Distribution Network with Penetration of Photovoltaic System. **45<sup>th</sup> International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2010**, Wales, Reino Unido, 2010.

WEEDY, B. M. **Sistemas Elétricos de Potência**. São Paulo: Editora Polígono, 1973.

WENHAM, Stuart R.; GREEN, Martin A.; WATT, Muriel E.; CORKISH, Richard. **Applied Photovoltaics**. Second Edition, Londres, Earthscan, 2007. 323p.



```

R_C_S=abs(rs)*V_C_OC0/I_C_SC0;          %cell's serie resistance
%R_C_S=2/A_C;                          %typical value

% determination of the characteristic parameters of the cell under
the operating conditions (Vm,Ta,Ga)
Tc=Ta+Ga*(NOCT-20)/800;                %working temperature of
the cell
I_C_SC=Ga/Ga0*(I_C_SC0+Cu_Isc*(Tc-T_C0)); %short circuit current
of the cell
V_C_OC=V_C_OC0+Cu_Voc*(Tc-T_C0);       %open circuit voltage of
the cell
V_C_t=m*k_e*Tc;                        %thermal voltage of the
cell
dI=abs(I-(I_C_SC*(1-exp((Vm-V_C_OC+I*R_C_S)/V_C_t)))));
[dI_min,i_min]=min(dI);
I_cell=I(i_min);

%XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

clear
clc

npt=540;
pasi=540;

%Declaração de matrizes.
h = ceil(npt/60);
Gah = zeros(1, h);
Tah = zeros(1, h);
PPVCh = zeros(1, h);
PCAh = zeros(1, h);

Gahm = zeros(1, npt);
Tahm = zeros(1, npt);
PPVChm = zeros(1, npt);
PCAhm = zeros(1, npt);

Efic_Inv = zeros(1, npt);
Ga = zeros(1, npt);
I1 = zeros(1, npt);
P = zeros(1, npt);
P1 = zeros(1, npt);
PCA = zeros(1, npt);
PPVC = zeros(1, npt);
P_max = zeros(1, npt);
Pmppt = zeros(1, npt);
Ta = zeros(1, npt);
V = zeros(1, npt);
V1 = zeros(1, npt);
V_max = zeros(1, npt);

```

```

'1 para ensolarado ou 2 para encoberto'

dia=input('Selecione o dia:')

if dia==1;

    '1 para YR MAX, 2 para YR MÉDIO e 3 para YR MÍNIMO'

    YR=input('Selecione o YR:')

    if YR==1;
        Ta_measured=xlsread('Ta_data_28_10_04MD.xls');
        Ga_measured=xlsread('Ga_data_28_10_04.xls');
        %Ga_tipico=xlsread('Ga_data_28_10_04T.xls');
    end

    if YR==2;
        Ta_measured=xlsread('Ta_data_17_04_05MD.xls');
        Ga_measured=xlsread('Ga_data_17_04_05.xls');
        %Ga_tipico=xlsread('Ga_data_17_04_05T.xls');
    end

    if YR==3;
        Ta_measured=xlsread('Ta_data_27_05_05MD.xls');
        Ga_measured=xlsread('Ga_data_27_05_05.xls');
        %Ga_tipico=xlsread('Ga_data_27_05_05T.xls');
    end
end

if dia==2;
'1 para YR MAX, 2 para YR MÉDIO e 3 para YR MÍNIMO'

    YR=input('Selecione o YR:');

    if YR==1;
        Ta_measured=xlsread('Ta_data_03_02_05MD.xls');
        Ga_measured=xlsread('Ga_data_03_02_05.xls');
        %Ga_tipico=xlsread('Ga_data_03_02_05T.xls');
    end

    if YR==2;
        Ta_measured=xlsread('Ta_data_15_01_05MD.xls');
        Ga_measured=xlsread('Ga_data_15_01_05.xls');
        %Ga_tipico=xlsread('Ga_data_15_01_05T.xls');
    end

    if YR==3;
        Ta_measured=xlsread('Ta_data_22_09_04MD.xls');
        Ga_measured=xlsread('Ga_data_22_09_04.xls');
        %Ga_tipico=xlsread('Ga_data_22_09_04T.xls');
    end
end
end

```

```

V_C_max0=0.507; %Tensão máxima de uma célula
num_cell_total=576; % Painel de 8 módulos x 72 células

Pnom=3800;
a = 2.17286569550E-002;
b = 6.02053768600E+001;
c = 6.27266978519E+001;
d = 2.43956267359E+000;

('Calculando')
D=pasi;

while D<npt;
    A=npt/pasi;
    B=round(A)*pasi;
    if B==npt
        break
    else
        pas=pasi+1;
    end
end
pas=pasi;

for i=1:npt;
    Ta(i)=25 %Ta_mesured(i); % Temperatura
    Ga(i)=Ga_mesured(i); % Irradiância

    V=0:V_C_max0*(num_cell_total);
    for ii=1:length(V);
        V1(ii)=V(ii)/(num_cell_total) ;
        I1(ii)= sim_cellVig(Ga(i),Ta(i),V1(ii)); %courant au branche
        P1(ii)=3*I1(ii)*V(ii);
        P(ii)=P1(ii);
    end

    [P_max(i), i_max]=max(P);
    V_max(i)=V(i_max)

end

% xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
for i=1:pas:npt;
    V(i)=0;
    V1(i)=0;
    I1(i)=0;
    Pmppt(i)=0;
    for j=1:(pas-1);
        k=i+j;
        V(k)=V_max(i);
        V1(k)=V(k)/(num_cell_total);
        I1(k)=0;
        if Ga(k)>0;
            I1(k)=3*sim_cellVig(Ga(k),Ta(k),V1(k));
        end
        P1(k)=I1(k)*V(k);
    end
end

```

```

        Pmppt(k)=P1(k);
        Efic_Inv(k)=(a+b*(Pmppt(k)/Pnom))/(1+c*(Pmppt(k)/Pnom)
+d*(Pmppt(k)/Pnom)^2);
    end
end

for i=1:npt;
    PPVC(i)=Pmppt(i);
    PCA(i)=Efic_Inv(i)*PPVC(i);

    h=ceil(i/60)

    Gah(h)=Gah(h)+Ga(i);
    Tah(h)=Tah(h)+Ta(i);
    PPVCh(h)=PPVCh(h)+PPVC(i);
    PCAh(h)=PCAh(h)+PCA(i);

end

%xxxxxxx Médias xxxxxxxxxx

for i=1:npt;

    h=ceil(i/60)
    Gahm(i)= (Gah(h)/60);
    Tahm(i)= (Tah(h)/60);
    PPVChm(i)= (PPVCh(h)/60);
    PCAhm(i)=(PCAh(h)/60);

end

%h=1;
%Gah1=0;
%Tah1=0;
%PPVCh1=0;
%PCAh1=0;
%for h=1:60;
%    Gah1=Ga(h)+Gah1;
%    Tah1=Ta(h)+Tah1;
%    PPVCh1=Pmppt(h)+PPVCh1;
%    PCAh1=PCA(h)+PCAh1;
%end

%xxxxxxx FIGURAS xxxxxxxxxx
figure
plot(Ga,'r');
hold on
plot(PCA,'k. ');
hold on
plot(PPVC,'b');
grid on
%title('Teste')
xlabel('temps [min]')

```

```
ylabel('G  PCA  PPVC')
h = legend('G [W/m2]', 'PCA [W]', 'PPVC [W]', 2);
axis([0 npt 0 8000])

figure
plot(Gahm, 'r');
hold on
plot(PCAhm, 'k. ');
hold on
plot(PPVChm, 'b');
grid on
%title('Testeh')
xlabel('temps [min]')
ylabel('Gh  PCAh  PPVhC')
h = legend('Gh [W/m2]', 'PCAh [W]', 'PPVCh [W]', 2);
axis([0 npt 0 8000])
```