

OLGA MORAES TOLEDO

**DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA PARA ANÁLISE DECISÓRIA DE
INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA E
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA INTERLIGADA AO SISTEMA ELÉTRICO
DE POTÊNCIA**

Tese apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título de *Doctor Scientiae*.

VIÇOSA,
MINAS GERAIS - BRASIL
2010

**Ficha catalográfica preparada pela Seção de Catalogação e
Classificação da Biblioteca Central da UFV**

T

T649d
2010

Toledo, Olga Moraes, 1965-

Desenvolvimento de metodologia para análise decisória de inserção de geração fotovoltaica distribuída e armazenamento de energia interligada ao sistema elétrico de potência / Olga Moraes Toledo. – Viçosa, MG, 2010. xx, 164f. : il. (algumas col.) ; 29cm.

Inclui anexos.

Orientador: Delly Oliveira Filho.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Viçosa.

Inclui bibliografia.

1. Energia solar na agricultura. 2. Sistema de energia fotovoltaica. 3. Sistema de energia elétrica. 4. Geração distribuída de energia elétrica. 5. Energia - Armazenamento. 6. Energia - Fontes alternativas. I. Universidade Federal de Viçosa. II. Título.

CDD 22. ed. 631.371

OLGA MORAES TOLEDO

**DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA PARA ANÁLISE DECISÓRIA DE
INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA E
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA INTERLIGADA AO SISTEMA ELÉTRICO
DE POTÊNCIA**

Tese apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título de *Doctor Scientiae*.

APROVADA: 1º de outubro de 2010

Prof.^a Antônia Sônia Alves Cardoso
Diniz
(Coorientadora)

Prof. Brian Lynn Steward

Prof. Evandro de Castro Melo

Prof. Paulo Marcos de Barros Monteiro

Prof. Delly Oliveira Filho
(Orientador)

Ao meu filho Tiago, razão da minha existência.

Agradecimentos

À Deus, fonte suprema de vida e inspiração.

À Universidade Federal de Viçosa e ao Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais pela oportunidade de realização do curso.

Aos professores Delly Oliveira Filho, Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz, Maria Helena Murta Vale e José Helvecio Martins, pelo apoio, amizade e aconselhamento.

A todos os amigos do Departamento de Engenharia Agrícola e da Universidade Federal de Viçosa, pelo carinho e amizade que me proporcionaram.

Aos funcionários do Departamento de Engenharia Agrícola, pela paciência e amizade.

A todos que, de alguma forma, contribuíram pela realização deste trabalho.

Biografia

OLGA MORAES TOLEDO, filha de Jair Vieira de Toledo e Ana Maria Moraes Toledo, nasceu em 16 de janeiro de 1965, na cidade de Leopoldina, Minas Gerais.

Graduou-se em Engenharia Elétrica, em 1988, pela Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Minas Gerais.

Em março de 2004 concluiu o Curso de Mestrado em Engenharia de Produção, na Área de Avaliação de Projetos, pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Em outubro de 2010, concluiu o Curso de Doutorado em Engenharia Agrícola, na Área de Energia na Agricultura, pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Agrícola da Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, Minas Gerais.

Sumário

Lista de Figuras	ix
Lista de Quadros.....	xiii
Resumo	xv
Abstract.....	xviii
1. Introdução Geral.....	1
1.1 Considerações Iniciais	1
1.2 Limitações.....	4
1.3 Estrutura da Tese	6
1.4 Originalidade do Trabalho.....	8
1.5 Referências.....	10
2. Geração fotovoltaica distribuída e armazenamento de energia	14
Resumo	14
2.1 Introdução.....	15
2.2 Geração fotovoltaica distribuída	17
2.3 Sistemas de armazenamento de energia	22
2.4 Geração distribuída fotovoltaica com armazenamento de energia	29
2.4.1 Sistemas fotovoltaicos com armazenamento	29

2.4.2	Redução do pico de demanda de energia com sistemas fotovoltaicos e armazenamento com baterias	31
2.5	Conclusões	32
2.6	Referências	32
3.	Simulação do armazenamento de energia em baterias para sistema elétrico de potência	36
	Resumo	36
3.1	Introdução	37
3.2	Material e Métodos	41
3.2.1	Modelo	41
3.2.2	Definição dos parâmetros por meio dos dados do fabricante	43
3.2.3	Caracterização do Estudo de caso	45
3.3	Resultados e Discussão	45
3.3.1	Simulação da bateria	45
3.3.2	Carga e descarga do modelo- estudo de caso	46
3.4	Conclusões	48
3.5	Referências	48
4.	Metodologia para simulação da geração fotovoltaica em sistema elétrico de potência	51
	Resumo	51
4.1	Introdução	52
4.2	Energia solar fotovoltaica	54
4.2.1	Radiação solar	54
4.2.2	Efeito fotovoltaico	55
4.2.3	A célula solar	57
4.2.4	Perdas energéticas em uma célula solar	58
4.3	Tecnologias e tipos de células fotovoltaicas	60
4.3.1	Avanço tecnológico das células fotovoltaicas	62
4.3.2	Modelagem de sistemas fotovoltaicos conectados ao sistema elétrico de potência	62
4.4	Material e Métodos	64

4.4.1	Tratamento estocástico para a radiação solar	65
4.4.2	Cálculo da potência gerada horária pelo gerador fotovoltaico	68
4.4.3	Validação do modelo de simulação do gerador fotovoltaico	72
4.4.4	Caracterização do estudo de caso	72
4.5	Resultados e Discussão	73
4.5.1	Radiação solar	73
4.5.2	Simulação do gerador fotovoltaico	74
4.5.3	Potência gerada	77
4.6	Conclusões	78
4.7	Referências	79
5.	Sistemas de armazenamento de energia e geração distribuída com energia solar fotovoltaica em micro rede	83
	Resumo	83
5.1	Introdução	84
5.2	Micro rede - conceito	85
5.3	Material e Métodos	87
5.3.1	Caracterização do Estudo de caso	87
5.3.2	Análise de confiabilidade no suprimento de energia	89
5.3.3	Análise de sustentabilidade	89
5.4	Resultados e Discussão	90
5.4.1	Análise de confiabilidade	92
5.4.2	Análise de sustentabilidade	94
5.5	Conclusões	95
5.6	Referências	96
6.	Geração fotovoltaica distribuída com armazenamento de energia em alimentadores rurais	98
	Resumo	98
6.1	Introdução	99
6.2	Geração distribuída de energia elétrica	101
6.2.1	Motivação	102

6.2.2	Vantagens	103
6.2.3	Desvantagens	105
6.3	Armazenamento de Energia	106
6.4	Implicações do uso de armazenamento de energia e geração distribuída para o sistema elétrico de potência.....	107
6.5	Material e Métodos	108
6.5.1	Índice geral (I_G)	111
6.5.2	Classificação dos aspectos do índice geral.....	112
6.5.3	Função índice geral.....	119
6.5.4	Validação	120
6.5.5	Caracterização do Estudo de Caso.....	122
6.6	Resultados e Discussão	123
6.6.1	Dimensionamento dos casos	123
6.6.2	Validação	128
6.7	Conclusões	137
6.8	Referências.....	138
7.	Conclusão Geral.....	142
7.1	Conclusões	142
7.2	Sugestões para trabalhos futuros	145
	Anexo 1 - Caracterização do Sistema IEEE 14 barras	146
	Anexo 2 – Dados da simulação do mês de julho para o Caso 3.....	148

Lista de Figuras

Figura 2.1: Radiação solar global incidente valores máximos e mínimos de países que instituíram subsídios ao uso de energia solar fotovoltaica e o Brasil.....	18
Figura 2.2: Potência instalada fotovoltaica (isolados e conectados ao sistema elétrico de potência) nos países pesquisados pelo projeto IEA-PVPS.	20
Figura 2.3 : Sistema fotovoltaico conectado a rede.	21
Figura 2.4: Diretrizes para viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos. ..	22
Figura 2.5: Classificação das aplicações de armazenamento de energia em sistemas elétricos de potência.....	23
Figura 2.6: Eficiência e durabilidade, em ciclos de carga-descarga, para diversas tecnologias de armazenamento de energia.....	25
Figura 2.7: Aplicações de armazenamento de energia segundo a potência do sistema e o tempo de descarga com potência constante.	26
Figura 2.8: Princípio de funcionamento das baterias sódio-enxofre (NaS).....	27
Figura 2.9: Aplicação das baterias sódio-enxofre (NaS) em conjunto com geração termoelétrica para diminuição da demanda de pico.....	28
Figura 2.10: Sistemas fotovoltaicos interligados à rede: (a) sem armazenamento, (b) utilizando armazenamento com as seguintes opções (1)	

gerenciamento local de cargas, (2) gerenciamento de cargas da concessionária e, (3) considerando cargas críticas emergenciais. 30

Figura 3.1: Nova configuração para atender aos novos pressupostos em sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. 39

Figura 3.2 : Modelo cinético da bateria. 42

Figura 3.3: Ajuste da curva para a bateria OPzV600. 46

Figura 3.4: Demanda para o mês de agosto da carga a ser atendida 47

Figura 3.5: Carga e descarga do banco de baterias para o mês de agosto. 48

Figura 4.1: Estrutura e função de uma célula fotovoltaica de silício cristalino. . 58

Figura 4.2: Perdas associadas a uma célula solar fotovoltaica..... 59

Figura 4.3: Balanço energético de uma célula fotovoltaica em relação radiação solar incidente..... 60

Figura 4.4: Panorama atual de tecnologias e tipos de células fotovoltaicas. 61

Figura 4.5: Maiores valores de eficiências comprovadas por pesquisas em tecnologias de células fotovoltaicas. 62

Figura 4.6: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real (modelo de um diodo). 63

Figura 4.7: Diagrama esquemático do sistema utilizado para a aquisição de dados referentes ao módulo KC-50. 72

Figura 4.8: Resultado da simulação da irradiação global para a localidade de Viçosa, MG para: a) superfície inclinada 20°C Norte; e b) superfície horizontal 73

Figura 4.9: Simulação da curva de potência gerada em relação a corrente para o gerador de 50Wp (modelo Kyocera KC50) para diferentes níveis de radiação. 74

Figura 4.10: Simulação da curva de potência gerada em relação a tensão para o gerador de 50 Wp (modelo Kyocera KC50) para diferentes níveis de radiação. 75

Figura 4.11: Dados medidos de irradiação global no plano inclinado para o ensaio do gerador Kyocera KC50 76

Figura 4.12: Dados medidos e dados simulados para o gerador Kyocera KC50	76
Figura 4.13: Análise estatística dos dados medidos, ajuste Levenberg- Marquardt.....	77
Figura 4.14 : Análise estatística dos dados medidos, ajuste Gauss Newton....	77
Figura 4.15: Simulação da Potência gerada diária pelo gerador de 50Wp (modelo Kyocera KC50) , na localidade de Viçosa, MG para todos os meses do ano.....	78
Figura 5.1: Arquitetura básica de uma micro-rede.....	86
Figura 5.2: Topologias possíveis para micro-rede de energia elétrica	87
Figura 5.3: Curva de demanda diária do consumidor, no caso, dia útil.	88
Figura 5.4: Perfil de demanda anual (2009/2010) para o consumidor estudado.	88
Figura 5.5: Configuração ótima para o sistema estudado, margem de reserva de operação em relação à carga de 5%.	91
Figura 5.6: Configuração ótima para o sistema estudado, sem margem de reserva de operação em relação à carga.	92
Figura 5.7: Potência fornecida pelo banco de baterias versus fração não atendida da carga em relação à confiabilidade.....	93
Figura 5.8: Capacidade do arranjo fotovoltaico versus fração não atendida da carga em relação à confiabilidade.	94
Figura 5.9: Potência fotovoltaica gerada versus energia fornecida pela rede em função da confiabilidade do sistema.	95
Figura 6.1 Oferta interna de energia elétrica por fonte – ano base 2009.....	118
Figura 6.2: Topologia do sistema IEEE 14 barramentos.....	121
Figura 6.3: Capacidade de não-atendimento à energia demandada pela carga no caso base.....	123
Figura 6.4: Caracterização da carga.....	124
Figura 6.5: Sistema básico para o dimensionamento	125
Figura 6.6: Carga e descarga do banco de baterias para o caso 1.	126
Figura 6.7: Dinâmica de atendimento à carga, caso 2.....	127

Figura 6.8 : Dinâmica de atendimento à carga, caso 3.....	128
Figura 6.9: Índice de perdas na linha anual horário para todos os barramentos e casos analisados.	129
Figura 6.10: Índice de fator de carga anual horário para todos os barramentos e casos analisados.	130
Figura 6.11: Índice de Perfil de Tensão anual horário para todos os barramentos analisados e todos os casos.....	131
Figura 6.12: Índice de confiabilidade anual horário para todos os barramentos e casos estudados.	132
Figura 6.13: Índice ambiental para todos os barramentos e casos estudados.	133
Figura 6.14: Índice geral anual horário para o nível 1 de ponderação.....	134
Figura 6.15: Índice geral anual horário para nível de ponderação 2.	135
Figura 6.16: Índice geral anual horário para nível de ponderação 3.	135
Figura 6.17: Índice geral anual horário para nível de ponderação 4.	136
Figura 6.18: Índice geral anual horário para nível de ponderação 5.	137

Lista de Quadros

Quadro 6.1: Ponderações consideradas para as simulações do índice geral segundo o aspecto analisado	120
Quadro A1.1: Dados dos barramentos para sistema IEEE 14 barras.....	146
Quadro A1.2: Dados dos geradores para sistema IEEE 14 barras.....	146
Quadro A1.3: Dados dos ramos para sistema IEEE 14 barras	147
Quadro A2.1: Carga a ser suprida, mês de junho (MW)	149
Quadro A2.2: Potência fornecida pela rede (MW)	150
Quadro A2.3: Geração fotovoltaica para o período (MW).....	152
Quadro A2.4: Potência de entrada do banco de baterias(MW).	153
Quadro A2.5: Índice de confiabilidade – mês de junho.....	155
Quadro A2.6: Índice do fator de carga – mês de junho.....	156
Quadro A2.7: Índice ambiental – mês de junho	158
Quadro A2.8: Índice do perfil de tensão geral para o sistema para o sistema inserido em cada barramento especificado – mês de junho	159
Quadro A2.9 : Índice de perdas na linha geral para o sistema inserido em cada barramento especificado – mês de junho	160
Quadro A2.10: Índice geral com peso 1 para o sistema inserido em cada barramento especificado – mês de junho	161

Quadro A2.11: Índice geral com peso 2 para o sistema inserido em cada barramento especificado – mês de junho	161
Quadro A2.12: Índice geral com peso 3 para o sistema inserido em cada barramento especificado – mês de junho	162
Quadro A2.13: Índice geral com peso 4 para o sistema inserido em cada barramento especificado – mês de junho	163
Quadro A2.14: Índice geral com peso 5 para o sistema inserido em cada barramento especificado – mês de junho	164

Resumo

TOLEDO, Olga Moraes, D.Sc., Universidade Federal de Viçosa, outubro de 2010. **Desenvolvimento de metodologia para análise decisória de inserção de geração fotovoltaica distribuída e armazenamento de energia interligada ao sistema elétrico de potência.** Orientador: Delly Oliveira Filho. Coorientadores: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz, José Helvecio Martins e Maria Helena Murta Vale.

Estima-se que atualmente no mundo, em especial nos países subdesenvolvidos ou em desenvolvimento, em torno de um bilhão e meio de pessoas não tenha acesso á eletricidade. Em uma sociedade, a ausência de oferta segura de energia a todos, especialmente a energia elétrica, evidencia uma desigualdade nas condições de vida. Essa desigualdade gera falta de oportunidade para desenvolvimento e fluxo migratório para grandes cidades. A inserção da geração distribuída no sistema elétrico de potência e mais recentemente a inserção de diferentes formas de armazenamento de energia vem sendo pesquisada, como alternativa para o planejamento da expansão elétrica. A geração distribuída com armazenamento de energia conectada ao sistema elétrico de potência é uma opção para o atendimento destas populações carentes, considerando-se sistemas frouxamente acoplados. Destaca-se também que a geração fotovoltaica colabora para a melhoria do fator de carga possibilitando que os recursos sejam utilizados para a expansão

da rede, por exemplo. Dentro desta ótica, o problema de inserção da geração distribuída e recentemente, do armazenamento de energia torna-se de vital importância para a otimização da utilização destes recursos. Por meio deste trabalho, propõe-se o uso de uma metodologia para estabelecer um índice geral com vistas à melhor inserção da geração fotovoltaica distribuída e armazenamento de energia por meio de baterias em alimentadores rurais. Para a validação desta metodologia, foi utilizado o sistema elétrico de potência IEEE 14 barras com variação de cargas em diferentes alimentadores por um período de um ano. Para o estudo foram utilizados dados reais fornecidos pela concessionária CEMIG de alimentadores rurais, e simulados a inserção de diferentes níveis de geração fotovoltaica e armazenamento de energia para analisar o impacto no sistema por meio de um índice geral, avaliando-se a melhor localização para as diferentes configurações e ponderações. Este índice composto é formado por cinco índices simples classificados segundo três aspectos: $I_G = f_1(\text{aspectos técnicos}) + f_2(\text{aspectos econômicos}) + f_3(\text{aspectos ambientais})$, com diferentes pesos atribuídos a cada critério. Os aspectos técnicos foram abordados por meio dos seguintes índices: perfil de tensão (I_{PT}) e confiabilidade (I_C). Os aspectos econômicos são os que afetam a capacidade de oferta de energia segura por parte da rede, representando assim o aumento da capacidade da rede e foram abordados por meio dos seguintes índices: perdas na linha (I_{PL}) e fator de carga (I_{FC}). E por último, o aspecto ambiental, traduzido pelo índice ambiental (I_{AMB}) que considera a redução das emissões dos gases do efeito estufa em função da inserção de fontes renováveis. O índice (I_G) é diretamente proporcional ao somatório dos índices em que a resposta positiva do sistema representa aumento e inversamente proporcional aos somatórios dos índices em que a resposta positiva do sistema representa redução. Os resultados da simulação permitiram avaliar, sob diferentes ponderações, a melhor localização da geração fotovoltaica distribuída e/ou armazenamento de energia em um sistema elétrico de potência real. A simulação foi feita em cinco dos quatorze barramentos do sistema IEEE 14 barras, que representam os barramentos que dão origem a ramais radiais,

como os alimentadores rurais. Foi realizada uma análise horária utilizando dados de demanda e geração variáveis no tempo, 24 horas para cada mês típico do ano, para três casos com diferentes relações entre geração fotovoltaica e armazenamento de energia (só armazenamento – caso 1; nível menor de geração fotovoltaica e armazenamento – caso 2; e nível maior de geração fotovoltaica e armazenamento - caso 3). Estes casos foram definidos pela otimização feita a priori para cada caso simulado. Para a resolução do problema do fluxo de potência foi utilizado o método de Newton-Raphson, por meio do programa MatPower® em conjunto com software desenvolvido em ambiente MatLab® para a determinação dos resultados. O objetivo foi de encontrar um conjunto de arranjos da geração fotovoltaica com armazenamento de energia que levaram ao melhor desempenho da rede de distribuição analisada, otimizando cada aspecto técnico segundo o interesse da concessionária de distribuição de energia elétrica. Foi gerada uma matriz de resultados permitindo ao planejador diferentes estratégias de atendimento energético. A metodologia proposta foi validada permitindo assim ao planejador visualizar simultaneamente diferentes aspectos por meio de um único índice, que engloba os aspectos técnicos, econômicos e ambientais.

Abstract

TOLEDO, Olga Moraes, D.Sc., Universidade Federal de Viçosa, october, 2010. **Development of a methodology for decision analysis for insertion of photovoltaic distributed generation and energy storage connected to the energy grid** Advisor: Delly Oliveira Filho. Co-advisors: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz, José Helvecio Martins e Maria Helena Murta Vale.

It is estimated that in the world today, especially in sub-developed or developing countries, roughly one and a half billion people do not have access to electricity. In a society, the lack of a reliable energy source for all, especially electricity, indicates an imbalance in living conditions. This inequality causes a lack of opportunity for development and consequently a migration to large cities. Insertion of distributed generation in the electricity system and more recently the insertion of different energy storage methods are being studied as an alternative for planning the electric expansion. Distributed generation with energy storage connected to the electricity system is an option for attending low-income populations and also when considering improvement of the load factor in order to allow expansion of the grid. Within this scope, the problem of distributed generation insertion and recently, energy storage has become of vital importance for usage optimization of these resources. In this work, a methodology is proposed to establish a general index focused on the insertion of distributed photovoltaic generation and energy storage in batteries for rural

consumers. For validation of this methodology, an IEEE 14 bus electric power system with load variation for different energy providers was used for a period of one year. Real data were provided for rural energy consumption by the local electricity provider CEMIG for this study, and the insertion of different photovoltaic generation and energy storage was simulated to analyze the impact on the system in general, evaluating the best location for the different configurations and weights. This index is composed of five simple sub-indices classified according to three aspects: $I_G = f_1(\text{technical aspects}) + f_2(\text{economic aspects}) + f_3(\text{environmental aspects})$, with different weights attributed to each criteria. The technical aspects were addressed by the following indices: voltage (I_{PT}) and reliability profiles (I_C). The economics aspects are those which affect capacity of reliable energy supply by the grid, thus representing the increase in grid capacity were evaluated by means of the following indices: line losses (I_{PL}) and load factor (I_{FC}). Lastly is the environmental aspect, indicated by the environmental index (I_{AMB}), which considers the reduction in greenhouse gas emission in function of the insertion of renewable sources. The index I_G is directly proportional to the sum of the indices in which the positive response of the system represents an increase and inversely proportional to the sum of the indices in which a positive response of the system represents a reduction. Results of the simulation allow for evaluation of the best location for distributed photovoltaic generation and/or energy storage in a real electric power system. The simulation was performed in five of the fourteen busses of the IEEE 14 bus system, which represents the busses from which the radial branches originate, as supply lines to rural consumers. An hourly analysis was performed using demand data and generation variables, 24 hours for each typical month of the year, for three cases with different relations between photovoltaic generation and energy storage (only storage – case 1; lowest level of photovoltaic generation and storage– case 2; and highest level of photovoltaic generation and storage - case 3). These cases were defined by the optimization done *a priori* for each case simulated. To solve the power flow problem the Newton-Raphson method was utilized in the MatPower® program together with software

developed in the MatLab® environment to determine the results. The objective was to encounter a set of photovoltaic generation arrays with energy storage which induce the best performance of the analyzed distribution network, optimizing each technical aspect according to the interest of the electricity distribution service. A results matrix was generated permitting the planning of different energy supply strategies. The proposed methodology was validated, thus allowing the planner to simultaneously visualize different aspects by means of a single index which includes the technical, economic and environmental aspects.

1. Introdução Geral

1.1 Considerações Iniciais

Energia tem sido fator determinante para acontecimentos econômicos, políticos e sociais ocorridos no mundo, principalmente, desde a segunda metade do século XX. É crucial para o desenvolvimento econômico e humano e fundamental para a qualidade de vida. Maiores ou menores possibilidades energéticas determinam o crescimento ou a estagnação econômica de um país. Diferentes formas de aproveitamento energético tem sido pesquisadas e implementadas ao longo da história do homem. Cada vez mais, a humanidade necessita de maior volume de energia para fazer frente ao desenvolvimento tecnológico. Segundo o (COMMITTEE, 2009) a instabilidade política de países produtores e limitações de recursos de fontes tradicionais de energia, especialmente não-renováveis como petróleo, leva a incerteza do uso confiável destas fontes em longo prazo. Então, pesquisas que visem ao melhor aproveitamento da energia gerada ou diferentes formas de obtenção da energia são sempre consideradas prioritárias.

Os sistemas elétricos de potência se caracterizam por, tradicionalmente, grandes plantas para geração de energia elétrica e extensas redes de transmissão e distribuição (KATIRAEI e IRAVANI, 2006). Novas fontes

energéticas estão sendo inseridas nas redes elétricas e suas características modulares e distribuídas representam um desafio para sua inserção no sistema. O crescimento mundial do uso da geração distribuída deve-se, principalmente, à procura de qualidade e continuidade no fornecimento de energia. No Brasil, a crescente demanda energética aliada às limitações da geração centralizada de energia elétrica, torna concebível a busca de meios que proporcionem um aproveitamento energético mais eficiente, de maneira a diversificar a produção de energia. Porém, nesta nova configuração, o fluxo de potência se altera e, conseqüentemente, dependendo do nível de inserção das fontes distribuídas na planta existem impactos que esse tipo de geração pode trazer para o sistema de energia elétrica.

A geração distribuída pode representar um impacto essencialmente positivo quando integradas apropriadamente ao sistema, de forma controlada e segura. As implicações da inserção da geração distribuída no sistema elétrico de potência dependem principalmente do planejamento e operação dessas plantas energéticas. Dentro desta ótica, metodologias de previsão para a geração destas novas fontes estão sendo requeridas.

A implicação mais efetiva com a inserção da geração distribuída, independentemente de tamanho, localização ou quantidade, é a maior complexibilidade do sistema. Quanto maior o nível de inserção, o sistema se torna mais complexo, mas, em contrapartida, mais confiável. A estrutura linear de um sistema essencialmente centralizado, com níveis de hierarquia bem definidos e com sistemas de controle centralizados e bem divididos, passa para um sistema estruturado em rede, com vários nós, sendo que cada um deles com flexibilidade de operação e controle e capacidade para funcionamento isolado. Novos conceitos para o gerenciamento da rede de distribuição estão sendo desenvolvidos para a operação deste novo sistema, conhecido como sistema em rede inteligente, ou *smart grid* (FARUQUI et al., 2009; HLEDIK, 2009; MILLER, 2009).

Algumas tecnologias de energia de fontes renováveis são de natureza intermitente e sujeitas a flutuação sazonal. Em especial, a energia fotovoltaica tem funcionamento diurno e necessita de um planejamento de operação específico. Em função dessas características, é necessário o uso de tecnologias que dêem suporte para a sua integração ao sistema elétrico de potência, como armazenamento de energia e sistemas de gerenciamento de cargas.

O momento atual é de transição entre um sistema essencialmente centralizado para um sistema misto, geração distribuída (pequenas centrais geradoras) e centralizada (grandes centrais geradoras). Essa nova arquitetura requer uma adequação nas normas de operação, nas leis que regem o sistema elétrico e no gerenciamento tanto do lado da geração quanto no lado do consumidor. Um novo paradigma está sendo estabelecido para sistemas elétricos de potência aonde a flexibilidade de operação, o sistema em rede e a localização são novos atributos a serem considerados (ACKERMANN et al., 2001; PEPERMANS et al., 2005; ALANNE e SAARI, 2006; JIAYI et al., 2008; OMER, 2008; KARGER e HENNINGS, 2009; NIKKHAJOEI e LASSETER, 2009).

1.2 Limitações

Não foram abordados aspectos concernentes à legislação, em função da proposição de novos agentes que poderiam ser conflitantes com a atual, caso das micro-redes. Conceitualmente, micro-redes de energia elétrica são abordagens diferentes de mini-redes, mas na legislação brasileira, a conceituação micro ou mini-redes, é utilizada para redes de consumidores isolados do sistema elétrico interligado com obtenção de energia de diferentes fontes como fotovoltaica, eólica, geradores a diesel, entre outras, ou seja, sistemas em geral híbridos isolados. A legislação não prevê que este subsistema possa ser conectado à rede em um único ponto, chamado ponto de entrega ou ponto de conexão, e que a rede possa ser utilizada, dentro de certos limites, para o atendimento deste grupo de consumidores (ANEEL, 2004).

A micro-rede é proposta por vários autores como uma forma de viabilizar a inserção de geração distribuída dentro do sistema elétrico de potência em consonância com o novo conceito de *smart grid*, ou rede inteligente. Por este viés, as micro redes são subsistemas, um conjunto de cargas e micro-fontes de energia, interligados à rede operando como um sistema controlável único que provê energia e calor à sua área local(LASSETER e PAIGI, 2004; KING, 2006; NICHOLS et al., 2006; BARNES et al., 2007; LASSETER, 2007; HATZIARGYRIOU, 2008; KROPOSKI et al., 2008; LASSETER, 2008; CAMBLONG et al., 2009; NIKKHAJOEI e LASSETER, 2009). Neste trabalho, considerando-se em especial o capítulo 4 (quatro) entende-se por micro rede segundo esta linha de pensamento, apesar de conflitante com a legislação brasileira atual.

Este trabalho também possui limitações quanto ao aspecto técnico, em especial quanto à qualidade de energia em função de equipamentos utilizados na conexão. As questões técnicas concernentes à conexão da geração fotovoltaica distribuída e do armazenamento de energia por meio de baterias ao sistema elétrico de potência não foram abordadas. Para efeito de simplificação

o equipamento de conexão é o inversor CC/CA, que foi considerado de forma geral por meio do rendimento para cálculo do fluxo de potência.

Para fins de planejamento energético este trabalho, dentro de micro rede, se refere à energia elétrica, não energia como um todo, o que incluiria soluções como uso de calor, co-geração, entre outras.

1.3 Estrutura da Tese

Este trabalho está estruturado sob a seguinte forma:

O capítulo 1 apresenta uma revisão no princípio de armazenamento e redistribuição de energia aliado á energia solar fotovoltaica, propondo um sistema com geração distribuída conectada ao sistema elétrico de potência utilizando-se geração fotovoltaica e armazenamento de energia, visando melhorar o fator de carga considerando-se o gerenciamento do lado da oferta e o oferecimento de energia de backup considerando-se o gerenciamento do lado da demanda.

O capítulo 2 aborda a metodologia para a simulação do armazenamento de energia por meio de baterias estacionárias chumbo ácido regulada por válvula com vistas ao uso junto aos gestores do sistema elétrico.

O capítulo 3 propõe uma metodologia para previsão de potência gerada pelos geradores fotovoltaicos utilizando-se um tratamento estocástico para a radiação solar com vistas ao uso junto aos gestores do sistema elétrico.

O capítulo 4 apresenta uma análise do ponto de vista do consumidor por meio de um estudo de caso abordando a inserção de geração fotovoltaica distribuída e/ou armazenamento de energia sob ponto de vista técnico e de confiabilidade.

O capítulo 5 propõe a análise de desempenho de geração distribuída fotovoltaica e armazenamento de energia em alimentadores rurais por meio do uso de uma metodologia para estabelecer um índice geral com vistas à localização ótima do sistema. Para a validação desta metodologia, foi utilizado o sistema elétrico de potencia IEEE 14 barras com variação de cargas em diferentes alimentadores por um período de um ano. Para o estudo foram utilizados dados reais de alimentadores rurais fornecidos pela concessionária de energia elétrica CEMIG, e simulados a inserção de diferentes níveis de geração fotovoltaica e armazenamento de energia para analisar o impacto no

sistema por meio de um índice geral, avaliando-se a melhor localização para as diferentes configurações e ponderações. Este índice composto é formado por cinco sub-índices classificados segundo três aspectos: $I_G = f_1(\text{aspectos técnicos}) + f_2(\text{aspectos econômicos}) + f_3(\text{aspectos ambientais})$, com diferentes pesos atribuídos a cada critério. Os sub-índices relacionados com aos aspectos técnicos são: perfil de tensão e confiabilidade. Os sub-índices relacionados com aos aspectos econômicos são: perdas na linha e suprimento de carga. O sub-índice ambiental considera o nível de emissões atmosféricas por meio da fração da geração de fonte renovável da energia elétrica.

A conclusão geral apresenta as conclusões parciais de cada capítulo e faz uma análise geral da inserção da geração fotovoltaica distribuída com armazenamento de energia.

1.4 Originalidade do Trabalho

Este trabalho tem por objetivo desenvolver uma metodologia que promova uma avaliação da melhor localização dentro do sistema elétrico de potência de geração distribuída com sistemas de armazenamento de energia. Recentemente, diversos estudos para a localização ótima de geração distribuída no sistema elétrico de potência foram realizados (CHIRADEJA e RAMAKUMAR, 2004; ACHARYA et al., 2006; OCHOA et al., 2006; ALGARNI e BHATTACHARYA, 2009; GOZEL e HOCAOGLU, 2009; SINGH e VERMA, 2009; KHAN e CHOUDHRY, 2010; KUMAR e GAO, 2010), com a quantificação de benefícios para o sistema e com diferentes formas de otimização. Alguns estudos sobre localização ótima de armazenamento de energia para sistemas conectados à rede de energia elétrica interligada estão sendo feitos, em especial com tecnologias que sejam modulares (XIAOHUA et al., 2010) e com abordagens generalizadas (KALDELLIS e ZAFIRAKIS, 2007). Enfim, faltam estudos com abordagens de sistema de armazenamento de energia com geração distribuída concomitantemente conectada ao sistema de distribuição elétrica de potência. A originalidade deste trabalho está em estabelecer uma metodologia que permita a avaliação concomitante da inserção destas duas tecnologias no sistema elétrico de potência.

A nova arquitetura de sistemas de energia elétrica possibilita o estabelecimento de fluxos de potência “bi-direcionais”, ou seja, em determinado momento um barramento tem características Barra de Carga (PQ) e em outro de Barra de Geração (PV), em especial para sistemas com armazenamento de energia. Estudos são necessários para estabelecer novos padrões de comportamento para o sistema.

Para possibilitar o desenvolvimento de metodologia de avaliação do sistema, foram desenvolvidas metodologias de previsão de geração fotovoltaica e também para do comportamento do armazenamento de energia por meio de baterias. Estas metodologias foram utilizadas tanto na análise do sistema

interligado com estes equipamentos conectados a diferentes ramais de distribuição rurais por meio da obtenção de um índice multi-objetivo, quanto em um estudo de caso de um grande consumidor com vistas à sua independência energética e aumento de confiabilidade.

A atual legislação, em geral, desaprova que a geração seja propriedade das concessionárias de energia elétrica e/ou outorga livre acesso aos proprietários de unidades geradoras. O conhecimento de onde a inserção da geração distribuída e armazenamento de energia poderiam ser mais benéficos ao sistema de distribuição ajuda ao gestor na tomada de decisões, e, ainda, poderia definir contrato (com incentivos ou penalidades) a ser estabelecido entre a concessionária e o proprietário do gerador distribuído, com ou sem armazenamento de energia.

A principal contribuição para o avanço do conhecimento científico é o estudo para a localização da geração distribuída fotovoltaica com armazenamento de energia. Além da parte da localização específica com os estudos da rede, este trabalho fez um estudo de caso para um grande consumidor com o objetivo de propor a inserção de geração distribuída fotovoltaica e/ ou armazenamento de energia em detrimento de outras formas utilizadas para aumento de confiabilidade ou independência energética. Sob esta ótica, esta tese propôs um novo estudo do dimensionamento da micro-rede com geração fotovoltaica distribuída e armazenamento de energia conectada à rede, dentro do conceito de gerenciamento, propõe um novo modelo de maximização da eficientização energética para um mesmo consumidor.

Resumindo as principais contribuições dessa tese é de dimensionar e localizar a geração distribuída de energia solar fotovoltaica com armazenamento de energia por meio de baterias propiciando: (i) desenvolvimento sustentável com energia renovável no sistema elétrico brasileiro, em especial para alimentadores rurais; e (ii) mudança dos fluxos de investimentos da geração e transmissão para a distribuição da geração

distribuída fotovoltaica e armazenamento de energia com ganhos técnicos, ambientais e econômicos.

1.5 Referências

ACHARYA, N., MAHAT, P. e MITHULANANTHAN, N. (2006). "An analytical approach for DG allocation in primary distribution network." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **28**(10): 669-678.

ACKERMANN, T., ANDERSSON, G. e SODER, L. (2001). "Distributed generation: a definition." *Electric Power Systems Research* **57**(3): 195-204.

ALANNE, K. e SAARI, A. (2006). "Distributed energy generation and sustainable development." *Renewable & Sustainable Energy Reviews* **10**(6): 539-558.

ALGARNI, A. A. S. e BHATTACHARYA, K. (2009). "Disco Operation Considering DG Units and Their Goodness Factors." *IEEE Transactions on Power Systems*, **24**(4): 1831-1840.

ANEEL (2004). Regulamentação da comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e outras providências. Decreto No. 5.163. MME, Presidência da República do Brasil.

BARNES, M., VENTAKARAMANAN, G., KONDOH, J., LASSETER, R., ASANO, H., HATZIARGYRIOU, N., OYARZABAL, J. e GREEN, T. (2007). "Real-world Microgrids - An overview." *2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering, Vols 1 and 2: 37-44, p.697.*

CAMBLONG, H., SARR, J., NIANG, A. T., CUREA, O., ALZOLA, J. A., SYLLA, E. H. e SANTOS, M. (2009). "Micro-grids project, Part 1: Analysis of rural electrification with high content of renewable energy sources in Senegal." *Renewable Energy* **34**(10): 2141-2150.

CHIRADEJA, P. e RAMAKUMAR, R. (2004). "An approach to quantify the technical benefits of distributed generation." IEEE Transactions on Energy Conversion **19**(4): 764-773.

COMMITTEE ON AMERICA'S ENERGY FUTURE, NATIONAL ACADEMY OF SCIENCE, NATIONAL ACADEMY OF ENGINEERING, e NATIONAL RESEARCH COUNCIL OF THE NATIONAL ACADEMIES. (2009). America's energy future technology and transformation. T. N. Academies. Washington, DC :, National Academies Press: p.650.

FARUQUI, A., HLEDIK, R. e SERGICI, S. (2009). "Piloting the Smart Grid." The Electricity Journal **22**(7): 55-69.

GOZEL, T. e HOCAOGLU, M. H. (2009). "An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems." Electric Power Systems Research **79**(6): 912-918.

HATZIARGYRIOU, N. (2008). "Microgrids." IEEE Power & Energy Magazine **6**(3): 26.

HLEDIK, R. (2009). "How Green Is the Smart Grid?" The Electricity Journal **22**(3): 29-41.

JIAYI, H., CHUANWEN, J. e RONG, X. (2008). "A review on distributed energy resources and MicroGrid." Renewable and Sustainable Energy Reviews **12**(9): 2472-2483.

KALDELLIS, J. K. e ZAFIRAKIS, D. (2007). "Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency." Energy **32**(12): 2295-2305.

KARGER, C. R. e HENNINGS, W. (2009). "Sustainability evaluation of decentralized electricity generation." Renewable & Sustainable Energy Reviews **13**(3): 583-593.

KATIRAEI, F. e IRAVANI, M. R. (2006). "Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units." IEEE Transactions on Power Systems, **21**(4): 1821-1831.

KHAN, H. e CHOUDHRY, M. A. (2010). "Implementation of Distributed Generation (IDG) algorithm for performance enhancement of distribution feeder under extreme load growth." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **32**(9): 985-997.

KING, D. (2006). *Electric Power Micro-grids: Opportunities and Challenges for an Emerging Distributed Energy Architecture*. Department of Engineering and Public Policy. Pittsburgh, PA, Carnegie Mellon University. **PhD**.

KROPOSKI, B., LASSETER, R., ISE, T., MOROZUMI, S., PAPATHANASSIOU, S. e HATZIARGYRIOU, N. (2008). "Making microgrids work." *IEEE Power & Energy Magazine* **6**(3): 40-53.

KUMAR, A. e GAO, W. (2010). "Optimal distributed generation location using mixed integer non-linear programming in hybrid electricity markets." *IET Generation Transmission & Distribution* **4**(2): 281-298.

LASSETER, R. H. (2007). "Microgrids and distributed generation." *Journal of Energy Engineering-ASCE* **133**(3): 144-149.

LASSETER, R. H. (2008). "Extended CERTS Microgrid." 2008 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vols 1-11: 1308-1312, p.5633.

LASSETER, R. H. e PAIGI, P. (2004). "Microgrid: A conceptual solution." *Pesc 04: 2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference*, Vols 1-6, Conference Proceedings: 4285-4290, p.4906.

MILLER, E. (2009). "Renewables and the smart grid." *Renewable Energy Focus* **10**(2): 67-69.

NICHOLS, D. K., STEVENS, J., LASSETER, R. H., ETO, J. H. e VOLLKOMMER, H. T. (2006). "Validation of the CERTS microgrid Concept the CEC/CERTS microgrid testbed." 2006 Power Engineering Society General Meeting, Vols 1-9: 3763-3765, p.4472.

NIKKHAJOEI, H. e LASSETER, R. H. (2009). "Distributed Generation Interface to the CERTS Microgrid." *IEEE Transactions on Power Delivery*, **24**(3): 1598-1608.

OCHOA, L. F., PADILHA-FELTRIN, A. e HARRISON, G. P. (2006). "Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index." IEEE Transactions on Power Delivery **21**(3): 1452-1458.

OMER, A. M. (2008). "Energy, environment and sustainable development." Renewable and Sustainable Energy Reviews **12**(9): 2265-2300.

PEPERMANS, G., DRIESEN, J., HAESLONCKX, D., BELMANS, R. e D'HAESELEER, W. (2005). "Distributed generation: definition, benefits and issues." Energy Policy **33**(6): 787-798.

SINGH, D. e VERMA, K. S. (2009). "Multiobjective Optimization for DG Planning With Load Models." IEEE Transactions on Power Systems **24**(1): 427-436.

XIAOHUA, H., GUOMIN, Z. e LIYE, X. (2010). "Optimal Location of SMES for Improving Power System Voltage Stability." IEEE Transactions on Applied Superconductivity, **20**(3): 1316-1319.

2. Geração fotovoltaica distribuída e armazenamento de energia

Resumo

Atualmente, na área de operação e planejamento de sistemas elétricos de potência, um novo desafio está sendo inserido associado ao aumento do nível de penetração de geração distribuída proveniente de novas fontes energéticas, em sua maioria de fontes renováveis. As questões de redistribuição de carga para a melhoria do aproveitamento energético passou a ser de vital importância, pois que essas novas fontes energéticas renováveis são, em sua maioria, intermitentes. Daí a importância da proposição de novos sistemas que aliem o armazenamento de energia às fontes geradoras para uma maior confiabilidade da rede. Em especial considerando-se o novo paradigma do armazenamento de energia. Esse capítulo apresenta uma revisão no princípio de armazenamento e redistribuição de energia aliado à energia solar fotovoltaica, propondo um sistema com micro geração distribuído conectado ao Sistema Elétrico de Potência. Explora-se aqui a utilização de sistemas fotovoltaicos e armazenamento de energia, visando melhorar o fator de carga considerando-se o gerenciamento do lado da oferta e o oferecimento de energia de backup considerando-se o gerenciamento do lado da demanda.

Palavras-chave: Geração distribuída, Sistemas fotovoltaicos, Sistemas de armazenamento de energia, gerenciamento de carga.

2.1 Introdução

O mundo enfrenta, atualmente, uma dupla ameaça no setor da energia: (i) a inexistência de uma oferta segura e adequada de energia a preços acessíveis (ii) os danos causados ao ambiente pelo excessivo consumo de energia e também pelo uso de fontes energéticas com grande potencial poluidor, como por exemplo, petróleo e carvão. A ascensão rápida dos preços da energia e os recentes eventos geopolíticos servem para lembrar a importância que energia a preços acessíveis tem para o crescimento econômico e o desenvolvimento humano, bem como a vulnerabilidade do sistema energético global às crises da oferta. A proteção das fontes de energia encontra-se novamente no topo da agenda política internacional. Contudo, o atual padrão de oferta de energia é acompanhado pela ameaça de danos graves e irreversíveis ao ambiente, incluindo alterações climáticas no mundo. A conciliação dos objetivos da segurança energética e da proteção ambiental exige uma intervenção forte e coordenada por parte dos estados, juntamente com o apoio da sociedade civil (IEA, 2007).

O Brasil é um país que possui uma das mais centralizadas infra-estruturas de energia do mundo, com cerca de 90% da capacidade geradora de energia, geralmente hidroelétricas, localizada em áreas remotas e com vastas redes de transmissão. Em função disso, os principais problemas brasileiros têm sido a mobilização de vultosos investimentos para infra-estrutura e a resolução de questões ambientais para a construção de grandes barragens e linhas de transmissão (WADE 2006; IEA, 2007; ANEEL, 2008).

Esses fatores apontam para, em um futuro próximo, uma mudança do panorama de energia elétrica no Brasil, por meio da busca do aumento da

geração distribuída. A projeção é de uma alteração da estrutura atual, altamente centralizada e com centrais geradoras de grande capacidade, para uma nova estrutura fortemente descentralizada e com grande inserção de fontes geradoras de pequena e média capacidade (ANEEL, 2008; BLARKE e LUND, 2008). Esta tendência requer a reengenharia dos sistemas elétricos de potência e a inserção de recursos distribuídos de energia, e indicam que os sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica buscam os seguintes objetivos (LASSETER e PIAGI, 2007):

- Suprir o crescimento da carga e reforçar a robustez com um mínimo crescimento do sistema de transmissão;
- Tornar maior o uso de fontes renováveis de energia, como eólica e sistemas fotovoltaicos;
- Aumentar a eficiência energética e reduzir a poluição e emissões de gases de efeito estufa; e
- Aumentar o nível de confiabilidade local para garantir a necessária qualidade de energia requerida pelos consumidores.

As características principais da geração distribuída que se opõem à geração centralizada são: (i) Tamanho (muitas unidades com capacidade geradora de tamanho reduzido na geração distribuída e poucas unidades de grande capacidade geradora na centralizada); (ii) Localização dispersa; e (iii) Formatação em módulos (KING, 2006; LASSETER e PIAGI, 2007; JIAYI et al., 2008).

Em função de suas características, os sistemas fotovoltaicos são adequados para serem utilizados na geração distribuída de eletricidade. É uma tecnologia modular; o que permite a instalação de sistemas com expansão conforme a demanda, disponibilidade de espaço e de recursos financeiros. Os sistemas fotovoltaicos não emitem poluentes de qualquer tipo durante a geração de energia elétrica; o que permite sua instalação em residências ou comércios por onde transitem pessoas, sem oferecer riscos de intoxicação ou

acidentes. Prédios consomem aproximadamente 40% do total da energia consumida mundial. Nesse sentido, a maior parte da energia é para iluminação, aquecimento e ar condicionado (OMER, 2008). Portanto, os sistemas fotovoltaicos podem oferecer energia elétrica aos centros urbanos sem, com isso, aumentar os já graves problemas ambientais existentes nesses locais (PEREZ, 2002; HOFF et al., 2006; HOFF et al., 2007). Então, um dos grandes desafios da inserção da geração distribuída, em especial da que se utiliza da tecnologia fotovoltaica é o aproveitamento de seus benefícios, mas sem perda de confiabilidade e com a operação satisfatória dos sistemas elétricos de potência.

Esse capítulo tem por objetivo revisar o princípio de armazenamento e redistribuição de energia aliado a energia solar fotovoltaica com vistas ao aumento da confiabilidade e operacionalidade do sistema.

2.2 Geração fotovoltaica distribuída

No Brasil, os valores anuais de radiação solar global incidente em qualquer região são superiores aos da maioria dos países da União Européia, como Alemanha, França e Espanha, um quadro comparativo é mostrado na Figura 2.1. Esses países da União Européia contam com subsídios governamentais para a implantação de projetos contemplando energias renováveis e são amplamente disseminados, em especial Espanha e Alemanha (PEREIRA, 2006; ARÁN CARRIÓN et al., 2008).

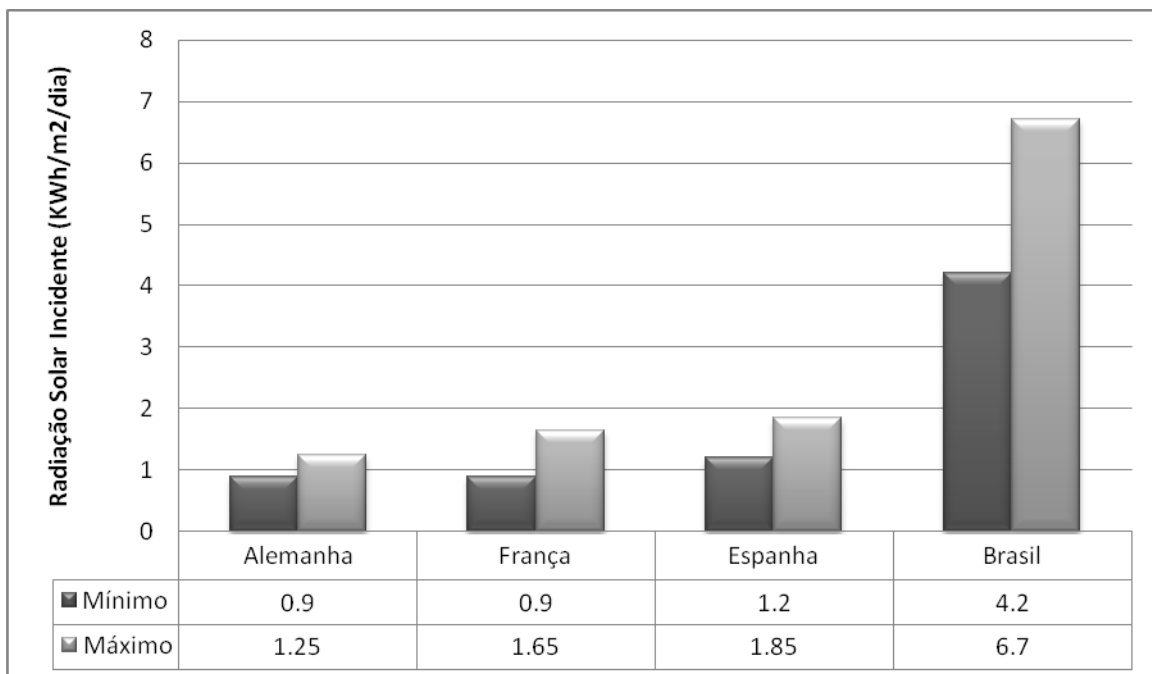


Figura 2.1: Radiação solar global incidente valores máximos e mínimos de países que instituíram subsídios ao uso de energia solar fotovoltaica e o Brasil.

Fonte: (PEREIRA, 2006).

O efeito fotovoltaico é uma das possíveis formas de conversão da energia solar em energia elétrica que ocorre em dispositivos conhecidos como *células fotovoltaicas*. A conversão de energia solar que ocorre em células fotovoltaicas se dá em dois estágios essenciais. Primeiro, a absorção da luz (fótons) gera um par lacuna-elétron, ocorrendo a quebra da coesão entre os elétrons da camada de valência. Então o elétron e a lacuna são separados pela estrutura do equipamento, elétrons no terminal negativo e lacunas no terminal positivo, dessa forma gerando uma diferença de potencial, portanto, energia elétrica (MARKVART e CASTAÑER, 2003). As células fotovoltaicas quando agrupadas em placas dão origem ao gerador fotovoltaico, ou módulo fotovoltaico, utilizado em sistemas fotovoltaicos.

Sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede são instalados para prover energia ou a um consumidor específico ou diretamente à rede,

aumentando assim a confiabilidade do sistema. Segundo Hoff et. al, (HOFF et al., 2007), os benefícios da geração fotovoltaica distribuída incluem: a energia efetivamente gerada, o aumento da capacidade de geração, os custos evitados em transmissão e distribuição, a redução das perdas nos transformadores e linhas, possibilidade de controle de potência reativa e os de custo ambiental. Para se ter uma idéia da ordem de grandeza do impacto ambiental do uso da tecnologia de geração de energia elétrica fotovoltaica tem-se que cerca de 914 ton, em média, de gases de efeito estufa por ano não são emitidos para a atmosfera da Arábia Saudita com a inserção de uma planta energética fotovoltaica de 5 MW (REHMAN et al., 2007). E, para as emissões não evitadas por esta planta, a maior parte é resultado da eletricidade utilizada durante a fabricação dos componentes (EVANS et al., 2009). Celik et. al (2008) documentou que, com o mix europeu médio atual para geração de eletricidade, o tempo de retorno dos investimentos para sistemas fotovoltaicos é de 2 a 6 anos, com tempo de retorno das emissões de CO₂ de 4 a 6 anos. A queda dos custos e preços para sistemas fotovoltaicos é resultado de investimentos em pesquisa nas seguintes áreas: 1) aumento da eficiência das células solares; 2) melhoria das tecnologias de manufatura; e 3) economia de escala (CARRASCO et al., 2006).

Os sistemas fotovoltaicos, especialmente os conectados à rede, têm apresentado um forte crescimento nos últimos cinco anos, principalmente nos países desenvolvidos, conforme mostrado na Figura 2.2. Nesses países, durante o ano de 2006, foi instalado em torno de 1,5 GW de potência em sistemas fotovoltaicos, o que representou um aumento de 34 % em relação ao ano anterior, posteriormente o ano de 2007 representou um aumento de 40 % em relação a 2006, atingindo um total de 7,8 GW de potência instalada total (IEA, 2008).

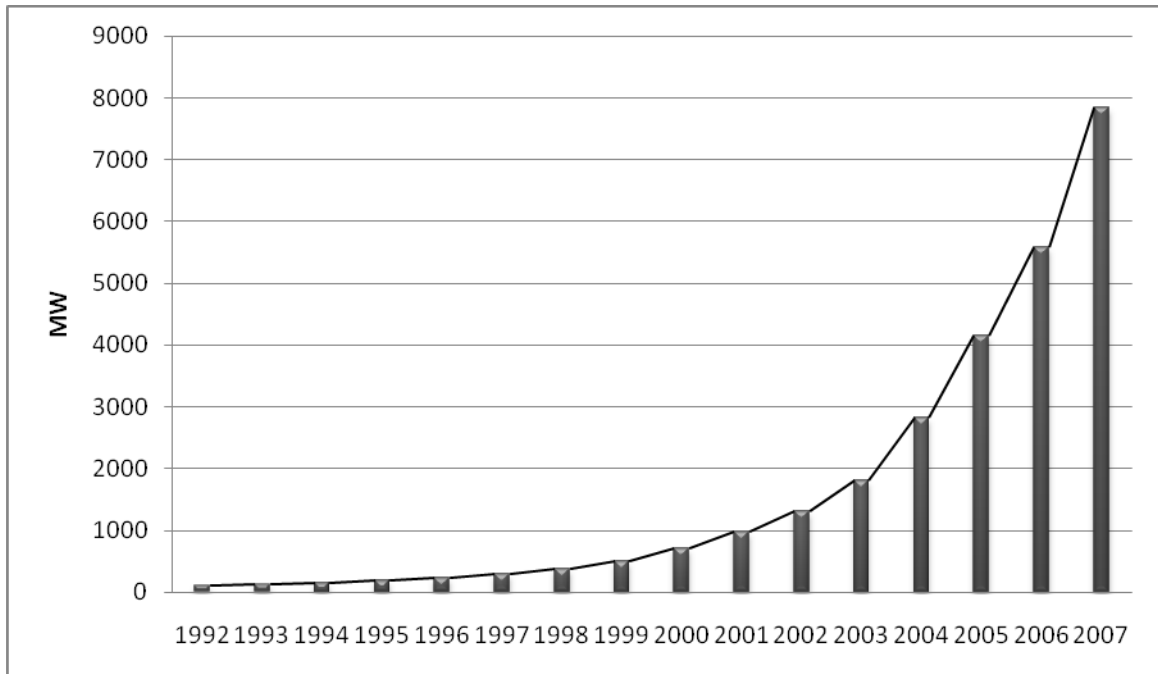


Figura 2.2: Potência instalada fotovoltaica (isolados e conectados ao sistema elétrico de potência) nos países pesquisados¹ pelo projeto IEA-PVPS.

Fonte: (IEA, 2008)

A Figura 2.3 apresenta um diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição elétrica, no caso esse sistema atende apenas a um consumidor, mas poderia ser expandido para atendimento de um grupo de consumidores. O medidor de consumo de energia elétrica, m_1 (kWh_1) mede a energia gerada pelo sistema solar fotovoltaico em atendimento à carga própria; o medidor m_2 (kWh_2) mede a energia gerada pelo sistema solar que é injetada na rede elétrica; o medidor m_3 (kWh_3) mede a energia recebida da rede elétrica representando assim as possibilidades de fluxos de potência.

¹ Países membros do consórcio IEA PVPS a citar: Austrália, Áustria, Canadá, Dinamarca, França, Alemanha, Israel, Itália, Japão, Coreia, México, Holanda, Noruega, Portugal, Espanha, Suécia, Suíça, Inglaterra Estados Unidos da América.

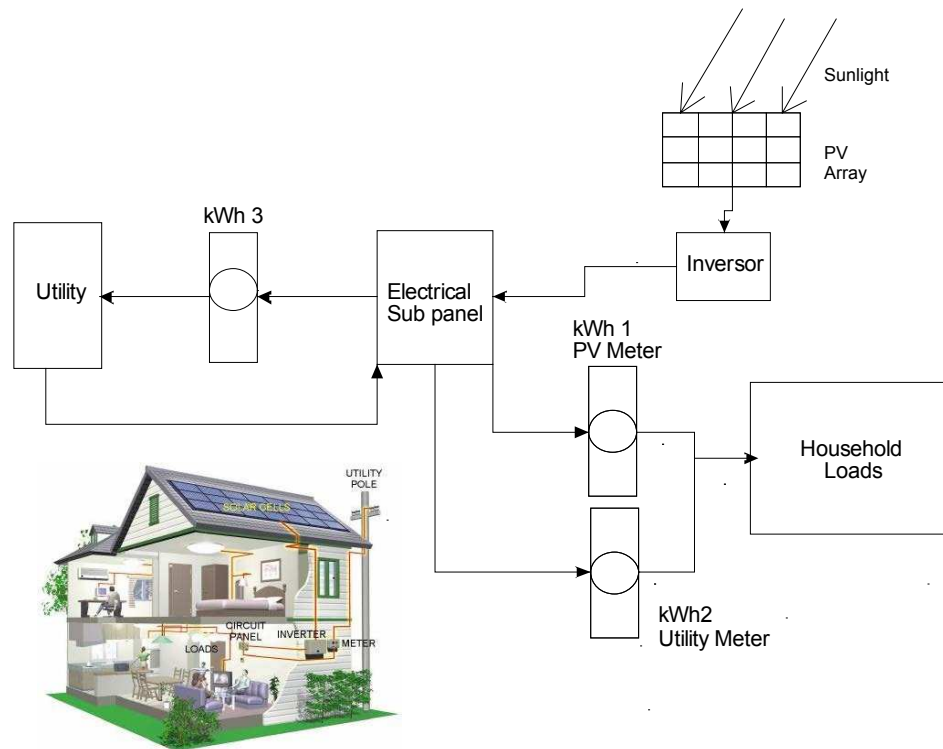


Figura 2.3 : Sistema fotovoltaico conectado a rede.

Fonte: (JARDIM, 2007).

Considerando-se os sistemas fotovoltaicos conectados a rede, deve-se considerar uma série de fatores que devem servir de base para a tomada de decisão quanto à sua implantação. A Figura 2.4 representa as situações e os benefícios ao sistema de energia elétrica quanto à implantação de sistemas fotovoltaicos (CONTRERAS et al., 2008).

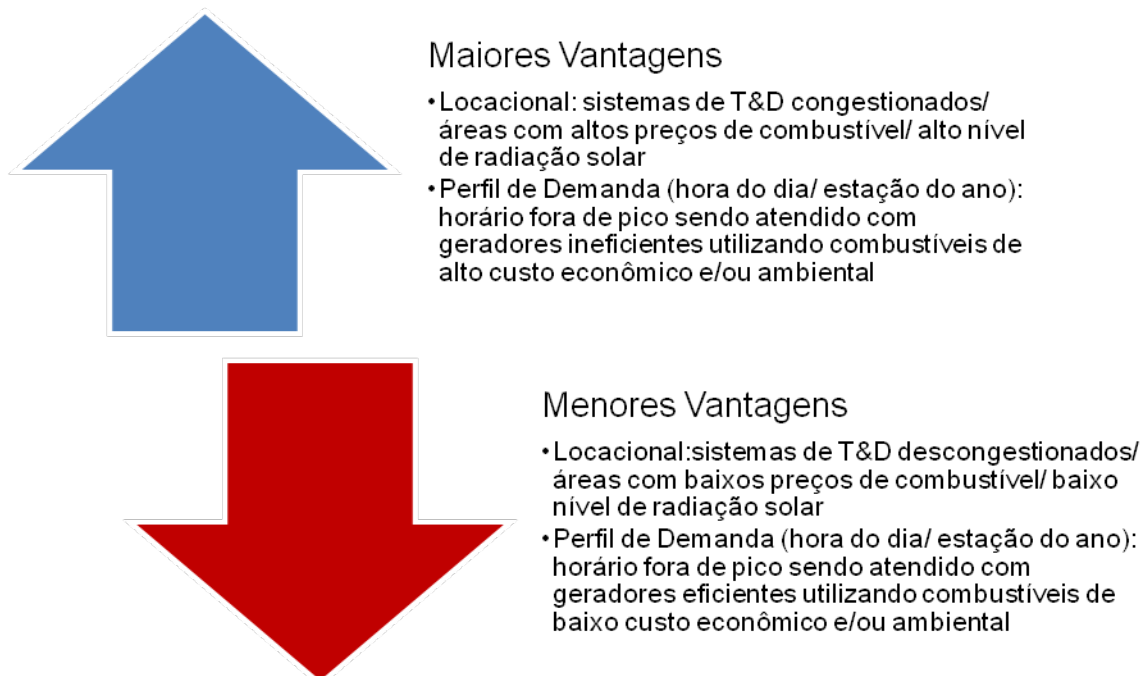


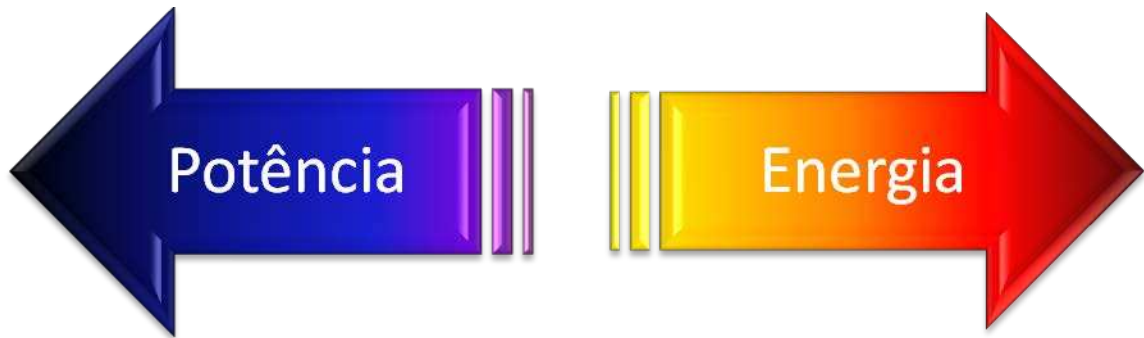
Figura 2.4: Diretrizes para viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos.

Fonte: (CONTRERAS et al., 2008)

2.3 Sistemas de armazenamento de energia

A base de um sistema de energia é a capacidade de esse sistema gerar energia suficiente para atendimento da demanda a preços acessíveis e de suprir eletricidade limpa, segura e confiável. Nesse contexto, o armazenamento de energia elétrica sempre foi um desafio, pois várias tecnologias de geração de energia elétrica estão sujeitas a não linearidade no suprimento de algumas fontes como comportamento sazonal (hidroelétrica e eólica, por exemplo) e intermitências (solar, por exemplo). Além disso, deve-se contar com o comportamento da carga.

As tecnologias de armazenamento de energia cobrem um grande espectro de aplicações em sistemas da potência, Figura 2.5. Essas aplicações requerem descargas de energia de frações de segundos em aplicações de alta potência até horas em aplicações de alta energia (NOURAI, 2002; OUDALOV et al., 2006).



Aplicações em qualidade e suprimento contínuo de energia	Aplicações em Gerenciamento de energia	
Resposta extremamente rápida (segundos)	Resposta Rápida (minutos)	Resposta Lenta (horas)
Compensação de interrupções rápidas (cintilação- efeito <i>flicker</i>)	Margem de Reserva	Gerenciamento de cargas
	Suprimento contínuo de energia	Redução do pico da curva de demanda de energia (horário de ponta)
Correção de quedas de tensão (<i>voltage sags</i>)	Religação do sistema	Comercialização de energia
		Operação isolada
		Integração de Fontes Renováveis

Figura 2.5: Classificação das aplicações de armazenamento de energia em sistemas elétricos de potência.

Fonte: (OUDALOV et al., 2006).

Atualmente, existem várias tecnologias para aplicação de sistemas de armazenamento de energia. Em seu estudo, NOURAI (NOURAI, 2002),

comparou diferentes tecnologias para aplicações em armazenamento de energia, como supercapacitores (capacitores eletroquímicos), baterias de fluxo ou *flow batteries* (ZnBr, VRB e PSB), baterias sódio-enxofre (NaS), baterias de íon-lítio (Li-ion), baterias de níquel cádmio (Ni-Cd), baterias de chumbo-ácido, baterias metal-ar, água pressurizada, sistemas de armazenamento de energia a ar comprimido (CAES – *compressed air energy storage*), volantes de inércia (*flywheels*).

A Figura 2.6 apresenta uma comparação entre diversas tecnologias (supercapacitores - capacitores eletroquímicos, baterias de fluxo - *flow batteries* (ZnBr, VRB e PSB), baterias Sódio-Enxofre NaS, baterias de íon-lítio Li-ion, baterias de níquel cádmio Ni-Cd, baterias de chumbo-ácido, baterias metal-ar, água pressurizada - *pumped hydro*, sistemas de armazenamento de energia a ar comprimido CAES – *compressed air energy storage* e volantes de inércia para alta energia - *flywheels*) em termos de eficiência e durabilidade, em ciclos de carga-descarga e para profundidade de descarga em 80%.

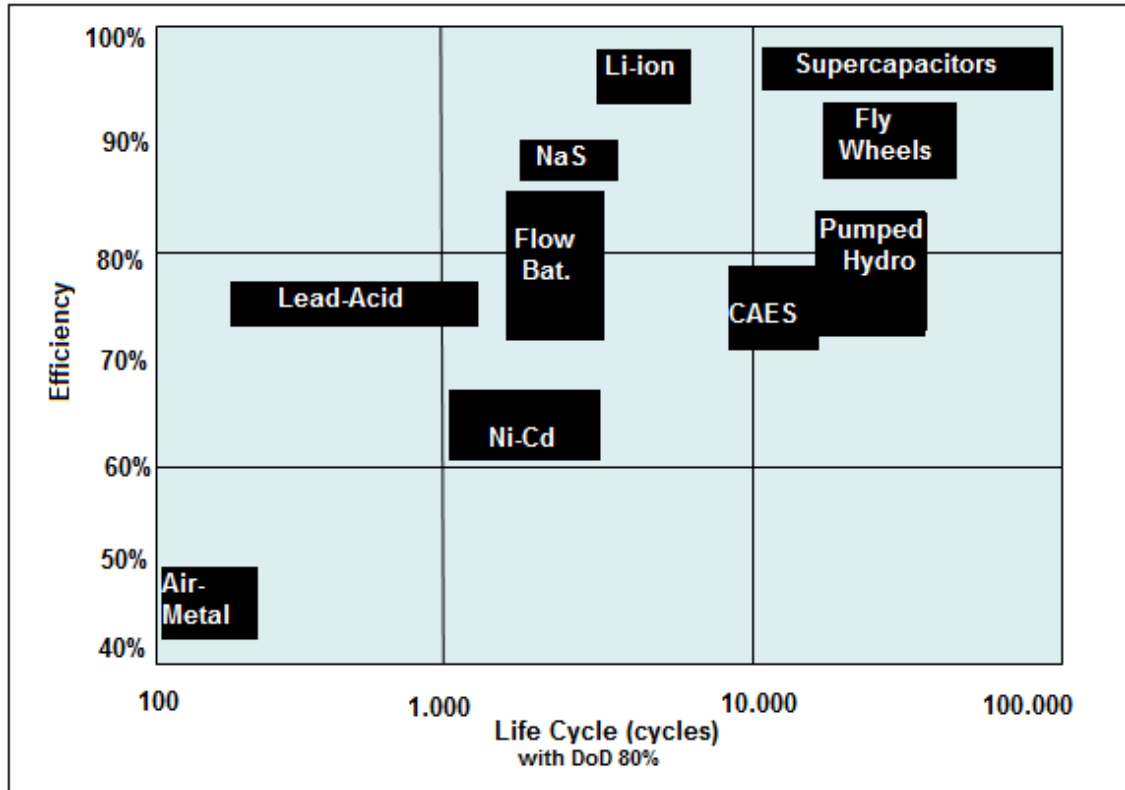


Figura 2.6: Eficiência e durabilidade, em ciclos de carga-descarga, para diversas tecnologias de armazenamento de energia.

Fonte: (NOURAI, 2002).

As aplicações do lado de alta potência em um espectro que inclui qualidade de energia e a continuidade do suprimento de potência requerem tecnologias de armazenamento, como supercapacitores, volantes de inércia, entre outras, que são utilizadas em frações de segundos para garantir a confiabilidade do sistema. Em aplicações de alta energia em um espectro que inclui o gerenciamento de energia (gerenciamento do lado da oferta e da demanda GLO/GLD, balanceamento da curva de cargas, redução da demanda no horário de pico- *peak shaving*) utilizam-se tecnologias de armazenamento com ciclos de carga-descarga diários para assegurar ganhos econômicos, como supercapacitores, células combustíveis e baterias de sódio-enxofre (NaS) (NOURAI, 2002). A Figura 2.7 mostra as aplicações para sistemas de armazenamento de energia segundo a potência do sistema e tempo de descarga com potência constante.

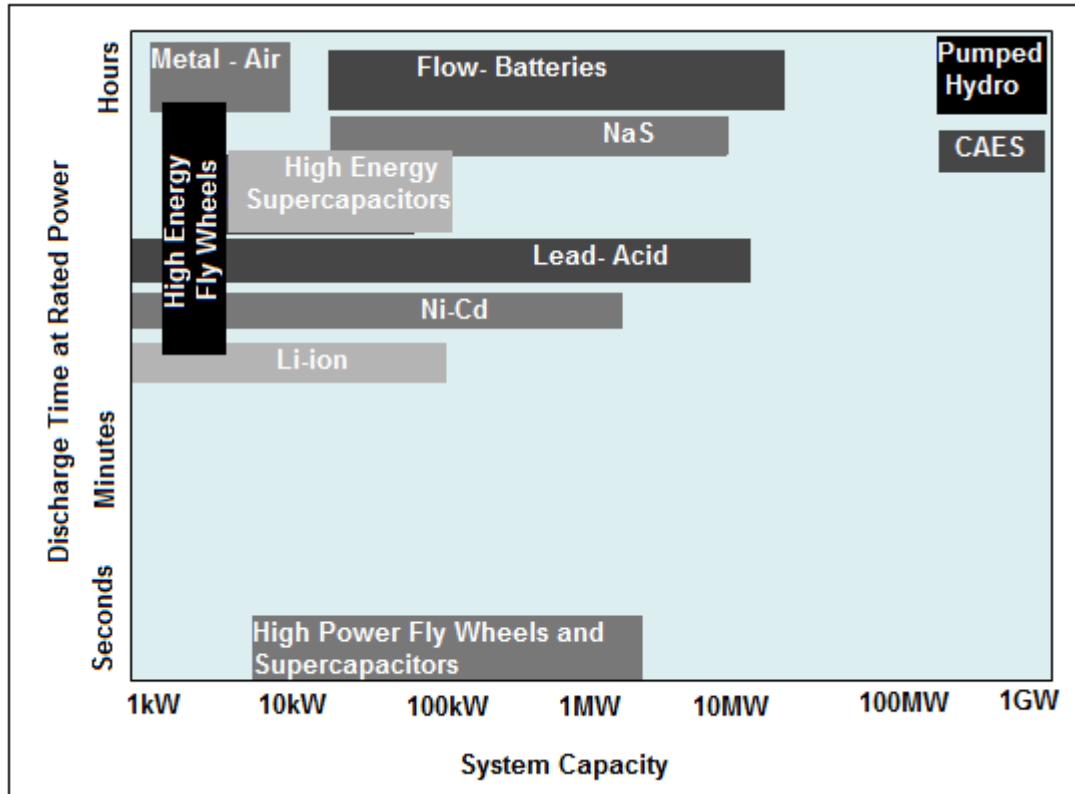


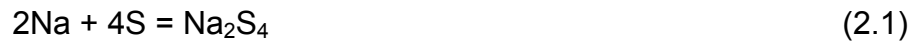
Figura 2.7: Aplicações de armazenamento de energia segundo a potência do sistema e o tempo de descarga com potência constante.

Fonte: (NOURAI, 2002).

Considerando-se que sistemas de geração distribuída, como a geração fotovoltaica, são na sua maioria em pequena escala e necessitam de sistemas de armazenamento com potência de alguns MW por algumas horas em diferentes localizações, as baterias de sódio-enxofre (NaS) representam uma das melhores opções para aplicações de gerenciamento de energia, o que inclui diminuição da demanda no horário de pico e balanceamento da curva de carga. Sua maior desvantagem é o custo, que ainda é alto, mas que tende a cair com a economia de escala (NOURAI, 2002; RYDH e SANDÉN, 2005). Estas baterias têm assim aplicações para gerenciamento do lado da demanda e gerenciamento do lado do suprimento.

Baterias de Sódio-Enxofre (NaS) são sistemas de baterias de alta capacidade desenvolvidas para aplicações em sistemas elétricos de potência. As baterias NaS consistem em enxofre líquido (fundido) no eletrodo positivo e

sódio líquido (fundido) no eletrodo negativo como materiais ativos separados por um eletrólito sólido de cerâmica beta-alumina. O eletrólito permite apenas a passagem de os íons positivos de sódio para se combinarem com o enxofre para formar polisulfureto de sódio (BITO, 2005). A equação (2.1) mostra o resultado dessa reação.



Durante o processo de descarga da bateria os íons positivos de sódio (Na^+) fluem por meio do eletrólito e elétrons fluem no circuito externo da bateria gerando uma tensão em torno de 2V. Esse processo é reversível, por meio da carga têm-se os polisulfuretos de sódio para liberarem os íons positivos de sódio de volta por meio do eletrólito pra se recombinarem ao elemento sódio. A representação desse processo está na Figura 2.8.

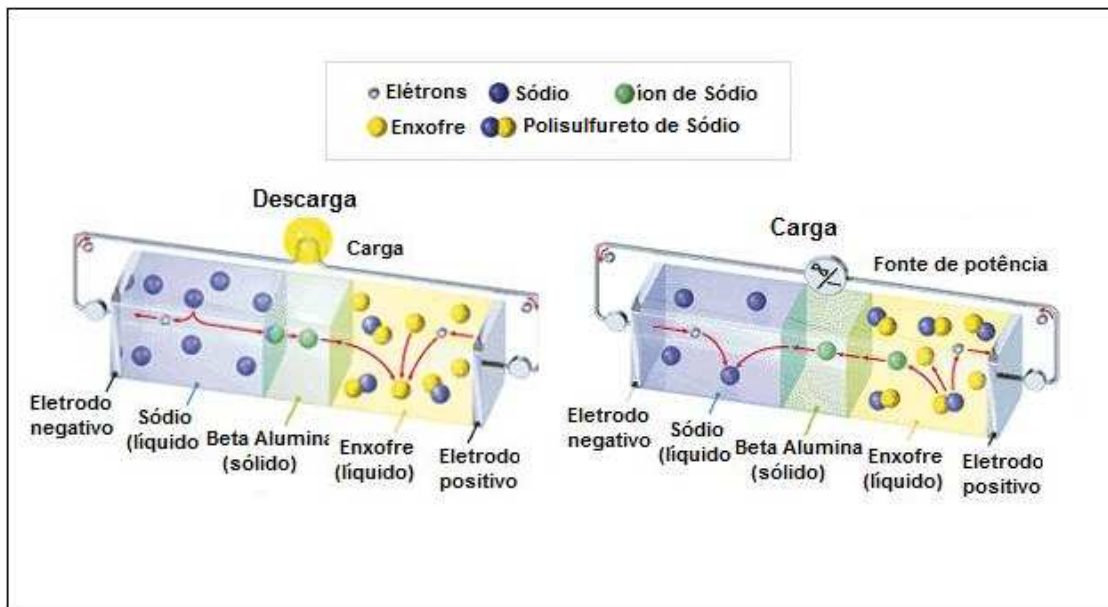


Figura 2.8: Princípio de funcionamento das baterias sódio-enxofre (NaS).

Fonte: (NGK INSULATORS, 2009).

A bateria NaS é hermeticamente selada e funciona aproximadamente a uma temperatura de 300°C. A esta temperatura a bateria opera normalmente e os materiais ativos reagem rapidamente, pois os eletrodos estão no estado líquido, o eletrólito está no estado sólido e a resistência interna da bateria é

baixa. Em função da reversibilidade do processo de carga e descarga esse tipo de bateria pode ser utilizado continuamente (BITO, 2005).

As características de módulos comerciais de baterias NaS incluem: (i) expectativa de duração de até 15 anos considerando-se 2500 ciclos (carga e descarga) para DoD (profundidade de descarga) de 100% ou 4500 ciclos de DOD de 90% ou 6500 ciclos para DOD de 65%, entre outros; (ii) tensão de saída (CC) de 64 ou 128V para módulos de aplicação em redução da demanda no horário de pico e de 640V para módulos de aplicação em qualidade de energia (a Figura 2.9 apresenta um exemplo de aplicação); (iii) potência de 50kW ;(iv) energia de 430kWh para módulos de aplicação em e de 360 kWh para módulos de aplicação em qualidade de energia; (iv) com resposta rápida, carga total para descarga total em 1ms, se necessário; (v) densidade de energia superior, de 3 a 5 vezes a das baterias de chumbo ácido, em tamanho menor; (vi) insensível à temperatura do ambiente (opera em temperaturas de 290 a 360°C), pode ser instalada em ambientes protegidos ou não; (vii) permite operação e monitoramento remoto com um mínimo de manutenção; (viii) sem emissões ou vibrações, baixo ruído para sistemas de conversão de energia; e (ix) 98% do material utilizado nas baterias NaS pode ser reciclado, somente sódio não pode ser reaproveitado (BITO, 2005; NGK INSULATORS, 2009).

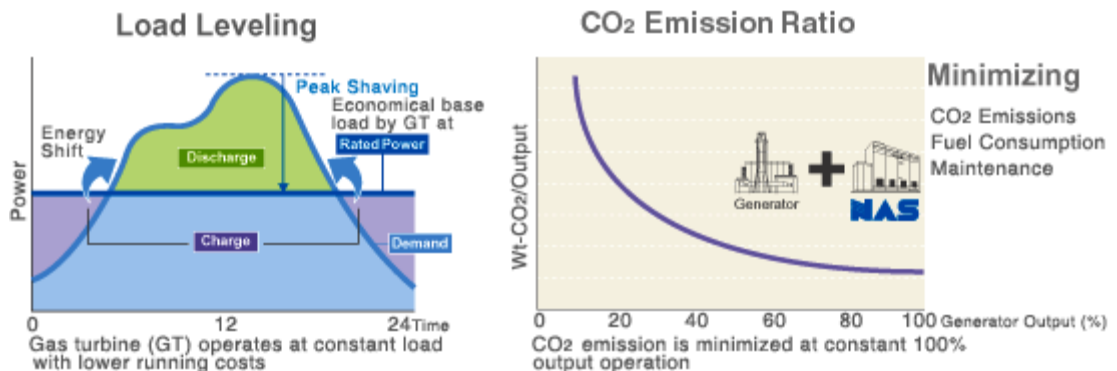


Figura 2.9: Aplicação das baterias sódio-enxofre (NaS) em conjunto com geração termoeétrica para diminuição da demanda de pico.

Fonte: (NGK INSULATORS, 2009).

Um sistema elétrico de potência que obtém a ótima integração entre sistemas convencionais de energia, normalmente centralizados, e sistemas distribuídos possuem condições para introduzir recursos energéticos na rede. Por meio destes novos recursos, o sistema permite a expansão dos níveis de controle, utilização, eficiência e confiabilidade da rede. A concessionária de energia AEP (American Electric Power) dos Estados Unidos da América, instalou um sistema de armazenamento distribuído de energia de 1,2 MW, constituído de baterias NaS, na cidade de North Charleston, West Virginia, em junho de 2006, e foi o primeiro sistema deste porte na América do Norte. Depois de um ano de funcionamento e testes a AEP concluiu que, apesar dos custos iniciais do sistema serem maiores do que as soluções convencionais normalmente utilizadas, os benefícios para a rede justificaram a decisão de criar um novo sistema de armazenamento de energia com monitoramento inteligente, comunicação e controle para o planejamento da rede do futuro. Os resultados mostraram que a eficiência do ciclo de corrente alternada para este tipo de sistema foi medida em 76 %, e os custos evitados de energia foram de aproximadamente 57 mil dólares durante os onze meses de operação estudados, considerando-se o uso de 100 % da capacidade. (NOURAI, 2007).

2.4 Geração distribuída fotovoltaica com armazenamento de energia

2.4.1 Sistemas fotovoltaicos com armazenamento

A geração fotovoltaica por si só, em função de sua intermitência e horário de funcionamento, geralmente não atua significativamente no balanço de energia da demanda do horário de pico quando conectada a sistemas de energia elétrica. A exceção esta regra se dá em alimentadores com horário de pico dentro do funcionamento da fonte energética, ou seja, com horários de pico diferenciados pela manhã, caracterizados, por exemplo, por sistemas que alimentam cargas como ar condicionado (JARDIM, 2007). No entanto, com o

acréscimo de armazenamento, a energia mesma pode ser gerenciada e o valor agregado dos sistemas fotovoltaicos aumenta substancialmente.

Segundo Hoff et al (HOFF et al., 2006; HOFF et al., 2007), e Perez et al. (PEREZ, 2002), considerando sistemas fotovoltaicos interligados à rede e instalados diretamente no lado da demanda, o armazenamento pode agregar valor ao: (i) permitir o gerenciamento de cargas, ele maximiza a redução do consumo do consumidor do ponto de vista da concessionária, quando aliado a um sistema de controle do lado da demanda; (ii) aumentar a capacidade das concessionárias para prevenir interrupções de energia na rede na medida em que torna o sistema fotovoltaico despachável; e (iii) capacitar os consumidores ao suporte local de cargas críticas, e atender aos mesmos em casos de falha do sistema, mantendo o fornecimento e aumentando a confiabilidade do sistema. A Figura 2.10 apresenta o diagrama esquemático de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento e sem armazenamento, sendo indiscutível a flexibilidade adquirida com a inserção de tais sistemas.

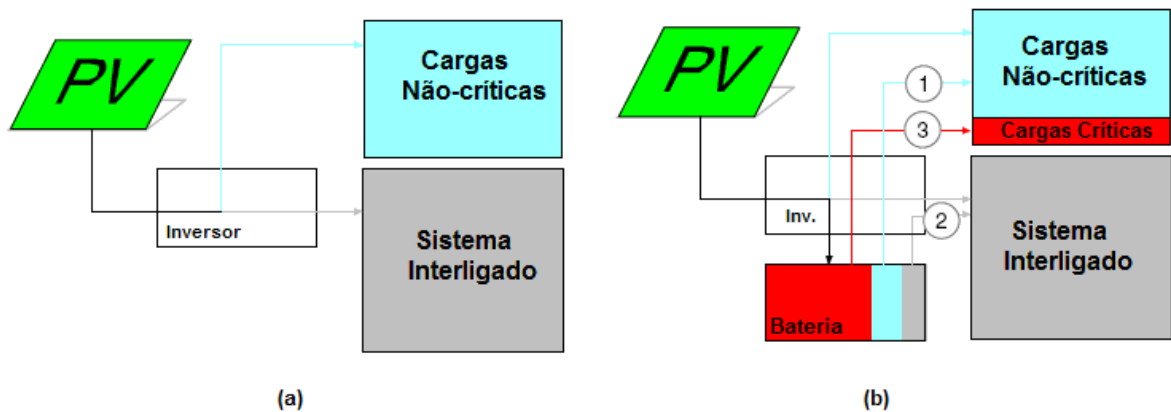


Figura 2.10: Sistemas fotovoltaicos interligados à rede: (a) sem armazenamento, (b) utilizando armazenamento com as seguintes opções (1) gerenciamento local de cargas, (2) gerenciamento de cargas da concessionária e, (3) considerando cargas críticas emergenciais.

Fonte: (HOFF et al., 2007).

Os sistemas fotovoltaicos com armazenamento, portanto, são sistemas despacháveis de energia que podem ser utilizados segundo as necessidades operacionais do sistema interligado, concessionária, ou do consumidor, adicionando uma nova dimensão aos mesmos.

2.4.2 Redução do pico de demanda de energia com sistemas fotovoltaicos e armazenamento com baterias

Do ponto de vista da concessionária, a atuação de sistemas fotovoltaicos com armazenamento agrega valor por permitir a sua utilização em horário de pico e no balanceamento da curva de cargas. Um exemplo desta aplicação pode ser visto na Figura 2.9.

A utilização do armazenamento de energia na rede agrega valor às fontes renováveis como a solar, captando valores adicionais que refletem a possibilidade da intensificação do uso dessas tecnologias. Seu uso inclui aplicações de melhoria do fator de carga, redução da demanda de pico, comércio de energia e integração das fontes renováveis. Tornando o sistema mais estável e confiável (IBRAHIM et al., 2008; HADJIPASCHALIS et al., 2009).

O sistema fotovoltaico com armazenamento a baterias NaS com aplicações em redução da demanda no horário de pico funciona basicamente de três modos de operação (BO e SHAHIDEHPOUR, 2005): (i) estado de carregamento para as baterias, quando a demanda é pequena o sistema fotovoltaico (energia gerada maior que energia consumida) ou a rede irão carregar o sistema de baterias; (ii) sistema de baterias em estado de espera (*standby*), o sistema fotovoltaico atende a demanda (alta) e está em condições de funcionamento; e (iii) estado de descarga das baterias, ambos, sistema de baterias e fotovoltaico suprem o horário de pico (exemplo em horários da tarde), ou as baterias suprem horas de horário de pico quando a energia fotovoltaica for escassa e o custo marginal da energia proveniente da rede for alto.

2.5 Conclusões

A energia solar é aplicável em quaisquer circunstâncias, devido à sua modularidade, portabilidade e simplicidade de instalação. É uma energia limpa, pois a geração, a captação, a transformação e o aproveitamento não envolvem nenhum tipo de poluição. Tem vida útil prolongada e permite sua auto-suficiência energética, sem custo de matéria-prima.

O alto custo de instalação de sistemas fotovoltaicos pode ser minimizado com sistemas de gerenciamento de cargas e armazenamento de energia. O sistema de energia fotovoltaica com armazenamento de energia a baterias NaS é uma forma eficiente de agregar valor e torná-lo viável para uso conectado rede.

A tecnologia das Baterias NaS já está bem desenvolvida. Possui vida útil longa em relação a outros tipos de baterias e alta eficiência, não necessitando de grandes espaços para sua instalação. Sua utilização em conjunto com sistemas fotovoltaicos permite a instalação desses sistemas em locais com alta concentração populacional, integrados às edificações, o que torna o conjunto mais interessante por não utilizar sistemas de transmissão de energia.

A aplicação de sistemas fotovoltaicos com baterias NaS em redução da demanda no horário de pico é mais um ferramenta de que pode ser utilizada pela concessionária para aumentar a confiabilidade do sistema e viabilizar o uso de fontes renováveis de energia.

2.6 Referências

ANEEL - Brazilian Electricity Regulatory Agency (2008). Banco de Dados da Geração.

ARÁN CARRIÓN, J., ESPÍN ESTRELLA, A., AZNAR DOLS, F., ZAMORANO TORO, M., RODRÍGUEZ, M.e RAMOS RIDAO, A. (2008). "Environmental

decision-support systems for evaluating the carrying capacity of land areas: Optimal site selection for grid-connected photovoltaic power plants." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12(9): 2358-2380.

BITO, A. (2005). Overview of the sodium-sulfur battery for the IEEE Stationary Battery Committee. Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE

BLARKE, M. B. e LUND, H. (2008). "The effectiveness of storage and relocation options in renewable energy systems." *Renewable Energy* 33(7): 1499-1507.

BO, L. e SHAHIDEHPOUR, M. (2005). "Short-term scheduling of battery in a grid-connected PV/battery system." *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2): 1053-1061.

CARRASCO, J. M., FRANQUELO, L. G., BIALASIEWICZ, J. T., GALVAN, E., GUISSADO, R. C. P., PRATS, M. A. M., LEON, J. I.e MORENO-ALFONSO, N. (2006). "Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey." *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* 53(4): 1002-1016.

CELIK, A. N., MUNEER, T.e CLARKE, P. (2008). "Optimal sizing and life cycle assessment of residential photovoltaic energy systems with battery storage." *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16(1): 69-85.

CONTRERAS, J. L., FRANTZIS, L., BLAZEWICZ, S., PINAULT, D. e SAWYER, H. (2008). *Photovoltaics Value Analysis*. NREL/SR-581-42303. U. S. DOE, NREL. 1: 68.

EVANS, A., STREZOV, V. e EVANS, T. J. (2009). "Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13(5): 1082-1088.

HADJIPASCHALIS, I., POULLIKKAS, A. e EFTHIMIOU, V. (2009). "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13(6-7): 1513-1522.

HOFF, T. E., PEREZ, R., BRAUN, G., KUHN, M. e NORRIS, B. (2006). The Value of Distributed Photovoltaics to Austin Energy and the City of Austin. Final Report, Austin Energy.

HOFF, T. E., PEREZ, R. e MARGOLIS, R. M. (2007). "Maximizing the value of customer-sited PV systems using storage and controls." Solar Energy 81(7): 940-945.

IBRAHIM, H., ILINCA, A. e PERRON, J. (2008). "Energy storage systems-- Characteristics and comparisons." Renewable and Sustainable Energy Reviews 12(5): 1221-1250.

IEA (2007). World Energy Outlook - 2006, IEA

IEA (2008). Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2007. IEA, IEA. PVPS T1 – 17

JARDIM, C. S. (2007). A inserção da geração solar fotovoltaica em alimentadores urbanos enfocando a redução do pico de demanda diurno. Graduate Program of Civil Engineering Florianópolis, Brazil, Federal University of Santa Catarina. PhD.

JIAYI, H., CHUANWEN, J. e RONG, X. (2008). "A review on distributed energy resources and MicroGrid." Renewable and Sustainable Energy Reviews 12(9): 2472-2483.

KING, D. (2006). Electric Power Micro-grids: Opportunities and Challenges for an Emerging Distributed Energy Architecture. Department of Engineering and Public Policy. Pittsburgh, PA, Carnegie Mellon University. PhD.

LASSETER, R. H. e PIAGI, P.(2007). Extended Microgrid Using (DER) Distributed Energy Resources. Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE.

MARKVART, T. e CASTAÑER, L. (2003). Practical Handbook of Photovoltaics: fundamentals and applications. Elsevier Advanced Technology Editors. England, Elsevier

NGK Insulators. (2009). "NaS Batteries." Acessado em 03/26/2009, do site: <http://www.ngk.co.jp/english/products/power/nas/index.html>.

NICHOLS, D. K. e ECKROAD, S. (2003). Utility Scale application of Sodium Sulfur Battery. BATTCON - International Stationary Battery Conference. Florida, USA.

NOURAI, A. (2002). Large-scale electricity storage technologies for energy management. Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE.

NOURAI, A. (2007). Installation of the First Distributed Energy Storage System (DESS) at American Electric Power (AEP). Report SAND2007-3580. SANDIA. Albuquerque, New Mexico, SANDIA: 54.

OMER, A. M. (2008). "Energy, environment and sustainable development." Renewable and Sustainable Energy Reviews **12**(9): 2265-2300.

OULDALOV, A., CHARTOUNI, D., OHLER, C. e LINHOFER, G. (2006). Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems. Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES.

PEREIRA, E. B., MARTINS, F.R.; ABREU, S.L.D. e RUTHER, R. (2006). Brazilian Solar Atlas. INPE, INPE.

PEREZ, R., HERIG, C.; MAC DOUGALL, R. e VINCENT, B. (2002). Utility-scale solar load control. UPEX 03 Solar Electric Power Association, Washington, DC, EUA, Austin, T.X.

REHMAN, S., BADER, M. A. e AL-MOALLEM, S. A. (2007). "Cost of solar energy generated using PV panels." Renewable and Sustainable Energy Reviews **11**(8): 1843-1857.

RYDH, C. J. e SANDÉN, B. A. (2005). "Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part II: Energy return factors and overall battery efficiencies." Energy Conversion and Management **46**(11-12): 1980-2000.

WADE (2006). World Survey of Decentralized Energy- 2006. WADE Report, WADE.

3. Simulação do armazenamento de energia em baterias para sistema elétrico de potência

Resumo

A inserção da geração distribuída na matriz energética apresenta-se como um desafio. Em especial, a realidade brasileira, com um sistema fortemente centralizado apresenta uma dificuldade maior de gerenciar fontes energéticas de tamanho reduzido. As tecnologias para o armazenamento de energia são uma opção para o gerenciamento seguro destas fontes. O armazenamento de energia por meio de baterias tem sido alvo de cada vez maior número de pesquisas para que sua utilização seja viável, tanto no desenvolvimento e aprimoramento de tecnologias quanto nas possibilidades de aplicação. Para esta finalidade, novas metodologias de simulação são requeridas para servirem de apoio ao planejamento e operação elétricos do sistema interligado para uma inserção segura e confiável. Por meio deste trabalho propõe-se uma metodologia para simulação do armazenamento de energia por meio de baterias estacionárias chumbo-ácido regulada por válvula com vistas ao uso junto aos gestores do sistema elétrico.

Palavras-chave: Armazenamento de Energia, Bateria chumbo-acida, Planejamento e operação elétrica, Simulação.

3.1 Introdução

Segundo a IEA (2009) em torno de um bilhão e meio de pessoas não tem acesso a eletricidade, e apesar dos esforços para a erradicação deste problema, as previsões para médio prazo, 2030, ainda serão um bilhão e duzentos milhões de pessoas nesta situação. O aumento do consumo energético mundial, aliado a essa demanda já existente e não suprida aponta para a busca de novas tecnologias de geração de energia elétrica. Um grande número de fontes diversificadas, em especial as não-convencionais e em sua maioria renováveis, está sendo inseridas nos sistemas elétricos de potência. Estas fontes, em sua maioria, são intermitentes e a potência gerada varia de acordo com a disponibilidade de recursos, como o caso da energia eólica e da energia solar fotovoltaica (DIVYA e ØSTERGAARD, 2009).

Considerando-se este panorama, esforços para desenvolvimento de novas fontes energéticas e tecnologias mais acessíveis vêm sendo realizados. Novas tecnologias como equipamentos e componentes da eletrônica de potência, como os dispositivos FACTS (dispositivos de corrente alternada para uso e sistemas de transmissão ou Flexible AC Transmission Systems), sistemas de controle, monitoramento e medição e ferramentas para suporte à decisão também estão sendo cada vez mais requeridos e utilizados para a integração de todos estes sistemas. Os sistemas de Transmissão e Distribuição (T&D) de energia elétrica para se adaptarem a esses novos pressupostos devem ter características diferentes dos atuais. Estes novos sistemas devem prover uma operação otimizada efetiva, com ações de planejamento sob condições rotineiras e emergenciais e rápido restabelecimento depois de uma falha. Segundo COMMITTEE (2009) as características requeridas do sistema, ou de cada sub-sistema dentro do sistema interligado, para que se alcance um comportamento padrão são: (i) se adequar às opções para geração distribuída e armazenamento, sendo capazes de proceder à inserção destas tecnologias em larga escala; (ii) permitir o funcionamento do mercado de energia, inclusive permitindo o consumidor final as oportunidades de geração própria; (iii) ser

capaz de auto-gestão por meio de sistemas de comunicação, monitoramento e controle em tempo real em cada subsistema, com a incorporação de métodos para automaticamente agir em caso de falta atuando na prevenção de um colapso maior do sistema ; (iv) motivar e promover a inclusão do consumidor no sistema por meio de ações pró-ativas em gerenciamento de cargas, eficiência energética e geração e armazenamento em pequena escala; (v) ser capaz de prover alta qualidade de energia em locais como edifícios comerciais e indústrias que operem de forma inteligente, com grande número de equipamentos microprocessados, sensíveis à baixa qualidade de energia; (vi) ser seguro, oferecer vulnerabilidade mínima a erros humanos, desastres naturais, ataques terroristas e /ou cibernéticos; e (vii) permitir ao sistema uma operação eficiente e otimizada, utilizando as linhas de transmissão de forma mais eficiente possível, integrada e coordenada para maximizar a função global incluindo o seu viés econômico. A Figura 3.1 apresenta uma configuração desejável para a inserção destas novas características no sistema elétrico de potência.

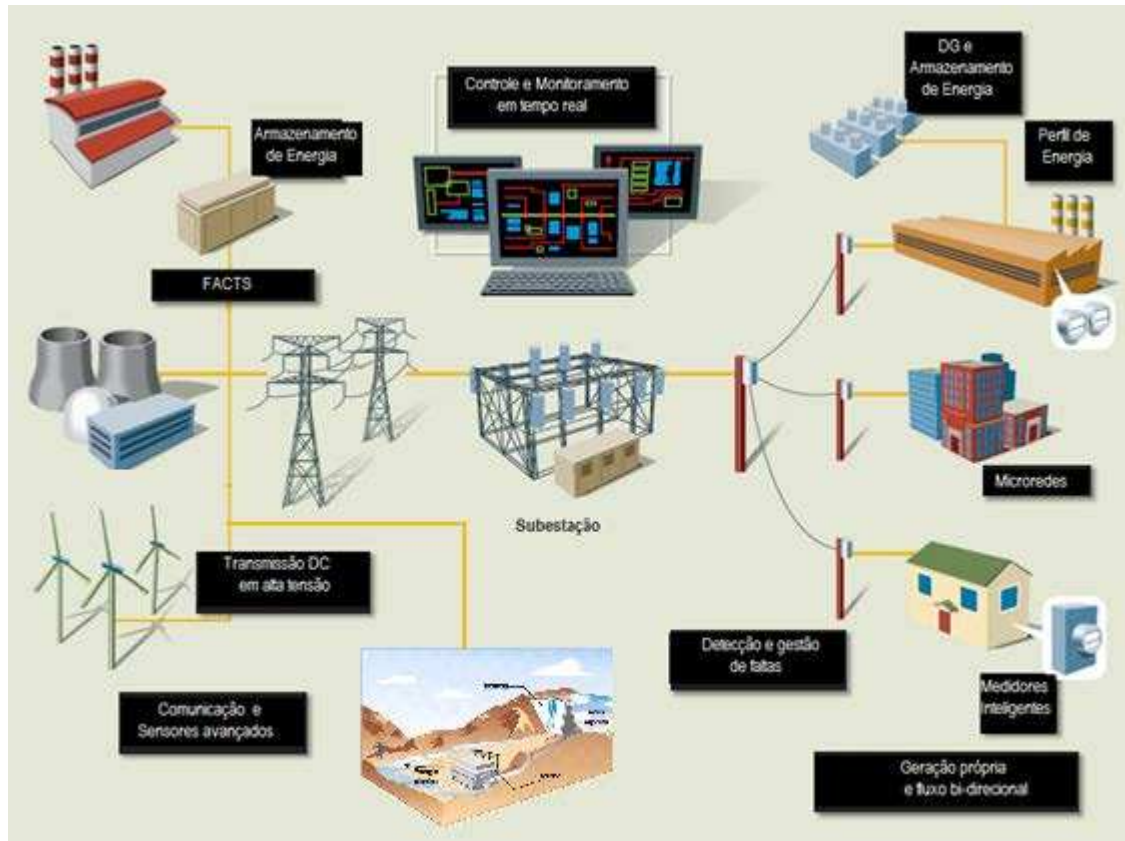


Figura 3.1: Nova configuração para atender aos novos pressupostos em sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Fonte: (COMMITTEE, 2009)

Este novo sistema de T&D, conhecido como smart grid, ou rede inteligente, apresenta possibilidades de fluxo bi-direcional, interações múltiplas entre gestores e alto índice de inserção de geração distribuída, em contrapartida com o sistema atual, que é unidirecional, com interações simples e baixo índice de geração distribuída (BURNS, 2009).

O planejamento da expansão e operação elétrica é a etapa responsável por prover as melhores soluções para a expansão e exploração do sistema elétrico. Este planejamento deve atender ao mercado atual e futuro, com os níveis de qualidade adequados, de acordo com as regras estabelecidas pelo órgão regulador, com o mínimo custo global (fixos e variáveis) e que maximizem o retorno do capital aos agentes envolvidos (FORTUNATO, 1990). Considerando-se os novos pressupostos a serem absorvidos, fluxo bi-

direcional, interações múltiplas e alto índice de geração distribuída, a citar, este planejamento deve estar adequado e se antecipar a esta nova realidade.

Dentro das tecnologias para o planejamento da expansão e operação elétrica, as tecnologias para o armazenamento de energia vêm se destacando como sendo de vital importância. As novas fontes energéticas são, em sua maioria, intermitentes e de inserção distribuída o que torna o seu despacho muitas das vezes difícil, e por isso mesmo, desconsiderado. Sistemas de armazenamento de energia eficientes e confiáveis são alternativas para o despacho energético. Estes sistemas já são muito utilizados, exemplo o gerenciamento do nível de reservatórios de água nas grandes usinas hidroelétricas brasileiras. Considerando-se os benefícios que o armazenamento de energia pode trazer ao sistema de distribuição elétrica, pode-se destacar: (i) aumento da estabilidade do sistema; (ii) redução do risco de colapso pelo suporte à operação isolada e (iii) melhor possibilidade de restabelecimento do sistema depois de uma interrupção. Algumas tecnologias de armazenamento por meio de baterias tem demonstrado serem viáveis para esta utilização, como as baterias sódio-enxofre (NaS) e as baterias chumbo-ácido e já estão disponíveis comercialmente (BJELOVUK, 2008).

A simulação de sistemas de armazenamento, por exemplo, por meio de baterias chumbo-ácido, é de vital importância para possibilitar uma inserção segura destas tecnologias no sistema. Este capítulo tem por objetivo o estudo de metodologia para a simulação do armazenamento de energia por meio de baterias estacionárias chumbo ácido regulada por válvula com vistas ao uso junto aos gestores do sistema elétrico.

3.2 Material e Métodos

A metodologia proposta está de acordo com os critérios de suprimento de energia para previsão de potência consumida (carga da bateria) e potência entregue (descarga da bateria) horária visando utilização no planejamento da expansão e operação elétrica e abrange: (i) simulação do modelo de baterias proposto por Manwell (1993, 1994, 1997, 2005) e atualizado por Bindner (2005); (ii) validar o modelo simulado por meio de estudo de caso e dados fornecidos pelo fabricante. As simulações foram desenvolvidas no programa HOMER®.

3.2.1 Modelo

O modelo utilizado para a simulação do funcionamento do banco de baterias foi o proposto por Manwell (1993, 1994, 1997, 2005) e atualizado por Bindner (2005), conhecido por modelo cinético da bateria (KiBaM). Neste modelo os efeitos não-lineares da bateria são descritos utilizando-se equações diferenciais. A carga da bateria é distribuída em dois tanques, diagrama da Figura 3.2: (i) o tanque com a carga disponível e (ii) o tanque com a carga restrita. A carga disponível é aquela que está prontamente disponível para a conversão em eletricidade, já a carga restrita é aquela contém energia ainda em forma química, portanto não imediatamente disponível para ser descarregada.

A capacidade total da bateria é disposta em uma fração c como carga disponível e em uma fração $(1-c)$ para a carga restrita.

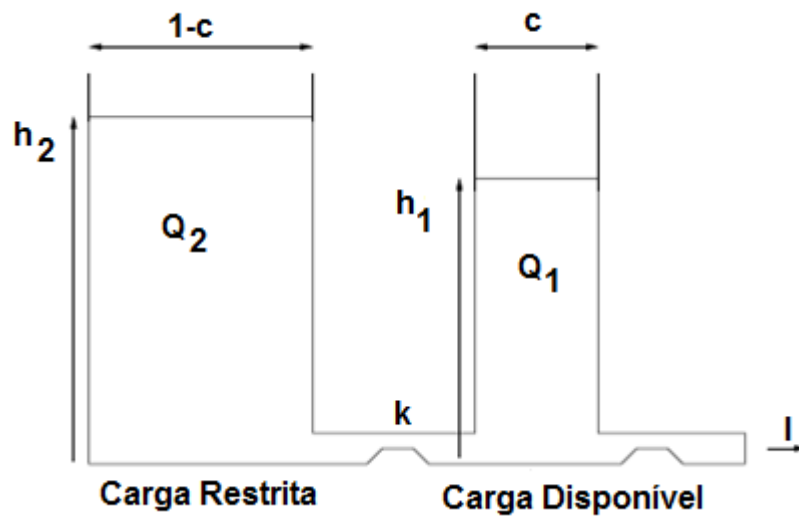


Figura 3.2 : Modelo cinético da bateria.

Fonte: (MANWELL ,1995)

As equações diferenciais que definem o modelo são:

$$\frac{dQ_1}{dt} = -I(t) + k(h_2 - h_1) \quad (3.1)$$

$$\frac{dQ_2}{dt} = -k(h_2 - h_1) \quad (3.2)$$

em que:

Q_1 = capacidade máxima do tanque 1 (Ah);

Q_2 = capacidade máxima do tanque 2 (Ah);

$I(t)$ = corrente de carga (-) ou descarga (+) da bateria em função do tempo (A);

k = taxa que exprime a condutância entre os dois tanques (Ω^{-1});

h_1 = altura do tanque 1 (V); e

h_2 = altura do tanque 2 (V).

A altura dos tanques é definida por:

$$h_1 = \frac{Q_1}{c} \quad (3.3)$$

$$h_2 = \frac{Q_2}{(1-c)} \quad (3.4)$$

em que:

c = é a relação entre o tamanho do tanque de energia disponível e a soma dos dois tanques (AhV^{-1}).

As condições iniciais do modelo, para bateria carregada, são descritos por: $Q_1(0) = c(Q)$ e $Q_2(0) = (1-c)(Q)$ em que Q é a capacidade nominal da bateria (Ah).

A energia máxima fornecida durante o ciclo de vida da bateria é dada por:

$$E_{\text{tempo de vida},i} = f_i d_i (Q_{\text{max}} V_{\text{nom}}) \quad (3.5)$$

em que:

$E_{\text{tempo de vida},i}$ = energia máxima fornecida durante o ciclo de vida da bateria (kWh);

f_i = número de ciclos para o término da vida útil (adimensional);

d_i = profundidade de descarga da bateria (percentual);

Q = capacidade máxima disponível da bateria (Ah);e

V_{nom} = tensão nominal da bateria (V).

A capacidade máxima da bateria (Q_{max}) é dada por:

$$Q_{\text{max}} = Q_1 + Q_2 \quad (3.6)$$

3.2.2 Definição dos parâmetros por meio dos dados do fabricante

Três parâmetros que são utilizados para descrever este sistema dois tanques, $Q_{\text{máx}}$, k e c , são definidos por meio dos dados fornecidos pelo fabricante, conforme descrito a seguir. A capacidade teórica máxima da bateria (Q_{max}) é a soma da capacidade total dos dois tanques, que não é a capacidade

nominal da bateria, visto que não pode ser totalmente fornecida. O parâmetro c é a relação entre o tamanho do tanque da energia disponível para o tamanho conjunto de ambos os tanques. A taxa constante (k) diz respeito à condutância entre os dois tanques, e está relacionada à taxa de conversão da bateria para energia química em elétrica disponível ou vice-versa.

A definição destes parâmetros é feita em função da curva de carga/descarga fornecida pelo fabricante. A curva de descarga fornece o tempo necessário para que, considerando uma determinada corrente de suprimento à carga, ocorra uma profundidade de descarga de 100%. A taxa de descarga é representa o escoamento de corrente em função do tempo. Considerando-se os dados tabelados fornecidos pelo fabricante, faz-se o ajuste da curva em um polinômio de 2ª ordem, equação 3.7.

$$Q = AI^2 + BI + C \quad (3.7)$$

em que:

Q = capacidade da bateria (Ah);

I = corrente de carga/descarga (A); e

A, B e C = coeficientes do polinômio (carga/descarga).

O parâmetro k , c e Q_{MAX} são definidos pelas equações (3.8), (3.9) e (3.10) respectivamente:

$$k = 2A \quad (3.8)$$

$$Q_{MAX} = \left(\frac{-B^2}{4A} \right) + C + Q_{NOM} \quad (3.9)$$

$$c = 1 - \left(\frac{C}{Q_{NOM}} \right) \quad (3.10)$$

3.2.3 Caracterização do Estudo de caso

Como exemplo, foi feita uma aplicação deste modelo a um sistema com a carga sendo atendida pela rede e por um banco de baterias, do tipo chumbo-ácido estacionário regulada por válvula da Saturnia modelo OPzV 600, com os parâmetros técnicos fornecidos pelo fabricante. Para a carga, foram utilizados dados reais de um alimentador rural da concessionária de energia CEMIG na localidade de Viçosa, Minas Gerais. Este alimentador opera a uma tensão de 13,8 kV e atende à comunidades rurais. Seu carregamento máximo é em torno de 5 MVA.

3.3 Resultados e Discussão

3.3.1 Simulação da bateria

Para o cálculo dos parâmetros, realizou-se um ajuste de curva polinomial a partir de dados fornecidos pelo fabricante da bateria. Um exemplo deste ajuste pode ser visualizado na Figura 3.3 para a bateria modelo OPzV600 da Saturnia. Tomando-se por base este ajuste, foram calculados os parâmetros k , c , Q_{\max} e Q_{\min} . O valor de R^2 foi adequado, denotando que a curva está bem ajustada.

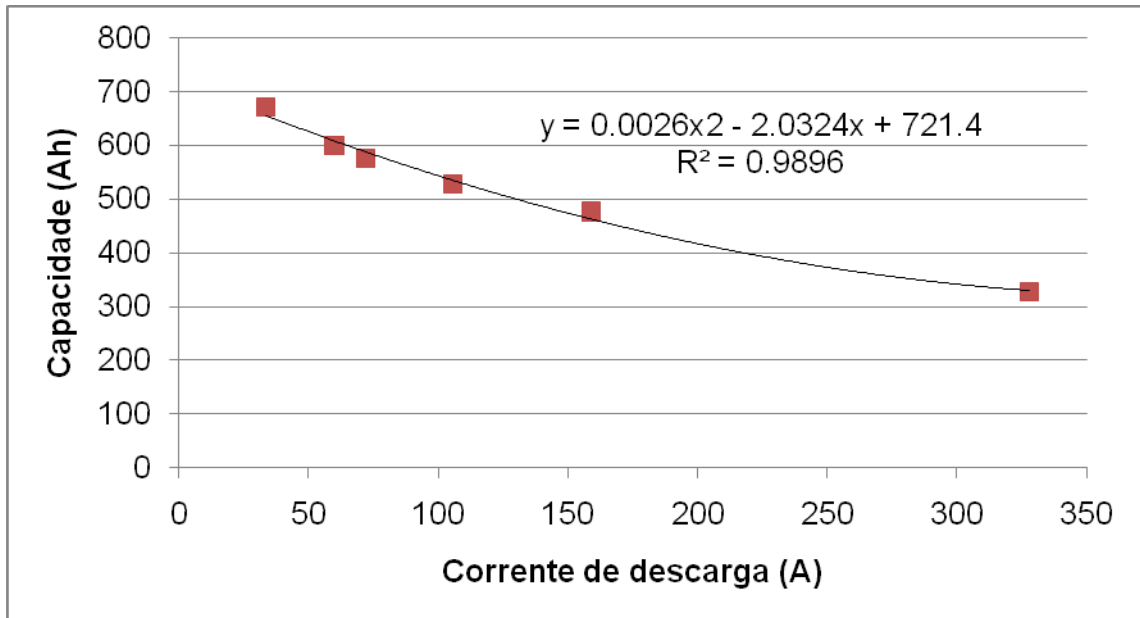


Figura 3.3: Ajuste da curva para a bateria OPzV600.

Os parâmetros obtidos para a bateria OPzV600 foram: $k=0,0051 \Omega^{-1}$, $c=0,1683 \text{ AhV}^{-1}$; $Q_{\max}= 918,5 \text{ Ah}$ e $Q_{\min}= 318,5 \text{ Ah}$. Com estes parâmetros, foi simulado o modelo da bateria.

3.3.2 Carga e descarga do modelo- estudo de caso

Foi simulado o atendimento a uma carga, com a demanda anual apresentado na Figura 3.4 e com a rede suprindo até 4000 kW. Considerando-se uma confiabilidade de 100%, ou seja, a carga terá que ser atendida sem interrupções, foi dimensionado o banco de baterias. O dimensionamento do sistema foi feito por meio do programa HOMER®, e para este caso, com o banco de baterias com um estado de carga de até 100%.

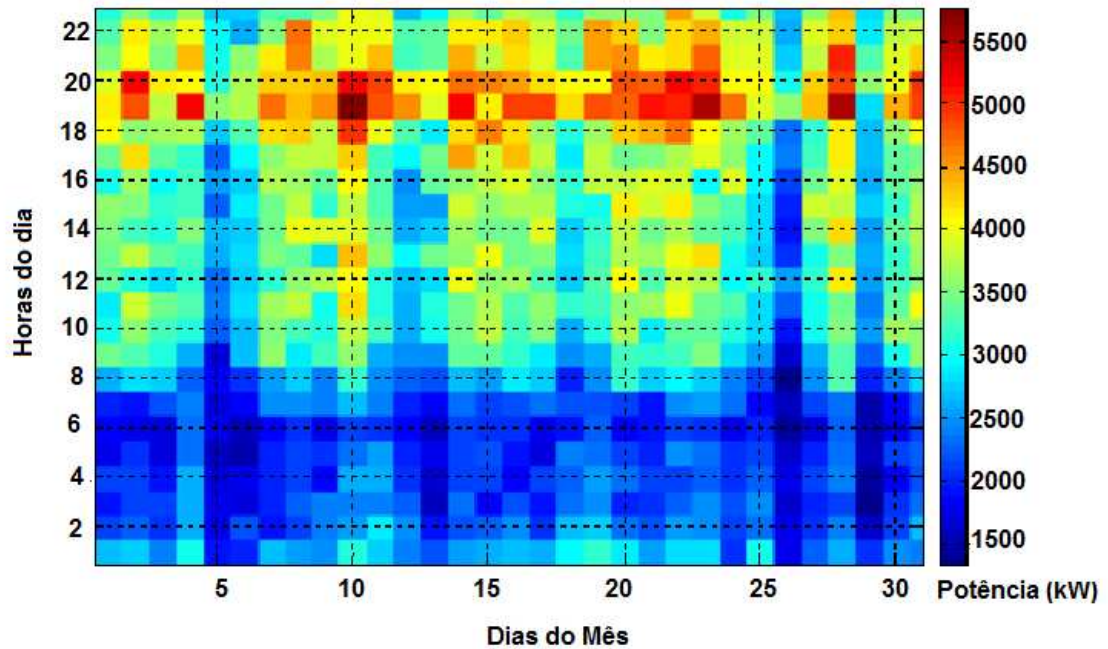


Figura 3.4: Demanda para o mês de agosto da carga a ser atendida

O resultado prevê o uso de um banco de baterias com as seguintes especificações: 6000 baterias chumbo - acida regulada por válvula, modelo OPzV600, ou seja, 50 conjuntos de 12 baterias por conjunto, tensão de 24V, com vida útil de 10 anos. Para este perfil, foram simuladas a carga e descarga do banco de baterias para o mês de agosto, considerando-se a redução do horário de pico, apresentado na Figura 3.5.

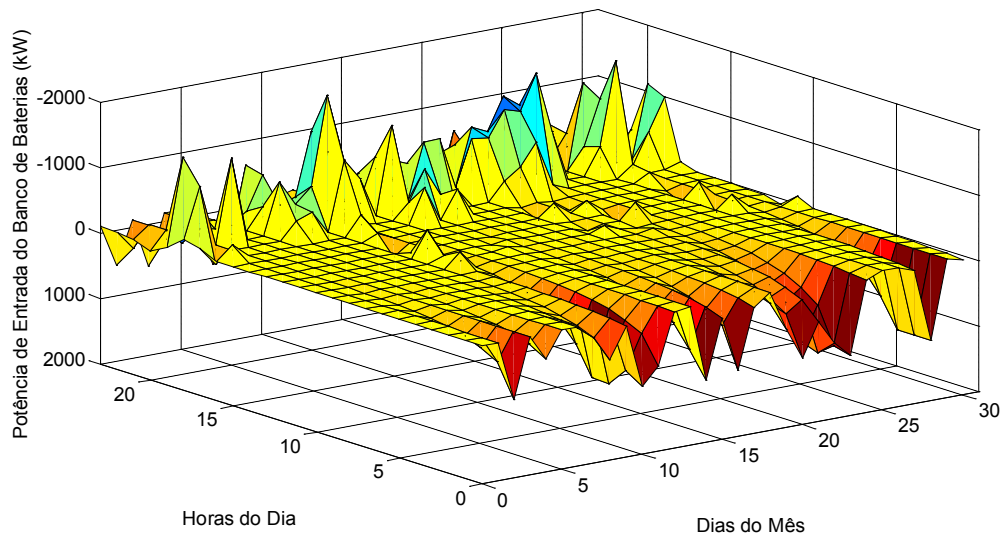


Figura 3.5: Carga e descarga do banco de baterias para o mês de agosto.

No caso simulado, o banco de baterias está descarregando nos horários de pico da carga e sendo carregados nos horários de menor demanda, o que está de acordo com o comportamento de gerenciamento de energia requerido.

3.4 Conclusões

A metodologia para simulação de baterias e banco de baterias apresentada é de fácil utilização e depende, para sua formulação de parâmetros que são fornecidos pelos fabricantes. Sua utilização no planejamento e operação elétrica pode agregar aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica já instalados uma maior flexibilidade, permitindo uma projeção para diferentes situações, sendo uma ferramenta importante para as novas configurações da rede de energia elétrica do futuro.

3.5 Referências

BINDNER, H., T. CRONIN, P. LUNDSAGER, J. MANWELL, U. Abdulwahid, I. BARING-GOULD, 2005, Lifetime Modelling of Lead Acid Batteries, Riso-R-1515. Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, April 2005. Disponível em: <http://130.226.56.153/rispubl/VEA/veapdf/ris-r-1515.pdf>

BJELOVUK, G. (2008). "American Electric Power's Utility-Scale Energy Storage." Acessado em 24/08, 2010, do site: <http://www.narucmeetings.org/Presentations/Bjelovuk,%20Energy%20Storage%20and%20Renewables,%20NARUC,%207-18-10.pdf>.

BURNS, J. H. M. (2009). "AMI/HAN Conference Call: Design Basis for Customer Communications Infrastructure Development." Acessado em 24/08, 2010, do site: http://intelligrid.epri.com/Smart_Grid_Information_Sharing_Calls/2009/AMI_HAN_Mtg_Materials_1.30.09/AMIHAN20090129Final.pdf.

COMMITTEE (2009). America's energy future : technology and transformation. T. N. Academies, N. A. o. Sciences;, N. A. o. Engineering; and N. R. Council. Washington, D.C. :, National Academies Press: 650.

DIVYA, K. C. e ØSTERGAARD, J. (2009). "Battery energy storage technology for power systems--An overview." Electric Power Systems Research **79**(4): 511-520.

FORTUNATO, L.A.M.; ARARIPE NETO, T.A.; ALBUQUERQUE, J.C.R. & PEREIRA, M.V.F. ,1990. Introdução ao Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. Eletrobrás, Editora Universitária, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

IEA, 2009. World Energy Outlook - 2009, International Energy Agency IEA.

MANWELL JF, MCGOWAN JG (1993) Lead acid battery storage model for hybrid energy systems, Solar Energy, 50, 399-405

MANWELL, J.F., et al. (1994) Evaluation of Battery Models for Wind/Hybrid Power System Simulations. in 5th European Wind Energy Association Conference. Thessaloniki, Macedonia, Greece.

MANWELL, J.F., et al., (1997) HYBRID2- A Hybrid System Simulation Model - Theory Manual. 1997, National Renewable Energy Laboratory.

MANWELL, J.F., et. al., (2005) Improvements to the Hybrid2 Battery Model, American Wind Energy Association Windpower Conference, Denver

4. Metodologia para simulação da geração fotovoltaica em sistema elétrico de potência

Resumo

Pesquisas em fontes renováveis de energia tiveram um aumento significativo e resultados destas já se encontram no mercado. A Energia Solar Fotovoltaica oferece um vasto campo de estudos devido a sua importante função de fonte de suprimento energético sustentável, com benefícios ao meio ambiente por suas características não poluentes, bem como aspectos sociais e econômicos, incluindo aumentos na confiabilidade do sistema, maior possibilidade de acesso à eletricidade em áreas remotas, entre outros. O rápido avanço da tecnologia fotovoltaica tem contribuído para a redução de custos de fabricação e aumento de eficiência destes equipamentos tornando-os cada vez mais economicamente viáveis. Por outro lado, a inserção da geração distribuída na matriz energética apresenta-se como um desafio. Em especial, a realidade brasileira, com um perfil fortemente centralizado apresenta uma dificuldade maior de gerenciar fontes energéticas de tamanho reduzido. Para esta finalidade, novas metodologias de simulação são requeridas para servirem de apoio ao planejamento e operação elétricos do sistema elétrico interligado para uma inserção segura e confiável. Por meio deste trabalho propõe-se uma

metodologia para previsão de potência gerada pelos geradores fotovoltaicos utilizando-se um tratamento estocástico para a radiação solar com vistas ao uso junto aos gestores do sistema elétrico.

Palavras-chave: Fontes renováveis, Energia solar fotovoltaica, Planejamento e operação energética, Simulação.

4.1 Introdução

A falta de acesso à eletricidade ainda é um problema no mundo atual, sendo que até 2030 ainda estima-se que em torno de 1 bilhão e 300 mil pessoas ainda estejam nesta situação (IEA, 2009). A forte tendência às políticas que promovam o desenvolvimento sustentável por meio do fortalecimento da consciência ambiental leva a uma maior inserção de fontes renováveis na matriz energética (QUEZADA, 2006, ZERRIFFI, 2004).

O Brasil, apesar da forte presença das fontes renováveis em sua matriz, tem problemas relacionados às questões ambientais no que concerne à construção de grandes barragens e linhas de transmissão de longas distâncias. Cerca de 90 % de sua capacidade geradora do país está centralizada em grandes projetos hidroelétricos localizados em áreas remotas e distantes (IEA 2007; ANEEL 2008). A projeção é de uma alteração da estrutura atual, altamente centralizada e com centrais geradoras de grande capacidade, para uma nova estrutura fortemente descentralizada e com grande inserção de fontes geradoras de pequena e média capacidade. Com estas alterações o sistema seria capaz de (LASSETER 2007): (i) suprir o crescimento da carga e reforçar a robustez com um mínimo crescimento da transmissão; (ii) viabilizar o uso de fontes renováveis; (iii) melhorar os aspectos ambientais; e (iv) aumentar o nível de confiabilidade local para garantir a necessária qualidade de energia requerida pelos consumidores.

Considerando-se a energia solar, atualmente têm-se pesquisas que já contemplam o mapeamento deste recurso para o cenário brasileiro, representando fontes de dados confiáveis para sua utilização (MARTINS et al. 2007; 2008; 2008).

Estudos para a inserção de fontes energéticas renováveis e intermitentes como a solar fotovoltaica na rede foram realizados contemplando vários aspectos, a citar: considerações sobre níveis de penetração (DENHOLM e MARGOLIS 2007; ELTAWIL e ZHAO 2010), qualidade de energia (MACÊDO e ZILLES 2009), viabilidade técnica de aplicações em sistemas conectados (RÜTHER et al. 2008). Considerando-se este panorama, em especial o relacionado à realidade brasileira, faz-se necessário o desenvolvimento de metodologias que possibilitem a efetiva inserção da energia solar fotovoltaica como alternativa considerada no planejamento de expansão da rede.

A inserção da geração distribuída ao sistema elétrico de potência interligado requer a efetiva consideração de cada fonte geradora durante o processo de tomada de decisão que inclui desde o planejamento da expansão até a operação em tempo real. O Planejamento da Expansão Energética baseia-se na incorporação, ao sistema gerador existente, de novas usinas geradoras de diferentes tipos, levando em conta suas características técnicas e econômicas. O Planejamento da Operação Energética determina a estratégia de geração em cada usina visando atender à carga com qualidade e confiabilidade, minimizando o valor esperado dos custos operativos e os riscos de déficit no período estimado. Estes planejamentos são preparados em etapas com objetivos específicos, que consideram diferentes horizontes - a Longo, Médio e Curto Prazo. Estas etapas estão interligadas/integradas e têm como meta estabelecer estratégias a serem seguidas pela Operação em Tempo Real. Em suma, faz-se necessária a caracterização técnica e econômica de cada fonte geradora a ser inserida no sistema elétrico de potência, em especial com pleno conhecimento dos prós e contras em relação à rede (FORTUNATO, 1990).

Dentre os critérios de planejamento de expansão da geração têm-se os de garantia de suprimento que determina, para a avaliação de um sistema, a necessidade de simular a operação deste sistema. Para tanto, é de vital importância o conhecimento do comportamento da fonte a ser inserida no sistema, para o correto planejamento e operação da rede. Para a simulação de operação, uma das necessidades de atendimento deste critério é a simulação da potência gerada horária em função da sua fonte primária. Considera-se como potência gerada de uma fonte sua máxima capacidade de produção contínua, com as mesmas características do mercado, sem a ocorrência de déficits. Vários métodos podem ser utilizados para previsão de potência gerada em um sistema elétrico de potência, que incluem: (i) métodos especialistas que tomam por base a experiência acumulada; (ii) métodos estatísticos e (iii) métodos que envolvam inteligência artificial (YING-ZI e JIN-CANG 2009). Este capítulo propõe uma metodologia para previsão de potência gerada horária da geração fotovoltaica, para a localidade desejada, sob diferentes níveis de radiação solar e temperatura visando sua utilização no planejamento e operação elétrica.

4.2 Energia solar fotovoltaica

4.2.1 Radiação solar

O sol fornece energia em forma de radiação, que é a base de toda a vida na terra. No centro do sol, ocorre a fusão nuclear que transforma núcleos de hidrogênio em núcleos de hélio. Durante este processo, parte da massa é transformada em energia. O sol é assim um enorme reator de fusão nuclear.

Devido à grande distância existente entre o sol e a terra, apenas uma mínima parte (aproximadamente duas partes por milhão) da radiação solar emitida atinge a superfície da Terra. Esta radiação corresponde a uma quantidade de energia de $3,6 \times 10^{21}$ J/ano. A quantidade de energia solar que atinge a superfície da Terra corresponde, aproximadamente, a dez mil vezes à

demanda global de energia. Assim, teríamos de utilizar apenas 0,01 % desta energia para satisfazer a procura energética total do planeta.

4.2.2 Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é uma das possíveis formas de conversão da energia solar que ocorre em dispositivos conhecidos como *células fotovoltaicas*. A conversão de energia solar que ocorre nessas células fotovoltaicas se dá em dois estágios essenciais. No primeiro, a absorção da luz (fótons) gera um par lacuna-elétron, ocorrendo a quebra da coesão entre os elétrons da camada de valência. Então o elétron e a lacuna são separados pela estrutura do equipamento (junção PN), elétrons no terminal negativo e lacunas no terminal positivo, dessa forma gerando uma diferença de potencial disponível sendo, portanto, energia elétrica (MARKVART & CASTAÑER, 2003).

A geração solar fotovoltaica se dá por meio do efeito fotovoltaico em materiais semicondutores, os principais materiais utilizados são: silício cristalino (c-Si); silício amorfo hidrogenado (a-Si:H ou simplesmente a-Si); silício monocristalino (m-Si); silício policristalino (p-Si); o telureto de cádmio (CdTe); disseleneto de cobre (gálio) e índio (CuInSe₂ ou CIS e Cu(InGa)Se₂ ou CIGS). A produção mundial de módulos fotovoltaicos já superou a cifra de 2500 MW por ano e estima-se que mais de 95% deste total utilizando-se o silício como matéria-prima (PHOTON-INTERNACIONAL, 2007).

Os materiais semicondutores se caracterizam por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução totalmente "vazia" em torno de 0 K. Acima desta temperatura, aumentando-se a temperatura, acima de 0 K, de um material semicondutor, com largura da banda proibida reduzida, alguns poucos elétrons da banda de valência adquirem energia térmica da rede e poderão pular dos seus estados da banda de valência para estados vazios da banda de condução. Desta forma, passamos a uma condição em que os elétrons, tanto da banda de valência

(banda não mais totalmente preenchida) como da banda de condução (apenas parcialmente preenchida), podem conduzir corrente elétrica. A condutividade será, no entanto, bem reduzida, tendo em vista o número reduzido de elétrons na banda de condução, bem como uma banda de valência ainda quase preenchida.

A separação entre as duas bandas de energia permitida nos semicondutores ("*gap* de energia") é da ordem de 1 eV, o que os diferencia dos isolantes onde o *gap* é de vários eVs. Isto faz com que os semicondutores apresentem várias características interessantes. Uma delas é o aumento de sua condutividade com a temperatura, devido à excitação térmica de portadores da banda de valência para a banda de condução. Uma propriedade fundamental para as células fotovoltaicas é a possibilidade de fótons, na faixa do visível, com energia superior ao *gap* do material, excitarem elétrons à banda de condução. Este efeito, que pode ser observado em semicondutores puros, também chamados de intrínsecos, não garante por si só o funcionamento de células fotovoltaicas. Para obtê-las é necessária uma estrutura apropriada para que os elétrons excitados possam ser coletados, gerando uma corrente útil.

Numa posição próxima do oxigênio, o silício é o segundo elemento químico mais frequentemente encontrado no planeta terra. O silício apresenta uma disponibilidade quase ilimitada. Está presente na argila, feldspato, granito, quartzo e areia, normalmente na forma de dióxido de silício— SiO_2 (também conhecido como sílica) e silicatos (compostos contendo silício, oxigênio e metais).

O material utilizado nas células solares deve ser da maior pureza possível. Isto pode ser conseguido por meio de sucessivas etapas na produção química. Até aos dias de hoje, os fabricantes de células solares têm obtido, na sua maior parte, o material purificado do desperdício da indústria eletrônica de semicondutores.

4.2.3 A célula solar

A Figura 4.1 mostra a estrutura de uma célula solar de silício cristalino mais comum, composta por duas camadas de silício contaminadas com diferentes impurezas. A camada orientada para o sol está contaminada negativamente com fósforo (elementos doadores), e a camada inferior está contaminada positivamente com boro (elementos receptores). É produzido um campo elétrico na junção das duas camadas, que conduz à separação das cargas (elétrons e lacunas) o que pode ser conseguido por meio da luz solar. No intuito de gerar eletricidade a partir da célula solar, são impressos contatos metálicos nas suas partes frontal e posterior. Em geral, e neste contexto, é utilizada a impressão em tela. É possível conseguir uma camada de contato em toda a extensão da célula, com a aplicação de uma folha de alumínio ou de prata na parte posterior. No entanto, a parte frontal deverá ser tão translúcida quanto possível. Aqui os contatos são essencialmente aplicados na forma de uma grelha fina ou numa estrutura em árvore. A reflexão da luz pode ser reduzida, com o depósito por vapor de uma camada mais fina (camada anti-reflexão) na parte frontal da célula solar, feita de nitreto de silício ou de dióxido de titânio.

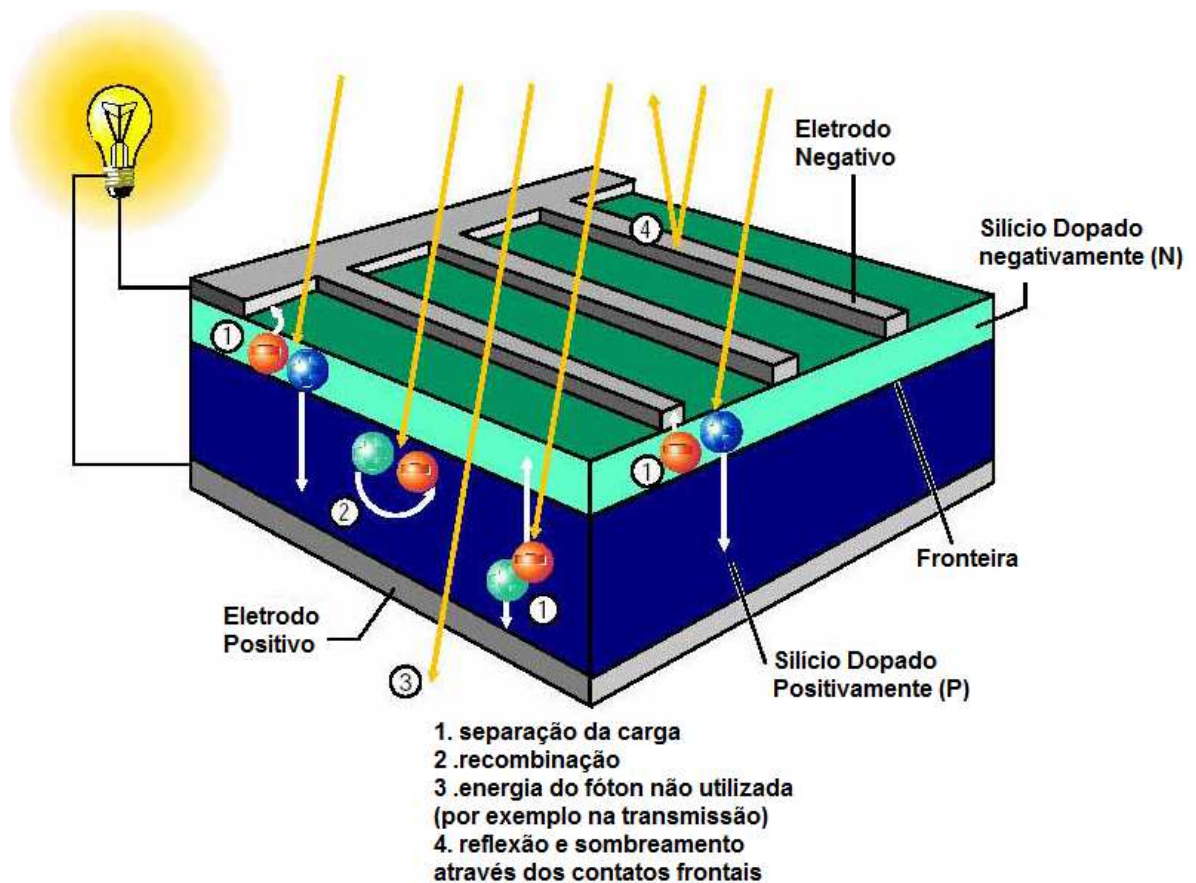


Figura 4.1: Estrutura e função de uma célula fotovoltaica de silício cristalino.
 Adaptado de: COMISSÃO EUROPÉIA, 2004.

Ainda como mostrado na Figura 4.1, a radiação provoca a separação dos portadores de carga e o surgimento de uma corrente, caso exista um aparelho de consumo ligado, uma lâmpada no caso ilustrado.

4.2.4 Perdas energéticas em uma célula solar

As perdas ocasionadas pela recombinação (elétrons que não alcançam os contatos), pela reflexão e pelo sombreamento entre os contatos frontais, ocorrem na célula solar. Além disso, uma grande proporção da energia de radiação de onda longa e curta não pode ser aproveitada. Como exemplo, as perdas de transmissão também estão ilustradas na Figura 4.1. Outra parte da

energia não aproveitada é absorvida e transformada em calor. As perdas associadas a uma célula solar são mostradas na Figura 4.2.

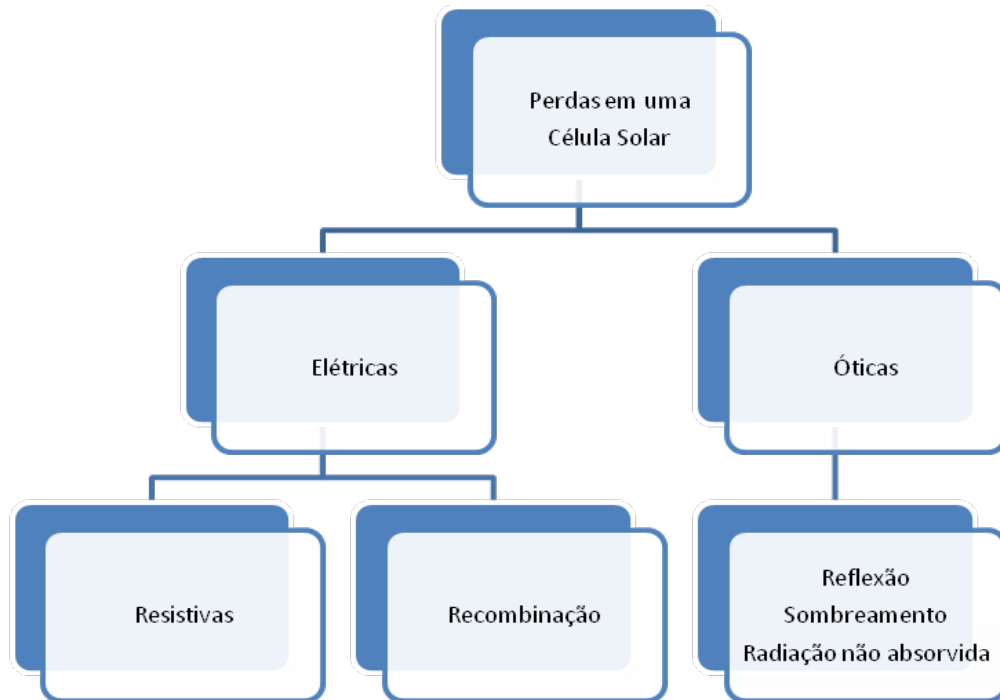


Figura 4.2: Perdas associadas a uma célula solar fotovoltaica.

Adaptado de: GOETZBERGER & HOFFMANN, 2005.

Considerando-se essas perdas em valores médios e o total de radiação solar incidente, pode-se ter o balanço energético apresentado na Figura 4.3, para uma célula solar fotovoltaica de silício cristalino. Aonde tem-se o valor de 13 % como a eficiência média de uma célula solar fotovoltaica de silício cristalino.

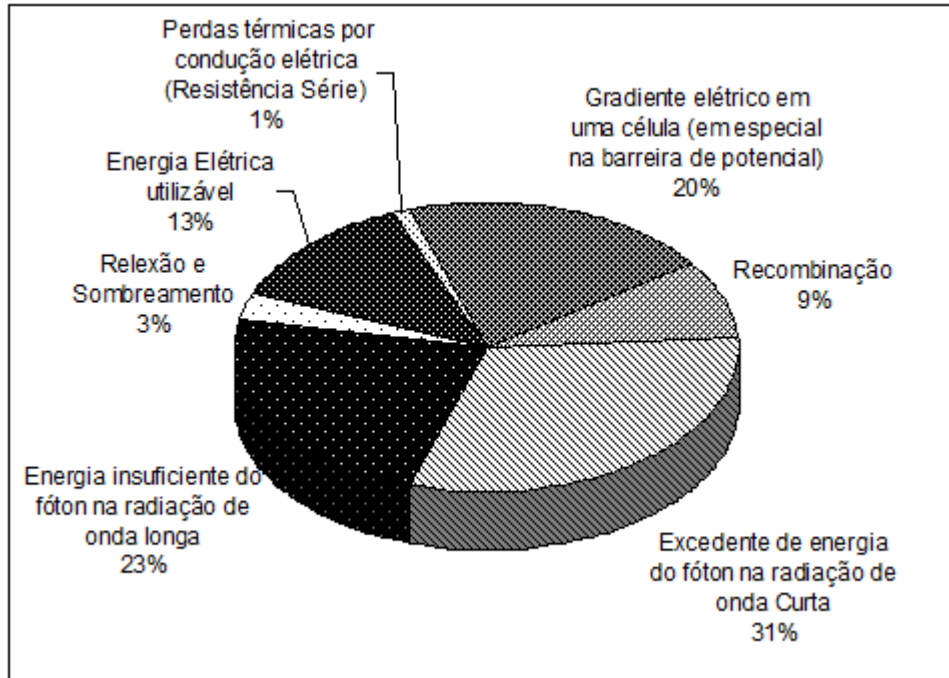


Figura 4.3: Balanço energético de uma célula fotovoltaica em relação radiação solar incidente.

Adaptado de: COMISSÃO EUROPÉIA, 2004.

A diminuição das perdas e o melhor aproveitamento da energia solar incidente representam grande desafio na pesquisa de novas tecnologias para células fotovoltaicas.

4.3 Tecnologias e tipos de células fotovoltaicas

Atualmente, a pesquisa e produção de células fotovoltaicas estão procurando mais intensamente reduzir os custos e aumentar a eficiência, ou melhorar o desempenho. Nesta linha, existem alguns objetivos comuns principalmente para a pesquisa de novas tecnologias para células solares, a saber (LUQUE & HEGEDUS, 2003):

- uso de menor quantidade de material semicondutor para a produção de células de menor espessura;
- uso de materiais semicondutores mais baratos (ou seja menos puros);

- melhorar o desempenho de células de materiais semicondutores menos puros;
- aumentar a utilização da radiação solar por uma absorção mais eficiente do espectro ; e
- melhor eficiência do processo de produção da células para diminuir o desperdício e conseqüentemente o custo de produção.

Várias pesquisas estão sendo desenvolvidas, tanto para melhoria das células fotovoltaicas já comercializadas quanto para novas tecnologias. A Figura 4.4 mostra o panorama atual das tecnologias e tipos de células fotovoltaicas, sendo que as de silício cristalino (c-Si) e de filmes finos já em fase de comercialização.

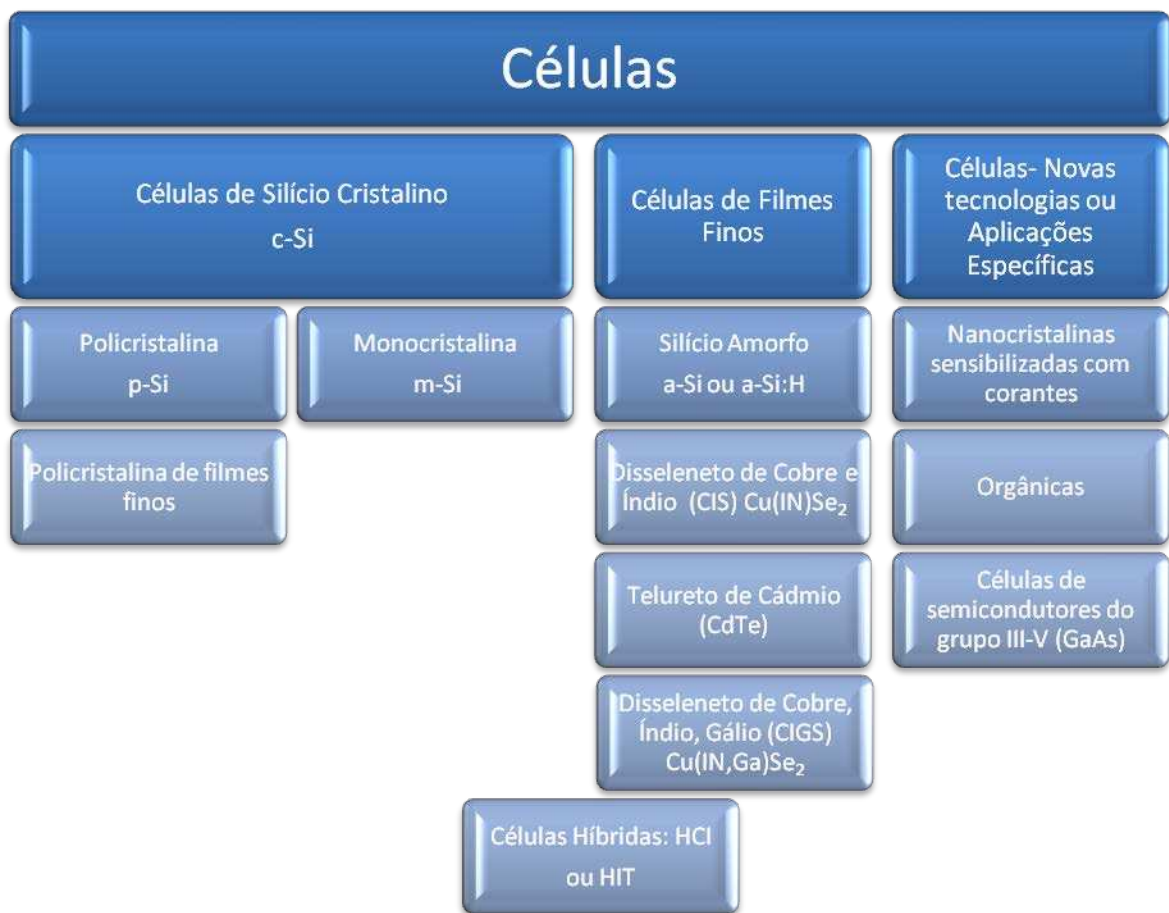


Figura 4.4: Panorama atual de tecnologias e tipos de células fotovoltaicas.

4.3.1 Avanço tecnológico das células fotovoltaicas

Os maiores valores de eficiências comprovadas por pesquisas em tecnologias de células fotovoltaicas estão apresentadas na Figura 4.17 e demonstram o avanço tecnológico alcançado em função do desenvolvimento de pesquisas na área a longo dos anos.

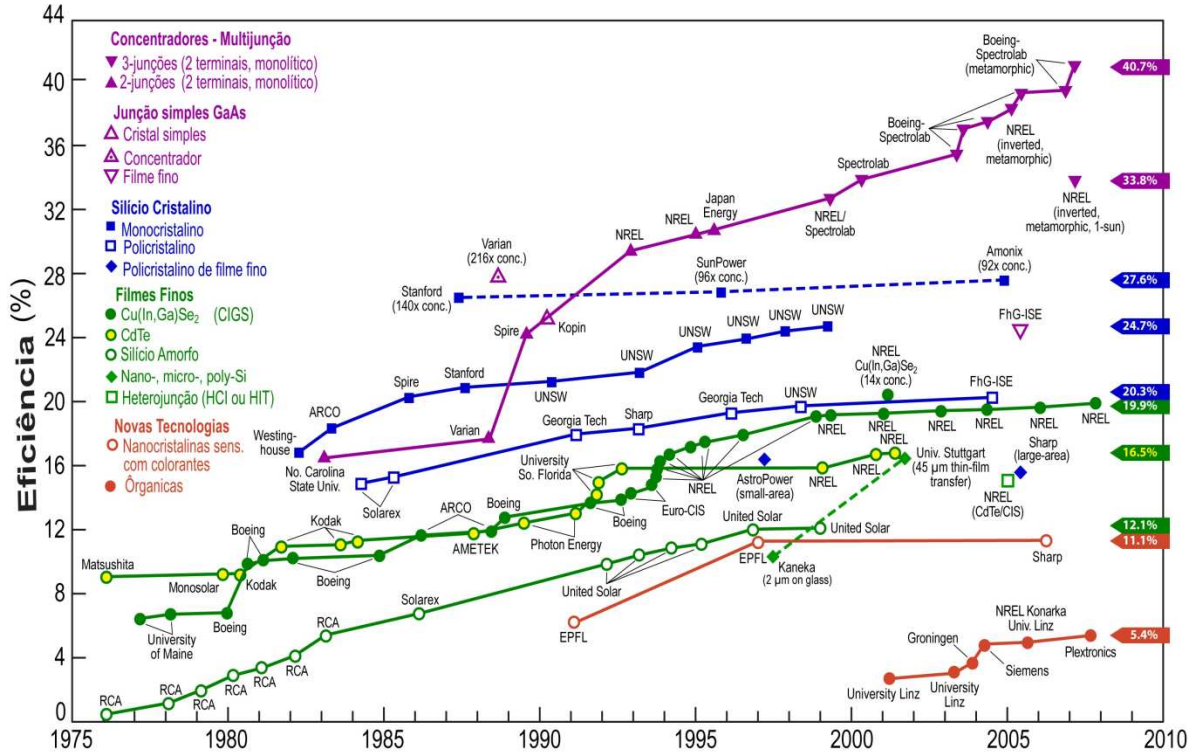


Figura 4.5: Maiores valores de eficiências comprovadas por pesquisas em tecnologias de células fotovoltaicas.

Fonte: ROEDERN, 2008

4.3.2 Modelagem de sistemas fotovoltaicos conectados ao sistema elétrico de potência

O modelo matemático a ser utilizado para simular uma célula fotovoltaica tem base em seu circuito equivalente (modelo de um diodo). A Figura 2 mostra o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, sendo I_L a corrente fotogerada, R_s e R_p suas resistências série e paralela, V e I a tensão e corrente de saída da célula, respectivamente.

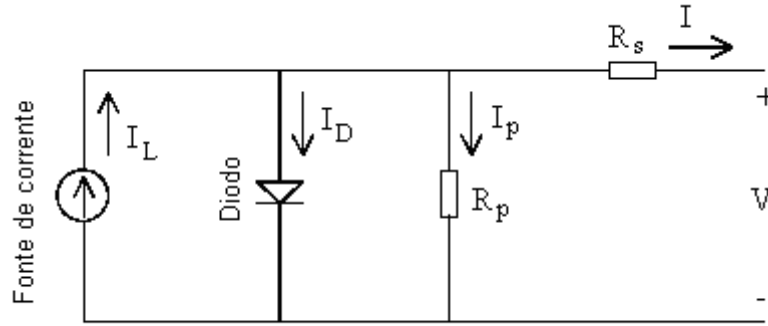


Figura 4.6: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real (modelo de um diodo).

Fonte: (VILLALVA et all, 2009)

A partir do modelo da Figura 4.6, tem-se a equação que descreve o desempenho de geradores fotovoltaicos, relacionando tensão, corrente, intensidade solar e temperatura (BOROWY e SALAMEH, 1996):

$$I = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{V - \Delta V}{C_2 V_{oc}}\right) - 1 \right] \right\} + \Delta I \quad (4)$$

$$C_2 = \frac{V_{mp}/V_{oc} - 1}{\ln(1 - (I_{mp}/I_{sc}))} \quad (5)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \exp\left(-\frac{V_{mp}}{C_2 V_{oc}} \right) \quad (6)$$

$$\Delta I = \alpha \left(\frac{S_m}{S_{mref}} \right) \Delta T + \left(\frac{S_m}{S_{mref}} - 1 \right) I_{sc} \quad (7)$$

$$\Delta V = -(\beta \Delta T) - (R_s \Delta I) \quad (8)$$

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (9)$$

$$T = T_a + 0,02 S_m \quad (10)$$

em que

- V - tensão de saída do circuito (V);
- V_{oc} - tensão de circuito aberto (V);
- V_{mp} - tensão de máxima potência (V);
- V_{ref} - tensão nas condições de referência (V);
- I - corrente de saída do circuito (A);
- I_{sc} - corrente de curto-circuito (A);
- I_{mp} - corrente de máxima potência (A);
- I_{ref} - corrente nas condições de referência (A);
- α - coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito na irradiância solar de referência ($A/^{\circ}C$);
- β - coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto na irradiância solar de referência ($V/^{\circ}C$);
- R_s - resistência série (Ω);
- S_m - irradiância solar global no plano do gerador fotovoltaico (W/m^2);
- S_{mref} - irradiância solar de referência ($1000 W/m^2$);
- T_a - temperatura ambiente ($^{\circ}C$);
- T - temperatura da célula solar ($^{\circ}C$); e
- T_{ref} - temperatura de referência da célula solar ($25^{\circ}C$).

4.4 Material e Métodos

A metodologia proposta está de acordo com os critérios de suprimento de energia probabilístico para previsão de potência gerada horária da geração fotovoltaica visando utilização no planejamento e operação elétrica abrange: (i) tratamento estocástico para o cálculo da radiação solar global horária em função da localidade escolhida proposta por, Cabral (2006); (ii) cálculo da potência gerada horária pelo gerador fotovoltaico escolhido; (iii) validação da simulação do gerador fotovoltaico; e (iv) estudo de caso. A simulação foi desenvolvida no programa Matlab®.

4.4.1 Tratamento estocástico para a radiação solar

O modelo de simulação apresentado nesta seção para a radiação solar global horária foi proposto por Cabral (2006). Este modelo apresenta o tratamento estocástico da radiação solar, sendo o ajuste dado por cadeias de Markov. Os dados meteorológicos necessários para a geração de dados horários utilizados na simulação, em especial os valores médios mensais de radiação global diária, são derivados de um ano típico. Este ano típico foi obtido por meio de observações de séries históricas (CABRAL, 2006).

A equação estabelecida para a estimação da radiação global horária sobre uma superfície inclinada, voltada para o equador é (IQBAL, 1983):

$$I_{\beta} = (I_h - I_d) r_b + I_r + I_s \quad (4.1)$$

em que:

- I_{β} - radiação global horária incidente em uma superfície inclinada direcionada ($\text{MJ m}^{-2} \text{ h}^{-1}$);
- I_h - radiação global horária incidente em uma superfície horizontal ($\text{MJ m}^{-2} \text{ h}^{-1}$);
- I_d - radiação difusa horária incidente em uma superfície horizontal ($\text{MJ m}^{-2} \text{ h}^{-1}$);
- r_b - razão da radiação horária em uma superfície inclinada em relação à horizontal, na ausência da atmosfera terrestre (decimal);
- I_r - radiação difusa horária refletida pela terra incidente em uma superfície inclinada ($\text{MJ m}^{-2} \text{ h}^{-1}$);
- I_s - radiação difusa horária oriunda do céu incidente em uma superfície inclinada ($\text{MJ m}^{-2} \text{ h}^{-1}$);

Para o cálculo de r_b , utilizou-se a relação entre a radiação horária sobre uma superfície inclinada, voltada para o equador, e a radiação horária sobre uma superfície horizontal, ambas na ausência da atmosfera terrestre. Esta escolha foi devido ao valor de r_b poder mudar rapidamente, podendo aproximar-se de infinito ou zero, nos ângulos do nascer e pôr-do-sol, quando se utiliza a relação entre os ângulos de incidência e zenital. Isto depende da latitude, inclinação e dia do ano.

O cálculo da radiação global horária (I_h) sobre uma superfície horizontal foi feito por meio das equações de (4.2) a (4.5) (DUFFIE e BECKMAN, 1980).

$$I_h = H r_t \quad (4.2)$$

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos(\omega)) \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\sin(\omega_s) - (2 \pi \omega_s / 360) \cos(\omega_s)} \quad (4.3)$$

$$a = 0,409 + 0,5016 \sin(\omega_s - 60) \quad (4.4)$$

$$b = 0,6609 + 0,4767 \sin(\omega_s - 60) \quad (4.5)$$

em que:

H - radiação diária global incidente em uma superfície horizontal ($\text{MJm}^{-2}\text{h}^{-1}$);

ω_s - ângulo do pôr-do-sol (graus); e

ω - ângulo horário (graus).

A equação que descreve a radiação global diária incidente sobre uma superfície horizontal é (Iqbal, 1983):

$$H = H_o K_T \quad (4.6)$$

em que:

H_o - radiação extraterrestre diária incidente em uma superfície horizontal ($\text{MJ m}^{-2} \text{h}^{-1}$); e

K_T - índice de claridade diário (decimal).

O valor do índice de claridade diário (K_T) foi estimado com base em matrizes de transição de Markov, (LORENZO, 1994). Analisando seqüências históricas de dados procedentes de diversas estações de medida, os autores do modelo propuseram um banco de dados, supostamente universal. A cada matriz de Markov se associa um intervalo de valores de K_T definido por seus valores máximo e mínimo, K_{Tmax} e K_{Tmin} , respectivamente. Cada um destes intervalos se divide em 10 subintervalos, com mesmo número de linhas e colunas que cada matriz possui. Para gerar os valores dos índices de claridade diários, a partir das cadeias de Markov, foi necessário ter como dados de entrada, os valores dos índices de claridade mensais, calculados a partir dos dados de radiação global diária média mensal.

A radiação horária difusa incidente sobre superfície horizontal (I_d) foi calculada segundo a correlação de Orgill e Hollands, citada por Iqbal (1983). A radiação difusa horária oriunda do céu (I_s), incidente sobre uma superfície inclinada, foi calculada pela equação (4.7) com base no modelo anisotrópico proposto por Hay, (IQBAL, 1983).

$$I_s = I_d \left\{ \frac{I_h - I_d}{I_o} r_b + \frac{1}{2} (1 + \cos(\beta)) \left[1 - \frac{I_h - I_d}{I_o} \right] \right\} \quad (4.7)$$

em que:

I_o - radiação horária extraterrestre, ambas incidentes sobre uma superfície horizontal ($MJ m^{-2} h^{-1}$); e

β - ângulo de inclinação da superfície voltada para o equador (graus).

Para o cálculo da radiação difusa horária refletida pelo solo incidente sobre uma superfície inclinada (I_r), voltada para o equador, foi, também, utilizado o modelo da reflexão anisotrópica, equação (4.8).

$$I_r = \frac{1}{2} I_h \rho (1 - \cos(\beta)) \left[1 + \sin^2\left(\frac{\theta_z}{2}\right) \right] (\cos(\omega)) \quad (4.8)$$

em que:

θ_z - ângulo zenital (graus); e

ρ - albedo da porção do solo (decimal).

Observando-se os histogramas esboçados para os dados de irradiância, verificou-se que a função que apresentava melhor ajuste era a função beta. Desta forma, foi utilizada a função densidade de probabilidade beta em função da potência no cálculo da potência média de saída dos geradores fotovoltaicos, e não em função da irradiância, como adotado por Borowy e Salameh (1996) (CABRAL, 2006).

4.4.2 Cálculo da potência gerada horária pelo gerador fotovoltaico

De acordo com Machado Neto, (2006), modelos matemáticos para simulações de células solares podem ser classificados como: (i) modelos para análise de desempenho; e (ii) modelos para dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos. A diferença entre esses dois tipos de modelos consiste em um ser voltado mais para o comportamento interno como a modelagem do transporte de portadores elétron-lacuna e mecanismos de recombinação de portadores para os diversos tipos de tecnologias de células solares disponíveis. Já o outro modelo tem seu principal interesse nas características elétricas, ou seja, um foco maior no aspecto elétrico de saída do gerador fotovoltaico. Apesar de variados métodos para a simulação e avaliação de desempenho de geradores fotovoltaicos, não existe consenso entre qual dentre eles seria o mais apropriado, sendo que vários deles extremamente complexos e de difícil utilização (ZHOU et al. 2007). Para este estudo, a abordagem utilizada foi de modelos para simulação com precisão aceitável e de fácil manipulação. Para tal, utilizou-se o circuito equivalente para uma célula solar de um diodo (modelo de um diodo) (VILLALVA et al. 2009).

Para o cálculo da potência gerada pelo gerador fotovoltaico, considerou-se o sistema sem seguidor do ponto de máxima potência, os dados fornecidos pelos fabricantes de painéis fotovoltaicos como a tensão e corrente no ponto de máxima potência, a temperatura e irradiância de referência, entre outros, e os dados relativos à localização como latitude, longitude e temperatura. Os dados fornecidos pelos fabricantes de diversos tipos de painéis foram armazenados em um banco de dados, sendo eles: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, tensão no ponto de máxima potência, corrente no ponto de máxima potência, coeficiente de temperatura em relação à tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico e coeficiente de temperatura em relação à corrente de curto circuito do gerador fotovoltaico. A este banco de dados podem ser acrescentados novos modelos de painéis fotovoltaicos e suas respectivas especificações técnicas, visto o significativo aumento da oferta no mercado.

A potência gerada de saída calculada é a máxima potência gerada para cada nível de irradiância em função da localidade escolhida. Também foi levada em consideração a dependência do comportamento de um gerador fotovoltaico em relação à temperatura ambiente. De forma semelhante à radiação solar, interessa, algumas vezes, determinar como este parâmetro (temperatura ambiente) evolui ao longo do dia, partindo de dados disponíveis, que, geralmente, são os valores de Temperatura máxima (T_{max}) e Temperatura mínima (T_{min}) locais. Para cada hora do dia, foi calculado um valor de temperatura ambiente, a partir do qual se pôde estimar a temperatura de trabalho dos painéis fotovoltaicos em cada nível de irradiância calculado, anteriormente.

Para o cálculo da corrente de saída, foram utilizadas as equações de (4.9) a (4.13) listadas a seguir (MACHADO NETO, 2006).

$$I = n_p I_L - n_p \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{n_s n_1 V_T}\right) - 1 \right] \left[\frac{I_L}{\exp(V_{CAa} - 1)} \right] \quad (4.9)$$

$$I_L = \frac{I_{CCa}}{n_P - n_P \left(\exp\left(\frac{I_{CCa} R_S}{n_1 n_S V_T}\right) - 1 \right) \div [\exp(V_{CAa}) - 1]} \quad (4.10)$$

$$I_{CCa} = \frac{n_P I_g}{1000} \left(I_{CC} + \left(K_{I_{CC}} (T_C - T_R) \right) \right) \quad (4.11)$$

$$V_{CAa} = \left[V_{CA} + K_{V_{CA}} (T_C - T_R) + \left(\frac{1}{V_T} \ln\left(\frac{I_{CCa}}{I_{CC}}\right) \right) \right] \left[\frac{1}{n_1 n_S V_T} \right] \quad (4.12)$$

$$V_T = K T_C / q \quad (4.13)$$

em que:

I - Corrente de saída do gerador fotovoltaico (A);

I_{CC} - Corrente de curto circuito do gerador fotovoltaico fornecido pelo fabricante (A);

n_P - número de células em paralelo para o gerador fotovoltaico escolhido (adimensional);

n_S - número de células em série para o gerador fotovoltaico escolhido (adimensional);

n_1 - fator de idealidade do diodo de difusão (adimensional);

V - tensão de saída do gerador fotovoltaico (V);

V_{CA} - tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico fornecida pelo fabricante (V);

R_S - resistência série (Ω);

R_P - resistência paralela (Ω);

T_C - temperatura de operação da célula (K);

T_R - temperatura de referência (K);

K - constante de Boltzmann ($1,380 \times 10^{-23}$ J/K);

q - carga do elétron ($1,602 \times 10^{-19}$ Coulomb);

$K_{V_{ca}}$ - coeficiente de temperatura em relação à tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico, fornecido pelo fabricante ($V/^{\circ}C$); e

$K_{I_{cc}}$ - coeficiente de temperatura em relação à corrente de curto circuito do gerador fotovoltaico, fornecido pelo fabricante ($A/^{\circ}C$).

Sendo que a temperatura de operação foi calculada em função da temperatura média (T_{AMB}) e em função da irradiação horária global (I_{β}), segundo a equação 4.14 (MACHADO NETO, 2006).

$$T_C = T_{amb} + 273 + \left(\frac{I_{\beta}(T_{ONC}-20)}{800} \right) \quad (4.14)$$

em que:

T_{ONC} - temperatura de operação da célula fornecida pelo fabricante ($^{\circ}C$); e

T_{AMB} - temperatura ambiente ($^{\circ}C$).

Para a simulação foram feitas as seguintes considerações para os valores das resistências série (R_s) e paralela (R_p): (i) em função da baixa sensibilidade do modelo à resistência paralela seu valor foi desconsiderado (MACHADO NETO, 2006); (ii) a resistência série mais significativa para o ponto de máxima potência, sendo seu valor calculado por meio da equação 4.15.

$$R_S = \frac{n_1 n_s V_T \ln(n_1 n_s V_T \exp(V_{CA3}))}{(n_1 n_s V_T + V_{MP})} - \frac{V_{MP}}{I_{MP}} \quad (4.15)$$

em que:

I_{MP} - Corrente de saída do gerador fotovoltaico para o ponto de máxima potência, fornecido pelo fabricante (A); e

V_{MP} - Tensão de saída do gerador fotovoltaico para o ponto de máxima potência, fornecido pelo fabricante (V).

4.4.3 Validação do modelo de simulação do gerador fotovoltaico

Para a validação do modelo utilizado foi utilizados dados de ensaios do módulo fotovoltaico KC50 realizados no GREEN (Laboratório de Simulação Solar) do Grupo de Estudos de Energia Solar na PUC-Minas, em Belo Horizonte, Minas Gerais. O diagrama esquemático do sistema utilizado para a aquisição dos dados, Figura 4.7, está de acordo com as normas vigentes para a caracterização de módulos fotovoltaicos.

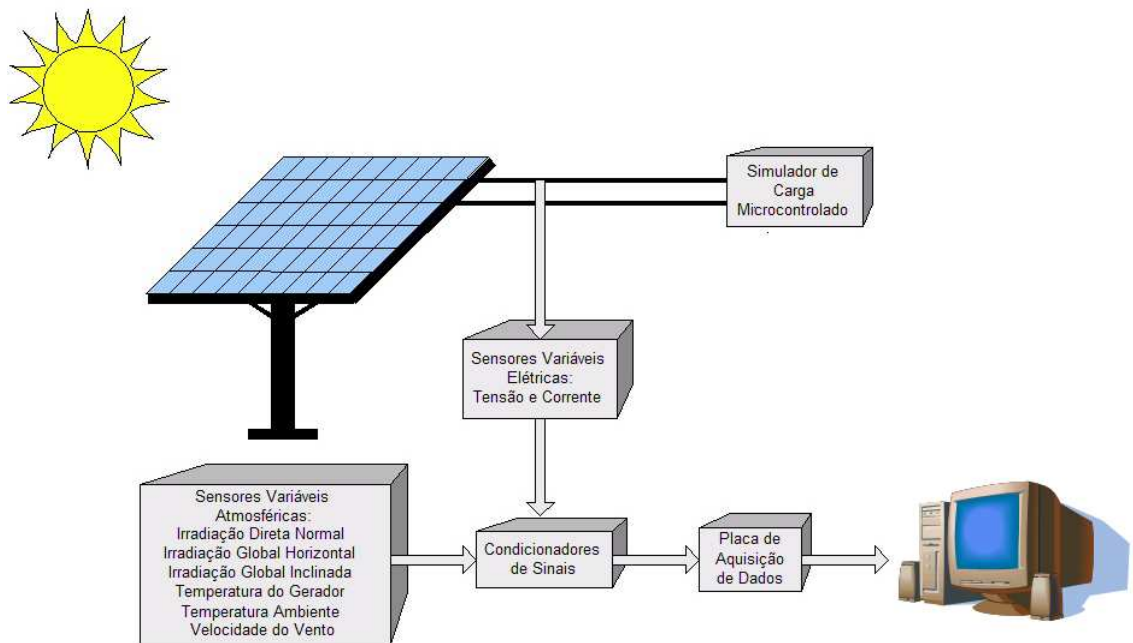


Figura 4.7: Diagrama esquemático do sistema utilizado para a aquisição de dados referentes ao módulo KC-50.

4.4.4 Caracterização do estudo de caso

Para a validação, esta metodologia foi aplicada para a localização da cidade de Viçosa, MG, que tem como coordenadas geográficas o paralelo de $20^{\circ}45'14''$, latitude sul, e o meridiano de $42^{\circ}52'54''$, longitude oeste. Foi calculada a potência gerada nesta localidade para 1(um) gerador de 50Wp,

modelo KC50 da Kyocera, com valor do albedo de 5% (telhado escuro) e uma inclinação do gerador de 20 graus norte.

4.5 Resultados e Discussão

Inicialmente foi feita a simulação da radiação global horária solar para a localidade escolhida por um período de um ano, em seguida a simulação das curvas características do gerador fotovoltaico escolhido e por último o cálculo da potência gerada para o período considerado.

4.5.1 Radiação solar

Considerando-se a localidade escolhida, os resultados para a simulação, nas condições pré-definidas, nos mostram que a radiação global horária no plano inclinado apresenta melhor resultado ao longo do ano, em especial para os dias de inverno, em comparação à no plano horizontal, Figura 4.8. Foram utilizados os resultados da radiação global horária no plano inclinado para o cálculo da potência gerada.

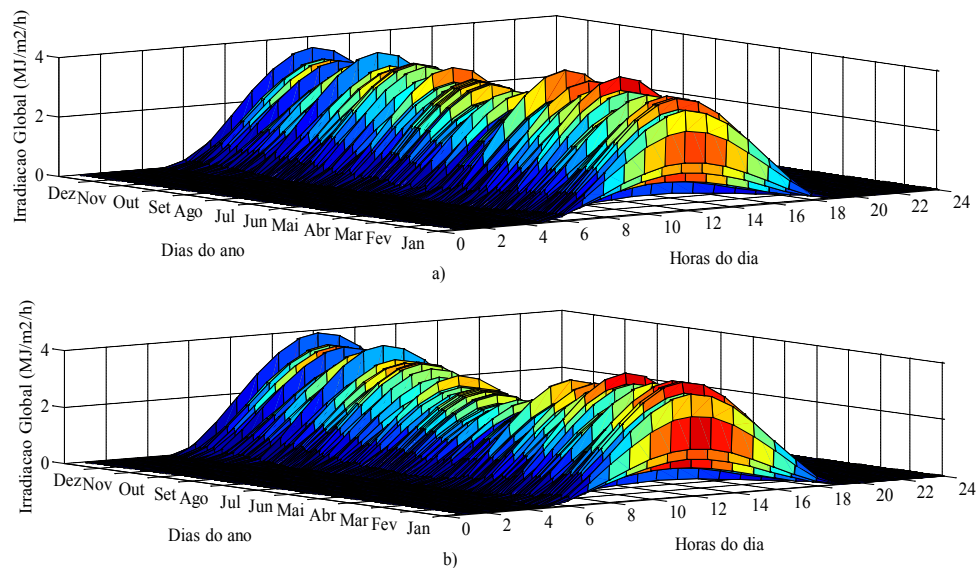


Figura 4.8: Resultado da simulação da irradiação global para a localidade de Viçosa, MG para: a) superfície inclinada 20° Norte; e b) superfície horizontal