

CAROLINA DA SILVA JARDIM

**A INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM
ALIMENTADORES URBANOS ENFOCANDO A REDUÇÃO DO PICO DE
DEMANDA DIURNO**

**FLORIANÓPOLIS
2007**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL – PPGEC
NÚCLEO DE PESQUISA EM CONSTRUÇÃO CIVIL**

**A INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM
ALIMENTADORES URBANOS ENFOCANDO A REDUÇÃO DO PICO DE
DEMANDA DIURNO**

Tese submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
Como parte dos requisitos para a
Obtenção do grau de Doutor em Engenharia Civil.

CAROLINA DA SILVA JARDIM

Orientador: RICARDO RÜTHER

Florianópolis, Setembro de 2007.

**A INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM
ALIMENTADORES URBANOS ENFOCANDO A REDUÇÃO DO PICO DE
DEMANDA DIURNO**

CAROLINA DA SILVA JARDIM

Tese julgada adequada para a obtenção do Título de DOUTOR em Engenharia Civil e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC.

.....
Prof. Glicério Trichês, Dr. – Coordenador do PPGEC

COMISSÃO EXAMINADORA:

.....
Prof. Ricardo Rüther, Ph.D. – Moderador – ECV/UFSC

.....
Prof. Cornélio Celso de Brasil Camargo, Dr. – EEL/UFSC

.....
Prof. Luis Alberto Gómez, Dr. – ECV/UFSC

.....
Prof^a. Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz, Ph.D. – PUC-MG e CEMIG

.....
Prof. João Tavares Pinho, Dr. Ing. – GEDAE/UFPA

.....
Paulo José Knob, Dr. Ing. – CONSULTOR

.....
Prof. Samuel Luna de Abreu, Dr. – CEFET/SC

Agradecimentos

Gostaria de expressar minha sincera gratidão a todos que me ajudaram, direta ou indiretamente, em especial:

Ao meu orientador e professor Ricardo Rüther, pelo grande incentivo, apoio, motivação e dedicação prestada durante todo desenvolvimento desta tese.

Ao Laboratório de Eficiência Energética em Edificações (LabEEE), pela estrutura e apoio oferecido. Aos colegas Trajano de Souza, Priscila Braun e em especial a minha grande amiga Isabel Salamoni, agradeço pelo incentivo e pela amizade. Ao pesquisador Paulo Knob, pelas discussões e o apoio na manipulação dos dados.

Ao Departamento de Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina, pela oportunidade de lecionar durante o desenvolvimento do mestrado e aos Professores da Pós-Graduação, por todo conhecimento transmitido.

Ao programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) que patrocinou financeiramente através do projeto P&D013 grande parte do mestrado.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) que apoiou a passagem direta do mestrado para doutorado, financiando a bolsa de doutorado.

Às Concessionárias de Energia Elétrica – Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) e a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) pelo fornecimento dos dados de demanda utilizados nesta pesquisa, em especial Eng. Rodrigo Ramos (CELESC) e Eng. Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz (CEMIG) pelo assessoramento sempre que necessário.

Ao Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) pelo fornecimento dos dados de geração fotovoltaica.

Ao meu esposo, amigo, companheiro e engenheiro Fabricio Brandão Pereira de Souza, por me acompanhar em toda minha vida acadêmica, me apoiando e me incentivando em todos os momentos com todo amor que eu sempre precisei.

A toda minha família por sempre acreditar em mim, ajudando e incentivando todos os importantes desafios de minha vida.

E principalmente a Deus, sem Ele nada seria possível!

Resumo da Tese apresentado à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Civil.

A INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM ALIMENTADORES URBANOS ENFOCANDO A REDUÇÃO DO PICO DE DEMANDA DIURNO

CAROLINA DA SILVA JARDIM

Setembro/2007

Orientador: Ricardo Rüther, Ph.D.

Área de Concentração: Construção Civil

Palavras-chave: sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica, energia solar, geração distribuída.

Número de Páginas: 130

Neste trabalho é apresentado o desenvolvimento de uma metodologia para o posicionamento estratégico de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição em centros urbanos, visando maximizar os benefícios da natureza distribuída da geração fotovoltaica. Esta metodologia, baseada no Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC), oferece uma ferramenta de planejamento para a concessionária decidir em quais alimentadores do sistema de distribuição a geração fotovoltaica será mais vantajosa. A metodologia descrita é baseada na forte correlação que se verifica entre as curvas de demanda de alimentadores diurnos e as curvas de geração solar fotovoltaica. Considera-se que os maiores picos de demanda estão associados a dias ensolarados, e que uma parcela considerável da capacidade fotovoltaica conectada a alimentadores com pico de demanda diurno estará sempre presente quando necessário. Para dias/períodos com céu encoberto, considera-se que haverá uma redução na demanda do alimentador correspondente ao déficit relativo à geração solar. Dados horários de demanda dos alimentadores de duas concessionárias, CELESC (cidade de Florianópolis) e CEMIG (cidade de Belo Horizonte), foram correlacionados aos dados de radiação/geração solar fornecidos pelo Laboratório de Energia Solar - LABSOLAR da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). O LABSOLAR opera uma estação solarimétrica e um gerador solar fotovoltaico de 2 kWp conectado à rede de distribuição elétrica e integrado à edificação desde 1997. Esse sistema fotovoltaico é utilizado para validação da metodologia. Para a cidade de Florianópolis, dos 35 alimentadores urbanos existentes, 17 foram caracterizados como alimentadores com pico de demanda diurno e foram analisados neste trabalho. Em Belo Horizonte, somente um número limitado de alimentadores foi analisado; dos 16 alimentadores analisados 11 possuem pico de demanda diurno. Para todos os casos, o FECC foi calculado para diferentes níveis de penetração fotovoltaica e os resultados utilizados foram utilizados na construção de uma estratégia que estabelece a priorização dos alimentadores e a capacidade dos geradores fotovoltaicos para uma capacidade instalada desejada. O FECC é apresentado como uma ferramenta útil na identificação do potencial e da localização estratégica de geradores fotovoltaicos em centros urbanos.

Abstract of Thesis presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirement for the degree of Doctor in Civil Engineering.

The effective load carrying capacity of grid-connected photovoltaic systems as a peak shaving tool in daytime peaking feeders in urban areas.

CAROLINA DA SILVA JARDIM

September/2007

Advisor: Ricardo Rüther, Ph.D.

Area of Concentration: Construção Civil

Keywords: grid-connected photovoltaic, solar energy, distributed generation.

Number of Pages: 130

This thesis presents the development of a methodology for the strategic siting of grid-connected PV generators in the distribution network in urban areas in Brazil, aiming at maximizing the benefits of the distributed nature of PV generation. The methodology, based on the Effective Load Carrying Capacity (ELCC), offers a tool for utility planners to decide to which feeders in the distribution system the introduction of a given amount of PV generators will be most advantageous. The methodology described is based on the strong correlation between daytime peaking feeder load curves and the solar generation profile. It is assumed that the largest demand peaks are associated with sunny periods, and that a considerable fraction of a given and limited PV capacity connected to a daytime peaking feeder will always be available when needed. For cloudy and overcast periods, it is assumed that there will be a reduction in a given daytime peaking feeder demand, which is at least as large as the corresponding solar generation deficit. Hourly utility feeder demand data from two utilities (CELESC in Florianópolis, and CEMIG in Belo Horizonte) were correlated to solar radiation/generation data supplied by the solar energy research laboratory at the Universidade Federal de Santa Catarina's (UFSC) Solar Energy Laboratory (LABSOLAR). LABSOLAR operates a fully-monitored, building-integrated grid-connected PV installation since 1997. This PV system is used to validate the methodology. For the capital city of Florianópolis, out of the 35 existing urban feeders 17 were found to be daytime peaking and were analyzed in this work. In Belo Horizonte, only a limited number of feeders were analyzed, and out of 16 feeders 11 presented daytime peaking load curves. In all cases, the ELCC of PV was calculated for different PV penetration levels and the results were used to establish a priority schedule for connecting PV to feeders. The ELCC is presented as a useful tool for identifying the potential and optimizing the siting of PV generators in the urban environment.

Sumário

| | | |
|-------------------|---|-----------|
| Capítulo 1 | Introdução..... | 1 |
| 1.1 | Introdução..... | 1 |
| 1.2 | Apresentação | 1 |
| 1.3 | Justificativa e Relevância do Trabalho..... | 5 |
| 1.4 | Objetivo Geral | 6 |
| 1.4.1 | Objetivos Específicos..... | 6 |
| 1.5 | Estrutura do Trabalho..... | 7 |
| Capítulo 2 | Revisão Bibliográfica | 11 |
| 2.1 | Contexto Mundial..... | 11 |
| 2.1.1 | Matriz Energética Mundial | 11 |
| 2.1.2 | A Questão Ambiental..... | 11 |
| 2.1.3 | Estímulo às Energias Renováveis | 12 |
| 2.2 | Contexto Brasileiro | 14 |
| 2.2.1 | Sistema Interligado Nacional (SIN)..... | 14 |
| 2.2.2 | Matriz Energética Brasileira | 14 |
| 2.2.3 | Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro..... | 15 |
| 2.2.4 | Atual Estrutura Energética..... | 16 |
| 2.2.4.1 | Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)..... | 16 |
| 2.2.4.2 | Operador Nacional do Sistema (ONS) | 17 |
| 2.2.4.3 | Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)..... | 17 |
| 2.2.4.4 | Ministério de Minas e Energia (MME) | 17 |
| 2.2.4.5 | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)..... | 18 |
| 2.2.4.6 | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)..... | 18 |
| 2.2.4.7 | Empresa de Pesquisa Energética (EPE)..... | 18 |
| 2.2.4.8 | Agentes Setoriais | 19 |
| 2.2.4.9 | Concessionárias de Energia Elétrica..... | 20 |
| 2.2.5 | Energia Elétrica no Brasil | 23 |
| 2.2.5.1 | Pico de Demanda Noturno..... | 23 |
| 2.2.5.2 | Pico de Demanda Diurno..... | 25 |
| 2.3 | Gerenciamento pelo Lado da Demanda | 26 |
| 2.3.1 | Técnicas de GLD | 26 |
| 2.4 | Geração Distribuída | 28 |
| 2.5 | Fontes Renováveis de Energia | 29 |

| | | |
|-------------------|--|-----------|
| 2.5.1 | Potencial Brasileiro para Energias Renováveis | 29 |
| 2.5.1.1 | Energia proveniente da Biomassa..... | 31 |
| 2.5.1.2 | Energia Eólica..... | 32 |
| 2.5.1.3 | Pequenas Centrais Hidrelétricas | 33 |
| 2.5.2 | Energia Solar Fotovoltaica..... | 34 |
| 2.5.2.1 | Produção Mundial de Módulos Fotovoltaicos..... | 34 |
| 2.5.2.2 | Viabilidade Econômica..... | 36 |
| 2.5.2.3 | Atlas Brasileiro de Energia Solar | 37 |
| 2.5.2.4 | Sistemas Fotovoltaicos Autônomos ou Isolados | 37 |
| 2.5.2.5 | Sistemas Fotovoltaicos Híbridos | 37 |
| 2.5.2.6 | Sistemas Solares Integrados às Edificações e Interligados à Rede Elétrica... | 38 |
| 2.5.2.7 | Tecnologias de Células Fotovoltaicas | 40 |
| 2.6 | Qualidade do Suprimento de Energia Elétrica | 43 |
| 2.6.1 | Índice de Confiabilidade de Planejamento da Expansão | 43 |
| 2.6.1.1 | Probabilidade de Perda de Carga (LOLP) | 43 |
| 2.6.1.2 | Effective Load Carrying Capability (ELCC)..... | 44 |
| Capítulo 3 | Metodologia..... | 48 |
| 3.1 | Introdução..... | 48 |
| 3.2 | Considerações Iniciais | 49 |
| 3.3 | Fluxograma Esquemático | 50 |
| 3.4 | Dados de Geração Solar | 51 |
| 3.5 | Seleção dos “Dias Limpos” Mensais | 53 |
| 3.6 | Normalização das Curvas de Geração Solar | 57 |
| 3.7 | Dados de Demanda Energética (Concessionárias Envolvidas)..... | 61 |
| 3.8 | Seleção dos Alimentadores com Pico de Demanda Diurno | 61 |
| 3.9 | Cálculo do Fator Efetivo de Capacidade de Carga - FECC | 65 |
| Capítulo 4 | Resultados e Discussões | 68 |
| 4.1 | Introdução | 68 |
| 4.2 | Alimentadores Estudados na Cidade de Florianópolis - SC | 68 |
| 4.3 | Classificação e Seleção dos Alimentadores | 72 |
| 4.4 | Cálculo do Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC)..... | 75 |
| 4.4.1 | Tabela de Partição Ótima..... | 84 |
| 4.4.2 | Fator de Utilização | 90 |
| 4.4.3 | Tabela de Partição Ótima Modificada | 93 |

| | | |
|-------------------|--|------------|
| 4.4.4 | Nível de Penetração Energético (NPE)..... | 96 |
| 4.5 | Validação do Método | 99 |
| 4.5.1 | Dias Limpos x Dias Reais..... | 99 |
| 4.5.2 | PV-LOLP e PV-LOLE..... | 103 |
| 4.6 | Aplicação da Metodologia | 105 |
| 4.6.1 | Utilização da Tabela de Partição Ótima para Repartição de Potência | 106 |
| 4.6.2 | Avaliação da Disponibilidade de Área de Cobertura para Diferentes Tecnologias de Módulos Fotovoltaicos | 108 |
| 4.6.3 | Aplicação da Metodologia para Alimentadores da Cidade de Belo Horizonte ... | 111 |
| Capítulo 5 | Conclusões e Recomendações..... | 119 |
| 5.1 | Introdução..... | 119 |
| 5.2 | Metodologia Proposta | 120 |
| 5.3 | Recomendações para Trabalhos Futuros..... | 122 |
| | Referências Bibliográficas | 124 |
| | Anexos..... | 132 |

Lista de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1 : Radiação solar global horizontal média anual..... | 2 |
| Figura 2 : Oferta mundial de energia por fonte, 1973 e 2004..... | 11 |
| Figura 3 : Estrutura da Oferta Interna de Energia..... | 13 |
| Figura 4 : Oferta Interna de Energia - Brasil 2006: 229,7 milhões [tep] | 15 |
| Figura 5 : Principais instituições do atual modelo de organização do setor elétrico brasileiro..... | 16 |
| Figura 6 : Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica..... | 20 |
| Figura 7 : Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica para o estado de São Paulo (SP)..... | 21 |
| Figura 8 : Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica para o estado do Rio Grande do Sul (RS)..... | 21 |
| Figura 9 : Curva de demanda para consumidores residenciais. | 25 |
| Figura 10 : Técnicas para alterar a forma da curva de demanda..... | 28 |
| Figura 11 : Percentual da participação da GD no total da geração de eletricidade..... | 29 |
| Figura 12 : Percentual de utilização do potencial hidrelétrico brasileiro em relação a outros países do mundo..... | 30 |
| Figura 13 : Produção mundial anual de módulos fotovoltaicos incluindo todas as tecnologias. | 35 |
| Figura 14 : Crescimento do mercado fotovoltaico..... | 36 |
| Figura 15 : Diagrama esquemático de um sistema solar fotovoltaico integrado à edificação e interligado à rede elétrica. | 40 |
| Figura 16 : Fluxograma da Metodologia..... | 50 |
| Figura 17 : Sistema solar fotovoltaico de 2.078 Wp instalado na UFSC em Florianópolis. A superfície de aproximadamente 40 m ² , apresenta uma inclinação de 27° e está orientada para o norte geográfico..... | 52 |
| Figura 18 : Diagrama esquemático do sistema solar fotovoltaico de 2.078 Wp integrado ao prédio do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina/UFSC..... | 52 |
| Figura 19 : Curvas de máxima geração fotovoltaica para dois dias do mês de maio 02/05/2005 e 04/05/2005..... | 55 |
| Figura 20 : Gráficos dos dias limpos selecionados para cada mês do ano. As curvas representam os valores de geração solar fotovoltaica da instalação do Labsolar/UFSC..... | 56 |
| Figura 21 : Exemplo de normalização da curva de geração fotovoltaica..... | 58 |
| Figura 22 : Evolução da Taxa de Performance com o aumento da radiação solar..... | 60 |
| Figura 23 : Evolução da Taxa de Performance com o aumento da temperatura do módulo..... | 60 |
| Figura 24 : Correlação entre potência fotovoltaica CC e AC | 61 |
| Figura 25 : Indicação da região central da cidade de Florianópolis (SC) | 63 |
| Figura 26 : Indicação da região central da cidade de Belo Horizonte (MG)..... | 64 |
| Figura 27 : Curva de demanda original, geração fotovoltaica e diferença entre a demanda e a geração FV. | 66 |

| | |
|--|-----|
| Figura 28 : Rede de transmissão e distribuição – Ilha de Santa Catarina 2004 | 70 |
| Figura 29 : Gráfico de frequência das horas e demanda dos cem primeiros picos de demanda do alimentador com característica diurna CQS_12 | 74 |
| Figura 30 : Gráfico de frequência das horas e demanda dos cem primeiros picos de demanda do alimentador com característica noturna ISL_02..... | 74 |
| Figura 31 : Gráfico de frequência das horas e demanda dos cem primeiros picos de demanda do alimentador com característica noturna INE_04 | 74 |
| Figura 32 : Curvas do pico histórico com a contribuição fotovoltaica para um nível de penetração de 10% para os alimentadores de Florianópolis. | 79 |
| Figura 33 : Comparação entre o primeiro pico (curvas à esquerda) e o segundo pico (curvas à direita) de demanda histórica dos alimentadores ICO_05, ICO_03, ICO_02, TDE_04 e TDE_03 | 81 |
| Figura 34 : Variação do Fator Efetivo de Capacidade de Carga em função do nível de penetração – Alimentadores da subestação ICO - Centro. | 82 |
| Figura 35 : Variação do Fator Efetivo de Capacidade de Carga em função do nível de penetração – Alimentadores da subestação CQS - Coqueiros. | 83 |
| Figura 36 : Variação do Fator Efetivo de Capacidade de Carga em função do nível de penetração – Alimentadores da subestação TDE - Trindade. | 83 |
| Figura 37 : Curva de demanda média diária para Florianópolis (Ilha) – 2004 | 88 |
| Figura 38 : Curva de demanda máxima diária para Florianópolis (Ilha) – 2004 | 88 |
| Figura 39 : Curvas de demanda média horária anual das subestações ICO, INE, ISL e TDE e dos alimentadores da cidade de Florianópolis (Ilha) – 2004..... | 89 |
| Figura 40 : Relação entre nível de penetração energético e nível de penetração de potência..... | 97 |
| Figura 41 : Comportamento da demanda do alimentador TDE_07 para três dias consecutivos com perfis distintos de radiação solar. | 100 |
| Figura 42 : Comparação entre o dia limpo e o dia real do pico de demanda histórico para os alimentadores CQS_11, TDE_07, ICO_05 e ICO_06..... | 102 |
| Figura 43 : Maiores demandas no período de três anos e meio para o alimentador ICO_09 e o efeito na redução do pico de demanda adicionando 1.000 kW de geração fotovoltaica..... | 105 |
| Figura 44 : Domínio de interesse para o cálculo do FECC – região metropolitana de Belo Horizonte.. | 113 |
| Figura 45 : Curvas do pico histórico com a contribuição fotovoltaica para um nível de penetração de 10% para os alimentadores de Belo Horizonte..... | 115 |
| Figura 46 : Variação do Fator Efetivo de Capacidade de Carga em função do nível de penetração – Alimentadores da cidade de Belo Horizonte..... | 116 |
| Figura 47 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores noturnos da subestação INE – Ilha Norte..... | 141 |
| Figura 48 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores noturnos da subestação ISL – Ilha Sul | 141 |

| | |
|---|-----|
| Figura 49 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores noturnos da subestação TDE – Trindade | 142 |
| Figura 50 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores diurnos da subestação TDE – Trindade | 143 |
| Figura 51 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores diurnos da subestação CQS – Coqueiros | 143 |
| Figura 52 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores diurnos da subestação ICO – Centro | 145 |
| Figura 53 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores noturnos | 146 |
| Figura 54 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores diurnos | 148 |

Lista de Tabelas

| | |
|--|-----|
| Tabela 1: Concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica..... | 22 |
| Tabela 2 : Participação de diferentes usos no consumo residencial de energia elétrica por região. | 25 |
| Tabela 3 : Cenário futuro para geração de fontes renováveis de energia. | 30 |
| Tabela 4 : Características das diferentes tecnologias dos módulos fotovoltaicos | 43 |
| Tabela 5 : Dias limpos selecionados. | 57 |
| Tabela 6 : Localização dos alimentadores da subestação ICO - Ilha Centro. | 71 |
| Tabela 7 : Localização dos alimentadores da subestação INE - Ilha Norte. | 71 |
| Tabela 8 : Localização dos alimentadores da subestação ISL - Ilha Sul..... | 71 |
| Tabela 9 : Localização dos alimentadores da subestação TDE - Trindade. | 72 |
| Tabela 10 : Localização dos alimentadores da subestação CQS - Coqueiros. | 72 |
| Tabela 11 : Valores de FECC para 10% de nível de penetração..... | 76 |
| Tabela 12 : Tabela de Partição Ótima para os 17 alimentadores diurnos. | 86 |
| Tabela 13 : Representação Esquemática dos Estágios na Tabela do Nível de Penetração versus FECC para os 17 alimentadores diurnos | 87 |
| Tabela 14 : Valores do Fator de Utilização e FECC para 10% de nível de penetração. | 91 |
| Tabela 15 : Evolução do fator de utilização com a inclusão de uma planta fotovoltaica com um nível de penetração de 10%..... | 92 |
| Tabela 16 : Apresentação dos valores de FR e de FECC para os 17 alimentadores diurnos e para um nível de penetração de 10%..... | 93 |
| Tabela 17 : Tabela de Partição Ótima Modificada para os 17 alimentadores diurnos. | 95 |
| Tabela 18 : Contribuição da energia solar fotovoltaica injetada em cada alimentador, para um nível de penetração de 10%..... | 97 |
| Tabela 19 : Relação entre potência média e pico de carga para os 17 alimentadores diurnos | 98 |
| Tabela 20 : Variação dos valores de FECC obtidos através da metodologia proposta com dados reais de geração fotovoltaica para os 3 primeiros picos do alimentador TDE_07..... | 102 |
| Tabela 21 : Variação dos valores de FECC obtidos através da metodologia proposta com dados reais de geração fotovoltaica. O alimentador TDE_07 é o alimentador ao qual o gerador solar fotovoltaico utilizado neste trabalho está conectado. | 103 |
| Tabela 22 : Tabela de Partição Ótima Modificada para os alimentadores da subestação Ilha-Centro.... | 107 |
| Tabela 23 : As seis tecnologias de módulos FV comercialmente disponíveis e suas respectivas características. | 109 |
| Tabela 24 : Características construtivas e área de cobertura disponível, na região urbana servida pelo alimentador..... | 109 |
| Tabela 25 : Tabela de Partição Ótima Modificada para os cinco alimentadores mapeados da subestação Ilha-Centro | 110 |

| | |
|---|-----|
| Tabela 26 : Área de cobertura necessária para cada alimentador em função da potência da planta fotovoltaica definida pela Tabela de Partição Ótima e das tecnologias dos módulos fotovoltaicos. | 110 |
| Tabela 27 : Tabela de Partição Ótima Modificada para os cinco alimentadores mapeados da subestação Ilha-Centro submetida à restrição do nível de penetração em 20%. | 111 |
| Tabela 28 : Área de cobertura necessária para cada alimentador em função da potência da planta fotovoltaica e das tecnologias dos módulos fotovoltaicos (NP = 20%). | 111 |
| Tabela 29 : Valores de FECC para 10% de nível de penetração para os alimentadores da cidade de Belo Horizonte. | 112 |
| Tabela 30 : Tabela de Partição Ótima para os alimentadores diurnos de Belo Horizonte | 116 |

Lista de Abreviaturas

| | |
|-----------|---|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| BEN | Balanço Energético Nacional |
| BHBP | Barro Preto |
| BHSE | Santa Efigênia |
| BHSN | Sion |
| CA | Corrente Alternada |
| CC | Corrente Contínua |
| CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica |
| CELESC | Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. |
| CEMIG | Companhia Energética de Minas Gerais |
| CMSE | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico |
| CNPE | Conselho Nacional de Política Energética |
| DEC | Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora |
| DIC | Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora |
| ELCC | Effective Load Carrying Capability |
| ELETROSUL | Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. |
| ENS | Energia não suprida |
| FEC | Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora |
| FECC | Fator Efetivo de Capacidade de Carga |
| FIC | Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora |
| FR | Fator Relevância |
| FV | Fotovoltaico |
| GLD | Gerenciamento pelo Lado da Demanda |
| GMT | Greenwich Meridian Time |
| GTD | Geração, Transmissão e Distribuição |
| ICO | Ilha Centro |
| IEA | International Energy Agency |
| INE | Ilha Norte |
| INMETRO | Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial |
| IPCC | Intergovernmental Panel on Climate Change |
| ISL | Ilha Sul |
| LABSOLAR | Laboratório de Energia Solar |
| LOLE | Loss of Load Expectation |

| | |
|---------|---|
| LOLP | Loss of Load Probability |
| LT | Linha Tronco |
| MDL | Mecanismo de Desenvolvimento Limpo |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| NOCT | Nominal Operating Cell Temperature |
| OCDE | Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico |
| OIE | Oferta Interna de Energia |
| ONS | Operador Nacional do Sistema |
| PCH | Pequenas Centrais Hidrelétricas |
| PNUMA | Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente |
| PRODEEM | Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios |
| PROINFA | Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia |
| SE | Subestação |
| SFIRE | Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| SWERA | Solar and Wind Energy Resource Assessment |
| T & D | Transmissão e Distribuição |
| TDE | Trindade |
| TP | Taxa de Performance |
| UFSC | Universidade Federal de Santa Catarina |
| UT | Universal Time |

Capítulo 1

Introdução

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta e contextualiza o problema a ser estudado no decorrer do trabalho. Na seqüência são expostos os objetivos gerais e específicos, e finalmente, a descrição da estrutura da tese.

1.2 APRESENTAÇÃO

A geração de energia elétrica nos países considerados de primeiro mundo é feita basicamente por termelétricas movidas a carvão, óleo ou outras fontes não renováveis de energia, como a geração nuclear (Galdino, 2000). Essas formas de geração, exceto a nuclear, são responsáveis por grande parte das emissões de gases poluentes que contribuem para o aumento do efeito estufa. O aquecimento global e catástrofes climáticas agora são reconhecidos pelos cientistas como conseqüências do aumento do efeito estufa (IPCC, 2007).

Atualmente a questão ambiental é uma crescente preocupação mundial; não se admite mais poluir indiscriminadamente. Dessa maneira, a busca por fontes alternativas de energia vem ganhando cada vez mais espaço no mercado mundial, onde além de evitar as emissões de gases poluentes provenientes das fontes térmicas convencionais de energia, essas fontes alternativas diversificam a matriz energética. Isso traz novos paradigmas ao planejamento da geração de energia para garantir um desenvolvimento sustentável.

Países como Alemanha, Estados Unidos, Japão, Espanha, entre outros, estão apostando na introdução de determinadas tecnologias de geração de eletricidade baseadas em fontes renováveis de energia. A idéia de promover essas tecnologias, ainda consideradas com custos elevados, consiste em reduzi-los através do aumento da escala de produção. Neste contexto, a energia eólica, a energia solar, a biomassa e as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) começam a ganhar escala de produção, tornando os preços mais competitivos comparativamente com a energia gerada por fontes térmicas convencionais. Além disso, ao mesmo tempo em que se reduzem os custos das energias alternativas, através do desenvolvimento tecnológico e aumento de escala de produção, o custo das energias convencionais tende a crescer como reflexo da crescente escassez dos combustíveis e da internalização dos custos ambientais associados. Entre esses recursos naturais encontra-se a energia solar fotovoltaica, a qual vem se destacando no

cenário mundial com crescimento na ordem de 30 a 40% ao ano desde 1996, com subsídios governamentais e programas de incentivo (Green, 2003). A indústria solar se divide em duas vertentes de aplicação: a térmica e a fotovoltaica.

O Brasil, localizado na sua maior parte na região inter-tropical, possui grande potencial para o aproveitamento solar durante todo o ano (Colle e Pereira, 1998; Pereira *et al.*, 2006; Tiba, 2000) e pode ser considerado como detentor de um grande potencial para utilização da energia solar, tanto em sistemas de aquecimento de água, como em sistemas solares fotovoltaicos isolados ou interligados à rede elétrica, como apresentado neste trabalho. A utilização de forma estratégica de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica poderá fomentar a indústria brasileira de módulos fotovoltaicos, reduzindo custos envolvidos e aumentando a escala de produção.

A **Figura 1** mostra a média anual do total diário de radiação solar global incidente no território brasileiro. Apesar das diferentes características climáticas no Brasil, pode-se observar que a média anual de radiação global apresenta boa uniformidade, com médias anuais relativamente altas em todo país. O valor máximo de radiação global – 6,5 kWh/m² - ocorre no norte do estado da Bahia, próximo à fronteira com o estado do Piauí. Essa área apresenta um clima semi-árido com baixa precipitação ao longo do ano (aproximadamente 300 mm/ano) e a média anual de cobertura de nuvens mais baixa do Brasil. A menor radiação solar global - em torno de 4,25 kWh/m² – ocorre no litoral norte de Santa Catarina, caracterizado pela ocorrência de precipitação bem distribuída ao longo do ano (Pereira *et al.*, 2006).

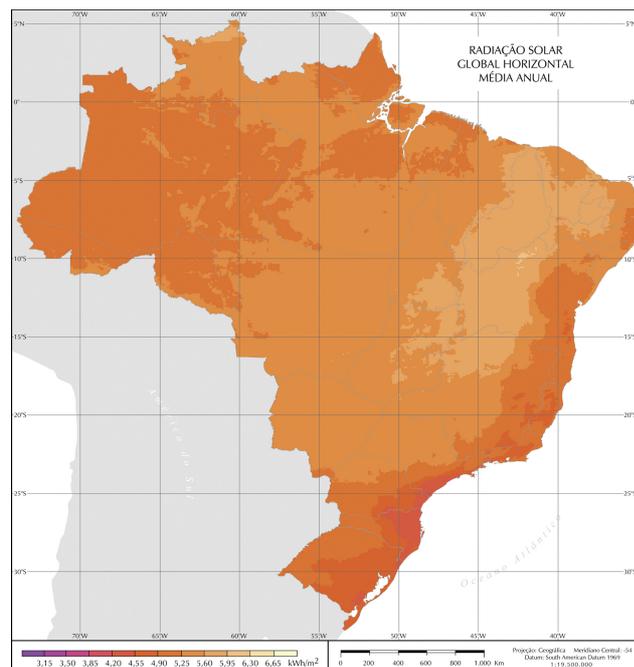


Figura 1 : Radiação solar global horizontal média anual

Fonte: (Pereira *et al.*, 2006)

O sistema elétrico brasileiro é complexo e interligado. A ausência de resíduos sólidos poluentes e os baixos custos de geração foram fatores que estimularam a geração hidrelétrica no Brasil, uma vez que o principal insumo energético é a própria água do rio. Entretanto, grande parte dos potenciais hidrelétricos mais competitivos já foi explorada, restando aproveitamentos de menor porte ou situados a grande distância dos centros consumidores, muitas vezes não sendo vantajosos pela necessidade de elevados investimentos em rede de Transmissão e Distribuição (T&D), podendo aumentar dessa forma as perdas inseridas no sistema.

Os benefícios trazidos pela energia em geral e a eletricidade em particular são inúmeros; porém, a exploração da energia pode acarretar uma série de implicações negativas. No caso brasileiro, os principais problemas acarretados estão relacionados aos danos ambientais locais. Entre esses, podem-se destacar, no caso das usinas hidrelétricas, o alagamento de grandes áreas agrícolas férteis e o deslocamento da população residente na área onde será formado o reservatório, perda de referências afetivas, a desorganização da estrutura social existente, perdendo muitas vezes lugares históricos e importantes de uma cidade. Já entre os problemas globais, podem-se citar a questão da mudança climática global decorrente da intensificação do efeito estufa, a emissão de partículas poluentes e outros gases derivados principalmente da queima de combustíveis fósseis, como ocorre, por exemplo, nas usinas termelétricas a carvão ou óleo combustível.

Além das dificuldades ambientais e da crescente escassez de recursos energéticos naturais à implantação de novas usinas, existem também as dificuldades de financiar os grandes investimentos associados aos empreendimentos energéticos. À medida que os recursos naturais e ambientais disponíveis para a produção de eletricidade se tornam mais escassos e a legislação ambiental se torna mais rígida, os custos de construção de novas usinas elétricas aumentam.

A diversificação da matriz energética brasileira diminui as chances de crise no setor. A geração de energia pode ser feita por recursos naturais em abundância como, por exemplo, vento, biomassa e sol. Atualmente essas tecnologias estão sendo cada vez mais pesquisadas e implantadas em projetos de pequeno e médio porte. Dentre esses recursos naturais disponíveis destaca-se a energia solar, que poderá trazer uma grande contribuição ao atendimento das crescentes necessidades de energia da nossa sociedade nas próximas décadas.

Outro fator estratégico para evitar ou minimizar possíveis crises no setor elétrico é a utilização de técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD). Através dessas técnicas é possível

diminuir o pico de demanda, ou até mesmo deslocá-lo quando for necessário. No Brasil, o pico de demanda nacional é noturno, entre 18:00 e 21:00 horas, ocasionado basicamente pelo consumo residencial, sendo o chuveiro elétrico o maior responsável por esse consumo, cujo preço é acessível e não requer a instalação de tubulação de água quente e reservatório térmico.

Neste trabalho foram analisados todos os alimentadores¹ que fornecem energia elétrica para a Ilha de Santa Catarina em Florianópolis - SC e alguns alimentadores selecionados da cidade de Belo Horizonte - MG. De um total de 35 alimentadores, em Florianópolis, 48% apresentaram pico de demanda diurno, o que difere do contexto nacional como um todo, cujo pico de demanda é noturno. Nos centros urbanos, a utilização de ar condicionado em dias quentes faz com que a demanda seja maior durante o dia, coincidindo com a maior oferta solar e, conseqüentemente, com a maior geração fotovoltaica. Este estudo focou apenas os alimentadores considerados diurnos, com o objetivo de que a redução do pico de demanda seja efetiva ou máxima.

Através do índice de FECC (Fator Efetivo de Capacidade de Carga), definido no capítulo 4 e que representa a capacidade de uma planta geradora em contribuir efetivamente para a redução do pico de demanda, calculado para os alimentadores da cidade de Florianópolis, e devido à menor incidência de radiação solar nesta capital, em comparação com o resto do país, pode-se supor que o potencial nacional é consideravelmente maior que o de Florianópolis. Nas capitais do Nordeste e Centro Oeste a radiação solar é mais intensa e, por conseqüência, uma maior utilização de ar condicionado nos centros urbanos é esperada, aumentando a tendência de ocorrências do pico de demanda no período diurno, uma vez que a utilização de chuveiros elétricos não deve contribuir significativamente devido às altas temperaturas durante o ano. Estima-se que nesses locais os índices de FECC podem ser ainda maiores do que os mostrados aqui. Em síntese, o que se busca é a conjunção entre os altos índices de radiação solar e demanda coincidente e pode-se dizer que em centros urbanos quanto mais sol mais demanda devido a utilização de ar condicionados.

Os Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica (SFIRE) em centros urbanos com características de demanda diurna podem, sob certas condições, ser considerados fontes despacháveis de energia nos horários de pico de demanda, as concessionárias que utilizarem os SFIRE de forma estratégica poderão postergar investimentos em expansão da rede de distribuição, acrescentando através da geração distribuída um adicional de capacidade.

¹ Conforme a CELESC, um alimentador é definido como sendo parte da rede de distribuição primária que deriva de um mesmo dispositivo de proteção de uma subestação de distribuição.

1.3 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO

A tecnologia solar fotovoltaica conectada à rede elétrica pública é atualmente uma das fontes mais caras de geração de energia elétrica. Um dos principais entraves à sua maior utilização é o seu alto custo, decorrente de sua ainda pequena escala de produção. Conforme apresentado em *2.5.2.1 Produção Mundial de Módulos Fotovoltaicos*, a evolução na escala de produção da tecnologia fotovoltaica no mundo é cada vez mais importante, com excelentes taxas de aumento da produção mundial, sendo esta a fonte de geração com a maior taxa de crescimento entre todas as fontes de geração, convencionais ou alternativas (Ren21, 2006). Em termos absolutos, no entanto, a potência instalada a cada ano ainda é muito pequena. Contudo, estudos apontam para o grande potencial de redução de custos da tecnologia fotovoltaica para produção em massa (Ovshinsky, 1994).

Neste contexto, é fundamental agregar o máximo de valor à geração solar fotovoltaica, propiciando o ganho de escala e a redução generalizada dos custos dos sistemas, sendo a utilização de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica em centros urbanos com a demanda coincidente com a disponibilidade solar uma das aplicações mais nobres e promissoras.

Saber *onde* inserir estrategicamente os sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica de forma a se obter um aumento da capacidade de carga do alimentador será no futuro uma questão de grande relevância para a concessionária, pois a correta definição dos alimentadores e da potência fotovoltaica a ser instalada, além de aliviar a demanda dos alimentadores, propicia à concessionária um custo evitado de expansão da rede de T&D que se sobressai ao valor do kilowatt-hora fotogerado.

A grande questão a ser respondida ao final desse trabalho é: Onde colocar sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica para se obter uma melhor relação custo/benefício? Qual é o alimentador que está sobrecarregado? O pico de demanda desse alimentador é diurno? De que forma distribuir os sistemas fotovoltaicos para suprir essa necessidade? A geração fotovoltaica pode *garantir* o suprimento nos horários de maior consumo? Sob que condições e a que nível pode ser considerada uma fonte *despachável* de energia? Essas questões se tornam de extrema importância a partir do momento em que o sistema elétrico brasileiro começar a incentivar a aplicação de novas fontes alternativas de energia distribuída em centros urbanos, como a solar, sendo essa uma tendência mundial, uma vez que os problemas energéticos vêm aumentando cada vez mais no decorrer dos anos.

Com o intuito de posicionar nos centros urbanos os sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica de forma a obter os maiores benefícios, propõe-se neste trabalho uma metodologia para a priorização dos alimentadores e a repartição de potência fotovoltaica entre eles, de maneira a obter o maior potencial de redução do pico de demanda. Em função da própria definição de fonte despachável de energia, essa metodologia prevê a utilização desses sistemas em alimentadores que apresentem o perfil de demanda diurno.

Em resumo, através da análise de dados de demanda energética de alimentadores urbanos e de dados de radiação solar é possível identificar e quantificar os alimentadores que, com a aplicação de sistemas solares fotovoltaicos interligados à rede, possam reduzir o pico de demanda diurno.

1.4 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é apresentar uma metodologia de seleção/priorização de alimentadores da rede de distribuição urbana, onde a utilização da geração solar fotovoltaica interligada à rede elétrica tenha seus benefícios maximizados. Esse objetivo pode também ser colocado sob a forma de uma hipótese a ser testada: em um centro urbano, a inserção da geração solar fotovoltaica em vários pontos do sistema de distribuição pode ter um valor diferenciado e específico, que irá depender das características de carga (perfil de demanda) locais e do perfil do recurso solar disponível, sendo, portanto, passível de sofrer uma priorização em termos de localização urbana.

1.4.1 Objetivos Específicos

- Analisar dados históricos das curvas de carga de alimentadores urbanos, selecionando os alimentadores com pico de demanda diurno;
- Analisar dados históricos de geração solar e confrontar com curvas de carga de alimentadores urbanos com pico de demanda diurno;
- Calcular o Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC) dos alimentadores selecionados, quantificando a capacidade da geração solar fotovoltaica em contribuir efetivamente na redução do pico de demanda desses alimentadores;
- Verificar a que nível os sistemas fotovoltaicos podem ser considerados fontes despacháveis de energia em horários de maior consumo em alimentadores urbanos específicos em função do Nível de Penetração (NP);

- Desenvolver uma metodologia para priorização dos melhores alimentadores para a instalação de SFIRE baseada no Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC);
- Aplicar a metodologia desenvolvida a alimentadores das capitais brasileiras Florianópolis (SC) e Belo Horizonte (MG);
- Apresentar potenciais aplicações práticas da metodologia proposta.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

A seguir é apresentada uma descrição sucinta dos próximos capítulos deste trabalho.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica que descreve o setor elétrico brasileiro, desde dados da matriz energética como características da reestruturação. Também é abordado o pico de demanda nacional: mesmo este sendo noturno, diversos alimentadores analisados neste trabalho apresentam características diurnas em razão do perfil de consumo do alimentador, particularmente os que possuem o pico de demanda coincidente com a disponibilidade solar pelo uso intensivo de aparelhos de ar condicionado. No intuito de amenizar esses picos diurnos, este trabalho contempla as técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) utilizando sistemas solares fotovoltaicos interligados à rede elétrica. A importância das energias renováveis no contexto brasileiro e a apresentação das mesmas são descritas com ênfase na aplicação da energia solar fotovoltaica. Por fim, índices de confiabilidade do planejamento da expansão de energia elétrica que fundamentam a teoria do fator efetivo de capacidade de carga são apresentados, servindo como a ferramenta de base para a metodologia proposta neste trabalho.

O desenvolvimento da metodologia proposta é apresentado no Capítulo 3. As etapas de seleção dos alimentadores diurnos, seleção dos dias limpos utilizados na normalização das curvas de geração fotovoltaica e determinação do FECC são detalhadas. Uma atenção especial é dada ao procedimento de normalização das curvas de geração fotovoltaica, onde o parâmetro Taxa de Performance do sistema é definido e exemplificado. Os dados de geração fotovoltaica utilizados na metodologia foram obtidos da estação solarimétrica instalada na Universidade Federal de Santa Catarina e os dados de demanda energética dos alimentadores da cidade de Florianópolis foram disponibilizados pela concessionária CELESC. Apesar do trabalho ser desenvolvido para os alimentadores da cidade de Florianópolis, no decorrer do capítulo fica claro que a metodologia é ampla e pode ser aplicada a qualquer centro urbano que tenha disponibilidade de dados históricos de demanda dos alimentadores de interesse, como por exemplo o caso da cidade

de Belo Horizonte (CEMIG), apresentado no Capítulo 4. A maior dificuldade fica na disponibilidade de informação da geração fotovoltaica de uma estação solarimétrica, como a instalada na UFSC, localizada nas proximidades da área de interesse. Esta limitação pode ser contornada com a utilização de dados de radiação solar que podem ser obtidos do Atlas de Radiação Solar do Brasil (Pereira *et al.*, 2006), com os quais se pode simular a geração fotovoltaica correspondente.

Na seqüência, no Capítulo 4 são apresentados os alimentadores diurnos selecionados, bem como os critérios adotados para seleção. A partir desta escolha, o FECC para diferentes potências da planta fotovoltaica é computado e o comportamento de cada alimentador discutido. Uma primeira proposta para a priorização dos alimentadores é apresentada através da utilização dos gráficos de evolução do FECC com o nível de penetração fotovoltaico. De posse dos valores do FECC por alimentador, a metodologia proposta é enriquecida com a construção de uma tabela que contém a seleção/priorização dos alimentadores e a repartição de potência por alimentador em função da potência total desejada e segundo o critério de máximo FECC, sendo esta tabela denominada Tabela de Partição Ótima. Novos parâmetros são apresentados e discutidos, como o Fator de Utilização do alimentador e o Nível de Penetração Energético, agregando à metodologia novas formas de enxergar o problema de priorização dos alimentadores. Uma discussão sobre a utilização de dias reais ou dias limpos na curva de geração fotovoltaica e uma análise da capacidade de suprimento de um alimentador mediante alguns parâmetros de confiabilidade é realizada com o intuito de validar a metodologia proposta. Exemplos do uso da Tabela de Partição Ótima são apresentados, desde a simples determinação dos alimentadores e da potência por alimentador a ser instalada para uma potência total de 8.000 kWp, considerada como exemplo de simulação, passando pela análise da capacidade de instalação de diferentes tecnologias de painéis fotovoltaicos em função da área de cobertura disponível para cada alimentador e da potência máxima extraída da Tabela de Partição Ótima. Por fim, a determinação do FECC para dezesseis alimentadores diurnos da cidade de Belo Horizonte é apresentada.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as conclusões finais desta tese e sugestões para trabalhos futuros.

Os anexos trazem uma lista de publicações resultantes do desenvolvimento da tese (Anexo I), uma tabela com os horários do meio-dia solar para Florianópolis e Belo Horizonte (Anexo II), os

alimentadores estudados e sua classificação para a cidade de Florianópolis - SC (Anexo III), e os alimentadores estudados e sua classificação para a cidade de Belo Horizonte – MG (Anexo IV).

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

CAPÍTULO 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CONTEXTO MUNDIAL

O modelo de desenvolvimento do mundo atual é baseado em combustíveis fósseis como: petróleo, gás natural e carvão mineral. Entretanto, o impacto ambiental associado aos combustíveis fósseis, e questões relacionadas à sua disponibilidade, vêm levando a uma busca crescente por alternativas mais sustentáveis e que utilizem recursos locais.

2.1.1 Matriz Energética Mundial

A matriz energética mundial é composta basicamente por fontes energéticas não renováveis, provenientes principalmente do petróleo, gás natural e carvão mineral. Na **Figura 2**, observa-se uma alteração na partição energética, particularmente um aumento percentual na oferta da energia nuclear, gás natural e carvão mineral, contrapondo a evolução da oferta do petróleo.

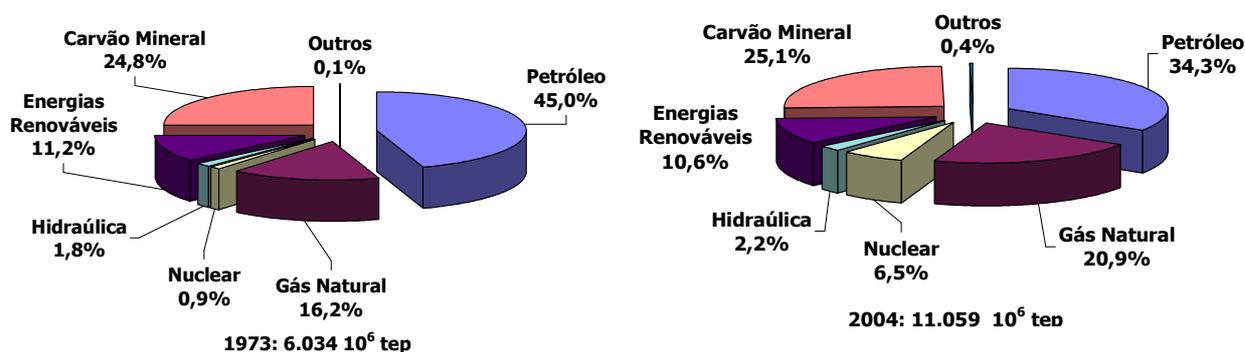


Figura 2 : Oferta mundial de energia por fonte, 1973 e 2004.

Fonte: (MME, 2006)

2.1.2 A Questão Ambiental

A partir das últimas décadas do século XX, o homem passou a se preocupar com o impacto ambiental dos processos de exploração dos recursos naturais. A crise do petróleo, dos anos 70, e a onda de aquecimento global causada pelos gases do efeito estufa vêm contribuindo na mudança de conduta em relação ao meio ambiente.

Hoje em dia, um dos problemas mais críticos é certamente o efeito estufa. O acúmulo de gases altamente poluentes (dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), gás nitroso (NO_2), CFC's (CF_xCl_x)) na atmosfera é o grande causador do aquecimento global, decorrente do efeito estufa.

O relatório do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas² (*IPCC, em inglês*), responsabiliza a ação do homem pelo aquecimento global e prevê um cenário de catástrofe ambiental para as próximas décadas (IPCC, 2007).

As alterações das temperaturas e conseqüentes mudanças climáticas tomaram proporções notáveis. Em 1997, o relatório do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas serviu de base para a elaboração do Protocolo de Kyoto, que determinou aos países desenvolvidos uma meta de redução em 5,2 % as emissões de gases de efeito estufa até 2012.

Uma das partes do Protocolo de Kyoto é o artigo 12, que diz respeito ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Esse mecanismo foi elaborado para flexibilizar as reduções de emissões de gases do efeito estufa por parte dos países industrializados que não podem reduzi-lo em curto prazo em seu território, por simples insuficiência de recursos naturais pouco poluidores da atmosfera (Luciano *et al.*, 2006).

O MDL possibilita que os países industrializados contribuam para a redução das emissões globais de gases do efeito estufa, sem necessariamente reduzi-las em seu território. Isso é possível através de financiamento de atividades redutoras de emissão em empresas e indústrias de outros países, de tal forma que o país que financiou a redução de emissões em outros possa contabilizá-las como se fossem reduções em seu próprio território, atingindo assim, as suas metas estabelecidas no referido Protocolo de Kyoto.

Esse investimento dos países industrializados se dá por meio de compra de créditos de carbono. Os créditos de carbono são negociados no mercado, especialmente em bolsas de valores. Por definição, um crédito de carbono está associado a uma redução de uma tonelada na emissão de carbono na atmosfera.

2.1.3 Estímulo às Energias Renováveis

² Do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*. O IPCC é um grupo criado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e pela *World Meteorological Organization* (WMO) em 1988 para o fornecimento de informações relevantes que levem ao entendimento das bases científicas do risco da ação humana sobre as mudanças climáticas.

As energias renováveis são, na atualidade, um dos mais importantes assuntos para as discussões sobre o futuro da humanidade. Ao mesmo tempo em que se busca ampliar a oferta e reduzir os custos, crescem as preocupações com a sustentabilidade e o meio ambiente. É neste contexto que as energias renováveis surgem e ganham destaque, tendo apoio de diversos grupos e organizações para a sua ampliação.

As energias renováveis são aquelas cujas fontes não se esgotam, ou seja, se renovam. Elas também são consideradas como “energias alternativas” ao modelo energético tradicional, tanto pela sua disponibilidade (presente e futura) garantida (diferente dos combustíveis fósseis que precisam de milhares de anos para a sua formação) como pelo seu menor impacto ambiental. Em alguns casos este impacto pode ser considerado muito grande, como o causado pela Hidrelétrica das Três Gargantas, recentemente finalizada na China e que provocou o deslocamento da ordem de 1,13 milhões de pessoas, com um reservatório de superfície de 1.084 km², sendo aproximadamente 600 km² de inundação de áreas agrícolas e florestas (Wikipédia, 2007).

Tendo como referência de comparação os dados internacionais de 2004, o Brasil ocupa posição privilegiada na utilização de energia renovável, sendo 44,4% da oferta interna de energia: o mundo utiliza apenas 13,2% das chamadas “fontes limpas”, enquanto a Organização para Cooperação para Desenvolvimento Econômico³ (OCDE) tem apenas 6,1% da sua matriz energética renovável conforme a **Figura 3** :

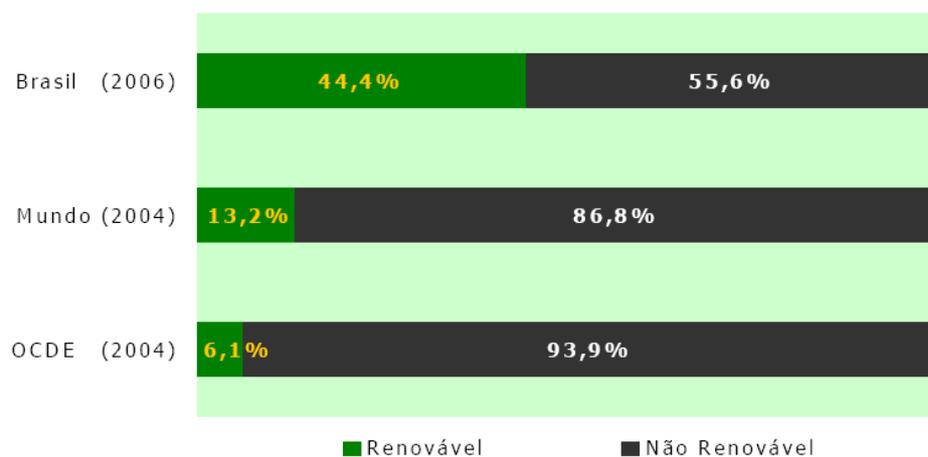


Figura 3 : Estrutura da Oferta Interna de Energia

Fonte: (BEN, 2007)

³ É uma organização internacional dos países desenvolvidos e industrializados com os princípios da democracia representativa e da economia de livre mercado. Os 30 países participantes produzem mais da metade de toda a riqueza do mundo.

2.2 CONTEXTO BRASILEIRO

2.2.1 Sistema Interligado Nacional (SIN)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil é um dos mais complexos e eficientes do mundo, responsável pelo atendimento de cerca de 98% do mercado brasileiro de energia elétrica (ONS, 2007). O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários.

O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte do País. De acordo com o Operador Nacional do Sistema (ONS, 2007), somente 3,4% da capacidade de geração elétrica brasileira não é integrante do SIN. São pequenos sistemas isolados que se localizam nas regiões Centro-Oeste e Norte e principalmente na Região Amazônica. Esses sistemas isolados são abastecidos basicamente por termelétricas movidas a óleo diesel.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2007), o Brasil possui 1.645 empreendimentos em operação, gerando 99,9 GW de potência. Está prevista para os próximos anos uma adição de 27,9 GW na capacidade de geração do País, provenientes dos 90 empreendimentos atualmente em construção e mais 518 outorgadas (ANEEL, 2007).

2.2.2 Matriz Energética Brasileira

A representatividade da energia renovável dentro da estrutura da matriz energética brasileira se manteve praticamente estável em 2006, com 44,4% de participação – contra 43,9% em 2004 e 44,5% em 2005 (BEN, 2007). Entre os energéticos que compõem o grupo das fontes renováveis no Brasil, apenas a categoria dos produtos da cana-de-açúcar apresentou crescimento de participação, que chegou a 14,4% da Oferta Interna de Energia (OIE) total e a 32,4% da oferta interna de energia renovável. Este percentual situa-se pouco abaixo dos 32,9% alcançados pela energia hidráulica/eletricidade na oferta renovável do país. Na estrutura da OIE, a energia hidráulica e a eletricidade corresponderam a 14,6% da total no período. A lenha e o carvão vegetal apresentaram uma redução de participação entre as energias renováveis, passando de 29,3% para 27,3%. A queda representou uma contribuição de 12,4% da lenha e do carvão vegetal na OIE conforme a **Figura 4**.

| ENERGÉTICO | |
|---|-------|
| 2006 | |
| ENERGIA NÃO RENOVÁVEL | |
| 55,6% | |
| PETRÓLEO E DERIVADOS | 38,8% |
| GÁS NATURAL | 9,5% |
| CARVÃO MINERAL E DERIVADOS | 5,8% |
| URÂNIO (U ₃ O ₈) E DERIVADOS | 1,5% |
| ENERGIA RENOVÁVEL | |
| 44,4% | |
| ENERGIA HIDRÁULICA E ELETRICIDADE | 14,6% |
| LENHA E CARVÃO VEGETAL | 12,4% |
| PRODUTOS DA CANA-DE-AÇÚCAR | 14,4% |
| OUTRAS RENOVÁVEIS | 2,9% |

Figura 4 : Oferta Interna de Energia - Brasil 2006: 229,7 milhões [tep]

Fonte: (Epe, 2007)

2.2.3 Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

No início dos anos 90, o governo brasileiro promoveu uma série de reformas na estrutura do funcionamento da máquina estatal. O setor elétrico brasileiro sofreu um período de desverticalização, ou seja, houve uma separação entre as empresas de geração, transmissão e distribuição. Essa reforma tinha como objetivo introduzir a concorrência entre as empresas do setor, partindo da concepção de que seria possível uma eficaz alocação de recursos quando da entrada de novos agentes no mercado.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro não apresentou os resultados esperados, no entanto, sendo marcada por diversos problemas regulatórios que comprometeram a confiabilidade do sistema. A falta de investimentos no setor, associada aos baixos índices pluviométricos, acabou levando a uma crise de abastecimento de energia elétrica em 2001, mostrando dessa maneira que novos rumos deveriam ser tomados.

Dessa forma a reestruturação do setor elétrico brasileiro estabeleceu novas relações, novos condicionantes e, eventualmente, conduziu a conflitos de interesses que chegaram a comprometer os níveis de confiabilidade da rede elétrica. Assim, é necessário que paralelamente ao processo de reestruturação sejam atualizados os instrumentos regulatórios, critérios e procedimentos de expansão e instrumentos de incentivos à implantação de instalações de transmissão (Fontoura *et al.*, 2001).

2.2.4 Atual Estrutura Energética

O relacionamento entre as instituições do atual modelo de organização do setor elétrico brasileiro é apresentado na **Figura 5**.

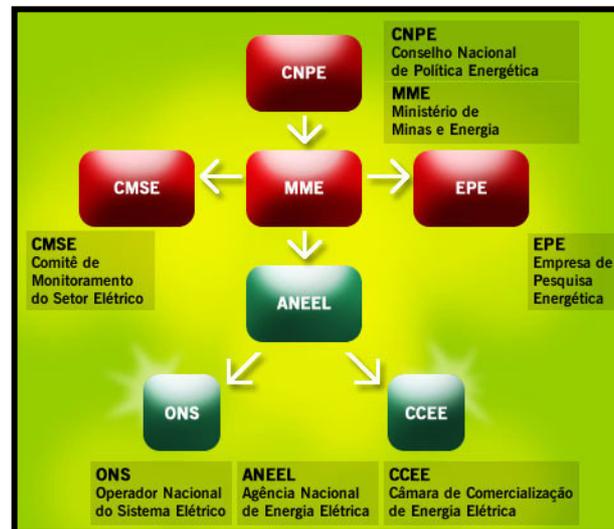


Figura 5 : Principais instituições do atual modelo de organização do setor elétrico brasileiro.

Fonte: (ONS, 2007)

Uma descrição resumida das competências e atribuições de cada instituição é apresentada na seqüência.

2.2.4.1 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada na reestruturação do setor elétrico brasileiro. O Estado abriria mão, gradualmente, dos meios de produção do setor elétrico e passaria a ser regulador e fiscal da qualidade dos serviços prestados à população. À ANEEL foi reservado o papel de regular e fiscalizar o novo mercado, que se estabeleceu no País a partir da introdução da livre competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica (ANEEL, 2007).

A ANEEL, autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), foi criada pela Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996. Tem como principais atribuições: (a) regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica; (b) atender a reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade; (c) mediar conflitos de interesse entre os agentes do setor elétrico e entre

estes e os consumidores; (d) conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; (e) garantir tarifas justas; (f) zelar pela qualidade dos serviços prestados; (g) exigir investimentos; (h) estimular a competição entre os operadores; (i) assegurar a universalização dos serviços; (j) fiscalizar os programas de pesquisa e desenvolvimento (ANEEL, 2007).

A missão da ANEEL é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade

2.2.4.2 Operador Nacional do Sistema (ONS)

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é o agente planejador e executor da operação do sistema elétrico brasileiro, responsável por adequar a oferta de geração à demanda de curto prazo, observando os requisitos de confiabilidade do sistema.

A missão do Operador Nacional do Sistema (ONS) é operar o Sistema Interligado Nacional de forma integrada, com transparência, equidade e neutralidade, garantindo o suprimento de energia elétrica contínuo, econômico e seguro no país (ONS, 2007). O ONS tem como principais atribuições: (a) realizar o planejamento, programação e despacho centralizados dos recursos de geração e transmissão; (b) propor ampliações e reforços para o sistema de transmissão; (c) garantir o livre acesso ao mercado de energia; (d) administrar os serviços de transmissão.

2.2.4.3 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

Órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, visando, dentre outros objetivos, o aproveitamento dos recursos energéticos do país, rever periodicamente a matriz energética e estabelecer diretrizes para programas específicos.

2.2.4.4 Ministério de Minas e Energia (MME)

Encarregado da formulação, do planejamento e implementação de ações do Governo Federal no âmbito da política energética nacional.

2.2.4.5 *Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)*

Constituído no âmbito do MME e sob sua coordenação direta, com a função principal de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território.

2.2.4.6 *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*

Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, com finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Administra os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação.

2.2.4.7 *Empresa de Pesquisa Energética (EPE)*

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

São atribuições da EPE: (a) realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira; (b) elaborar e publicar o balanço energético nacional; (c) identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos; (d) dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes; (e) realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos; (f) obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE; (g) elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longos prazos; (h) promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável; (i) promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos; (j) desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis; (l) efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados; (m) elaborar

estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil; (n) desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis; (o) dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países; (p) promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética; (q) promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim; (r) promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético; e (s) desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.

2.2.4.8 Agentes Setoriais

Os Agentes Setoriais, por sua vez, também possuem funções distintas nesse ambiente, sendo elas:

- Agentes Geradores - São autorizados ou concessionários de geração de energia elétrica, que operam plantas de geração e prestam serviços ancilares;
- Agentes de Transmissão - Agentes detentores de concessão para transmissão de energia elétrica, com instalações na rede básica;
- Agentes de Distribuição - Operam um sistema de distribuição na sua área de concessão, participando do Sistema Interligado e sendo usuários da Rede Básica. Contratam serviços de transmissão de energia e serviços ancilares do Operador Nacional do Sistema Elétrico;
- Consumidores Livres - Consumidores que têm a opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica, conforme definido em resolução da ANEEL;
- Agentes Importadores - São agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à importação de energia elétrica;
- Agentes Exportadores - São agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à exportação de energia elétrica;
- Agente Comercializador da Energia de Itaipu - Itaipu é uma entidade binacional, pertencente ao Brasil e ao Paraguai. O relacionamento entre os dois países segue tratados internacionais específicos. A energia de Itaipu recebida pelo Brasil representa cerca de 30% do mercado de energia da região sul/sudeste/centro-oeste. A comercialização dessa energia no Brasil é coordenada pela Eletrobrás.

2.2.4.9 Concessionárias de Energia Elétrica

De acordo com a ANEEL, na maioria dos estados, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, a área de concessão ainda corresponde aos limites geográficos estaduais conforme representado na **Figura 6**.



Figura 6 : Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Fonte: (ANEEL, 2007)

Em outros estados, principalmente em São Paulo e no Rio Grande do Sul, existem concessionárias com áreas de abrangência bem menores que o Estado. Há, também, áreas de concessão descontínuas, que ultrapassam os limites geográficos do estado-sede da concessionária, como ilustrado nas **Figura 7** e **Figura 8**.



Figura 7 : Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica para o estado de São Paulo (SP).

Fonte: (ANEEL, 2007)



Figura 8 : Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica para o estado do Rio Grande do Sul (RS).

Fonte: (ANEEL, 2007)

Esse universo de distribuidoras de energia elétrica hoje é constituído por 24 empresas privadas, 21 privatizadas, 4 municipais, 8 estaduais e 7 federais (ver **Tabela 1**). Segundo o controle acionário, cerca de 30% são de capital público e 70% de capital privado.

Tabela 1: Concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica.

| | CONCESSIONÁRIAS BRASILEIRAS | SIGLA |
|----|---|-------------|
| 01 | CAIUA - Serviços de Eletricidade S/A | CAIUA |
| 02 | Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia | COELBA |
| 03 | Companhia Luz e Força de Mococa | CLFM |
| 04 | Companhia Luz e Força Santa Cruz | SANTA CRUZ |
| 05 | Companhia Nacional de Energia Elétrica | CNEE |
| 06 | Companhia Paulista de Energia Elétrica | CPEE |
| 07 | Companhia Sul Paulista de Energia | CSPE |
| 08 | Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas | DMEPC |
| 09 | Departamento Municipal de Energia de Ijuí | DEMEI |
| 10 | Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A | EEVP |
| 11 | Empresa Elétrica Bragantina | EEB |
| 12 | AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A | AES-SUL |
| 13 | Bandeirante Energia S/A | BANDEIRANTE |
| 14 | Boa Vista Energia S/A | BOA VISTA |
| 15 | Centrais Elétricas de Carazinho S/A | ELETROCAR |
| 16 | Centrais Elétricas de Rondônia S/A | CERON |
| 17 | Centrais Elétricas de Santa Catarina | CELESC |
| 18 | Centrais Elétricas do Pará S/A | CELPA |
| 19 | Centrais Elétricas Matogrossenses | CEMAT |
| 20 | Cia. Energética do Rio Grande do Norte | COSERN |
| 21 | Companhia Campolarguense de Energia | COCE L |
| 22 | Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo | CENF |
| 23 | Companhia de Eletricidade do Acre | ELETROACRE |
| 24 | Companhia de Eletricidade do Amapá | CEA |
| 25 | Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro | CERJ |
| 26 | Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins | CELTINS |
| 27 | Companhia Energética da Borborema | CELB |
| 28 | Companhia Energética de Alagoas | CEAL |
| 29 | Companhia Energética de Brasília | CEB |
| 30 | Companhia Energética de Goiás | CELG |
| 31 | Companhia Energética de Minas Gerais | CEMIG |
| 32 | Companhia Energética de Pernambuco | CELPE |
| 33 | Companhia Energética de Roraima | CER |
| 34 | Companhia Energética do Amazonas | CEAM |
| 35 | Companhia Energética do Ceará | COELCE |
| 36 | Companhia Energética do Maranhão | CEMAR |
| 37 | Companhia Energética do Piauí | CEPISA |
| 38 | Companhia Estadual de Energia Elétrica | CEEE |
| 39 | Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina | CFLCL |
| 40 | Companhia Força e Luz do Oeste | CFLO |
| 41 | Companhia Hidroelétrica São Patrícia | CHESP |
| 42 | Companhia Jaguari de Energia | CJE |
| 43 | Companhia Paranaense de Energia Elétrica | COPEL |
| 44 | Companhia Paulista de Força e Luz | CPFL |
| 45 | Companhia Piratininga de Força e Luz | PIRATININGA |

| | | |
|----|---|---------------|
| 46 | Companhia Sul Sergipana de Eletricidade | SULGIPE |
| 47 | Cooperativa Aliança | COOPERALIANÇA |
| 48 | Elektro Eletricidade e Serviços S/A | ELEKTRO |
| 49 | Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A | ELETROPAULO |
| 50 | Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A | ENERSUL |
| 51 | Empresa Energética de Sergipe S/A | ENERGIPE |
| 52 | Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda. | EFLUL |
| 53 | Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. | JOAO CESA |
| 54 | Empresa Luz e Força Santa Maria S/A | ELFSM |
| 55 | Espírito Santo Centrais Elétricas S/A | ESCELSA |
| 56 | Força e Luz Coronel Vivida Ltda. | FORCEL |
| 57 | Hidroelétrica Panambi S/A | HIDROPAN |
| 58 | Hidroelétrica Xanxerê Ltda. | XANXERÊ |
| 59 | Light Serviços de Eletricidade S/A | LIGHT |
| 60 | Manaus Energia S/A | MANAUS |
| 61 | Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda | MUXFELDT |
| 62 | Rio Grande Energia S/A | RGE |
| 63 | S/A de Eletrificação da Paraíba | SAELPA |
| 64 | Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda. | UHENPAL |

Os contratos de concessão das empresas prestadoras dos serviços e distribuição de energia estabelecem regras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores e usuários. Da mesma forma, definem penalidades para possíveis irregularidades.

2.2.5 Energia Elétrica no Brasil

2.2.5.1 Pico de demanda noturno

O Brasil é um dos raros países onde se utiliza extensivamente o chuveiro elétrico para banho doméstico. A potência total instalada para satisfazer a demanda dos chuveiros elétricos no horário de pico corresponde a 8,5% da demanda total nesse horário e é da ordem de 4,8 GW, equivalente à 40% da potência instalada da usina hidrelétrica de Itaipu (ELETROSUL, 2007). Essa energia demandada no horário de ponta para chuveiros, corresponde aproximadamente a 14,4 GWh/dia. Essa quantidade considerável de energia poderia ser armazenada nos reservatórios das hidroelétricas do país, para consumos mais nobres e também para reduzir os riscos de colapso, na circunstância de situações de oferta energética crítica. O investimento para gerar, transmitir e distribuir a fração de energia destinada aos chuveiros no horário de pico é da ordem de US\$ 8 bilhões (ELETROSUL, 2007). Conforme dados ANEEL (2007), o custo

marginal de geração, transmissão e distribuição (GTD) de energia elétrica para responder à demanda dos chuveiros elétricos é da ordem de até US\$ 850 por unidade instalada.

Neste contexto, a utilização de chuveiros elétricos corresponde a 90% das residências nas regiões sul e sudeste do Brasil, representando em média 23% do consumo de energia elétrica doméstica, podendo chegar a 35% no caso de famílias de baixa renda (ELETROSUL, 2007). O uso da energia elétrica para esse fim faz com que todo o sistema elétrico nacional seja dimensionado para garantir o fornecimento no “horário de pico”, que corresponde ao período do dia mais crítico, situado entre as 18 e 21 horas, horário em que a maioria das pessoas retorna do trabalho para casa e utiliza o chuveiro (Abreu, 2000).

No sentido de aliviar o pico de demanda noturno, uma das políticas adotadas pelos órgãos reguladores é o horário de verão, que atua no sentido de evitar a coincidência entre a utilização de chuveiros elétricos com a iluminação, visto que os dias durante esse período do ano são mais longos (Abreu, 2000).

Em SALAZAR (2004) foi estabelecida uma metodologia de levantamento do potencial de economia e redução do pico da curva de demanda de energia elétrica no horário de ponta para consumidores de baixa renda, através do uso de sistemas de aquecimento solar compactos⁴. Os estudos experimentais realizados demonstram que esses sistemas podem reduzir em média 70% da demanda dos chuveiros no horário de pico. Contudo, o custo marginal de GTD poderia ser reduzido na mesma proporção para US\$ 600,00 por chuveiro instalado. Por conseguinte, financiando integralmente o equipamento com a receita economizada de GTD, a economia líquida por chuveiro elétrico seria da ordem de US\$ 200,00. Nesse estudo se confirmou que a maioria dos consumidores apresenta um perfil noturno de consumo de água quente (73,0%), seguido do vespertino (16,6%), matutino (9,3%) e do de madrugada (1,1%).

Por conseguinte, o consumidor deveria ser informado de que a eliminação dos chuveiros elétricos no horário de pico melhoraria a qualidade do fornecimento da energia elétrica e reduziria os riscos de falha nos equipamentos do sistema elétrico. E ainda, que o financiamento dos aquecedores solares promoveria o crescimento do setor, que é conhecido pelo elevado índice de geração de emprego por unidade de investimento.

⁴ O preço mínimo de referência de um aquecedor solar de boa qualidade, aprovado em teste segundo norma específica do INMETRO, de pequeno porte, com capacidade de 100 litros é da ordem de US\$ 400,00.

Certamente são os consumidores que pagam os riscos e os prejuízos decorrentes da má distribuição da energia elétrica resultantes do fornecimento fora dos padrões de qualidade, falhas e das avarias dos próprios equipamentos elétricos.

Na **Figura 9** é possível visualizar que os chuveiros elétricos são bastante relevantes na composição do pico de demanda para consumidores residenciais.

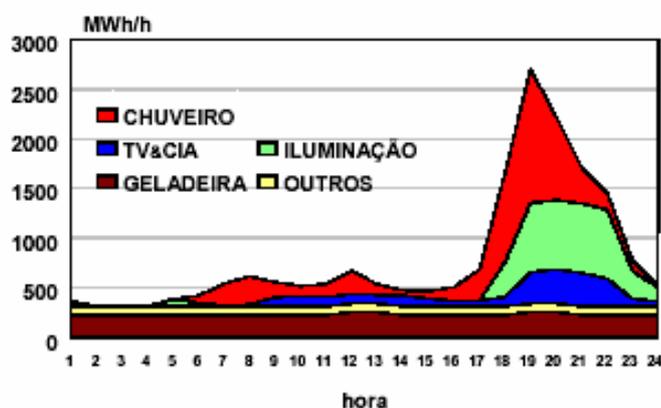


Figura 9 : Curva de demanda para consumidores residenciais.

Fonte: CEMIG

Na **Tabela 2** são mostrados os valores para a participação dos principais usos no consumo de energia elétrica residencial por região do Brasil.

Tabela 2 : Participação de diferentes usos no consumo residencial de energia elétrica por região.

| Região | Refrigeração (%) | Aquecimento de Água (%) | Iluminação (%) | Ar Condicionado (%) | Outros (%) |
|--------------|------------------|-------------------------|----------------|---------------------|------------|
| Sudeste | 33,1 | 23,4 | 11,2 | 3,3 | 29,0 |
| Sul | 32,6 | 22,4 | 10,9 | 1,5 | 32,7 |
| Norte | 35,4 | 4,5 | 19,6 | 9,4 | 31,1 |
| Nordeste | 41,0 | 7,2 | 18,2 | 3,1 | 30,5 |
| Centro-Oeste | 33,6 | 23,2 | 12,1 | 2,3 | 28,9 |
| Brasil | 34,1 | 20,7 | 12,3 | 3,0 | 29,9 |

Fonte: (Almeida *et al.*, 2001)

2.2.5.2 Pico de demanda diurno

Em contraste ao pico de demanda nacional, a demanda para consumidores comerciais é basicamente influenciada pelo uso de aparelhos de ar condicionado (Perez *et al.*, 1989; Perez *et al.*, 1999). Conforme (Bailey *et al.*, 1991; Jardim *et al.*, 2003a; 2003b; Jardim *et al.*, 2007; Jardim *et al.*, 2004; , 2005; Knob *et al.*, 2004; Perez *et al.*, 2003; Perez *et al.*, 2001; Perez, Seals e Hering, 1996), nos períodos de verão a demanda em regiões comerciais é fortemente

influenciada pelo uso intensivo de aparelhos de ar condicionado. Dessa forma, para esse perfil de consumidores o pico de demanda é diurno, coincidindo com períodos de intensa radiação solar. Nesses casos, a geração solar fotovoltaica pode apresentar uma contribuição significativa, adicionando valor estratégico ao kilowatt hora (kWh) fotogerado.

O desafio deste trabalho está em identificar alimentadores urbanos com pico de demanda diurno e quantificar o potencial da aplicação de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica quando conectados a esses alimentadores.

2.3 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

O Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) é o conceito de controlar as cargas do lado do consumidor de forma de operar o sistema mais eficientemente (Costa *et al.*, 2007). O princípio básico é deslocar a demanda desde intervalos de tempo onde a energia tem um preço elevado para outros quando o preço da energia é menor. Os intervalos mais caros geralmente correspondem a períodos de pico de demanda, sendo que o GLD tende a diminuir a diferença entre picos e vales na curva de demanda (Costa *et al.*, 2007).

Os programas de GLD objetivam reduzir os picos de demanda postergando dessa maneira os custos associados de GTD em horário de pico e os custos de expansão da rede.

O conhecimento das particularidades e características do uso final da energia é fundamental para que as concessionárias de energia utilizem esses programas de GLD.

Em SHEEN (2005), foram simulados os benefícios econômicos que os Programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda promovem tanto para as concessionárias envolvidas como para seus participantes.

2.3.1 Técnicas de GLD

O objetivo final das ações de GLD é a alteração da forma da curva de carga das concessionárias de modo a economizar na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e/ou estimular o consumo em horários estratégicos. Os principais métodos conhecidos são abordados a seguir (Bellarmine e Turner, 1994) e ilustrados na **Figura 10**.

- *Corte de ponta:* O controle direto de carga e a tarifação horária são usados para reduzir a demanda durante o período de ponta. Este efeito pode reduzir os custos da concessionária, na medida em que a necessidade de operar suas unidades de geração mais caras é reduzida e também por postergar investimentos na expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição;
- *Preenchimento de vale:* Esta técnica incentiva o consumidor a usar mais energia elétrica durante períodos onde a concessionária gera energia a custos mais baixos. O efeito pode ser o de redução dos custos de serviço por distribuir os custos fixos de capacidade sobre uma base maior de venda de energia e também por reduzir custos médios de combustível;
- *Deslocamento da demanda:* Esta técnica incentiva os consumidores a deslocarem o uso de energia elétrica do período de ponta para fora da ponta. Dessa forma, essa técnica combina os efeitos do corte de ponta e do preenchimento de vale;
- *Conservação estratégica:* As concessionárias adotam programas focados para incentivar o uso eficiente de energia elétrica com o objetivo de reduzir a demanda não somente no horário de ponta, mas durante as outras horas do dia. Isso pode reduzir o custo médio de combustível e postergar a necessidade para adição futura de capacidade de geração, transmissão e distribuição;
- *Crescimento de demanda estratégica:* As concessionárias procuram incentivar a adoção de tecnologias baseadas em eletricidade para a substituição de equipamentos ineficientes baseados em combustíveis fósseis ou para melhorar a produtividade do consumidor e sua qualidade de vida. Isso reduz o custo médio de serviço ao distribuir custos fixos sobre uma base maior de vendas de energia, além de beneficiar todos os consumidores;
- *Curva de demanda flexível:* Alguns programas de GLD são usados para customizar a confiabilidade do serviço de acordo com necessidades individuais de consumidores. As concessionárias podem realizar tanto custos operacionais e fixos futuros permitindo aos despachantes flexibilidade para reduzir ou postergar demanda para consumidores selecionados.

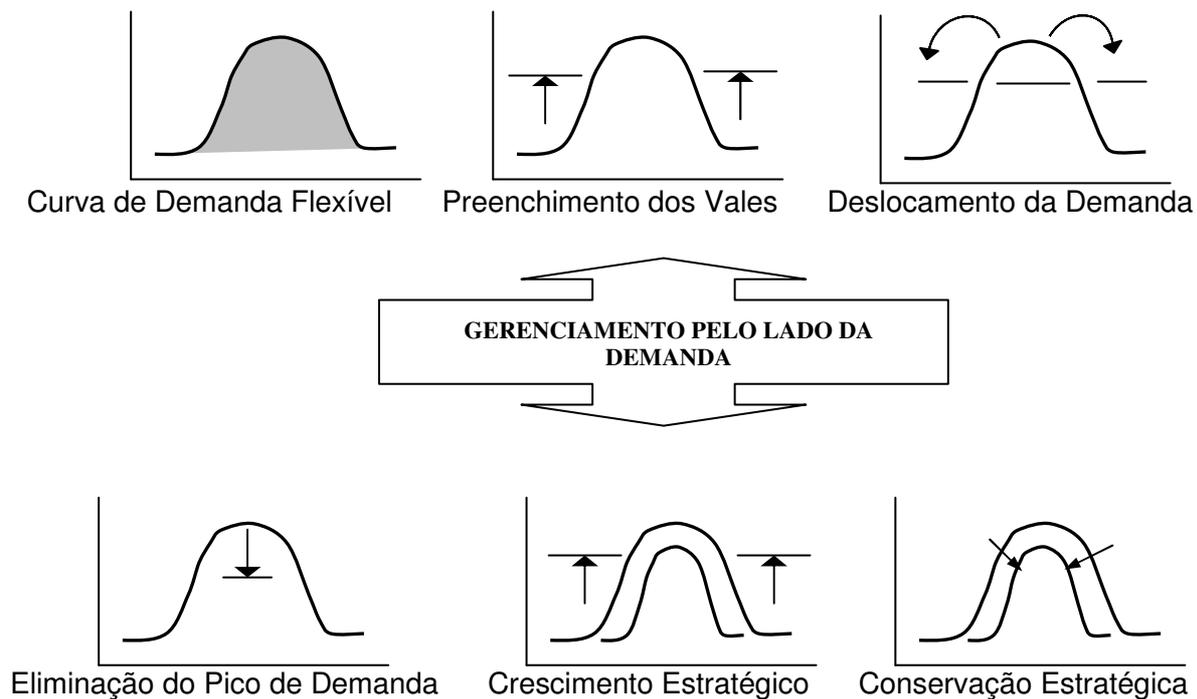


Figura 10 : Técnicas para alterar a forma da curva de demanda.

Fonte: (Salazar, 2004)

Conforme estudos já realizados por (Byrne *et al.*, 1996; Rahman e Rinaldy, 1993; Spiegel *et al.*, 1998) é possível obter ganhos através do gerenciamento pelo lado da demanda com a utilização de sistemas fotovoltaicos, quando o pico de demanda é coincidente com a disponibilidade solar.

Neste sentido a metodologia proposta pode ser considerada uma ferramenta de GLD para as concessionárias de energia mediante a técnica de Eliminação do Pico de Demanda.

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída (GD) pode oferecer várias vantagens ao setor elétrico. A disposição da unidade de geração próxima ao consumidor final, não necessitando de linhas de transmissão é um diferencial em relação à geração centralizada que geralmente está distante dos grandes centros consumidores. Outro fator importante em alguns casos é a rapidez na sua implantação. Além disso, permite uma maior diversificação das tecnologias empregadas para a produção de energia e, desta maneira, sua escolha pode ser feita em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais. O mercado da GD está em expansão (Rodríguez, 2002).

Apesar das diversas vantagens da GD, o percentual de utilização no mundo ainda é baixo, em média 10,8% (WADE, 2006). A **Figura 11** mostra o percentual da participação da GD no total da geração de eletricidade em alguns países do mundo e a média da participação no mundo.

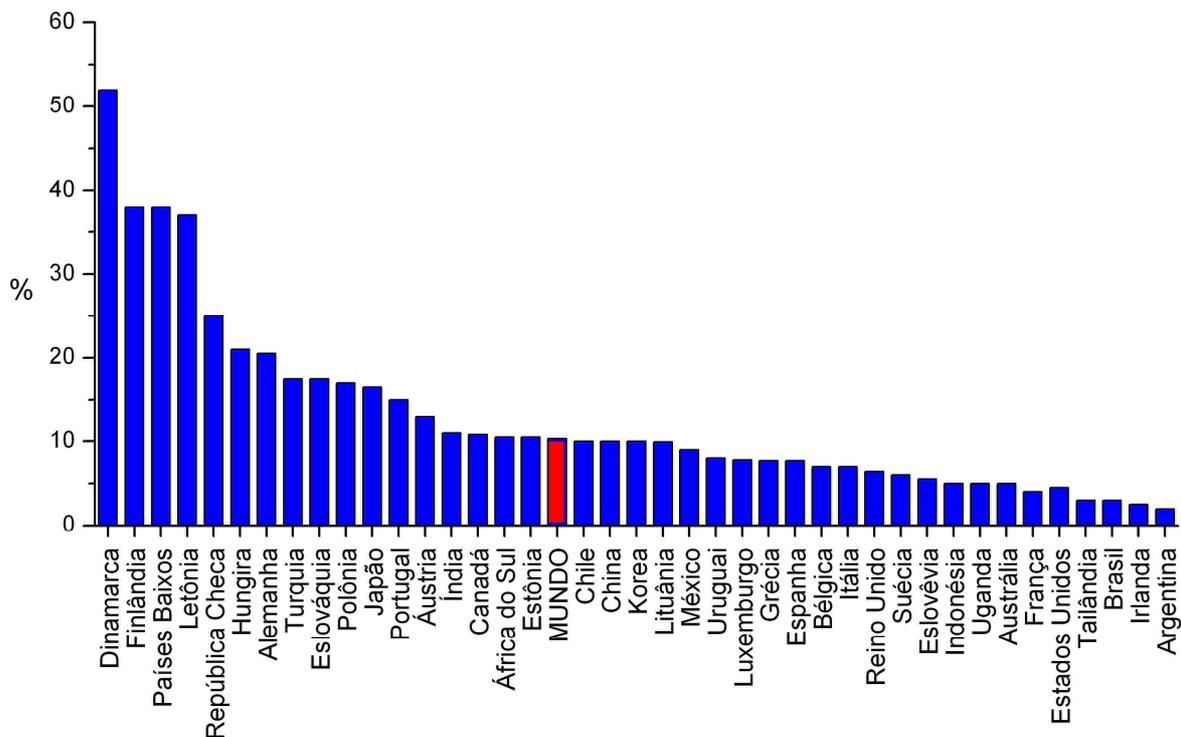


Figura 11 : Percentual da participação da GD no total da geração de eletricidade

Fonte: (WADE, 2006)

Vários estudos indicam que até 2010, de 25 a 30% dos novos sistemas de geração serão distribuídos, ou seja, serão conectados diretamente ao sistema de distribuição secundário (Conti *et al.*, 2003).

2.5 FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

2.5.1 Potencial Brasileiro para Energias Renováveis

As características físicas do Brasil, em especial a grande extensão territorial e a existência de rios caudalosos, aliadas às limitadas reservas de petróleo e carvão mineral, foram determinantes para a implantação de um parque gerador de energia elétrica predominantemente hidráulico. Conforme a **Figura 12**, atualmente apenas 28% do potencial hidrelétrico correspondem a usinas em operação; portanto, estima-se que as fontes hidráulicas continuarão a desempenhar importante papel no atendimento à demanda de energia elétrica brasileira.

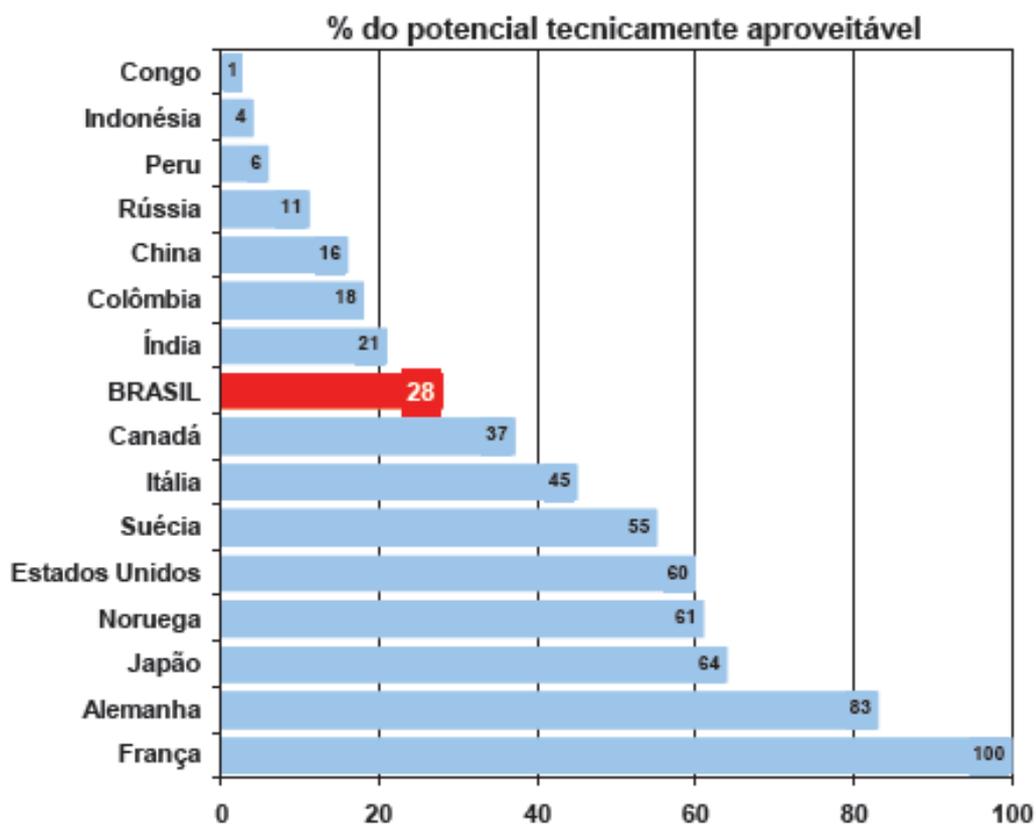


Figura 12 : Percentual de utilização do potencial hidrelétrico brasileiro em relação a outros países do mundo.
Fonte: Ministério de Minas e Energia

O potencial hidrelétrico brasileiro totaliza 260 GW (Eletrobrás, 2007).

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030⁵ são apresentados na **Tabela 3** os valores futuros da expansão da geração de fontes renováveis num cenário projetado de 25 anos (CNPE, 2007).

Tabela 3 : Cenário futuro para geração de fontes renováveis de energia.

| | 2005 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | Acréscimo 2005-2030 |
|------------------------------|-------|------------|------------|--------------|--------------|------------------------|
| Capacidade instalada | 1.415 | 5.533 | 8.783 | 13.983 | 20.883 | 19.468 |
| <i>PCH</i> | 1.330 | 2.330 | 3.330 | 5.330 | 8.330 | 7.000 |
| <i>Centrais eólicas</i> | 29 | 1.382 | 2.282 | 3.482 | 4.682 | 4.653 |
| <i>Centrais biomassa</i> | 56 | 1.821 | 2.971 | 4.521 | 6.571 | 6.515 |
| <i>Centrais resíduos</i> | 0 | 0 | 200 | 650 | 1.300 | 1.300 |
| Acréscimo no período | | 4.118 | 3.250 | 5.200 | 6.900 | |
| Acréscimo médio anual | | 410 | 650 | 1.040 | 1.380 | 780 |

Unidade: MW
Fonte: EPE.

⁵ O Plano Nacional de Energia 2030 é um instrumento fundamental para o planejamento de longo prazo do setor energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão do sistema nas próximas décadas, através da orientação estratégica da expansão.

Com o intuito de incentivar as fontes renováveis o governo brasileiro adotou como política governamental, através da Lei nº 10.438/2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA). Este programa tem como objetivo diversificar a matriz energética nacional através da compra de energia gerada por usinas eólicas, de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e de biomassa pela Eletrobrás. O programa incentivará a construção de usinas numa potência total de 3.300 MW, divididos igualmente entre as três fontes de energia.

2.5.1.1 Energia proveniente da Biomassa

O aproveitamento da energia da biomassa consiste no uso de lenha, resíduos orgânicos industriais ou domésticos, resíduos agrícolas ou outras fontes de matérias orgânicas para geração de calor ou de eletricidade. A biomassa é composta de matéria orgânica de origem animal e vegetal, destacando-se como fonte de energia os óleos vegetais, resíduos agrícolas, esterco animal, resíduos domésticos e urbanos, resíduos industriais, álcool e madeira (Ingham, 2000).

Dentre as vantagens do uso da biomassa, ressalta-se o baixo custo (ou inexistente) dos resíduos orgânicos para geração de energia, além da compensação das emissões de CO₂ na queima da biomassa pelo plantio da nova biomassa, nos casos da biomassa de origem vegetal. Contudo, a utilização de filtros na queima da biomassa deve receber uma atenção especial, evitando assim a emissão de compostos poluentes nocivos à saúde.

O uso da biomassa como fonte de energia é normalmente dividido em aplicações térmicas e de geração de eletricidade, sendo os principais processos na aplicação térmica: (a) queima direta – aproveitamento térmico pela queima direta da biomassa, com aplicações tanto residenciais como industriais; (b) gaseificação – combustão incompleta da matéria orgânica, formando gases combustíveis como CO, H₂ e metano; (c) digestão anaeróbica – produção de gás rico em metano com alto poder calorífico (Ingham, 2000).

O processo de geração elétrica mediante o emprego da biomassa consiste na movimentação de um gerador elétrico através do trabalho realizado por um motor de combustão ou uma turbina a vapor ou a gás. Alguns exemplos: (a) queima direta em motores – motores a álcool, metanol ou etanol; (b) ciclo a vapor – emprego da energia térmica gerada pela queima direta da biomassa na geração de vapor; (c) ciclo a gás – emprego de turbina a gás, substituindo o combustível fóssil por biomassa (Ingham, 2000).

2.5.1.2 Energia Eólica

A forma mais comum de geração de eletricidade pelo vento é através do emprego de aerogerador, podendo esse ser instalado isoladamente, em pequenos grupos ou em fazendas eólicas. A conversão da energia cinética dos ventos em energia elétrica acontece pelo movimento do rotor da turbina (pás e cubo) que, por estar acoplado ao eixo principal, movimentam o gerador elétrico.

A geração eólica oferece algumas vantagens, como diversificação da matriz energética e em alguns casos produção próxima aos centros consumidores (baixo investimento em T&D). A penetração de energia eólica em grandes redes pode atingir valores entre 15 e 20%, sendo necessário, entretanto, atentar para a qualidade de tensão e frequência e para a estabilidade da rede; o ciclo dos ventos é complementar aos ciclos hidrológicos e a construção de usinas eólicas pode ser realizada em um curto período de tempo (Reguse e Montenegro, 2000; USAID, 2002)

Entretanto, alguns fatores desfavoráveis podem ser levantados, sendo principalmente: (a) necessidade de grandes espaços territoriais para a produção de energia em escala – como normalmente os grandes consumidores de energia estão localizados em áreas populosas, as instalações se afastam do centro de consumo, aumentando assim os custos com T&D; (b) emissão de ruídos – devido ao funcionamento mecânico e ao efeito aerodinâmico; (c) integração ao ambiente urbano de aerogeradores de grande porte – devido à dimensão das turbinas e ao ruído gerado, a integração arquitetônica às zonas urbanas é dificultada.

Os sistemas eólicos são comumente divididos em categorias em função da aplicação, sendo: (a) sistemas de grande porte ligados à rede elétrica – normalmente vinculados a projetos de fazendas eólicas; (b) sistemas híbridos de médio porte; (c) sistemas eólicos isolados de pequeno porte.

Com base no Atlas Eólico Brasileiro de 2002 (CEPEL/Eletrobrás), considerando uma velocidade média anual dos ventos de 7 m/s a uma altura de 50 m, o potencial eólico nacional é estimado em aproximadamente 143 GW. Considerando as áreas atualmente desabitadas e com real potencial para instalação de geradores eólicos, o potencial estimado está entre 60 e 70 GW (USAID, 2002). Comparando estes valores com a capacidade total instalada de produção de energia elétrica brasileira em 2006, de 100 GW, o potencial eólico apresenta-se como uma alternativa real no contexto nacional (BEN, 2007).

2.5.1.3 Pequenas Centrais Hidrelétricas

O potencial hidráulico do país é de 260 GW, dos quais apenas 28% estão sendo aproveitados na produção de energia pelas usinas hidrelétricas de médio e grande porte e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) (ANEEL, 2007). Segundo a ANEEL, a capacidade instalada das PCH's no Brasil é aproximadamente de 900 MW (ANEEL, 2007).

A resolução ANEEL 394, de 4 de dezembro de 1998 (ANEEL, 2007), define os requisitos de uma PCH: (a) operar a fio d'água ou, no máximo, com regularização diária de vazão; (b) apresentar no máximo 10 metros de altura de barragem; (c) não envolver túneis; (d) apresentar uma vazão turbinável máxima de 20 m³/s; (e) apresentar unidades geradoras com potência máxima de 5 MW cada; (f) ter capacidade máxima instalada de 30 MW; (g) apresentar no máximo de 3 km² de área inundada.

Com a reestruturação do cenário da energia nacional, a geração distribuída independente tem atraído investimentos privados. Em comparação com as principais fontes de energia, renovável e convencional, as PCH's oferecem algumas vantagens: (a) baixo impacto ambiental comparado às grandes usinas hidrelétricas; (b) pequeno investimento; (c) rápido retorno do investimento; (d) incentivos legais.

Dentre os incentivos à geração distribuída independente para as PCH's, cita-se que: (a) as PCH's são dispensadas de remunerar municípios e estados pelo uso dos recursos hídricos; (b) a energia gerada pelas PCH's entra no sistema de eletrificação sem que o empreendedor pague as taxas pelo uso da rede de transmissão e distribuição (ANEEL, 2007).

Uma PCH normalmente pode operar a fio d'água; portanto, o reservatório não permite a homogeneização do fluxo d'água. Com isso, em muitas ocasiões a vazão disponível é menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade. Em outras situações, as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, desperdiçando água. Por esse motivo, o custo da energia elétrica produzida pelas PCH's é maior que o de uma usina hidrelétrica de grande porte, onde o reservatório pode ser manejado de forma a diminuir a ociosidade ou os desperdícios de água (Nascimento *et al.*, 2000).

2.5.2 Energia Solar Fotovoltaica

A geração solar fotovoltaica se dá através do efeito fotovoltaico⁶ 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, sendo que o silício corresponde por mais de 95% da produção mundial de painéis solares fotovoltaicos (PHOTON INTERNACIONAL, 2007).

Nos países desenvolvidos têm sido lançados programas governamentais subsidiando a instalação dessa aplicação, principalmente nos EUA (*A Million Roofs Program* - programa um milhão de telhados), na Alemanha (*Hundert Tausend Dächer Programme* - programa cem mil telhados), seguido pela lei de incentivo às energias renováveis com tarifa-prêmio privilegiada para a geração solar, no Japão (*New Sunshine Program*). Tais sistemas representam na realidade uma capacidade de geração elétrica distribuída nesses países, para reforço à geração convencional já existente. Muito embora no presente a sua contribuição ainda seja pequena, no futuro esta forma de utilização poderá contribuir significativamente para a geração de energia elétrica.

No Brasil, os valores anuais de radiação solar global incidente em qualquer região (1.550 – 2.400 kWh/m²) são superiores aos da maioria dos países da União Européia, como Alemanha (900 – 1.250 kWh/m²), França (900 – 1.650 kWh/m²) e Espanha (1.200 – 1.850 kWh/m²), onde existem projetos que contam com fortes incentivos governamentais e são amplamente disseminados (Pereira *et al.*, 2006).

2.5.2.1 Produção Mundial de Módulos Fotovoltaicos

Durante a década de 1990 o mercado mundial de módulos fotovoltaicos cresceu a uma taxa média de 20% ao ano e, entre 2003 e 2005, esta taxa superou os 40% (PHOTON INTERNATIONAL, 2007).

⁶ Quando os fótons contidos na radiação solar incidem sobre um material semicondutor (ex: silício) com determinadas características elétricas (junção elétrica p-n ou p-i-n), a energia de uma fração desses fótons pode excitar elétrons no semicondutor, que, por sua vez, poderão dar origem a uma corrente elétrica (Rüther, 2004a)

Na **Figura 13** pode-se observar o incremento no crescimento a partir de 1999; isto se deve aos programas de incentivo, em especial aos programas alemão, espanhol e japonês, para ampliar a geração de eletricidade com fontes renováveis visando reduzir a emissão de gases de efeito estufa. No caso dos países membros da União Européia, os programas de incentivo financeiro pretendem contribuir para a consecução da meta de 12% de participação de fontes renováveis até o ano 2010 (Parente *et al.*, 2002).

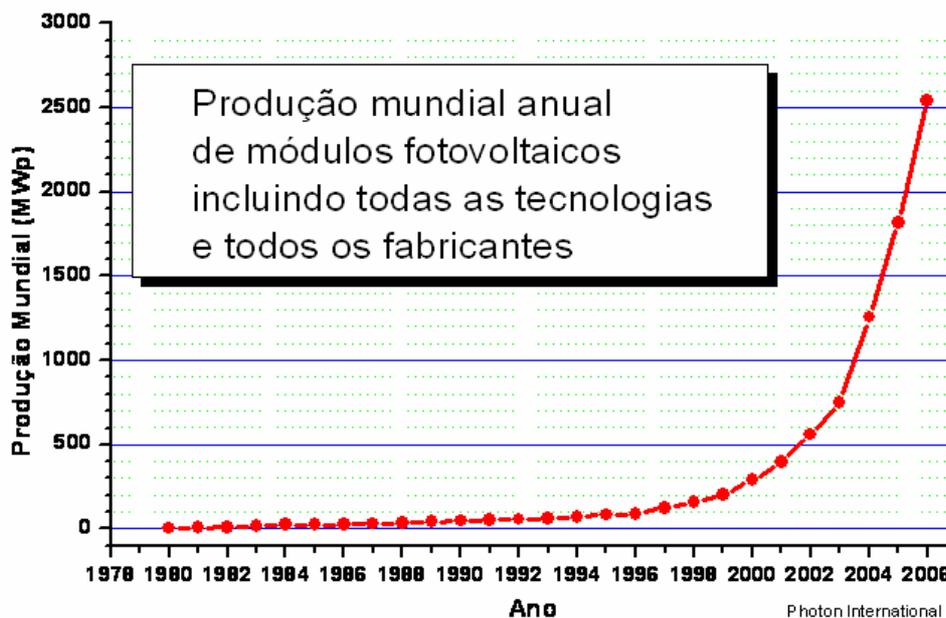


Figura 13 : Produção mundial anual de módulos fotovoltaicos incluindo todas as tecnologias.
Fonte: (PHOTON INTERNACIONAL, 2007).

Atualmente a produção mundial de módulos fotovoltaicos supera a cifra de 2.500 MW por ano (PHOTON INTERNATIONAL, 2007), basicamente devido à expansão das instalações residenciais interligadas à rede elétrica, com custos de sistemas na faixa de US\$ 7/Wp⁷ e perspectiva de redução para os próximos cinco anos é de US\$ 3/Wp (Zilles *et al.*, 2005).

Na **Figura 14** é apresentado o crescimento das diversas aplicações fotovoltaicas desde 1985 até 2005; pode-se observar que os sistemas interligados à rede apresentaram um ganho de 60,2% em relação às outras aplicações.

⁷ Wp (Watt pico) é uma unidade de potência utilizada na tecnologia solar fotovoltaica. Como a potência entregue por um módulo fotovoltaico depende da intensidade de radiação solar incidente, estipula-se que cada Wp instalado deverá entregar a potência de 1 W quando submetido às condições padrão de medida: radiação de 1.000 W/m², temperatura de célula de 25° C e conteúdo espectral correspondente a AM 1.5.

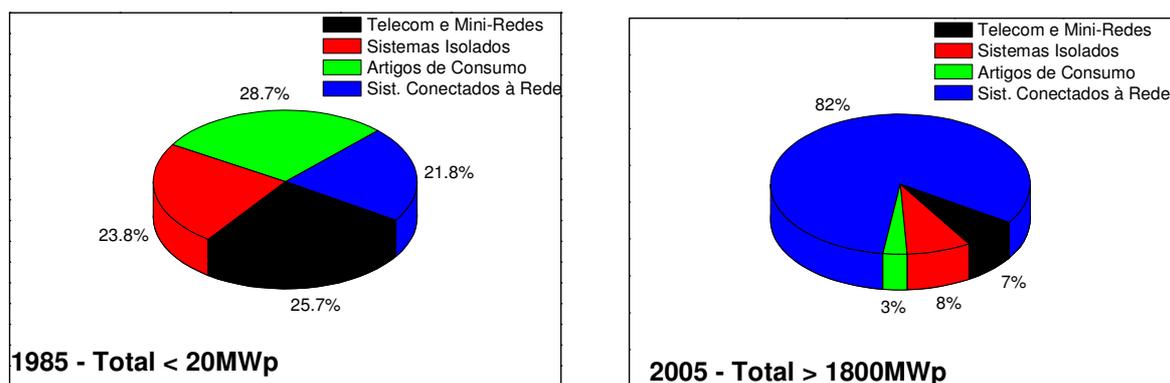


Figura 14 : Crescimento do mercado fotovoltaico

Fonte: (Mints, 2006)

2.5.2.2 Viabilidade Econômica

O custo da energia fotovoltaica ainda é muito elevado, não sendo competitivo com a geração convencional, devido ao custo do capital, que é muito alto. Entretanto, existem casos onde o sistema fotovoltaico integrado à edificação e interligado à rede elétrica pública pode tornar-se mais competitivo (Salamoni, 2004).

No entanto, esses custos envolvidos vêm declinando ao longo dos anos devido ao aperfeiçoamento dos processos de fabricação e, principalmente, pela utilização em grande escala nos programas de implantação deste tipo de tecnologia, como os realizados pelo governo alemão (Erge et al., 2001).

Ao longo das últimas três décadas, a tecnologia solar fotovoltaica tem experimentado uma redução substancial dos seus custos de produção. De acordo com a curva de aprendizado para esta tecnologia, verifica-se um fator de aprendizado de 0,23, ou seja, implicando numa redução de 23% dos custos de produção cada vez que dobra a produção acumulada (Energy Partners, 2006). Estudos realizados anteriormente já previam reduções dessa grandeza (Athanasia, 2000; Masini e Frankl, 2002; Parente *et al.*, 2002; Alsema, 2003; Zwaan e Rabl, 2003; Zwaan e Rabl, 2004; Nemet, 2006; Hoffmann, 2006).

Outro fator que impulsiona o mercado de fotovoltaicos é o aumento das eficiências dos módulos fotovoltaicos, tornando o emprego desta tecnologia cada vez mais atrativo (Castro *et al.*, 2005).

2.5.2.3 *Atlas Brasileiro de Energia Solar*

O Atlas Brasileiro de Energia Solar foi desenvolvido dentro do escopo do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), financiado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e co-financiado pelo Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF). O projeto SWERA tem como foco principal promover o levantamento de uma base de dados confiável e de alta qualidade, visando auxiliar no planejamento e desenvolvimento de políticas públicas de incentivo nos projetos nacionais de energia solar e eólica, e dessa forma atraindo o capital de investimentos da iniciativa privada para a área de energias renováveis.

Os principais produtos na área de energia solar gerados como consequência do Projeto SWERA no Brasil são: (a) mapas impressos e digitais de radiação solar de alta resolução; (b) geração de séries temporais horárias; (c) construção de diferentes cenários de aproveitamento da energia solar desenvolvidos com o uso de ferramentas de um sistema de informações geográficas.

Através do Atlas Solarimétrico Brasileiro será possível aplicar a metodologia proposta neste trabalho para outras regiões do Brasil. A base de dados e produtos gerados pelo projeto SWERA estão disponíveis para acesso público em <http://swera.unep.net/>.

2.5.2.4 *Sistemas Fotovoltaicos Autônomos ou Isolados*

Nos sistemas fotovoltaicos autônomos, a energia elétrica pode ser consumida simultaneamente à sua geração, ou pode ser armazenada por bancos de baterias para uso futuro. Esses sistemas geralmente são viabilizados em locais distantes ou isolados dos centros urbanos, devido ao alto custo de expansão das linhas de T & D e pelo baixo consumo energético típico.

A disseminação de sistemas fotovoltaicos autônomos deve ser priorizada em comunidades que ainda não tenham acesso à energia elétrica, pois é de fundamental importância o uso comum da eletricidade para o desenvolvimento do país.

2.5.2.5 *Sistemas Fotovoltaicos Híbridos*

Os sistemas híbridos consistem na combinação de sistemas fotovoltaicos com outras fontes de energia que asseguram a carga das baterias na ausência de sol. As fontes auxiliares de energia de podem ser, diesel, gás, geradores eólicos, entre outros. Por exemplo, no caso dos sistemas

fotovoltaicos/diesel o gerador diesel deverá passar a funcionar quando as baterias atingirem o seu nível mínimo de carga e deverá deixar de funcionar quando atingirem um nível de carga aceitável. Para um sistema fotovoltaico/diesel são utilizados menos painéis e menor capacidade das baterias. Isto implica que para a mesma ordem de grandeza os sistemas híbridos são mais baratos quando empregados nos sistemas isolados.

Devido à sua modularidade, simplicidade e confiabilidade, os sistemas fotovoltaicos são uma das opções para atender comunidades isoladas com baixa densidade populacional. Esses sistemas são utilizados em serviços médicos, escolas e etc. No Brasil o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM) levou eletricidade às comunidades isoladas, utilizando energia fotovoltaica. Posteriormente este programa foi incorporado ao programa “Luz para Todos”, que também utiliza a tecnologia fotovoltaica com o objetivo de evitar o êxodo rural (MME, 2005).

2.5.2.6 Sistemas Fotovoltaicos Integrados às Edificações e Interligados à Rede Elétrica

Os sistemas solares integrados às edificações e interligados à rede elétrica, ao mesmo tempo em que geram energia, podem substituir elementos construtivos convencionais da edificação, como telhas, janelas, materiais de fachada, bem como elementos de sombreamento (brises), possibilitando, assim, uma maior economia ao consumidor de energia. Esta flexibilidade mostra uma grande variedade de aplicações na busca pela integração da edificação (Salamoni, 2004).

Os sistemas solares fotovoltaicos integrados às edificações urbanas e interligados ao sistema de distribuição oferecem uma série de vantagens para o sistema elétrico, muitas das quais estão relacionadas a custos evitados de expansão e que atualmente não estão sendo consideradas e quantificadas. Dentre elas, pode-se destacar (Rüther, 2004a):

- Perdas por transmissão e distribuição de energia são minimizadas por estarem próximos ao ponto de consumo;
- Investimentos em linhas de transmissão e distribuição podem ser postergados ou reduzidos;
- Edifícios solares fotovoltaicos não apresentam necessidade de área física extra, uma vez que a área necessária já é ocupada pela edificação, portanto, podendo ser, aplicadas em centros urbanos;

- Edifícios solares fotovoltaicos têm capacidade de oferecer suporte kVAr a pontos críticos da rede de distribuição (melhoria da qualidade de energia) (Barker *et al.*, 1997; Conti *et al.*, 2003; Ginn *et al.*, 2003);
- Edifícios solares fotovoltaicos têm a capacidade de oferecer um elevado fator de capacidade a alimentadores da rede com picos diurnos (carga predominantemente de ar condicionado) (Perez e Bryan, 1996; Perez *et al.*, 1999);
- Geradores fotovoltaicos distribuídos estrategicamente apresentam mínima capacidade ociosa de geração: por sua grande modularidade e curtos prazos de instalação; podem ser considerados como um *just-in-time* de adição de capacidade de geração.

Ainda podem ser substituídos por elementos construtivos (redução de custos) da edificação, promovendo uma aparência estética inovadora e *high tech*, além de trazer uma imagem ecológica associada ao projeto, já que produz energia limpa e de fonte virtualmente inesgotável (Rüther *et al.*, 2004).

Em sistemas fotovoltaicos residenciais interligados à rede elétrica, sempre que o sistema gerar energia em excesso em relação ao consumo da residência, este excesso é injetado diretamente na rede elétrica pública (net metering = o relógio medidor de consumo “anda para trás”; a residência está “vendendo” energia para a rede). Quando o sistema fotovoltaico gera menos energia do que a necessária para atender à demanda da residência (períodos de elevado consumo elétrico, ou baixa incidência solar, ou à noite), então a energia complementar necessária é extraída da rede (Rüther, 2004a).

Na **Figura 15** é apresentado um esquema de sistema solar fotovoltaico integrado na cobertura de uma edificação residencial e interligado na rede elétrica. O relógio medidor 1 (kWh 1) mede a energia gerada pelo sistema solar fotovoltaico; o relógio medidor 2 (kWh 2) mede a energia gerada pelo sistema solar que é injetada na rede elétrica; o relógio medidor 3 (kWh 3) mede a energia recebida da rede elétrica.

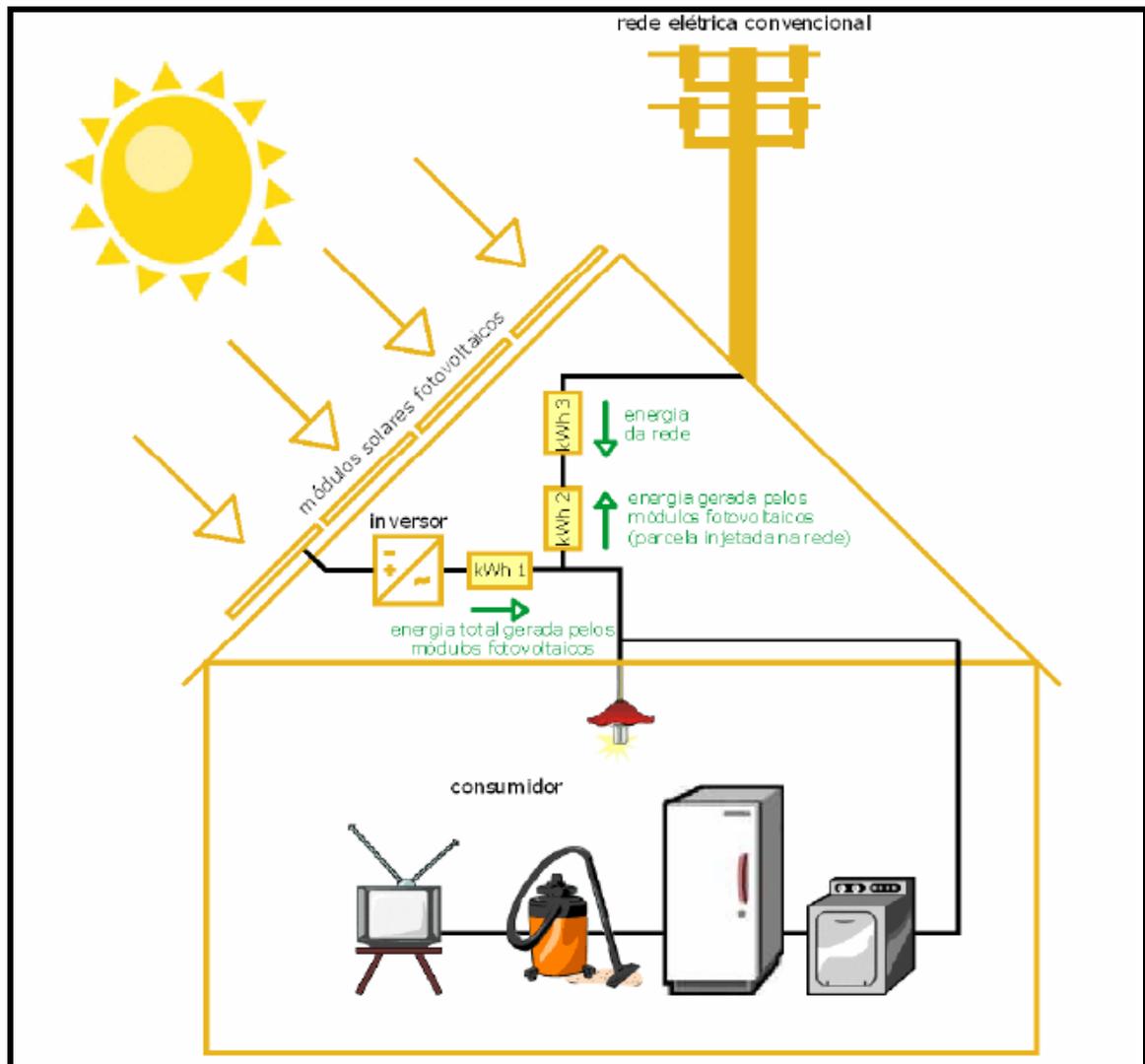


Figura 15 : Diagrama esquemático de um sistema solar fotovoltaico integrado à edificação e interligado à rede elétrica.

Fonte: (Rüther, 2004a)

2.5.2.7 Tecnologias de Células Fotovoltaicas

Atualmente, existem no mercado várias tecnologias fotovoltaicas, baseadas em diferentes elementos. Em termos de aplicações terrestres destacam-se as células solares de silício cristalino (c-Si), o silício amorfo hidrogenado (a-Si:H ou a-Si), o HIT (*Heterojunction with Intrinsic Thin Layer*), baseado em silício cristalino com uma camada de silício amorfo, o telureto de cádmio (CdTe) e outros compostos relacionado ao cobre e índio (CIS). Nesse último grupo, aparecem elementos altamente tóxicos e raros. Este fator gera um obstáculo considerável na utilização mais acentuada destas tecnologias. Dentre os modelos mencionados, os que possuem maior utilização são os painéis de silício cristalino (poli ou monocristalino) e os de silício amorfo.

Silício Cristalino (c-Si) e silício policristalino (p-Si)

A tecnologia c-Si é a mais tradicional, apresentando maior escala de produção a nível comercial (80%) e se consolidou no mercado fotovoltaico pela robustez e confiabilidade.

O silício policristalino (p-Si) apresenta menor eficiência de conversão, com a vantagem de possuir baixo custo de produção, já que a perfeição cristalina é menor que no caso do silício monocristalino (m-Si) e o processamento é mais simples. O material de partida é o mesmo que para o m-Si, que é fundido e posteriormente solidificado direcionalmente, o que resulta em um bloco com grande quantidade de grãos ou cristais, no contorno dos quais se concentram os defeitos que tornam este material menos eficiente do que o m-Si em termos de conversão fotovoltaica. Os processamentos posteriores até se obter um módulo fotovoltaico são semelhantes aos utilizados no caso do m-Si (Rüther, 2004a).

Silício Amorfo Hidrogenado (a-Si)

A tecnologia de filmes finos vem sendo cada vez mais utilizada, principalmente na integração do entorno construído, por apresentar uma maior diversidade de modelos e por possuir baixos custos de produção. Hoje, estão disponíveis no mercado módulos flexíveis, inquebráveis, mais leves, semitransparentes, ou até mesmo com superfícies curvas, que podem substituir elementos de revestimento na edificação.

Segundo RÜTHER (1999 e 2001), os módulos de a-Si apresentam um excelente desempenho quando utilizados em climas quentes como o Brasil.

Telureto de Cádmio (CdTe)

A tecnologia de filmes finos de CdTe vem sendo também desenvolvida em aplicações arquitetônicas, de integração ao entorno construído, em painéis solares de grandes áreas, bem como para utilização em produtos de consumo como calculadoras e outros.

Os custos de produção do CdTe são comparáveis aos do a-Si e sua eficiência de conversão é ligeiramente maior, porém esta tecnologia utiliza elementos raros e/ou tóxicos (Rüther e Montenegro, 2001), o que vem representando uma limitação em alguns mercados.

Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio (CIS e CIGS)

Painéis solares de CIS e CIGS apresentam, como o a-Si e o CdTe, uma ótima aparência estética e estão surgindo no mercado para uso em grandes superfícies, encontrando aplicações arquitetônicas diversas. Assim como no caso do CdTe, a pouca abundância dos elementos envolvidos e sua toxicidade são aspectos que devem ser considerados se esta tecnologia atingir quantidades significativas de produção (Rüther, 2004a).

Dentre os filmes finos comercialmente disponíveis, módulos de CIGS são os que apresentam o melhor rendimento fotovoltaico, razão pela qual várias empresas vêm investindo nesta tecnologia (Rüther, 2004a).

Heterojunction with Intrinsic Thin Layer (HIT)

A tecnologia HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) é a mais recente disponível no mercado de fotovoltaicos. Desenvolvida pela empresa japonesa Sanyo, utiliza avançadas técnicas de produção (Sanyo, 2007). A tecnologia é baseada em células cristalinas com camadas ultrafinas de silício amorfo, apresentando os maiores percentuais de eficiência de conversão até o momento. Seus custos, no entanto são maiores, se comparados com as outras tecnologias.

A combinação de eficiência do silício cristalino com as características de temperatura do silício amorfo, pode prover, segundo SANYO (2007), uma potência 10% maior nas condições de altas temperaturas, além de oferecer um aumento de 36% na potência anual, se comparado com os módulos de silício cristalino para a mesma área de cobertura.

A seguir, na **Tabela 4** são apresentadas diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos com as correspondentes eficiências e áreas. Os valores de eficiência foram corrigidos para temperatura nominal de operação da célula, NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*), considerada 45° C, utilizando os coeficientes de temperatura para potência, TCO, e a seguinte equação (Salamoni, 2004):

$$EFF_{NOCT} = EFF_{STC} \left\{ 1.00 - \left[\frac{|T_{COEFF}| \times \Delta T}{100} \right] \right\} \quad [1]$$

Tabela 4 : Características das diferentes tecnologias dos módulos fotovoltaicos

| Tecnologia | Potência Nominal (W) | Área do Módulo (m ²) | EFF _{STC} (%) | T _{COEFF} (% / °C) | EFF _{NOCT} (%) |
|-------------|----------------------|----------------------------------|------------------------|-----------------------------|-------------------------|
| a-Si | 64 | 1,12 | 6,30 | 0,00 | 6,30 |
| CdTe | 50 | 0,72 | 6,90 | -0,20 | 6,62 |
| CIS | 60 | 0,73 | 8,20 | -0,45 | 7,46 |
| p-Si | 75 | 0,64 | 11,60 | -0,40 | 10,67 |
| m-Si | 170 | 1,26 | 13,50 | -0,40 | 12,42 |
| HIT | 180 | 1,18 | 17,30 | -0,33 | 16,16 |

NOTC = 45°C

Fonte: (Salamoni, 2004)

Vários fatores podem influenciar no rendimento dos módulos, como a radiação solar, que depende fundamentalmente da localização geográfica da instalação, de condições climáticas, bem como de sua inclinação e orientação (Sick, 1996). A temperatura dos painéis, o sombreamento parcial, as resistências dos condutores e o estado de limpeza dos painéis também influenciam o desempenho do sistema gerador fotovoltaico.

2.6 QUALIDADE DO SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A energia elétrica deve chegar aos consumidores dentro de determinados padrões de continuidade e qualidade de suprimento, obtidos à custa de investimentos no sistema. Investimentos insuficientes implicarão na perda de qualidade do produto energia elétrica, porém o excesso de investimentos resultará em um produto final com custo muito elevado, o que poderá desestimular o consumo (Fortunato *et al.*, 1990).

O conceito de qualidade do produto energia elétrica está usualmente associado à continuidade do suprimento e ao atendimento de padrões de regulação de frequência e valor da tensão (harmônico total). Assim, planejar e operar adequadamente um sistema de energia elétrica significa chegar a uma solução de compromisso entre a minimização dos custos de investimento e operação e ao atendimento aos padrões pré-estabelecidos de qualidade do produto final (Fortunato *et al.*, 1990).

2.6.1 Índice de Confiabilidade de Planejamento da Expansão

2.6.1.1 Probabilidade de Perda de Carga (LOLP⁸)

⁸ LOLP - Loss of Load Probability

A confiabilidade da geração pode ser avaliada através do índice LOLP, que pode ser definido, de uma maneira geral, como a probabilidade da carga ser igual ou superior à capacidade geradora total instalada (Spears *et al.*, 1970; Sullivan, 1977). Pode ser definido como a probabilidade de não suprimento da carga por um determinado período (Maghraby, 2002).

2.6.1.2 *Effective Load Carrying Capability (ELCC)*

Plantas fotovoltaicas são tradicionalmente ditas sem ou com baixa capacidade de crédito, pois a sua geração não pode ser controlada ou despachável. No entanto, segundo (Perez *et al.*, 1995), sob condições favoráveis, particularmente quando a carga segue a radiação solar – principalmente pelo uso dos aparelhos de ar condicionado – a energia gerada pela planta fotovoltaica é disponível no momento do pico e, portanto, pode efetivamente contribuir para o aumento da capacidade de geração. Sob estas condições, a capacidade efetiva da instalação pode ser considerada superior ao seu fator de capacidade.

Um exemplo de parâmetro estatístico é o ELCC. Este parâmetro foi originalmente introduzido por GARVER (1966), definido como o aumento na capacidade geradora disponível devido ao acréscimo de uma fonte – neste caso fotovoltaica – com um LOLP constante.

O ELCC é a habilidade de uma planta geradora, fotovoltaica ou convencional, em efetivamente contribuir para o acréscimo da capacidade do sistema elétrico, ou seja, é a capacidade da planta geradora fornecer energia quando necessário (Perez *et al.*, 1997; Perez *et al.*, 1994).

Em HOFF ET AL. (2006), a probabilidade de perda de carga (LOLP) usando dados horários para um período de um ano, pode ser descrita como:

$$LOLP \approx \left[\frac{LOLP_{PICO}}{8760} \right] \sum_{hora=1}^{8760} \exp \left\{ - \frac{[PicoDemanda - Demanda_{hora}]}{m} \right\} \quad [2]$$

onde m é a capacidade característica de GARVER (1966). Este fator representa a relação entre a probabilidade de perda de carga (LOLP) com a reserva marginal do sistema quando plotados num gráfico semi-logarítmico. Em HOFF ET AL. (2006) o fator m foi estimado da curva de risco marginal conhecida pela concessionária Austin Energia nos EUA, representando 5% do pico de demanda.

A maneira de determinar o ELCC é encontrar uma fonte geradora com uma potência efetiva constante igual ao ELCC tal qual o LOLP para o sistema é idêntico ao que seria para o sistema com a planta fotovoltaica.

O LOLP quando a planta fotovoltaica é adicionada ao sistema é definido como (Hoff *et al.*, 2006):

$$LOLP_{FV} \approx \left[\frac{LOLP_{PICO}}{8760} \sum_{hora=1}^{8760} \exp \left\{ - \frac{[PicoDemanda - (Demanda_{hora} - PotFV_{hora})]}{m} \right\} \right] \quad [3]$$

O LOLP quando a fonte geradora com uma potência efetiva igual ao ELCC é adicionada ao sistema é definido como (Hoff *et al.*, 2006):

$$LOLP_{ELCC} \approx \left[\frac{LOLP_{PICO}}{8760} \sum_{hora=1}^{8760} \exp \left\{ - \frac{[PicoDemanda - (Demanda_{hora} - ELCC)]}{m} \right\} \right] \quad [4]$$

A capacidade constante equivalente que a planta fotovoltaica fornece ao sistema ocorre quando as equações (3) e (4) são igualadas (LOLP_{FV} é igual a LOLP_{ELCC}). A solução ocorre quando (Hoff *et al.*, 2006; Perez *et al.*, 1989):

$$ELCC = m \ln \left\{ \frac{\sum_{hora=1}^{8760} \exp \left[- \frac{(PicoDemanda - Demanda_{hora})}{m} \right]}{\sum_{hora=1}^{8760} \exp \left\{ - \frac{[PicoDemanda - Demanda_{hora} + PotFV_{hora}]}{m} \right\}} \right\} \quad [5]$$

O ELCC é um modelo *probabilístico* para a determinação da capacidade de crédito de uma fonte geradora, originado da análise de confiabilidade de sistemas de potência. O emprego do ELCC foi generalizado por (Perez *et al.*, 1997; Perez, Seals e Hering, 1996; Perez *et al.*, 1994), dando um enfoque maior para a geração fotovoltaica distribuída e a relação entre demanda e disponibilidade solar. Para tal determinação, dados de radiação solar horária de estações solarimétricas e/ou por medições indiretas da irradiância em pontos discretos no tempo e espaço através do monitoramento de imagens de satélites geoestacionários são utilizados (Perez *et al.*,

2002; Perez *et al.* 1997), permitindo simular a geração de uma planta fotovoltaica de capacidade genérica a cada instante do tempo.

Neste trabalho o Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC) é definido e aplicado, sendo este uma medida da capacidade de crédito de um sistema fotovoltaico, ou ainda, do aumento da capacidade disponível à rede elétrica atribuída a geração fotovoltaica. O FECC é um modelo *determinístico*, determinando a capacidade da planta geradora em reduzir o pico de demanda no momento do pico histórico. Este conceito advém do objetivo principal de postergar investimentos em T&D com o aumento da capacidade local de um alimentador, sendo, portanto, o pico histórico de demanda a referência da máxima utilização da capacidade do alimentador. A geração fotovoltaica no dia do pico de demanda é avaliada considerando um dia de máxima radiação solar, sem a interferência de nuvens, ou seja, um dia de céu limpo. O emprego do dia limpo é justificado pela forte coincidência entre demanda e a disponibilidade solar, impulsionado principalmente pela utilização intensiva de aparelhos de ar-condicionado, conforme será apresentado ao longo do trabalho.

Para a obtenção do dia limpo foram utilizados dados de geração fotovoltaica de uma estação solarimétrica instalada na cidade de Florianópolis. Para cada mês do ano foi selecionada a curva que representa o dia limpo característico representando a máxima incidência solar. Pelo fato dos dados de geração não serem obtidos necessariamente próximos à região de análise, a utilização de dias reais pode não ser representativa pelo fato de interferências na região da estação solarimétrica não representar as condições climáticas na região de análise. Logo, a utilização de dados de uma estação solarimétrica é uma limitação da metodologia.

Capítulo 3

Metodología

CAPÍTULO 3 METODOLOGIA

3.1 INTRODUÇÃO

O presente trabalho propõe uma metodologia para a priorização de alimentadores urbanos da rede de distribuição, visando maximizar o benefício de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica. Através desta priorização, as concessionárias poderão instalar esses sistemas fotovoltaicos de forma estratégica, reduzindo assim o pico de demanda diurno, postergando custos de expansão e agregando à rede de distribuição pequenas centrais de geração de energia.

A metodologia toma por base a forte correlação que se verifica entre as curvas de demanda de alimentadores diurnos e as curvas de geração solar fotovoltaica. Considera-se que os maiores picos de demanda estão associados a dias ensolarados e que agreguem ao alimentador em questão uma parcela de geração solar fotovoltaica, percentual que estará sempre presente quando necessário. Para dias/períodos com céu encoberto, considera-se que haverá uma redução na demanda do alimentador correspondente ao déficit relativo à geração solar, que deixará de ocorrer em decorrência da redução dos níveis de radiação solar correspondentes.

O Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC) é definido como uma medida da capacidade de crédito de um sistema fotovoltaico, ou ainda, do aumento da capacidade disponível da rede elétrica atribuída à geração fotovoltaica. A sua equação é apresentada mais adiante, sendo este o principal parâmetro a ser utilizado ao longo deste trabalho.

Para cada alimentador diurno selecionado o FECC é calculado para diferentes níveis de penetração fotovoltaica, ou seja, para diferentes capacidades de geração fotovoltaica, identificando o potencial de contribuição da energia solar conectada à rede elétrica na redução do pico de demanda. Dados horários de demanda dos alimentadores foram fornecidos pela concessionárias CELESC e CEMIG e os dados de radiação solar, bem como os dados de geração fotovoltaica, foram extraídos da estação solarimétrica de 2 kWp interligada à rede elétrica e integrada à edificação do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Para calcular o FECC, 12 dias limpos representando os 12 meses do ano foram selecionados, e esses dados normalizados com relação ao pico de demanda histórico de cada alimentador.

A metodologia proposta utiliza basicamente dois tipos de banco de dados: o primeiro é fornecido pela Concessionária, composto pelos dados de demanda de alimentadores em centros urbanos, e o segundo, composto pelos dados de geração solar, obtidos através de um sistema solar fotovoltaico operando continuamente desde 1997. (Rüther, 1999; , 1998; , 2004b; Rüther e Dacoregio, 2000; Rüther *et al.*, 2006).

O banco de dados da geração solar fotovoltaica pode ser simulado através de dados de radiação solar local, sendo possível obtê-lo para qualquer local para o qual haja disponibilidade de dados de radiação solar. Neste contexto, o projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) (Pereira *et al.*, 2006) recentemente disponibilizou para todo o Brasil um considerável acervo de informação, com o que fica viabilizada a aplicação da metodologia aqui proposta para qualquer centro urbano do Brasil.

Neste capítulo a metodologia proposta no estudo é detalhada, incluindo as etapas de seleção dos alimentadores diurnos, sua importância, seleção dos dias limpos utilizados na normalização das curvas de geração fotovoltaica e determinação do FECC para os alimentadores. Uma atenção especial é dada ao procedimento de normalização das curvas de geração fotovoltaica, onde o parâmetro Taxa de Performance (TP) do sistema é definido e exemplificado.

Em outras palavras, através do FECC é possível quantificar a redução do pico de demanda e, deste modo, priorizar os alimentadores nos quais os sistemas fotovoltaicos tragam o maior benefício econômico pela postergação de investimentos e redução das perdas na rede de distribuição através da geração distribuída.

3.2 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Um sistema elétrico é constituído pelos sistemas de geração, transmissão e distribuição (GTD). Estes sistemas estão interligados por meio de subestações (SE), as quais são responsáveis pelas manobras de conexão e desconexão de componentes da rede e também pela adequação dos diferentes níveis de tensão do sistema, unindo geração, transmissão e distribuição. A distribuição de energia elétrica aos consumidores finais é realizada por diversas concessionárias, sendo estas responsáveis por: remanejamento de carga dos alimentadores, monitoramento das subestações, armazenamento dos dados medidos, intervenção sempre que necessária no fornecimento de energia elétrica, entre outros atributos.

Conforme a Resolução 024, de 27 de janeiro de 2000 da ANEEL (ANEEL,2007), um serviço de energia elétrica adequado é aquele que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

Assim, as alterações do fluxo de energia nos alimentadores, conforme a necessidade do atendimento da demanda, podem ocorrer diariamente (curto prazo), semanalmente (médio prazo) ou ainda em períodos sazonais, de verão e inverno (longo prazo). Essa dinâmica pode ser justificada pelo fato da demanda da carga não ser constante no tempo. Dessa forma, é fundamental que neste trabalho as análises sejam feitas considerando uma foto instantânea do sistema, ainda que a massa de dados histórica seja levada em conta.

3.3 FLUXOGRAMA ESQUEMÁTICO

As etapas da metodologia são apresentadas no fluxograma abaixo:

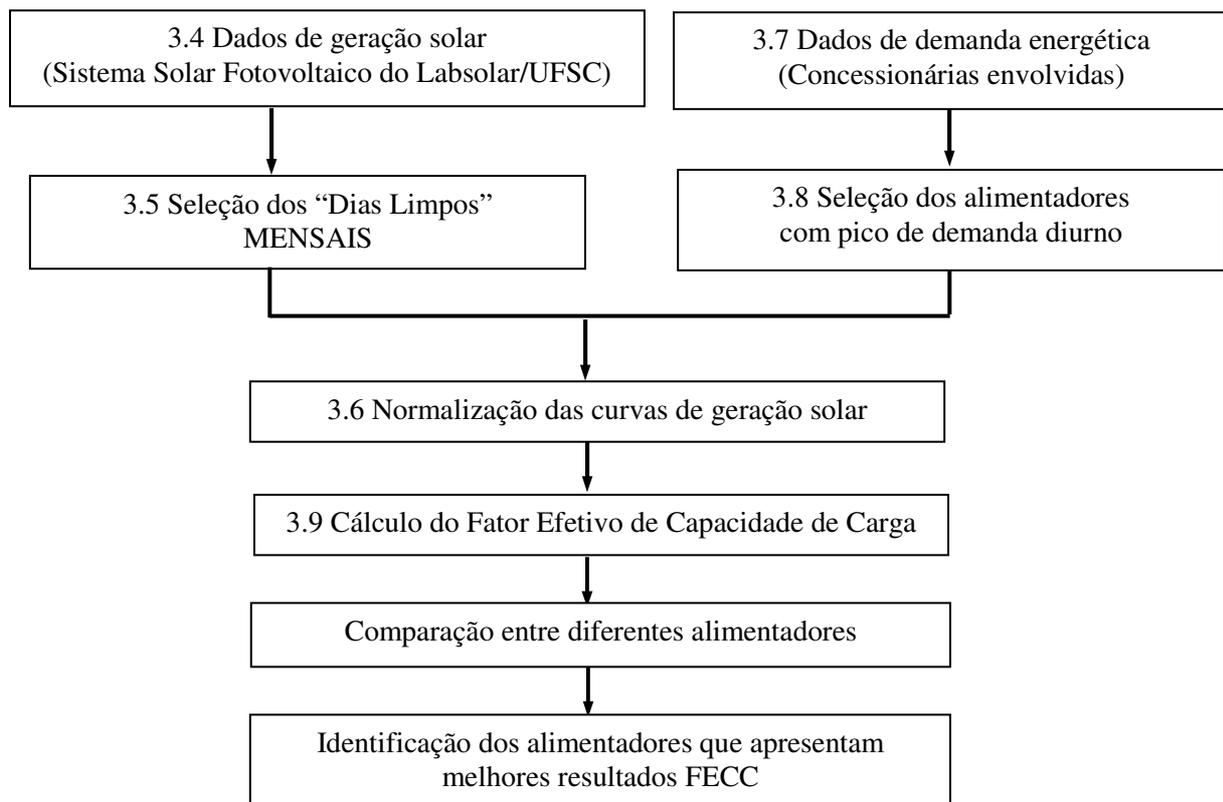


Figura 16 : Fluxograma da Metodologia

3.4 DADOS DE GERAÇÃO SOLAR

Os dados de geração solar para a cidade de Florianópolis foram obtidos do sistema solar fotovoltaico em operação no Labsolar/UFSC desde 1997 (Rüther, 1998; Rüther e Dacoregio, 2000; Rüther *et al.*, 2006), instalado no prédio A da Engenharia Mecânica, onde se encontra o Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR) na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis – SC. O LABSOLAR é responsável pelo gerenciamento e armazenamento dos dados reais de geração solar fotovoltaica. Esse sistema de aquisição de dados registra a cada quatro minutos, durante as vinte e quatro horas do dia, 38 informações como, radiação solar, temperatura, potência CA, potência CC, entre outras. Os dados obtidos são registrados em arquivos diários do tipo CSV que podem ser manipulados em planilhas eletrônicas do Microsoft Excel; portanto, para cada dia é gerado um novo arquivo contendo 360 registros. Esses arquivos diários foram utilizados na seleção dos “Dias Limpos” e posteriormente para a validação da metodologia que utiliza os dados horários de geração solar fotovoltaica real para a cidade de Florianópolis.

Esse projeto funciona desde setembro de 1997, sendo a primeira experiência brasileira onde um sistema fotovoltaico incorporado à estrutura arquitetônica do prédio é efetivamente interligado à rede elétrica. Sua produção anual de energia elétrica equivale ao consumo de uma família de quatro pessoas em uma residência média urbana. Possui uma potência nominal⁹ de 2.078 Wp, instalada na face norte da edificação que abriga o LABSOLAR. Esse sistema possui um total de 68 módulos de silício amorfo dupla junção, 54 opacos e 14 semitransparentes, cada um com 60 x 100 cm, compondo uma área total de 40,8 m². Os 68 módulos foram divididos em quatro subsistemas, três formados por 16 módulos opacos com potência de 512 W cada um e um sistema formado por seis módulos opacos e 14 semitransparentes com potência de 542 W. A instalação ainda conta com quatro inversores CC - CA, um para cada arranjo de módulos, inserindo a energia na rede a uma tensão de 220 VCA (Rüther e Dacoregio, 2000). A **Figura 17** mostra uma foto desta instalação e a **Figura 18** mostra o diagrama unifilar da mesma.

⁹ Em corrente contínua e sob condições standard de radiação de 1000 W/m², temperatura de operação de 25°C e conteúdo espectral da radiação solar de AM 1.5.



Figura 17 : Sistema solar fotovoltaico de 2.078 Wp instalado na UFSC em Florianópolis. A superfície de aproximadamente 40 m², apresenta uma inclinação de 27° e está orientada para o norte geográfico.

Fonte: (Rüther, 1998)

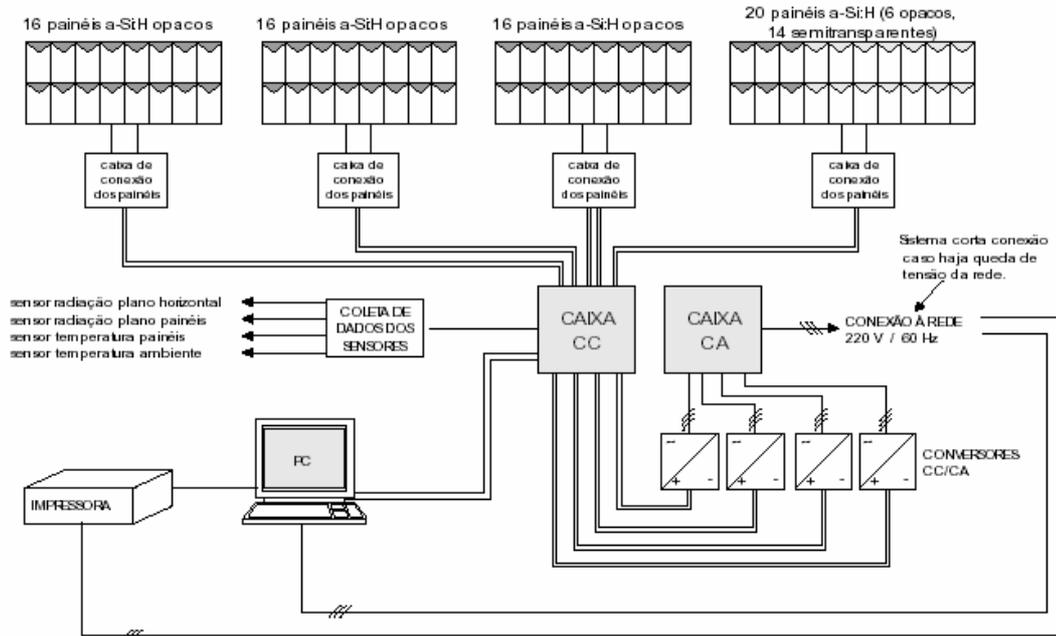


Figura 18 : Diagrama esquemático do sistema solar fotovoltaico de 2.078 Wp integrado ao prédio do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina/UFSC

Fonte: (Rüther, 1998)

3.5 SELEÇÃO DOS “DIAS LIMPOS” MENSAIS

Com o objetivo de determinar a capacidade máxima de uma planta fotovoltaica em reduzir o pico de demanda de um alimentador, considera-se que a geração fotovoltaica é ideal, ou seja, todos os dias analisados são dias limpos. Um “dia limpo” é caracterizado por não apresentar descontinuidade de geração solar, ou seja, um dia típico de céu azul. Os formatos dessas curvas se assemelham a um “sino” onde o pico é dado pelo máximo de irradiância solar do dia escolhido, que ocorre ao meio-dia solar.

A hora solar (HS) é a medida do tempo com base no movimento aparente do sol através do céu, sendo o meio-dia solar o momento em que o sol atravessa o meridiano do observador. As correções necessárias para traduzir o horário oficial em horário solar considera-se a diferença de longitude do meridiano do observador e o meridiano do horário oficial adotado e a equação do tempo (E), que é em função do dia do ano (ajuste sazonal).

O meio-dia solar quase sempre não coincide com o meio-dia do horário oficial local e pode ser calculado pela expressão abaixo (Duffie e Beckman, 1980):

$$HS = HL + 4(L_{\text{fuso}} - L_{\text{local}}) + E \quad [6]$$

$$E = 9,87 \text{ sen } (2B) - 7,53 \text{ cos } B - 1,5 \text{ sen } B \quad [7]$$

$$B = \frac{360 \times (n - 81)}{364} \quad [8]$$

onde n = dia do ano: $1 \leq n \leq 365$ ($1 \leq n \leq 366$ para anos bissextos), L_{fuso} = meridiano padrão da zona de tempo local e L_{local} = meridiano local (em °). As zonas de tempo correspondem à divisão da Terra em 24 meridianos, correspondendo a 15° cada, o que corresponde a 1h/15°. O meridiano de Greenwich, longitude 0°, deu origem ao horário GMT (Greenwich Mean Time), também conhecido como UT (Universal Time) (Duffie e Beckman, 1980).

O anexo II mostra para as capitais, Florianópolis – SC e Belo Horizonte – BH, estudadas neste trabalho, os horários oficiais do meio-dia solar ao longo do ano.

A variação da amplitude e do formato da curva de máxima geração solar é dependente do posicionamento do sol durante as estações do ano, bem como a latitude, apresentando diferentes níveis de radiação solar e diferentes períodos de insolação.

A metodologia proposta utilizou dados de geração solar de “dias limpos” para representar a máxima radiação mensal. Portanto, foram selecionados de toda a massa histórica 12 dias limpos, um para cada mês do ano. Posteriormente essas curvas são normalizadas, simulando a geração de uma planta fotovoltaica genérica de potência nominal proporcional ao pico de demanda histórico.

Para tal determinação, foi extraído da base de dados da estação solarimétrica do Labsolar/UFSC o dia de máxima geração solar fotovoltaica para cada mês do ano, ou seja, foi determinado para cada mês do período em análise:

$$\text{Máx}\{Energia_FV_i\}, \quad [9]$$

$$\text{onde } Energia_FV_{Dia} = \int_{Dia} GFV(t)dt$$

e $GFV(t)$ é a geração fotovoltaica no instante t .

Supõe-se que o dia de máxima geração fotovoltaica seja um dia sem interrupções e/ou descontinuidades na geração e cuja amplitude da curva ao longo do dia seja máxima. Entretanto, como pode ser observada na **Figura 19**, a determinação da curva de máxima geração fotovoltaica não é uma condição suficiente para a definição de um dia limpo. A figura abaixo apresenta a curva de geração fotovoltaica para os dois dias do mês de maio que apresentaram a maior geração dentre todos os dias analisados, sendo para o dia 02/05/2005 um total de 10,67 kWh e para o dia 04/05/2005 de 10,66 kWh. Apesar da pequena diferença entre a geração de ambos os dias, ligeiramente superior no dia 02/05/2005, mediante a análise gráfica das curvas de geração fotovoltaica e invocando as premissas de um dia limpo, a curva do dia 04/05/2005 é considerada o dia limpo para o mês de maio.

Em resumo, dois critérios fundamentais para a caracterização do dia limpo são utilizados: o emprego do dia de máxima geração solar fotovoltaica cuja curva de geração atenda as condições de suavidade e continuidade.

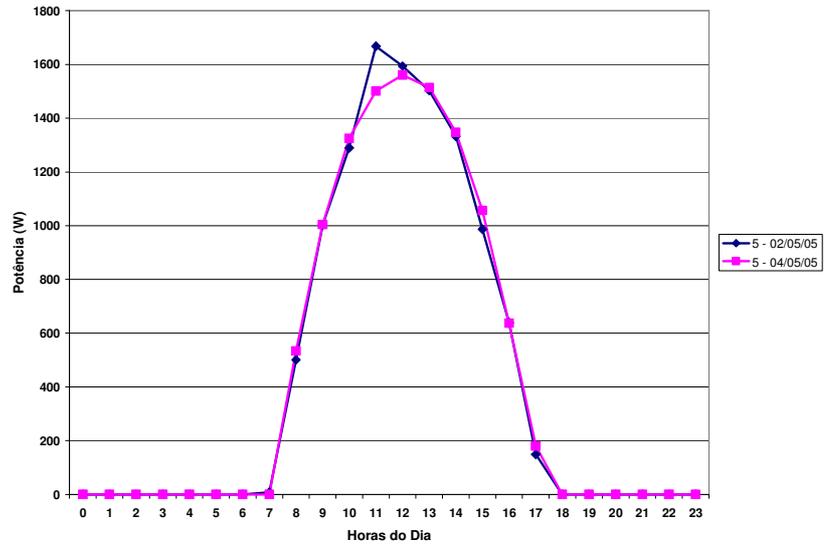


Figura 19 : Curvas de máxima geração fotovoltaica para dois dias do mês de maio 02/05/2005 e 04/05/2005.

São apresentados na Figura 20 os dias limpos selecionados para cada mês do ano.

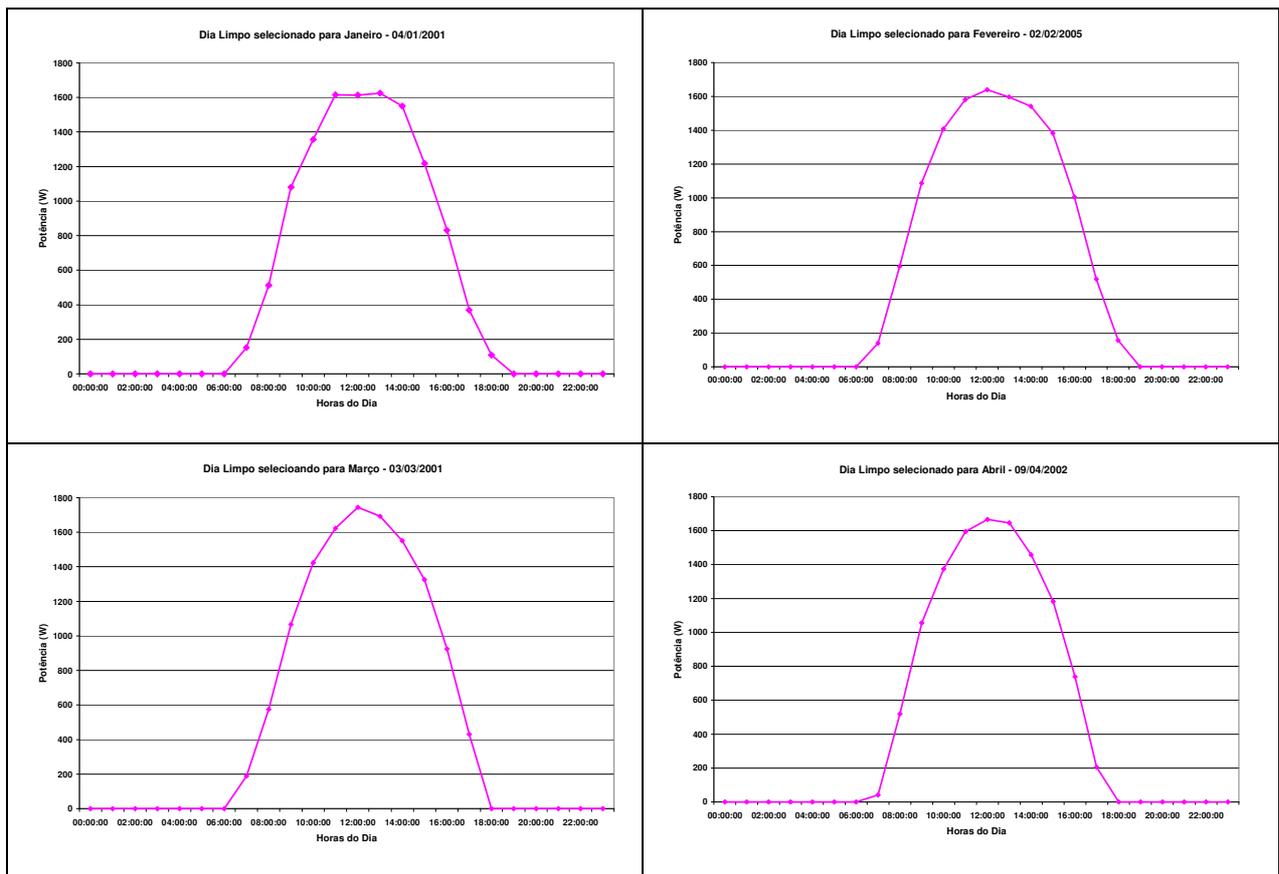


Figura 20 : Gráficos dos dias limpos selecionados para cada mês do ano. As curvas representam os valores de geração solar fotovoltaica da instalação do Labsolar/UFSC.

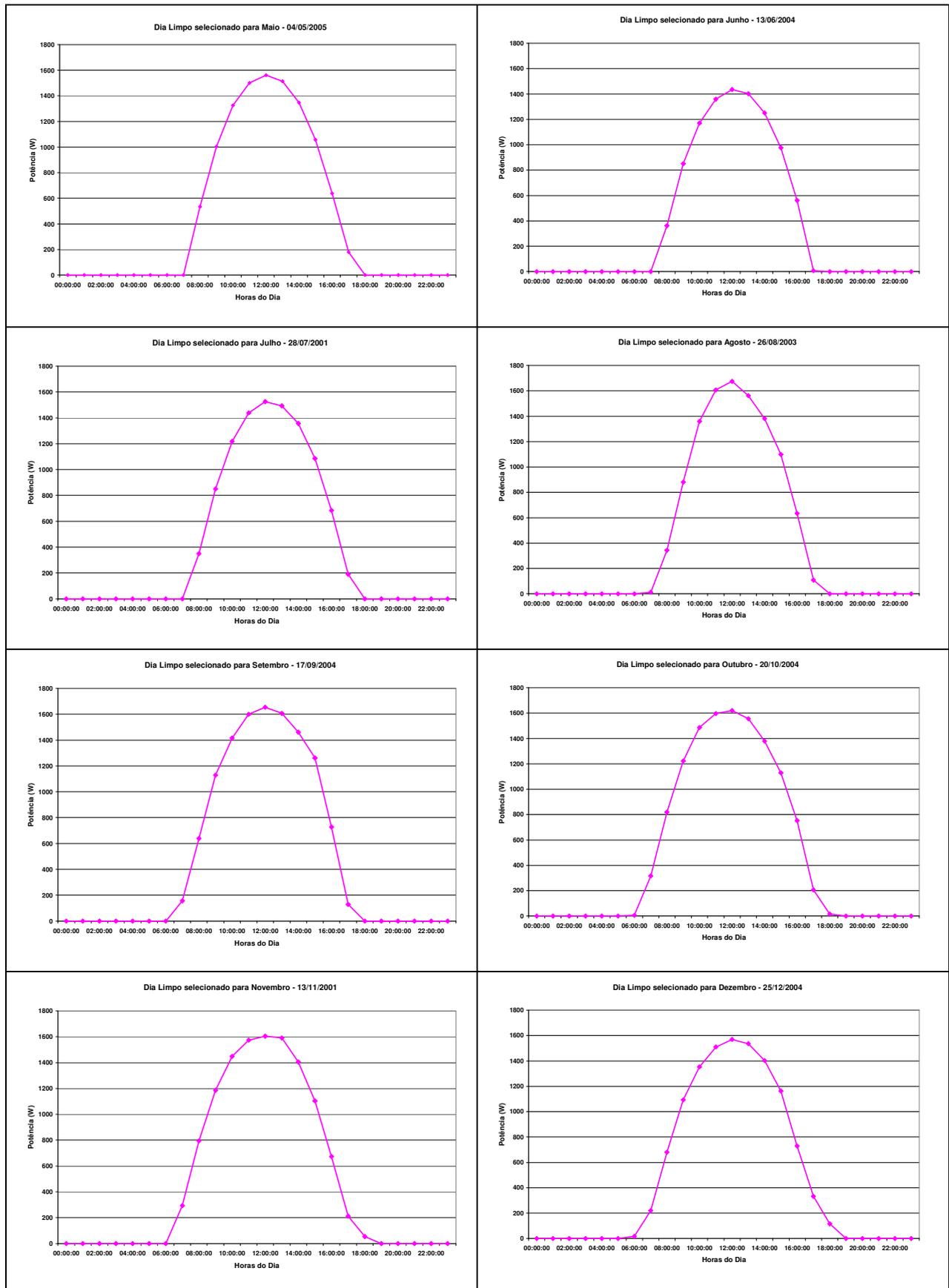


Figura 20 : Gráficos dos dias limpos selecionados para cada mês do ano. As curvas representam os valores de geração solar fotovoltaica da instalação do Labsolar/UFSC.

Na **Tabela 5** são apresentados os dias selecionados como dias limpos mensais.

Tabela 5 : Dias limpos selecionados.

| Mês | Dia selecionado | Mês | Dia selecionado |
|-----------|-----------------|----------|-----------------|
| Janeiro | 04/01/01 | Julho | 28/07/01 |
| Fevereiro | 02/02/05 | Agosto | 26/08/03 |
| Março | 03/03/01 | Setembro | 17/09/04 |
| Abril | 09/04/02 | Outubro | 20/10/04 |
| Maiο | 04/05/05 | Novembro | 13/11/01 |
| Junho | 13/06/04 | Dezembro | 25/12/04 |

3.6 NORMALIZAÇÃO DAS CURVAS DE GERAÇÃO SOLAR

Neste trabalho, normalizar corresponde a transpor a curva de geração fotovoltaica medida em um dia limpo selecionado para qualquer dia do ano, em função da radiação solar disponível naquele dia e em função da potência nominal fornecida pelo fabricante de módulos fotovoltaicos. A normalização leva em conta, portanto, todo e qualquer desvio entre dados nominais, condições padrões de norma e performance real de um sistema solar fotovoltaico.

Para uma melhor compreensão do capítulo, alguns termos utilizados são definidos:

Nível de Penetração (NP): Definido como o valor percentual da potência nominal fotovoltaica instalada (P_{CC}) em relação ao pico de demanda histórico (P_{CA}), dada pelo pico histórico do alimentador e no período considerado;

Potência Fotovoltaica Instalada (PPFV): é o valor da potência nominal da planta fotovoltaica instalada, definida em função do nível de penetração desejado e do pico de demanda histórico do alimentador considerado;

A Normalização das curvas de geração para uma planta fotovoltaica genérica é feita considerando os dados de potência da estação solarimétrica do LABSOLAR/UFSC (2.078 Wp), através da seguinte relação:

$$GFV_i = \left(\frac{GFV_{2kWp-i}}{2078} \right) \times PPFV_{NP} \quad [10]$$

onde: **GFV_i** - Geração Fotovoltaica Normalizada no instante i [P_{CA}].

GFV_{2kWp_i} - Geração Fotovoltaica da estação solarimétrica 2 kWp no instante i para o dia limpo do mês considerado.

$PPFV_{NP}$ - Capacidade nominal da planta fotovoltaica [P_{CC}].

ou ainda

$$GFV_i = \left(\frac{GFV_{2kWp_i}}{2.078} \right) \times NP \times PC \quad [11]$$

sendo : **NP** - Nível de Penetração (%)

PC – Pico de Carga histórico

Um exemplo de normalização é apresentado a seguir. Considerando a curva de geração fotovoltaica medida pela estação solarimétrica do dia 03/01/2002, a normalização é realizada para uma planta fotovoltaica de potência nominal de 2,5 kWp [CC]. Simulando a geração fotovoltaica para esta capacidade, a potência fornecida à rede elétrica é de 2,01 kW [CA] no instante de máxima geração fotovoltaica.

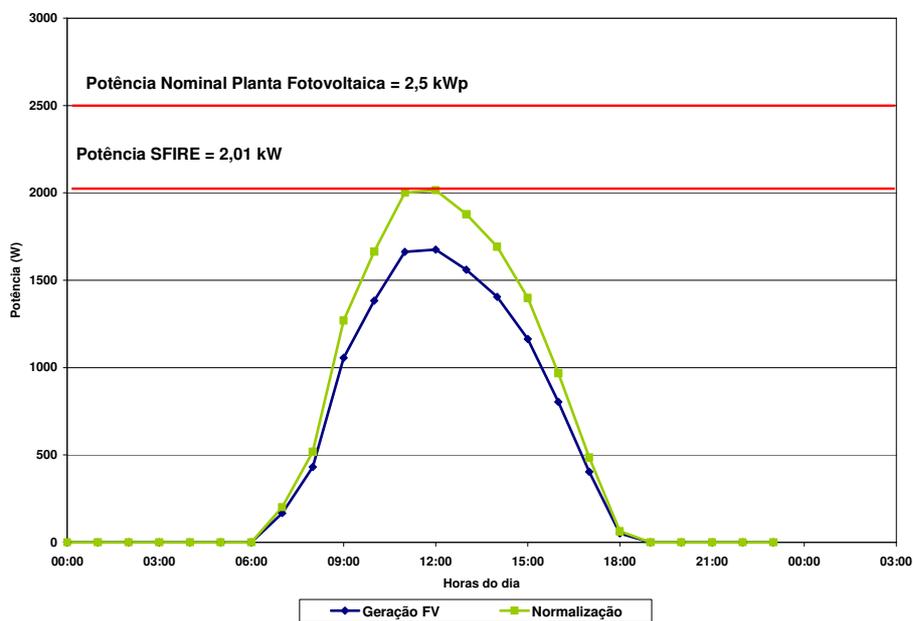


Figura 21 : Exemplo de normalização da curva de geração fotovoltaica

Se a metodologia for aplicada em uma cidade onde não existam dados de geração fotovoltaica, os dados de radiação solar local podem ser obtidos, por exemplo, através dos dados disponibilizados pelo projeto SWERA, com os quais se pode simular a geração fotovoltaica correspondente. A normalização das curvas de geração fotovoltaica é semelhante ao descrito

anteriormente; portanto a normalização se baseia na curva de radiação solar de um dia limpo, ou seja:

$$GFV_i = \left(\frac{RS_i}{1.000} \right) \times NP \times PC \times TP \quad [12]$$

onde: **GFV_i** - Geração Fotovoltaica normalizada no instante i.

RS_i - Radiação solar no instante i [W/m^2] do dia limpo do mês considerado.

NP - Nível de Penetração (%)

PC – Pico de Carga histórico

TP - Taxa de Performance

1.000 [W/m^2] – Intensidade de radiação solar padrão

Taxa de Performance (TP): é definida como as perdas de performance do sistema oriundas da conversão CC/CA, posicionamento dos painéis, condições de operação e as demais possíveis fontes de perdas. Este parâmetro é aqui estimado como a relação entre a potência injetada na rede elétrica pelo sistema fotovoltaico de referência [P_{CA}] e a potência nominal estimada [P_{CC}] para uma determinada radiação solar.

A potência nominal do sistema num determinado instante do tempo pode ser estimada em função das características da estação e da radiação solar neste mesmo instante, sendo:

$$\text{Pot. Nominal } i = \text{Radiação solar } i \text{ [} W/m^2 \text{]} * \text{Pot. Nominal Estação [} = 2.078 \text{ Wp]} / 1.000 \text{ [} W/m^2 \text{]} \quad [13]$$

A taxa de performance para um determinado instante i é definida como :

$$TP_i = \frac{GFV_{2kWp-i}}{Pot.Nominal_i} \quad [14]$$

Desta relação, observa-se que o desempenho do sistema atinge um regime estável de operação a partir de irradiâncias superiores a $500 W/m^2$, como pode ser visto na **Figura 22**. Esta variação pode ser, em parte, explicada pela diferença da temperatura de operação dos módulos, o que pode ser constatado pela variação no desempenho quando a temperatura dos painéis varia (**Figura 23**).

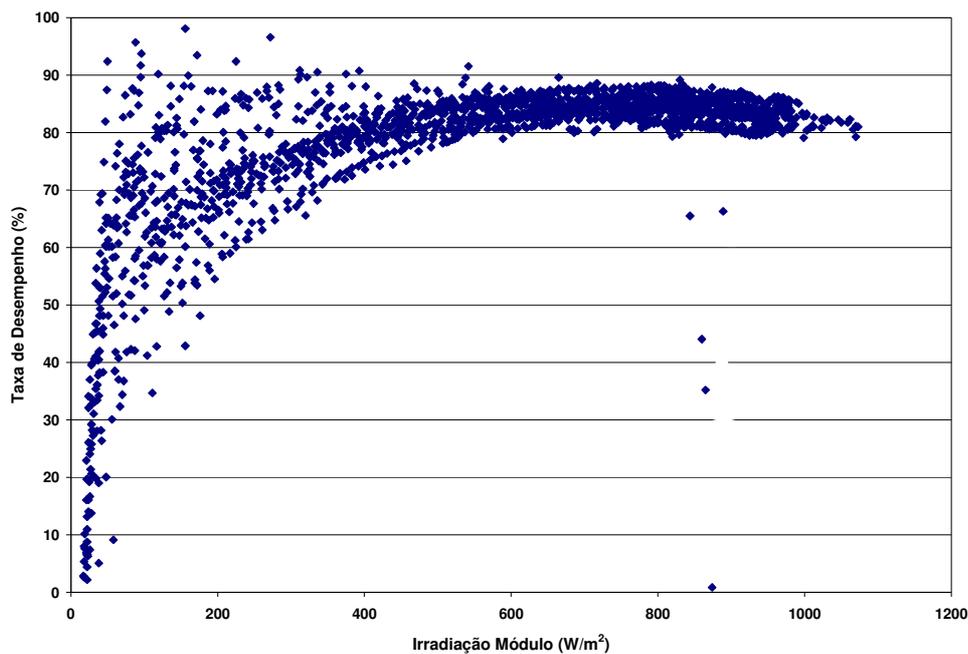


Figura 22 : Evolução da Taxa de Performance com o aumento da radiação solar

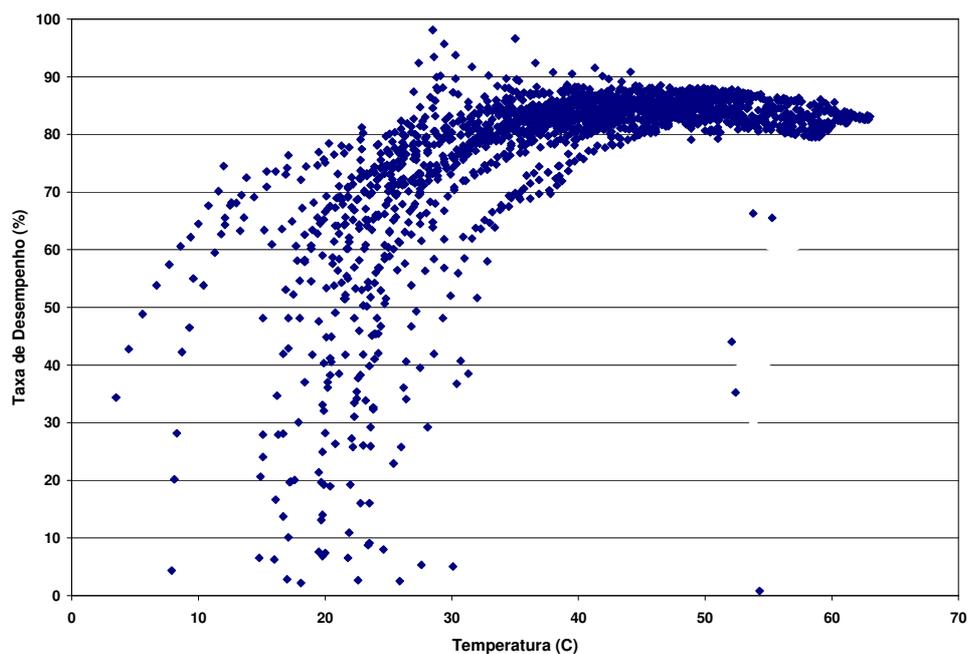


Figura 23 : Evolução da Taxa de Performance com o aumento da temperatura do módulo

Taxa de Performance Global (ou taxa de performance do sistema) – é definida como a inclinação da curva linearizada Potência Nominal x GFV_{2kWp} . Para os dados históricos extraídos da estação solarimétrica, o valor da Taxa de Performance (TP) encontrado é de 83,3% (**Figura 24**).

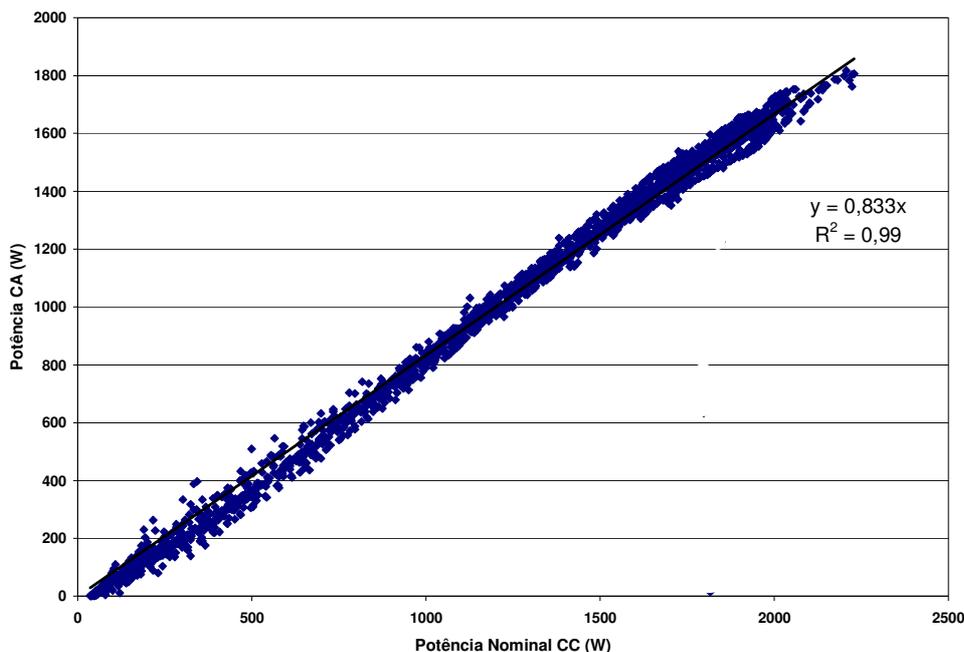


Figura 24: Correlação entre potência fotovoltaica CC e AC

3.7 DADOS DE DEMANDA ENERGÉTICA (CONCESSIONÁRIAS ENVOLVIDAS)

A metodologia proposta utiliza dados horários de demanda energética provenientes de alimentadores em centros urbanos.

Neste trabalho foram utilizados dados horários de demanda fornecidos pela CELESC (Centrais Elétricas de Santa de Catarina), entre os períodos de 01/12/2001 a 01/08/2005 e da CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) entre os períodos de 01/07/2000 a 30/04/2003. Esses dados são registrados a cada hora e esse registro se origina da média de quatro medições dentro deste período.

3.8 SELEÇÃO DOS ALIMENTADORES COM PICO DE DEMANDA DIURNO

Através das análises do pico de demanda dos alimentadores é possível identificar alimentadores com pico de demanda diurno e noturno. Objetivando uma análise qualitativa dos perfis dos alimentadores, consideram-se alimentadores diurnos aqueles que apresentam maior frequência dos cem primeiros picos de demanda entre o horário das 07:00 às 17:00 horas.

Os alimentadores com pico de demanda diurno são estudados detalhadamente devido à coincidência com a geração solar fotovoltaica. Posteriormente, através do cálculo do Fator Efetivo de Capacidade de Carga é possível quantificar a redução do pico de demanda.

Na **Figura 25** e **Figura 26** é possível visualizar uma região onde os alimentadores em sua maioria apresentam pico de demanda diurno, esses alimentadores possuem perfil de demanda comercial.

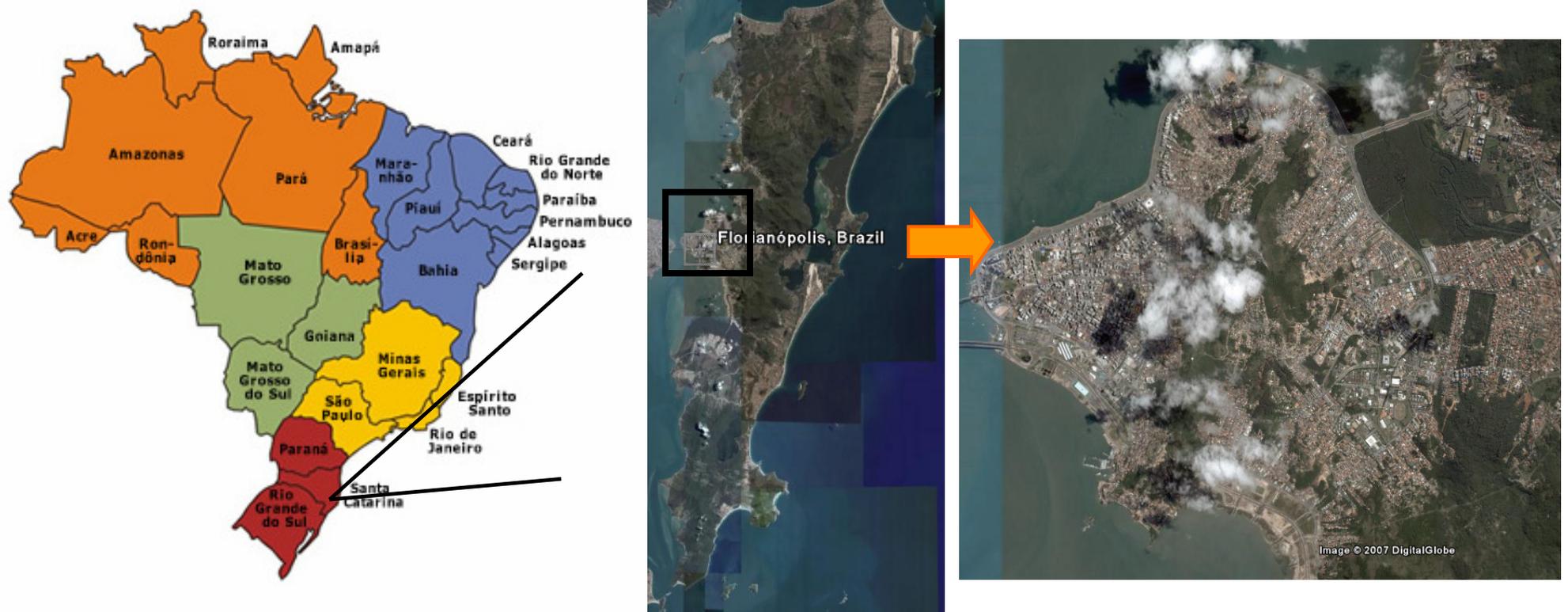


Figura 25: Indicação da região central da cidade de Florianópolis (SC)

3.9 CÁLCULO DO FATOR EFETIVO DE CAPACIDADE DE CARGA - FECC

O Fator Efetivo de Capacidade de Carga proporciona ao sistema de planejamento elétrico mensurar o impacto relativo de uma nova unidade de geração na carga do sistema. (Garver, 1966; Sullivan, 1977). Uma outra definição é a habilidade que uma fonte de geração – fotovoltaica ou convencional – tem de contribuir efetivamente para a capacidade da rede elétrica. Sendo assim, o FECC representa a habilidade de um sistema fotovoltaico em prover energia quando esta é necessária, ou seja, é a capacidade de crédito de uma planta fotovoltaica (Perez, Seals e Herig, 1996), para um dado nível de penetração.

No presente trabalho, o valor do FECC para um determinado dia e para um determinado alimentador é calculado da seguinte forma:

$$FECC = \frac{(PicoC - PicoNFV)}{PPFV} \times 100\% \quad [15]$$

ou ainda

$$FECC = \frac{(PicoC - PicoNFV)}{NP \times PicoC} \times 100\% \quad [16]$$

$$PicoC = \text{Máx [Demanda } i] \quad i = 1,2,\dots,24 \quad [17]$$

$$PicoNFV = \text{Máx [Demanda } i - GFV_i] \quad i = 1,2,\dots,24 \quad [18]$$

onde:

PicoC: valor do pico de demanda histórico [kW];

PicoNFV: valor do novo pico de demanda para o dia do pico histórico [kW], considerando a existência da planta fotovoltaica, ou seja, é o maior valor de demanda originada da diferença entre a curva de demanda e a curva de geração fotovoltaica;

Demanda i : valor de demanda para o instante i para o dia do pico de demanda histórico [kW];

NP: é o nível de penetração da geração fotovoltaica [%];

PPFV: capacidade nominal instalada do sistema fotovoltaico [kWp].

A **Figura 27** exemplifica a teoria aplicada. A curva superior (losangos) representa a curva de demanda do alimentador, a curva intermediária (quadrados) representa a nova curva de demanda

com a geração fotovoltaica que o alimentador deverá suprir e a curva inferior (triângulos) representa a curva de geração solar para um dado nível de penetração.

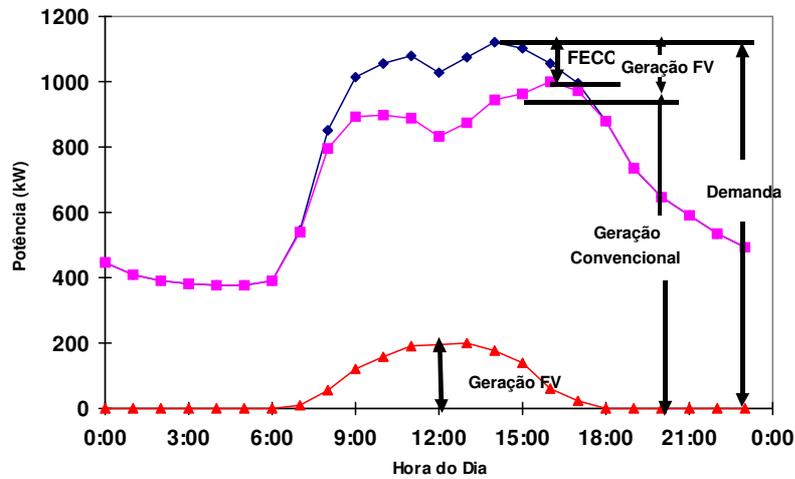


Figura 27 : Curva de demanda original, geração fotovoltaica e diferença entre a demanda e a geração FV.

A geração solar reduz a demanda do alimentador em questão, conforme mostra a curva intermediária (quadrados) da figura acima, contribuindo com uma parcela da demanda total requerida.

Capítulo 4

Resultados e Discussões

CAPÍTULO 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 INTRODUÇÃO

A seguir são apresentados resultados da análise de um conjunto de alimentadores estudados nas cidades de Florianópolis – SC e Belo Horizonte – MG com o uso da metodologia apresentada no Capítulo 3. A análise é mais detalhada para a cidade de Florianópolis, em vista da maior disponibilidade de dados, principalmente de geração solar, que permitiram a validação da metodologia com a utilização de dados reais e simultâneos para geração solar e demanda dos alimentadores. Para Belo Horizonte a análise foi mais limitada e objetivou demonstrar o potencial de utilização da metodologia para um grande centro urbano com um dos maiores índices de radiação solar do país.

4.2 ALIMENTADORES ESTUDADOS NA CIDADE DE FLORIANÓPOLIS - SC

O abastecimento de energia elétrica à Ilha de Santa Catarina hoje é realizado a partir da subestação Palhoça – 230/138 kV, através de uma linha aérea em 138 kV, em circuito duplo, cujo traçado segue paralelo à BR-101 até as proximidades da SE Florianópolis e, a partir daí, segue pela Via Expressa até a subestação de Coqueiros, onde imerge para a travessia Continente – Ilha. A SE Coqueiros, em 69/138 kV, é utilizada apenas para permitir a conversão da linha aérea em subterrânea, não havendo conexão elétrica com a linha. Dessa subestação os dois circuitos saem em cabos isolados, atravessam a Ponte Colombo Machado Salles, e seguem subterrâneos, um deles até a SE Ilha Centro e o outro em direção a uma subestação de chaveamento, a SE Transição, onde torna-se novamente aéreo, seguindo até a subestação Trindade, localizada no bairro Córrego Grande. A partir da SE Trindade, o norte e o sul da Ilha são alimentados radialmente em 138 kV, através das subestações Ilha Norte e Ilha Sul. O fechamento de um anel em 138 kV, interligando as subestações de Trindade, Ilha Centro e Florianópolis Morro da Cruz com a SE Palhoça deverá ser implementado pela CELESC nos próximos anos.

A Ilha de Santa Catarina - Florianópolis tem o seu fornecimento de energia elétrica atendido por 35 alimentadores urbanos. Um alimentador é definido por um conjunto de

equipamentos elétricos, que abastecem os consumidores de energia elétrica. Derivam de subestações que rebaixam os níveis de tensão.

A seguir são apresentadas as subestações que abastecem a Ilha de Florianópolis:

Subestação Ilha Centro (ICO) – atende a região central da cidade de Florianópolis e deriva os seguintes alimentadores:

**ICO_02, ICO_03, ICO_04, ICO_05,
ICO_06, ICO_07, ICO_08, ICO_09,
ICO_10, ICO_11, ICO_12.**

Subestação Ilha Norte (INE) - atende as praias do norte da Ilha e deriva os seguintes alimentadores:

**INE_01, INE_02, INE_03
INE_04, INE_05, INE_06
INE_07, INE_08, INE_09**

Subestação Ilha Sul (ISL) - atende o sul da Ilha e deriva os seguintes alimentadores:

ISL_01, ISL_02, ISL_03, ISL_04

Subestação Trindade (TDE) - atende a região da Trindade, Córrego Grande e outros bairros próximos e deriva os seguintes alimentadores:

**TDE_01, TDE_02, TDE_03, TDE_04
TDE_05, TDE_06, TDE_07, TDE_08**

Subestação Coqueiros (CQS) - Da subestação CQS (Coqueiros), apenas três alimentadores derivam para a Ilha de Santa Catarina, são eles:

CQS_10, CQS_11, CQS_12

Os outros alimentadores originários desta subestação abastecem a parte continental de Florianópolis e não são estudados neste trabalho.

Na **Figura 28** podem ser observadas as quatro subestações citadas acima, bem como o fornecimento de energia elétrica até a Ilha de Santa Catarina.

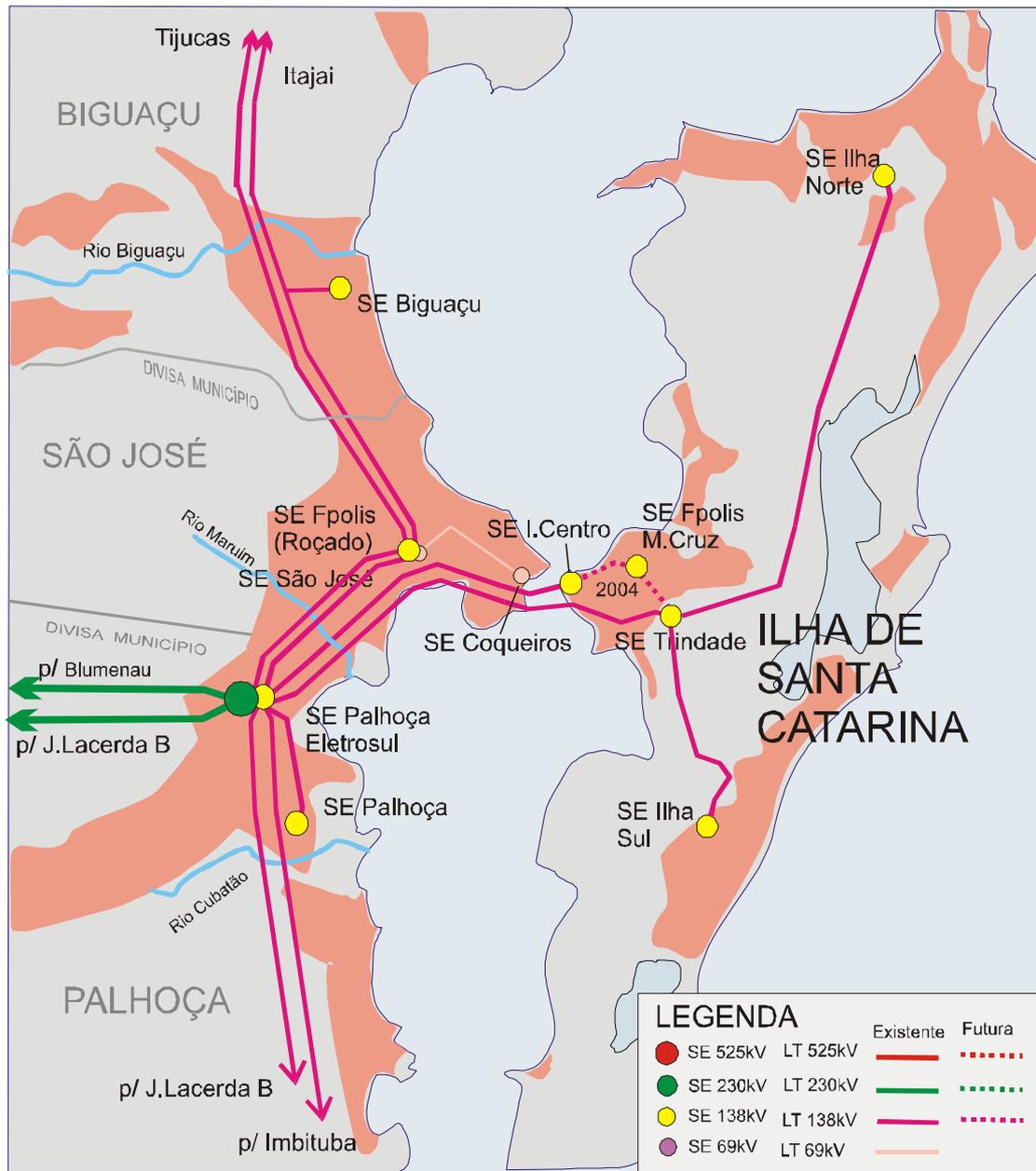


Figura 28 : Rede de transmissão e distribuição – Ilha de Santa Catarina 2004
 Fonte: (Eletrosul e Celesc, 2004)

As tabelas abaixo identificam o tipo de perfil dos alimentadores estudados e seus respectivos bairros de abrangências. De acordo com a CELESC, a prioridade de atendimento da demanda é dada conforme a necessidade de confiabilidade do consumidor. Portanto, os alimentadores que atendem a hospitais, clínicas e penitenciárias são os que apresentam o mais alto grau de prioridade.

Tabela 6 : Localização dos alimentadores da subestação ICO - Ilha Centro.

| Ilha Centro | Perfil | Bairros |
|--------------------|---------------|----------------|
| ICO_02 | Misto | Centro |
| ICO_03 | Misto | Centro |
| ICO_04 | Residencial | Centro |
| ICO_05 | Misto | Centro |
| ICO_06 | Misto | Centro |
| ICO_07 | Misto | Centro |
| ICO_08 | Residencial | Centro |
| ICO_09 | Manobra | Centro |
| ICO_10 | Manobra | Centro |
| ICO_11 | Comercial | Centro |
| ICO_12 | Comercial | Centro |

Tabela 7 : Localização dos alimentadores da subestação INE - Ilha Norte.

| Ilha Norte | Perfil | Bairros |
|-------------------|---------------|---|
| INE_01 | Residencial | Santo Antônio de Lisboa, Vargem Pequena, Barra de Sambaqui, Ratonés |
| INE_02 | Residencial | Canasvieiras, Jurerê Antigo, Daniela, Praia do Forte |
| INE_03 | Residencial | Canasvieiras, Cachoeira do Bom Jesus |
| INE_04 | Residencial | Canasvieiras (centro) |
| INE_05 | Residencial | Ponta das Canas, Cachoeira do Bom Jesus, Lagoinha, Praia Brava |
| INE_06 | Residencial | Ingleses, Santinho, Morro do Maurício |
| INE_07 | Residencial | Ingleses, SC 403 (esquerda) |
| INE_08 | Residencial | Ingleses |
| INE_09 | Residencial | Canasvieiras, Jurerê internacional, Jurerê antigo |

Tabela 8 : Localização dos alimentadores da subestação ISL - Ilha Sul.

| Ilha Sul | Perfil | Bairros |
|-----------------|---------------|---|
| ISL_01 | Residencial | Morro das Pedras, Areias do Campeche |
| ISL_02 | Residencial | Campeche |
| ISL_03 | Residencial | Alto Ribeirão, Caiacanga do Sul |
| ISL_04 | Residencial | Rio Tavares, Lagoa da Conceição, Barra da Lagoa, Rio Vermelho, Praia Mole |

Tabela 9 : Localização dos alimentadores da subestação TDE - Trindade.

| Trindade | Perfil | Bairros |
|-----------------|---------------|--|
| TDE_01 | Residencial | Lagoa da Conceição, Costa e Canto da Lagoa |
| TDE_02 | Residencial | Costeira até o rio |
| TDE_03 | Misto | Itacorubi, João Paulo, Saco Grande, Cacupé |
| TDE_04 | Misto | Itacorubi, Córrego Grande |
| TDE_05 | Misto | Serrinha, Santa Mônica, Trindade |
| TDE_06 | Misto | Pantanal, Saco dos Limões |
| TDE_07 | Comercial | Córrego Grande, Trindade |
| TDE_08 | Comercial | Trindade |

Tabela 10 : Localização dos alimentadores da subestação CQS - Coqueiros.

| Trindade | Perfil | Bairros |
|-----------------|---------------|---|
| CQS_01* | Misto | Estreito, Balneário, Canto |
| CQS_02* | Residencial | Capoeiras |
| CQS_03* | Residencial | Estreito, Balneário, Coloninha |
| CQS_04* | Residencial | Morro Geraldo, Capoeiras |
| CQS_05* | Residencial | Vila São João, Capoeiras, Jardim Atlântico |
| CQS_07* | Manobra | |
| CQS_09* | Manobra | Final de Coqueiros |
| CQS_10 | Comercial | Centro Velho de Fpolis |
| CQS_11 | Misto | Prainha (túnel) |
| CQS_12 | Comercial | Centro |
| CQS_13* | Residencial | Coqueiros, Praia do Meio, Bom Abrigo, Abrão |

* esses alimentadores não fazem parte do estudo por não abastecerem a parte insular de Florianópolis.

4.3 CLASSIFICAÇÃO E SELEÇÃO DOS ALIMENTADORES

Com o objetivo de caracterizar o perfil de demanda dos alimentadores estudados, foram analisados os cem primeiros picos de demanda de cada alimentador. A denominação de alimentador “diurno” ou “noturno” não pode ser atribuída simplesmente à frequência de ocorrências de picos de demanda ao longo de um período, seja ele durante o período de incidência solar ou noturno, sendo também necessário correlacionar a frequência dos picos ao longo do dia com a magnitude desses picos. Este tipo de análise se faz necessário pois, conforme apresentado a seguir, uma análise superficial do histograma

do horário dos picos pode conduzir a uma falsa interpretação do comportamento do alimentador.

A caracterização do perfil de demanda de três alimentadores distintos é exemplificada neste capítulo. Um alimentador com perfil de demanda fortemente diurno (CQS_12), outro fortemente noturno (INE_04) e outro com uma distribuição dos picos espalhada ao longo do dia (ISL_02) são apresentados.

Como pode ser observado na **Figura 29**, o alimentador CQS_12 apresenta uma distribuição dos cem primeiros picos centrada entre as 10:00 e 16:00 horas, com o pico histórico às 14:00 horas, evidenciando uma característica diurna deste alimentador. Devido à forte demanda comercial deste alimentador, atendendo o centro comercial de Florianópolis, um comportamento diurno deste alimentador era esperado.

O alimentador ISL_02, **Figura 30**, apresenta um comportamento misto com relação à distribuição dos cem primeiros picos de carga. Analisando somente o gráfico de frequências deste alimentador, poder-se-ia inferir sobre um comportamento diurno, onde o máximo desta distribuição ocorre às 12:00 horas. Entretanto, uma análise dos valores dos picos de demanda conduz a diferentes conclusões, onde, exceto em dois casos isolados, os picos superiores a 5.000 kW se concentram depois das 17:00 horas, apresentando assim uma característica noturna.

Finalmente, o alimentador INE_04 apresenta uma forte característica noturna, apesar do pico de carga histórico ter ocorrido às 09:00 horas (**Figura 31**). Todos os demais picos estão normalmente distribuídos entre as 17:00 e 23:00 horas. A análise histórica dos dados se mostra importante neste caso, pois apesar do pico histórico conduzir a uma classificação diurna, a distribuição dos picos não representa o comportamento de um alimentador diurno. No **Anexo III** são apresentados e classificados os demais alimentadores.

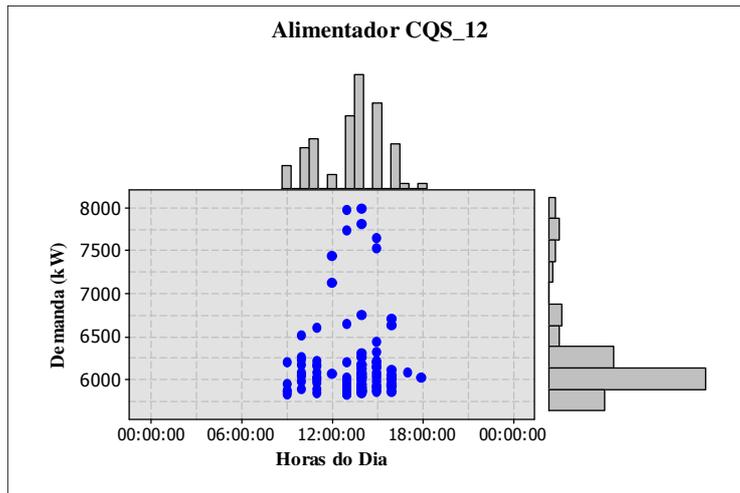


Figura 29: Gráfico de frequência das horas e demanda dos cem primeiros picos de demanda do alimentador com característica diurna CQS_12

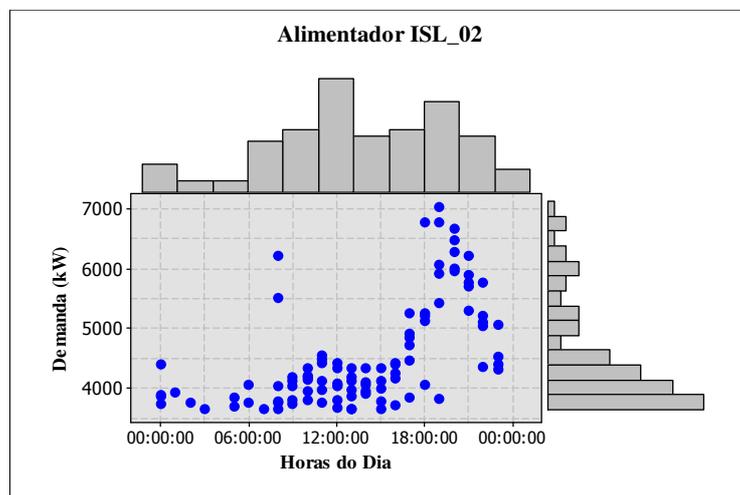


Figura 30: Gráfico de frequência das horas e demanda dos cem primeiros picos de demanda do alimentador com característica noturna ISL_02

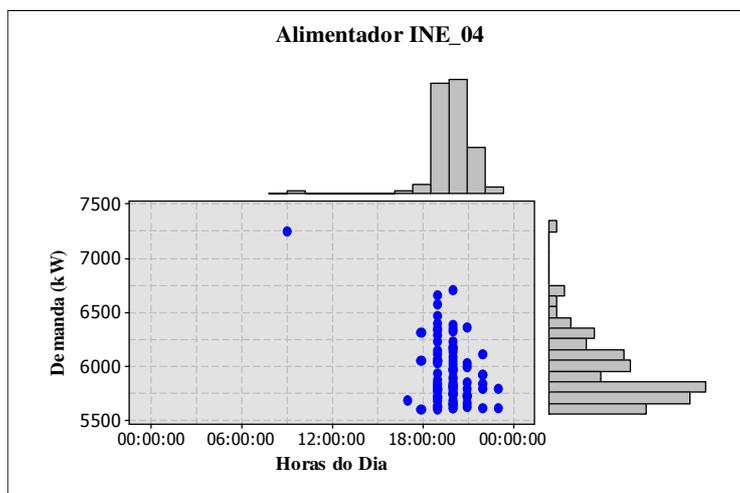


Figura 31: Gráfico de frequência das horas e demanda dos cem primeiros picos de demanda do alimentador com característica noturna INE_04

4.4 CÁLCULO DO FATOR EFETIVO DE CAPACIDADE DE CARGA (FECC)

O FECC é calculado para cada alimentador diurno da Ilha de Florianópolis. O principal objetivo deste procedimento é o de caracterizar o potencial de redução do pico de demanda de cada alimentador quando uma instalação fotovoltaica é integrada à rede elétrica, suprimindo uma parcela da demanda do alimentador. A potência da planta fotovoltaica é aqui definida como um valor percentual do pico histórico de demanda, ou ainda, função do nível de penetração da planta fotovoltaica.

Para cada alimentador diurno, a demanda horária e o valor de geração fotovoltaica para o dia limpo são comparados e a máxima demanda menos a potência da planta fotovoltaica é obtida. Este valor é considerado como o limite de redução do pico de carga pela planta fotovoltaica.

Dos 35 alimentadores da Ilha de Santa Catarina, foram identificados 17 com perfil de demanda diurno, que são estudados em maior detalhe.

Na **Tabela 11**, os valores de FECC dos 17 alimentadores diurnos para, por exemplo, um nível de penetração de 10% são apresentados em ordem decrescente. Os valores variam entre 65 e 82%. Como esperado, quanto mais próximo o horário do pico de demanda for do horário de máxima radiação solar, maior o FECC do alimentador, ou seja, maior é a capacidade de redução do pico de demanda pela geração fotovoltaica. Para o alimentador com maior FECC, ICO_09, no dia 25/11/2003 às 13:00 horas, 82,6% da potência fotovoltaica instalada, ou seja $828,4 \text{ kW} \times 82,6 \% = 684,25 \text{ kW}$, pode ser considerada como potência despachável no momento do pico de demanda. Em síntese, pode-se observar que existe uma forte correlação entre a demanda do alimentador e a geração fotovoltaica no momento do pico histórico.

Tabela 11 : Valores de FECC para 10% de nível de penetração.

| Alimentador | Data Pico Histórico | Hora Pico | Pico C (kW) | PPFV (kW) | Pico NFV (kW) | FECC (%) |
|-------------|---------------------|-----------|-------------|-----------|---------------|----------|
| ICO_09 | 25/11/2003 | 13:00 | 8.283,6 | 828,4 | 7.599,2 | 82,6 |
| ICO_10 | 07/2/2003 | 13:00 | 8.581,4 | 858,1 | 7.884,9 | 81,2 |
| CQS_11 | 16/03/2002 | 13:00 | 9.533,4 | 953,3 | 8.763,0 | 80,8 |
| TDE_03 | 12/04/2005 | 11:00 | 8.256,3 | 825,6 | 7.598,7 | 79,7 |
| ICO_12 | 04/02/2004 | 14:00 | 6.877,2 | 687,7 | 6.338,2 | 78,4 |
| ICO_04 | 12/03/2002 | 13:00 | 8.861,8 | 886,2 | 8.192,6 | 75,5 |
| CQS_12 | 07/12/2001 | 14:00 | 7.999,1 | 799,9 | 7.403,3 | 74,5 |
| ICO_07 | 19/03/2002 | 14:00 | 9.533,6 | 953,4 | 8.827,8 | 74,0 |
| TDE_07 | 12/03/2002 | 14:00 | 9.524,1 | 952,4 | 8.819,0 | 74,0 |
| ICO_11 | 11/03/2002 | 14:00 | 9.379,8 | 938,0 | 8.685,4 | 74,0 |
| ICO_08 | 12/03/2002 | 14:00 | 8.963,4 | 896,3 | 8.299,8 | 74,0 |
| ICO_05 | 26/11/2002 | 14:00 | 7.208,5 | 720,8 | 6.682,5 | 73,0 |
| ICO_03 | 07/12/2001 | 14:00 | 6.936,9 | 693,7 | 6.439,8 | 71,7 |
| ICO_02 | 21/09/2004 | 14:00 | 7.873,9 | 787,4 | 7.327,6 | 69,4 |
| CQS_10 | 26/11/2002 | 14:00 | 8.145,9 | 814,6 | 7.615,2 | 65,1 |
| TDE_04 | 11/04/2005 | 14:00 | 8.293,6 | 829,4 | 7.797,1 | 59,9 |
| ICO_06 | 25/04/2002 | 15:00 | 7.446,0 | 744,6 | 7.005,9 | 59,1 |

A **Figura 32** apresenta a curva de demanda do dia do pico histórico para os 17 alimentadores com perfil de demanda diurno, bem como a curva de geração fotovoltaica normalizada para um nível de penetração de 10 % e a nova curva de carga dos alimentadores considerando a fração devida à energia fotovoltaica, que a rede de distribuição não mais necessitou suprir.

É importante salientar o fato de que todos os picos históricos aconteceram em meses próximos ao verão, o que não somente evidencia a forte correlação entre a maior demanda e o uso de aparelhos de ar-condicionado, como também correlaciona a maior utilidade da geração solar no período do ano em que o recurso solar é mais abundante. Esta análise demonstra o grande benefício da geração solar fotovoltaica em centros urbanos de ser mais disponível quando é mais necessária.

Como critério para definição do dia de pico histórico, considera-se um pico característico, o dia cuja curva de demanda não apresente nenhuma descontinuidade, ocasionada, por exemplo, por uma manobra na rede realizada pela concessionária.

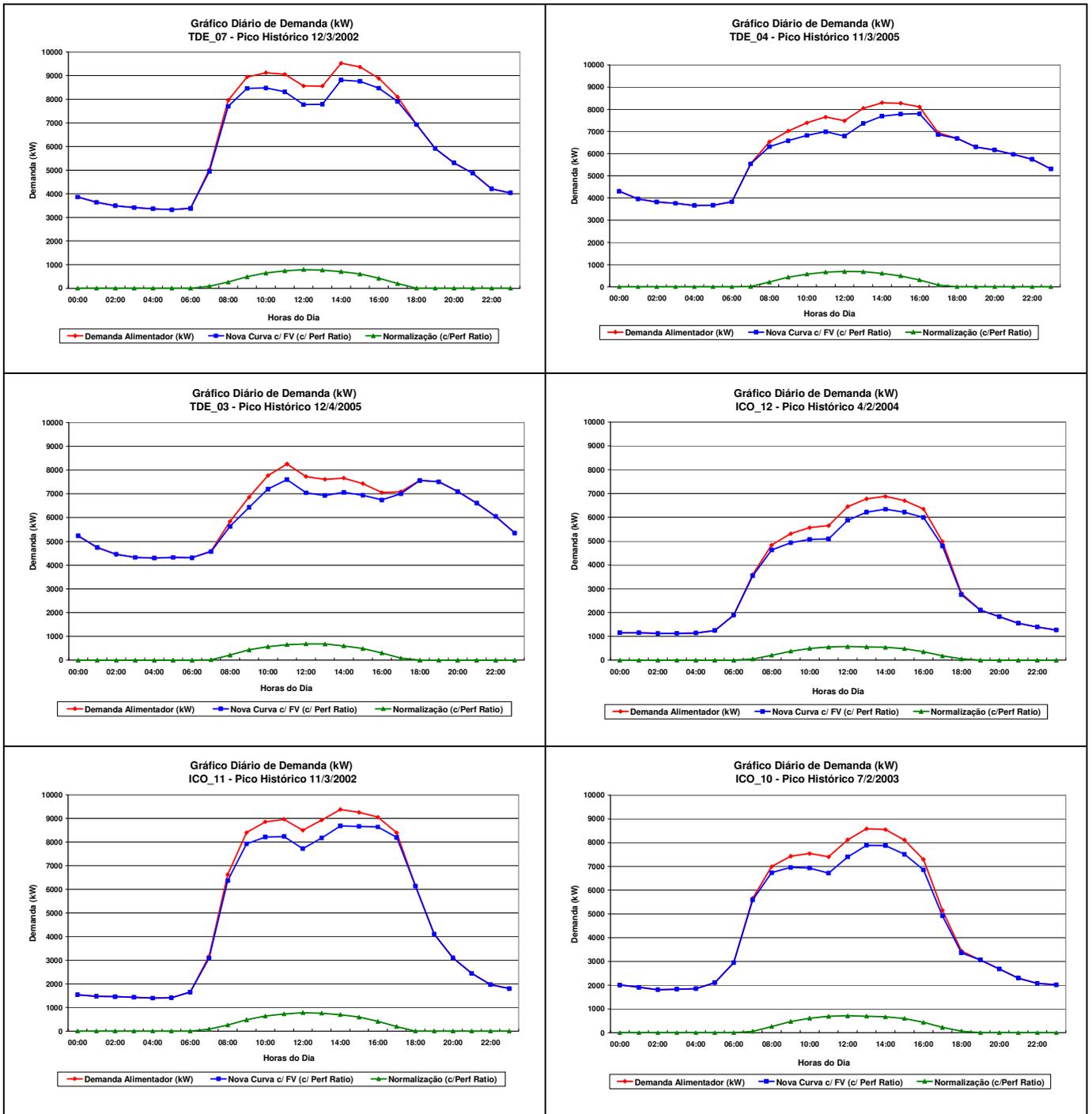


Figura 32 : Curvas do pico histórico com a contribuição fotovoltaica para um nível de penetração de 10% para os alimentadores de Florianópolis.

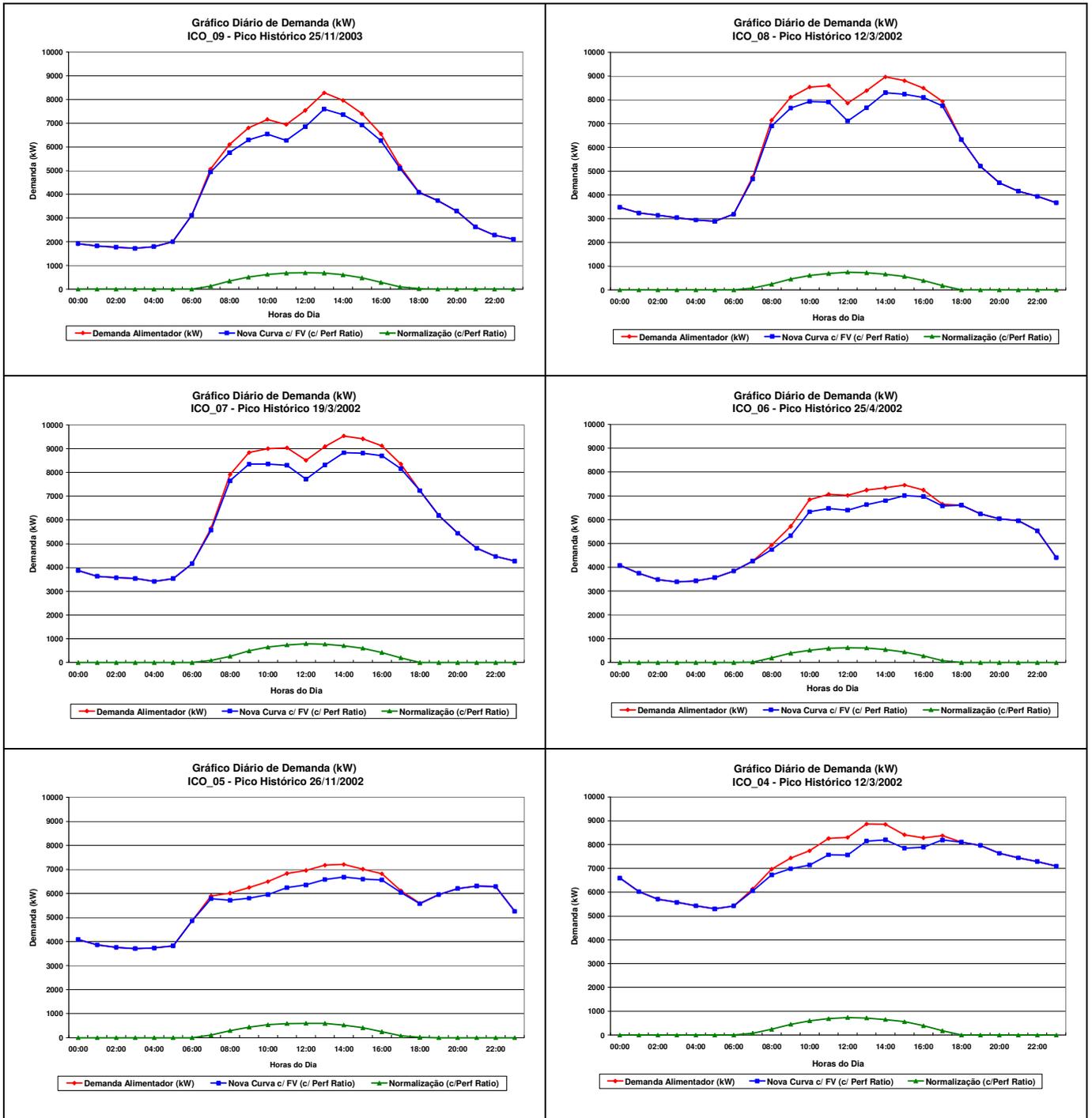


Figura 32 : Curvas do pico histórico com a contribuição fotovoltaica para um nível de penetração de 10% para os alimentadores de Florianópolis.

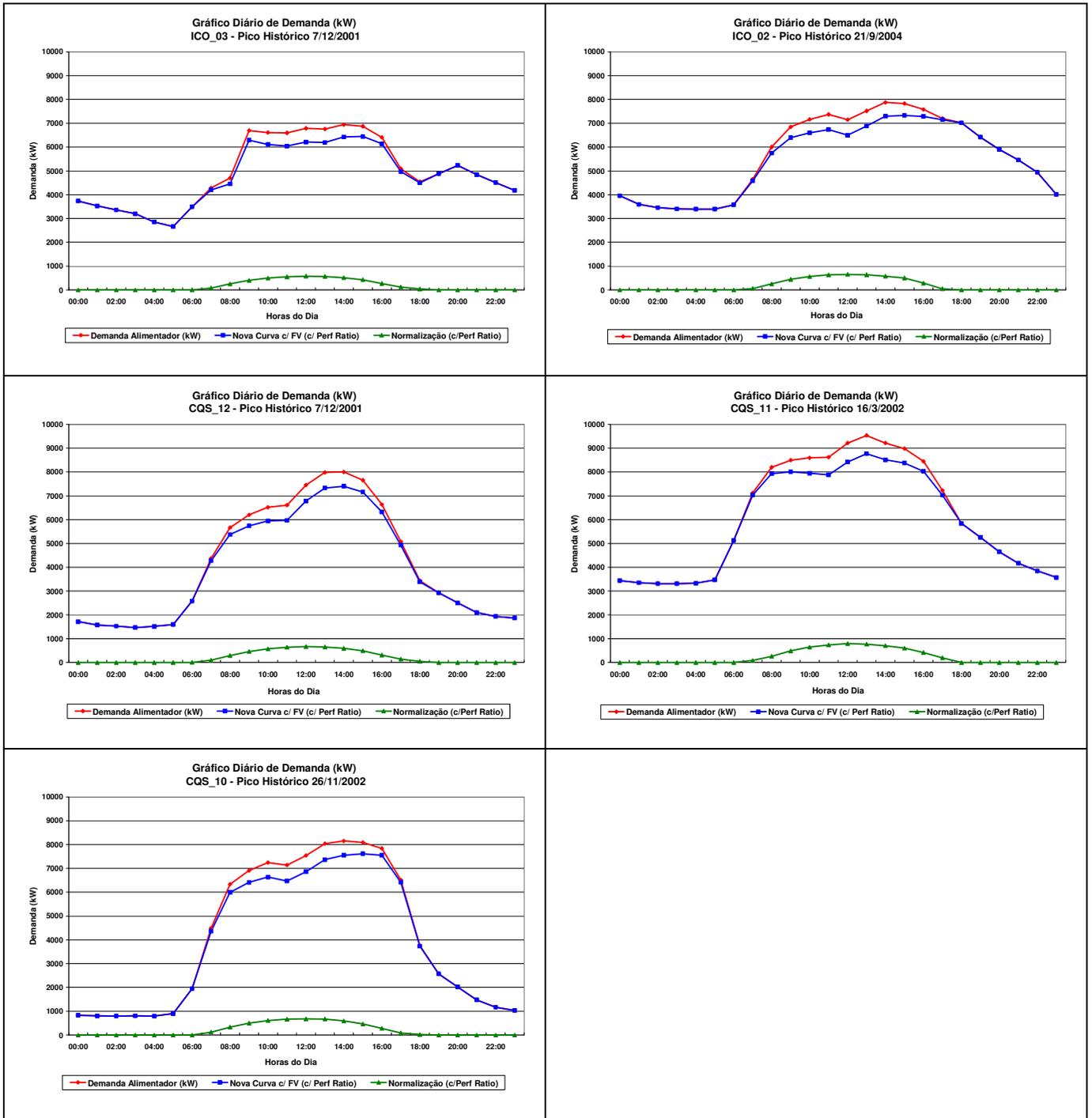


Figura 32 : Curvas do pico histórico com a contribuição fotovoltaica para um nível de penetração de 10% para os alimentadores de Florianópolis.

A **Figura 33** apresenta as mesmas informações da **Figura 32** para o primeiro e segundo picos de demanda históricos dos alimentadores ICO_05, ICO_03, ICO_02, TDE_04 e TDE-03. Como pode ser observado em todos os casos, os dias do primeiro pico de demanda apresentam uma forte descontinuidade no horário do pico, descaracterizando o dia como um dia de pico característico. Logo, para os alimentadores citados acima foi utilizado o segundo pico histórico como o pico histórico de demanda. Para os demais alimentadores, o primeiro pico histórico de demanda atende ao critério de pico característico.

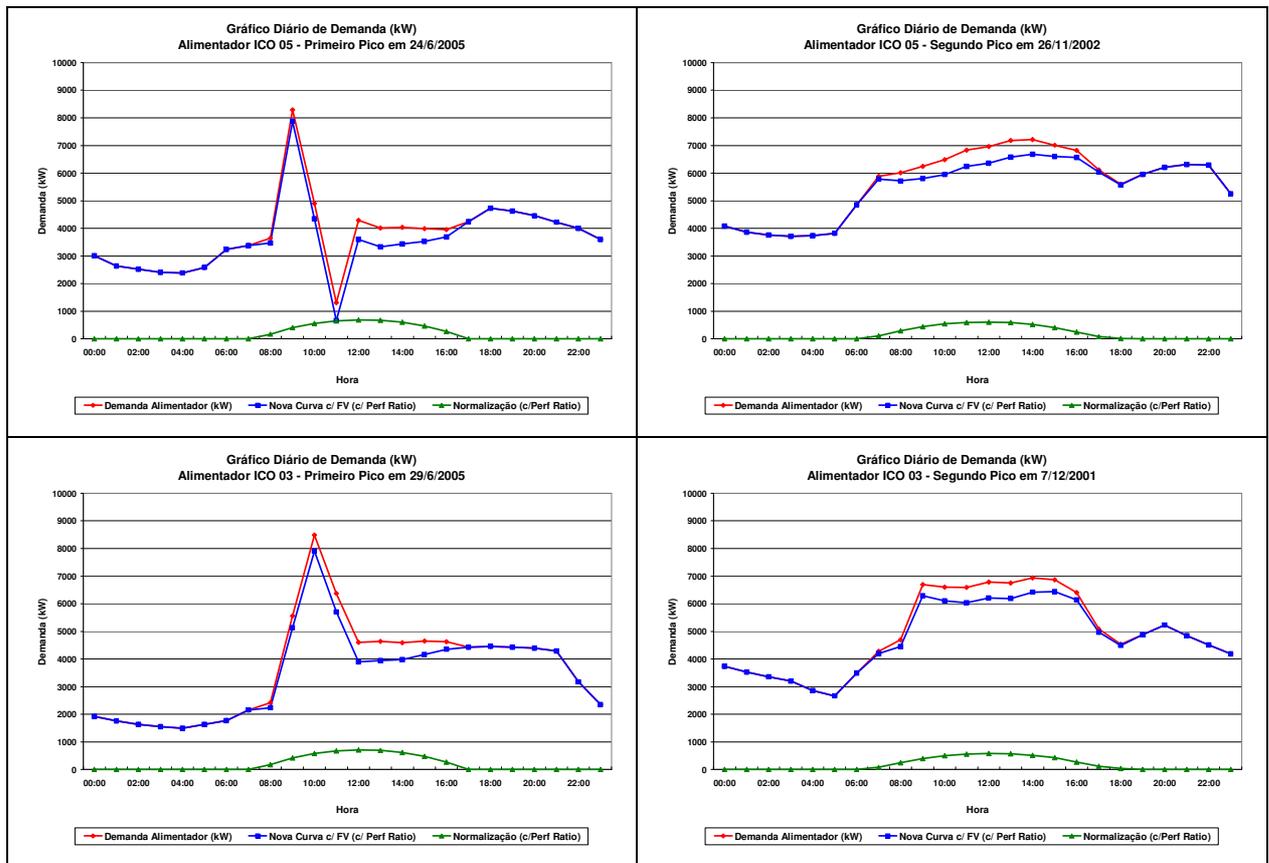


Figura 33 : Comparação entre o primeiro pico (curvas à esquerda) e o segundo pico (curvas à direita) de demanda histórica dos alimentadores ICO_05, ICO_03, ICO_02, TDE_04 e TDE_03

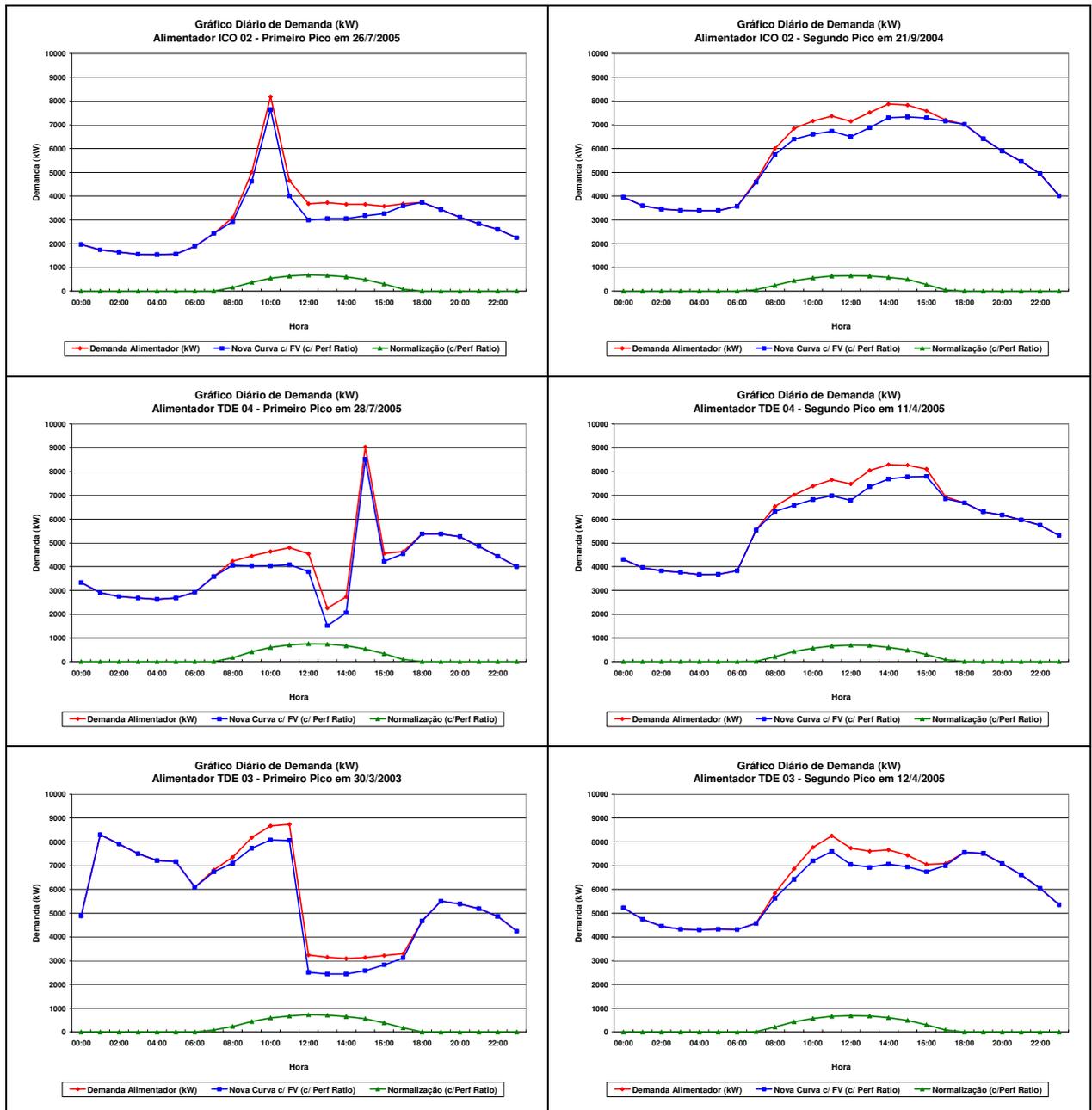


Figura 33 : Comparação entre o primeiro pico (curvas à esquerda) e o segundo pico (curvas à direita) de demanda histórica dos alimentadores ICO_05, ICO_03, ICO_02, TDE_04 e TDE_03

Para cada alimentador em análise o pico de demanda histórico é identificado e calculado o FECC para níveis de penetração variando de 1% a 50 %. A **Figura 34**, **Figura 35** e **Figura 36** mostram a evolução do FECC com o aumento da participação fotovoltaica no suprimento da demanda de cada alimentador. Este conjunto de curvas é apresentado como uma ferramenta estratégica que pode auxiliar as concessionárias na determinação da capacidade de redução do pico de demanda do alimentador em questão que uma determinada planta fotovoltaica pode oferecer em adição à energia gerada. Com os resultados da **Figura 34**, **Figura 35** e **Figura 36** é possível priorizar a instalação de

plantas fotovoltaicas em centros urbanos, selecionando primeiramente as regiões supridas por alimentadores com maior FECC, de maneira a obter o maior potencial de redução do pico para uma dada capacidade fotovoltaica instalada. Em JARDIM et al. (2007), o emprego das curvas FECC x NP na priorização de alimentadores diurnos para a cidade de Florianópolis é apresentado.

Uma maneira mais interessante e eficiente de trabalhar com estes dados é discutida na seção 4.4.1., onde é apresentada uma forma direta para determinar os melhores alimentadores, através da construção de uma tabela que fornece a repartição ótima de potência entre os alimentadores, segundo o critério de máximo FECC, para uma potência fotovoltaica total desejada.

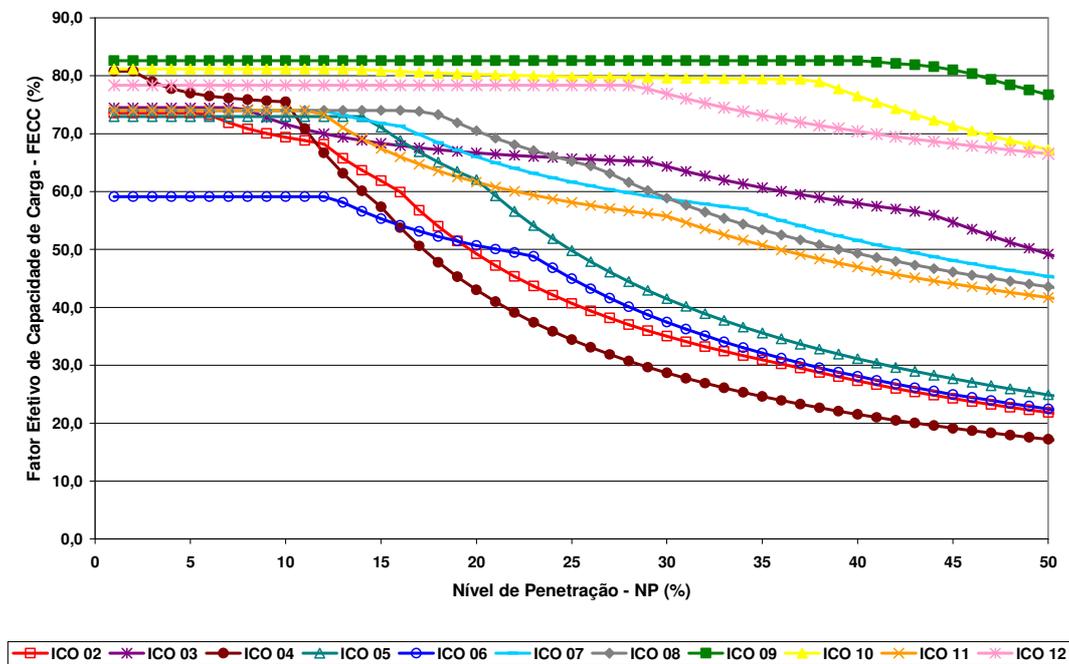


Figura 34 : Variação do Fator Efetivo de Capacidade de Carga em função do nível de penetração – Alimentadores da subestação ICO - Centro.

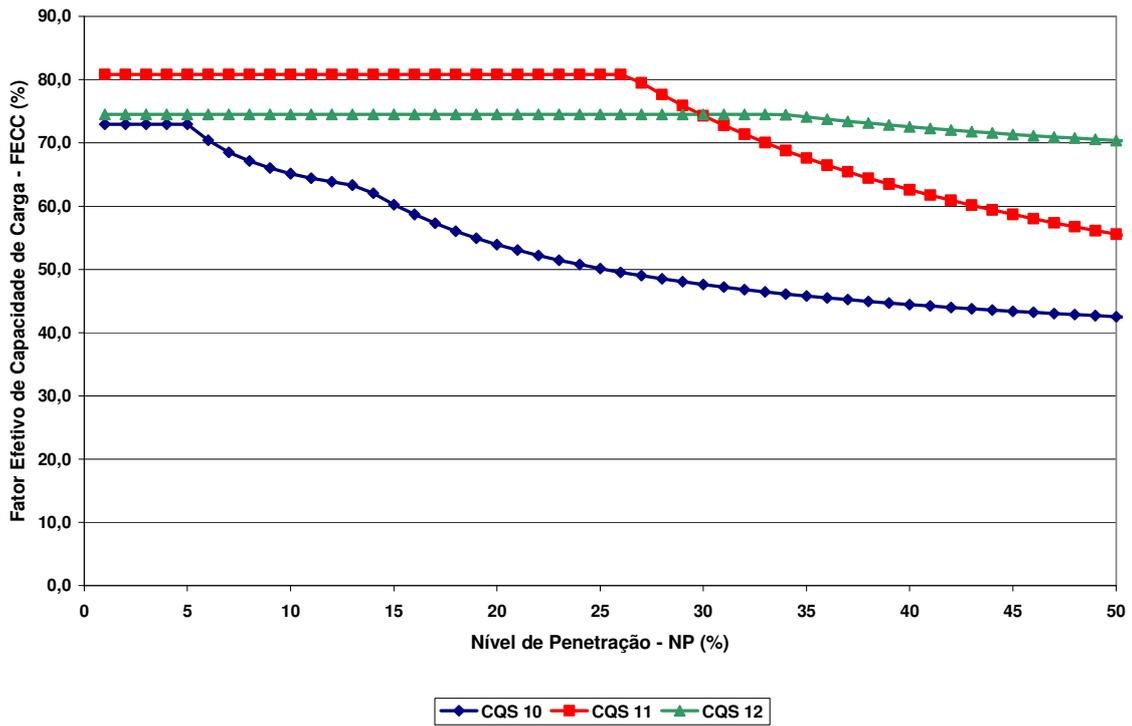


Figura 35 : Variação do Fator Efetivo de Capacidade de Carga em função do nível de penetração – Alimentadores da subestação CQS - Coqueiros.

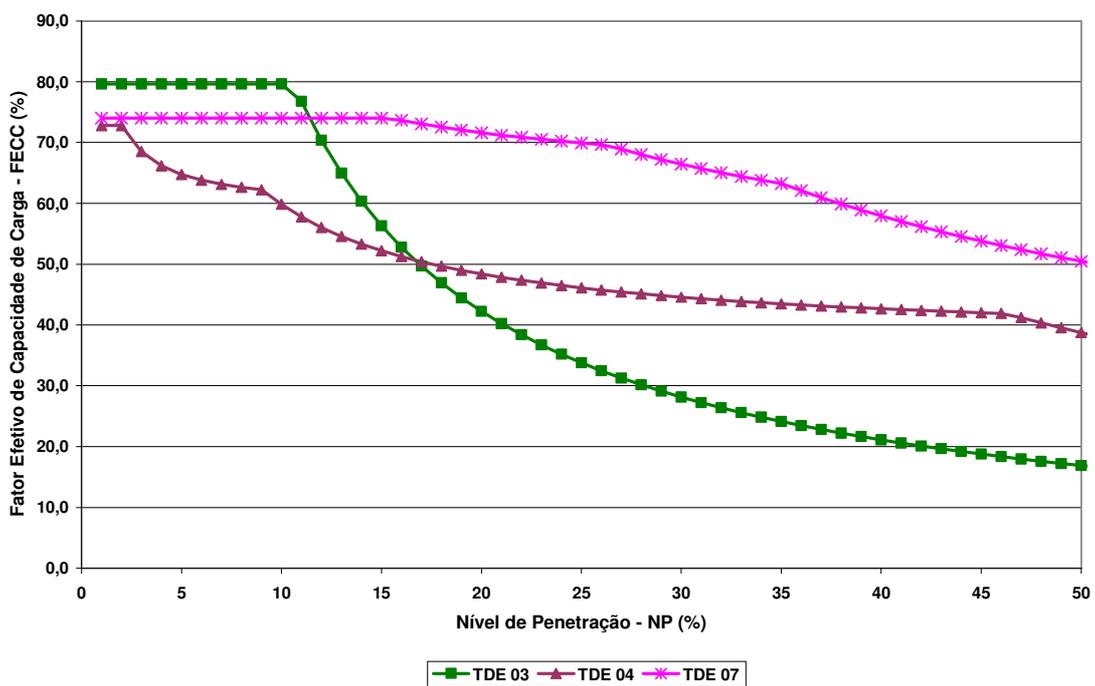


Figura 36 : Variação do Fator Efetivo de Capacidade de Carga em função do nível de penetração – Alimentadores da subestação TDE - Trindade.

4.4.1 Tabela de Partição Ótima

Após ter calculado para cada alimentador diurno o FECC em função de diferentes níveis de penetração, pode-se gerar uma tabela que represente a seqüência e a capacidade ótima de cada alimentador em função da potência total a ser instalada.

Esta tabela, a qual é denominada Tabela de Partição Ótima, permite de uma maneira simples e rápida a priorização dos alimentadores e a quantificação da potência da planta fotovoltaica a ser instalada, levando em conta a distribuição ótima do FECC por alimentador.

Como pode ser observado na **Figura 36** o aumento do nível de penetração faz com que o valor do FECC reduza, mais ou menos rapidamente, em função das características de carga do alimentador no dia do pico histórico. Esta redução faz com que um determinado alimentador tenha um FECC mais elevado do que outro até um determinado nível de penetração, onde a partir deste valor, outro (ou outros) alimentador passa a obter mais benefícios da geração solar fotovoltaica como ferramenta estratégica para redução do pico demanda do alimentador. É baseado nessa relação que a Tabela de Partição Ótima é construída.

A Tabela de Partição Ótima é dividida em estágios de potência. Cada estágio é caracterizado pela inclusão de um novo alimentador, tendo este o valor do FECC a 1% de nível de penetração igual ou superior ao FECC dos demais alimentadores dos estágios anteriores. A análise da **Tabela 13** permite uma melhor compreensão do significado de estágio. Cada cor representa um estágio, demarcando o nível de penetração de cada alimentador em cada estágio. O algoritmo implementado para a construção automatizada da Tabela de Partição Ótima é apresentado abaixo:

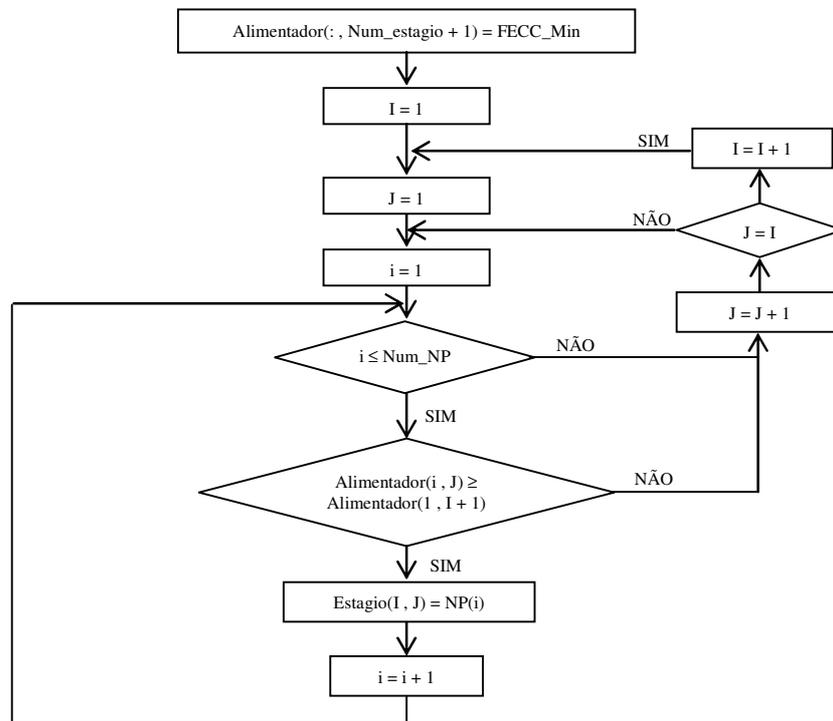
Num_NP = Número de Nível de Penetração (NP) considerado

$Num_estagio$ = Número de alimentadores em análise

$Alimentador(i, j)$ = FECC do Alimentador i para um Nível de Penetração j

$Estágio(l, m)$ = Nível de Penetração para o estágio l e Alimentador m

$FECC_Min$ = FECC mínimo admissível para a construção da tabela



Para a construção da tabela dos alimentadores diurnos da cidade de Florianópolis, considera-se um valor mínimo admissível do FECC de 40% e um valor máximo para o nível de penetração de 50%. Apesar desse valor de restrição não ser uma regra, valores abaixo de 40% significam uma reduzida capacidade de crédito da instalação fotovoltaica para a redução do pico de demanda. Ainda, como o objetivo principal deste trabalho é de ressaltar o interesse do uso da energia solar como fonte de energia despachável no momento do pico de demanda diurno, o emprego de grandes níveis de penetração e, conseqüentemente, baixos valores do FECC, não é a prioridade, mas sim, a repartição adequada entre os alimentadores diurnos.

A Tabela de Partição Ótima para os 17 alimentadores diurnos da cidade de Florianópolis é apresentada na **Tabela 12**. A interpretação da tabela é simples, sendo esta dividida em colunas representadas pelos alimentadores na ordem decrescente de FECC (vide **Tabela 13**) e em linhas representando cada estágio da Tabela de Partição Ótima.

Tabela 12 : Tabela de Partição Ótima para os 17 alimentadores diurnos.

| Estágio | Pico C (kW) | 8283 | 8581 | 9533 | 8861 | 8256 | 6877 | 7999 | 6936 | 8963 | 9524 | 9533 | 9379 | 7873 | 7208 | 8145 | 8263 | 7446 | TOTAL (kWp) |
|-------------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------|-------------|
| Alimentador | ICO 09 | ICO 10 | CQS 11 | ICO 04 | TDE 03 | ICO 12 | CQS 12 | ICO 03 | ICO 08 | TDE 07 | ICO 07 | ICO 11 | ICO 02 | ICO 05 | CQS 10 | TDE 04 | ICO 06 | | |
| 1 | NP | 44% | | | | | | | | | | | | | | | | | 3645 |
| 2 | kWp | 3645 | | | | | | | | | | | | | | | | | 5015 |
| 3 | NP | 45% | 15% | | | | | | | | | | | | | | | | 7493 |
| 4 | kWp | 3727 | 1287 | | | | | | | | | | | | | | | | 7753 |
| 5 | NP | 45% | 15% | 26% | | | | | | | | | | | | | | | 10130 |
| 6 | kWp | 3727 | 1287 | 2479 | | | | | | | | | | | | | | | 14231 |
| 7 | NP | 46% | 15% | 26% | 2% | | | | | | | | | | | | | | 17208 |
| 8 | kWp | 3810 | 1287 | 2479 | 177 | | | | | | | | | | | | | | 17938 |
| 9 | NP | 48% | 29% | 27% | 3% | 10% | | | | | | | | | | | | | 19458 |
| 10 | kWp | 3976 | 2488 | 2574 | 266 | 826 | | | | | | | | | | | | | 20886 |
| 11 | NP | 50% | 38% | 29% | 10% | 11% | 33% | | | | | | | | | | | | 22030 |
| 12 | kWp | 4142 | 3261 | 2765 | 886 | 908 | 2269 | | | | | | | | | | | | 23396 |
| 13 | NP | 50% | 41% | 29% | 10% | 11% | 33% | 34% | | | | | | | | | | | 24657 |
| 14 | kWp | 4142 | 3518 | 2765 | 886 | 908 | 2269 | 2720 | | | | | | | | | | | 25566 |
| 15 | NP | 50% | 42% | 30% | 10% | 11% | 33% | 8% | | | | | | | | | | | 26218 |
| 16 | kWp | 4142 | 3518 | 2860 | 886 | 908 | 2269 | 2800 | 555 | | | | | | | | | | 40989 |
| 17 | NP | 50% | 42% | 30% | 10% | 11% | 33% | 8% | 16% | | | | | | | | | | 60725 |
| | kWp | 4142 | 3604 | 2860 | 886 | 908 | 2269 | 2800 | 555 | 1434 | | | | | | | | | |
| | NP | 50% | 42% | 30% | 10% | 11% | 33% | 8% | 16% | 1434 | | | | | | | | | |
| | kWp | 4142 | 3604 | 2860 | 886 | 908 | 2269 | 2800 | 555 | 1434 | 1429 | | | | | | | | |
| | NP | 50% | 42% | 30% | 10% | 11% | 33% | 8% | 16% | 1434 | 1429 | 12% | | | | | | | |
| | kWp | 4142 | 3604 | 2860 | 886 | 908 | 2269 | 2800 | 555 | 1434 | 1429 | 1144 | | | | | | | |
| | NP | 50% | 42% | 30% | 10% | 11% | 33% | 8% | 17% | 16% | 12% | 11% | | | | | | | |
| | kWp | 4142 | 3604 | 2860 | 886 | 908 | 2338 | 2880 | 555 | 1524 | 1144 | 1032 | | | | | | | |
| | NP | 50% | 43% | 30% | 10% | 11% | 35% | 8% | 18% | 17% | 13% | 12% | 6% | | | | | | |
| | kWp | 4142 | 3690 | 2860 | 886 | 908 | 2407 | 3040 | 555 | 1613 | 1239 | 1125 | 472 | | | | | | |
| | NP | 50% | 43% | 30% | 10% | 11% | 35% | 8% | 18% | 17% | 13% | 12% | 6% | 14% | | | | | |
| | kWp | 4142 | 3690 | 2860 | 886 | 908 | 2407 | 3040 | 555 | 1613 | 1239 | 1125 | 472 | 1009 | | | | | |
| | NP | 50% | 43% | 31% | 10% | 11% | 35% | 9% | 18% | 17% | 13% | 12% | 6% | 14% | 5% | | | | |
| | kWp | 4142 | 3690 | 2955 | 886 | 908 | 2407 | 3120 | 624 | 1613 | 1239 | 1125 | 472 | 1009 | 407 | | | | |
| | NP | 50% | 50% | 44% | 14% | 14% | 50% | 37% | 29% | 38% | 29% | 23% | 16% | 21% | 15% | 10% | | | |
| | kWp | 4142 | 4291 | 4195 | 1241 | 1156 | 3439 | 4000 | 2566 | 2599 | 2765 | 2157 | 1260 | 1514 | 1222 | 826 | | | |
| | NP | 50% | 50% | 50% | 21% | 21% | 50% | 50% | 50% | 50% | 50% | 50% | 25% | 31% | 50% | 48% | 28% | | |
| | kWp | 4142 | 4291 | 4767 | 1861 | 1734 | 3439 | 4000 | 3468 | 4482 | 4767 | 4690 | 1968 | 2234 | 4073 | 3966 | 2085 | | |

Tabela 13 : Representação Esquemática dos Estágios na Tabela do Nível de Penetração versus FECC para os 17 alimentadores diurnos

| NP | FECC | | | | | | | | | | | | | | | | | ESTAGIOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------|----------|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|--|--|--|
| | ICO 09 | ICO 10 | CQS 11 | ICO 04 | TDE 03 | ICO 12 | ICO 03 | ICO 08 | TDE 07 | ICO 07 | ICO 11 | ICO 02 | ICO 05 | CQS 10 | TDE 04 | ICO 06 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | | | |
| 1 | 82,6 | 81,2 | 80,8 | 80,8 | 79,7 | 78,4 | 74,5 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 73,6 | 73,0 | 73,0 | 72,8 | 72,8 | 59,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 82,6 | 81,2 | 80,8 | 80,8 | 79,7 | 78,4 | 74,5 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 73,6 | 73,0 | 73,0 | 72,8 | 72,8 | 59,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | 82,6 | 81,2 | 80,8 | 79,0 | 79,7 | 78,4 | 74,5 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 73,6 | 73,0 | 73,0 | 68,5 | 68,5 | 59,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 82,6 | 81,2 | 80,8 | 77,8 | 79,7 | 78,4 | 74,5 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 73,6 | 73,0 | 73,0 | 66,2 | 66,2 | 59,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | 82,6 | 81,2 | 80,8 | 77,0 | 79,7 | 78,4 | 74,5 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 73,6 | 73,0 | 73,0 | 64,8 | 64,8 | 59,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | 82,6 | 81,2 | 80,8 | 76,5 | 79,7 | 78,4 | 74,5 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 73,3 | 73,0 | 73,0 | 63,8 | 63,8 | 59,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 82,6 | 81,2 | 80,8 | 76,2 | 79,7 | 78,4 | 74,5 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 71,9 | 73,0 | 73,0 | 63,1 | 63,1 | 59,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | 82,6 | 81,2 | 80,8 | 75,9 | 79,7 | 78,4 | 74,5 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 70,8 | 73,0 | 73,0 | 62,6 | 62,6 | 59,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | 82,6 | 81,2 | 80,8 | 75,7 | 79,7 | 78,4 | 74,5 | 72,8 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 70,0 | 73,0 | 73,0 | 62,3 | 62,3 | 59,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 82,6 | 81,2 | 80,8 | 75,5 | 79,7 | 78,4 | 74,5 | 71,7 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 69,4 | 73,0 | 73,0 | 65,1 | 65,1 | 59,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 11 | 82,6 | 81,2 | 80,8 | 70,9 | 76,8 | 78,4 | 74,5 | 70,8 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 68,9 | 73,0 | 73,0 | 64,4 | 64,4 | 59,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 | 82,6 | 81,2 | 80,8 | 66,7 | 70,4 | 78,4 | 74,5 | 70,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 73,3 | 73,0 | 73,0 | 63,8 | 63,8 | 59,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 13 | 82,6 | 81,2 | 80,8 | 63,2 | 65,0 | 78,4 | 74,5 | 69,4 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 73,1 | 73,0 | 73,0 | 63,3 | 63,3 | 58,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 14 | 82,6 | 81,1 | 80,8 | 60,1 | 60,3 | 78,4 | 74,5 | 68,8 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 72,4 | 73,0 | 73,0 | 62,1 | 62,1 | 56,6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 | 82,6 | 80,9 | 80,8 | 57,4 | 56,3 | 78,4 | 74,5 | 68,4 | 74,0 | 74,0 | 71,8 | 67,5 | 71,1 | 71,1 | 60,3 | 60,3 | 52,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 16 | 82,6 | 80,7 | 80,8 | 53,8 | 52,8 | 78,4 | 74,5 | 67,9 | 74,0 | 73,7 | 71,3 | 66,0 | 68,9 | 68,9 | 57,3 | 57,3 | 54,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 17 | 82,6 | 80,6 | 80,8 | 50,6 | 49,7 | 78,4 | 74,5 | 67,6 | 73,9 | 73,1 | 69,9 | 64,7 | 66,9 | 66,9 | 57,3 | 57,3 | 53,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | 82,6 | 80,5 | 80,8 | 47,8 | 46,9 | 78,4 | 74,5 | 67,3 | 73,3 | 72,5 | 68,5 | 63,6 | 65,1 | 65,1 | 56,0 | 56,0 | 52,3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19 | 82,6 | 80,4 | 80,8 | 45,3 | 44,5 | 78,4 | 74,5 | 67,0 | 71,9 | 72,1 | 67,2 | 62,6 | 65,1 | 65,1 | 54,9 | 54,9 | 51,4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 20 | 82,6 | 80,3 | 80,8 | 43,0 | 42,2 | 78,4 | 74,5 | 66,7 | 70,5 | 71,6 | 66,0 | 61,6 | 62,1 | 62,1 | 53,9 | 53,9 | 50,7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 21 | 82,6 | 80,2 | 80,8 | 41,0 | 40,2 | 78,4 | 74,5 | 66,5 | 69,2 | 71,2 | 65,0 | 60,8 | 62,1 | 62,1 | 53,9 | 53,9 | 50,7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 22 | 82,6 | 80,1 | 80,8 | 39,1 | 38,4 | 78,4 | 74,5 | 66,3 | 68,1 | 70,9 | 64,0 | 60,1 | 61,6 | 61,6 | 52,2 | 52,2 | 49,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 23 | 82,6 | 80,0 | 80,8 | 37,4 | 36,7 | 78,4 | 74,5 | 66,1 | 67,1 | 70,5 | 63,2 | 59,4 | 61,6 | 61,6 | 46,9 | 46,9 | 48,8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 24 | 82,6 | 79,9 | 80,8 | 35,8 | 35,2 | 78,4 | 74,5 | 65,9 | 66,1 | 70,2 | 62,4 | 58,7 | 62,1 | 62,1 | 46,5 | 46,5 | 46,8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | 82,6 | 79,9 | 80,8 | 34,4 | 33,8 | 78,4 | 74,5 | 65,7 | 65,2 | 70,0 | 61,7 | 58,2 | 60,8 | 60,8 | 46,1 | 46,1 | 44,9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 26 | 82,6 | 79,8 | 80,8 | 33,1 | 32,5 | 78,4 | 74,5 | 65,6 | 64,4 | 69,7 | 61,0 | 57,6 | 60,8 | 60,8 | 45,8 | 45,8 | 43,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 27 | 82,6 | 79,8 | 79,5 | 31,9 | 31,3 | 78,4 | 74,5 | 65,4 | 63,1 | 68,9 | 60,4 | 57,1 | 60,4 | 60,4 | 45,4 | 45,4 | 41,6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 28 | 82,6 | 79,7 | 77,6 | 30,7 | 30,2 | 78,4 | 74,5 | 65,3 | 61,6 | 68,0 | 59,8 | 56,7 | 60,4 | 60,4 | 45,1 | 45,1 | 40,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 29 | 82,6 | 79,7 | 75,9 | 29,7 | 29,1 | 77,8 | 74,5 | 65,2 | 60,2 | 67,2 | 59,2 | 56,2 | 60,4 | 60,4 | 44,8 | 44,8 | 38,7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 30 | 82,6 | 79,6 | 74,3 | 28,7 | 28,2 | 76,9 | 74,5 | 64,3 | 58,9 | 66,4 | 58,7 | 55,8 | 60,4 | 60,4 | 44,6 | 44,6 | 37,4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 31 | 82,6 | 79,6 | 72,8 | 27,8 | 27,3 | 76,0 | 74,5 | 63,5 | 57,6 | 65,7 | 58,3 | 54,6 | 60,4 | 60,4 | 44,3 | 44,3 | 36,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 32 | 82,6 | 79,6 | 71,4 | 26,9 | 26,4 | 75,3 | 74,5 | 62,7 | 56,5 | 65,1 | 57,8 | 53,6 | 60,4 | 60,4 | 44,1 | 44,1 | 35,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 33 | 82,6 | 79,5 | 70,0 | 26,1 | 25,6 | 74,5 | 74,5 | 62,0 | 55,4 | 64,4 | 57,4 | 52,6 | 60,4 | 60,4 | 43,9 | 43,9 | 34,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 34 | 82,6 | 79,5 | 68,8 | 25,3 | 24,8 | 73,8 | 74,5 | 61,3 | 54,4 | 63,8 | 57,0 | 51,6 | 60,4 | 60,4 | 43,7 | 43,7 | 33,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 35 | 82,6 | 79,5 | 67,6 | 24,6 | 24,1 | 73,2 | 74,1 | 60,7 | 53,4 | 63,3 | 56,0 | 50,7 | 60,4 | 60,4 | 43,5 | 43,5 | 32,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 36 | 82,6 | 79,4 | 66,5 | 23,9 | 23,5 | 72,6 | 73,7 | 60,1 | 52,5 | 62,1 | 55,0 | 49,9 | 60,4 | 60,4 | 43,3 | 43,3 | 31,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 37 | 82,6 | 79,4 | 65,4 | 23,3 | 22,8 | 72,0 | 73,4 | 59,5 | 51,6 | 61,0 | 54,1 | 49,1 | 60,4 | 60,4 | 43,1 | 43,1 | 30,4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 38 | 82,6 | 79,0 | 64,4 | 22,6 | 22,2 | 71,4 | 73,1 | 58,9 | 50,8 | 59,9 | 53,2 | 48,4 | 60,4 | 60,4 | 43,0 | 43,0 | 29,6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 39 | 82,6 | 77,7 | 63,5 | 22,1 | 21,7 | 70,9 | 72,8 | 58,4 | 50,0 | 58,9 | 52,4 | 47,7 | 60,4 | 60,4 | 42,8 | 42,8 | 28,8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 40 | 82,6 | 76,5 | 62,6 | 21,5 | 21,1 | 70,4 | 72,5 | 57,9 | 49,3 | 57,9 | 51,6 | 47,0 | 60,4 | 60,4 | 42,7 | 42,7 | 28,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 41 | 82,4 | 75,4 | 61,7 | 21,0 | 20,6 | 69,9 | 72,3 | 57,5 | 48,6 | 57,0 | 50,8 | 46,3 | 60,4 | 60,4 | 42,5 | 42,5 | 27,4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 42 | 82,1 | 74,3 | 60,9 | 20,5 | 20,1 | 69,5 | 72,0 | 57,0 | 47,9 | 56,2 | 50,1 | 45,7 | 60,4 | 60,4 | 42,4 | 42,4 | 26,7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 43 | 81,9 | 73,3 | 60,1 | 20,0 | 19,6 | 69,1 | 71,8 | 56,6 | 47,3 | 55,3 | 49,4 | 45,1 | 60,4 | 60,4 | 42,3 | 42,3 | 26,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 44 | 81,6 | 72,3 | 59,4 | 19,6 | 19,2 | 68,7 | 71,6 | 55,9 | 46,7 | 54,6 | 48,7 | 44,6 | 60,4 | 60,4 | 42,1 | 42,1 | 25,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 45 | 81,0 | 71,4 | 58,7 | 19,1 | 18,8 | 68,3 | 71,3 | 54,7 | 46,1 | 53,8 | 48,1 | 44,0 | 60,4 | 60,4 | 42,0 | 42,0 | 25,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 46 | 80,4 | 70,5 | 58,0 | 18,7 | 18,4 | 67,9 | 71,1 | 53,5 | 45,6 | 53,1 | 47,5 | 43,5 | 60,4 | 60,4 | 41,9 | 41,9 | 24,4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 47 | 79,4 | 69,6 | 57,4 | 18,3 | 18,0 | 67,5 | 70,9 | 52,4 | 45,0 | 52,4 | 46,9 | 43,0 | 60,4 | 60,4 | 41,2 | 41,2 | 23,9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 48 | 78,5 | 68,8 | 56,7 | 17,9 | 17,6 | 67,2 | 70,7 | 51,3 | 44,5 | 51,7 | 46,4 | 42,6 | 60,4 | 60,4 | 40,4 | 40,4 | 23,4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 49 | 77,6 | 68,0 | 56,1 | 17,6 | 17,2 | 66,9 | 70,6 | 50,2 | 44,0 | 51,1 | 45,9 | 42,1 | 60,4 | 60,4 | 39,5 | 39,5 | 22,9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 50 | 76,7 | 67,3 | 55,6 | 17,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

A demanda média horária da Ilha de Florianópolis no ano de 2004 é apresentada na **Figura 37**. A demanda média para o ano de 2004 foi de aproximadamente 75 MW, sendo o pico médio anual às 20:00 com o valor de 98 MW. Conseqüentemente, o potencial fotovoltaico máximo da Tabela de Partição Ótima representa aproximadamente 80 % da demanda média da cidade de Florianópolis para o ano de 2004.

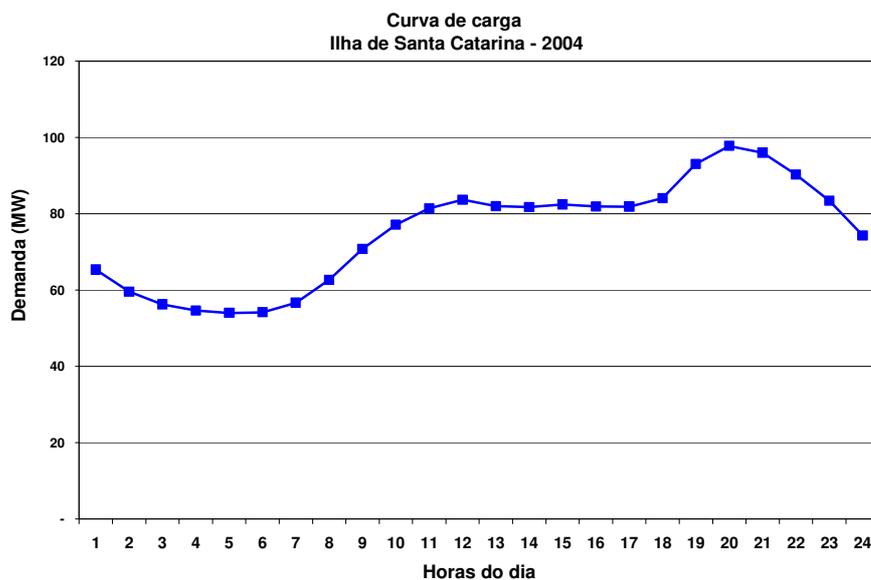


Figura 37 : Curva de demanda média diária para Florianópolis (Ilha) – 2004

A máxima demanda da cidade de Florianópolis em 2004 (**Figura 38**) foi de 156 MW, ocorrida às 14:00 horas do dia 04/02/2004. Logo, o potencial fotovoltaico máximo da Tabela de Partição Ótima representa 39% desta demanda, ou seja, um nível de penetração fotovoltaico equivalente de 39%.

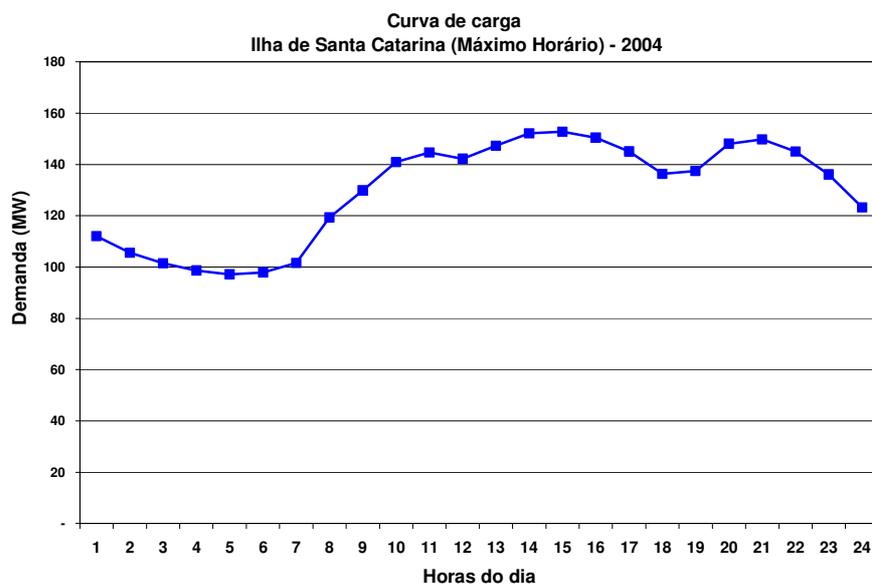


Figura 38: Curva de demanda máxima diária para Florianópolis (Ilha) – 2004

As curvas de demanda média horária anual das subestações ICO, INE, ISL e TDE, bem como de todos os alimentadores destas subestações, são apresentadas na **Figura 39**. Observa-se que a subestação ICO apresenta uma forte demanda diurna; as demais subestações possuem o pico de demanda médio noturno.

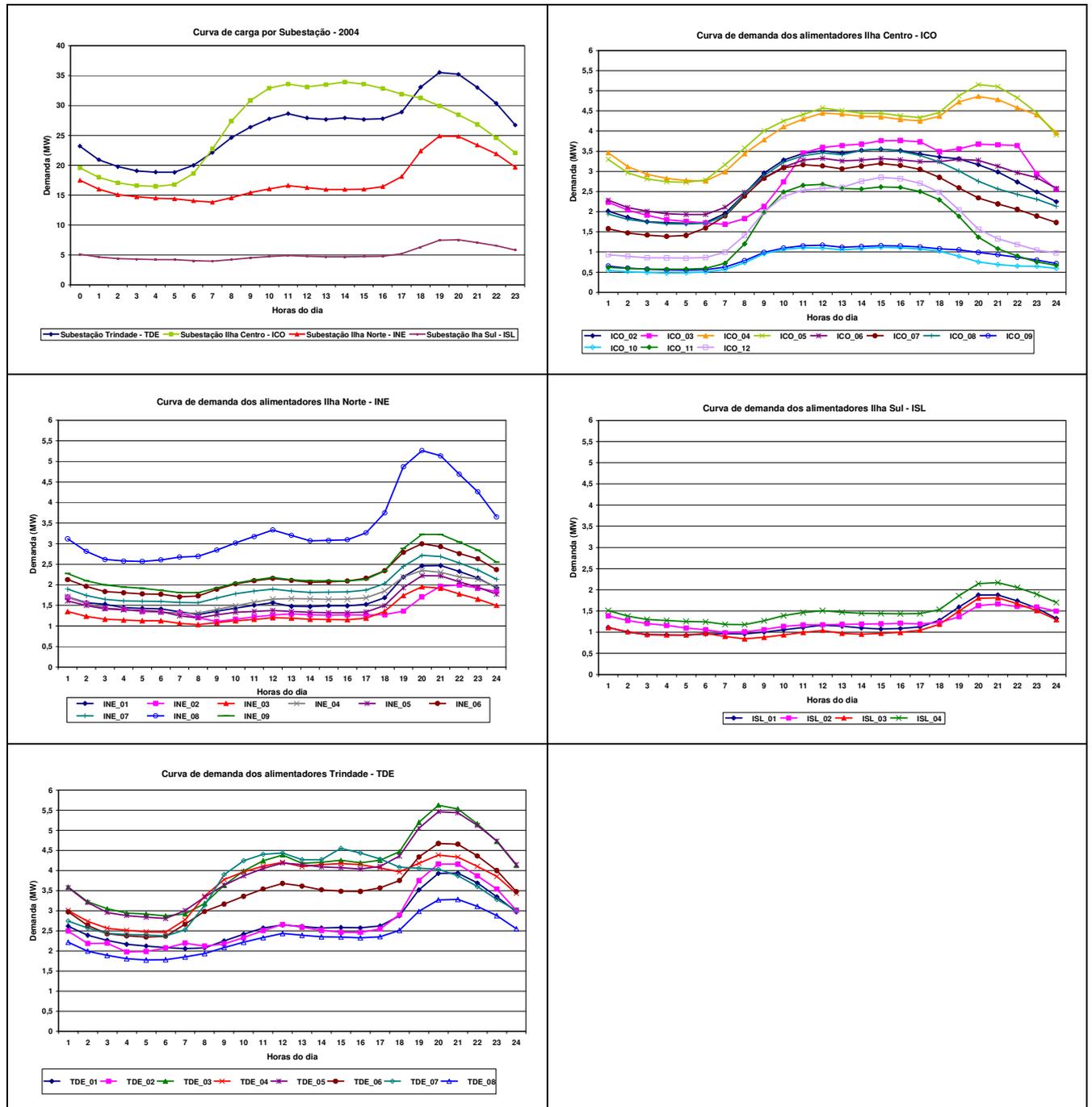


Figura 39: Curvas de demanda média horária anual das subestações ICO, INE, ISL e TDE e dos alimentadores da cidade de Florianópolis (Ilha) – 2004

4.4.2 Fator de Utilização

O FECC indica qual a capacidade de uma planta fotovoltaica em reduzir o pico de demanda; entretanto, nada sugere sobre o quão próximo ou distante o alimentador está trabalhando da sua capacidade nominal. Sabendo que um dos principais interesses da tecnologia fotovoltaica interligada à rede elétrica urbana é o de evitar custos de expansão em T&D, quantificar a utilização, ou sobrecarga, de cada alimentador é importante para auxiliar na priorização dos alimentadores.

O fator de utilização de um sistema (Kagan *et al.*, 2005), num determinado período de tempo, é a relação entre a demanda máxima do sistema, ou de parte de um sistema, no período T, e sua capacidade instalada. Formalmente, sendo:

$$f_{util} = \frac{D_{máx}}{C_{sist}} \quad [19]$$

$D_{máx}$ - demanda máxima do sistema no período T (pico de demanda histórico)

C_{sist} - capacidade do sistema

f_{util} - fator de utilização do sistema

Segundo informações da concessionária CELESC, os cabos dos alimentadores selecionados têm capacidade para corrente nominal de 426 A; porém os ajustes dos transformadores e demais equipamentos estão para 400 A; logo, o atual limite operacional é de 400 A. Considerando este limite operacional para os 17 alimentadores analisados, a **Tabela 14** apresenta o fator de utilização de cada alimentador para o dia do pico histórico e o FECC para um nível de penetração de 10%.

Como pode ser observado, um elevado FECC não significa necessariamente um elevado fator de utilização e vice-versa. Os dois alimentadores com a maior demanda relativa à sua capacidade nominal são os ICO_07 e CQS_11, com o fator de utilização de 93,6%. Em resumo, isto significa que o pico de carga está 649 kW abaixo da capacidade nominal dos alimentadores. Nestes dois casos os valores do FECC são, respectivamente, de 74,03% e 80,82%.

Tabela 14 : Valores do Fator de Utilização e FECC para 10% de nível de penetração.

| Alimentador | Data | Hora Pico | Pico C (kW) | FECC (%) | Fator de Utilização |
|--------------------|-------------|------------------|--------------------|-----------------|----------------------------|
| ICO_09 | 25/11/2003 | 13:00 | 8283,6 | 82,6 | 0,814 |
| ICO_10 | 07/02/2003 | 13:00 | 8581,4 | 81,1 | 0,843 |
| CQS_11 | 16/03/2002 | 13:00 | 9533,4 | 80,8 | 0,936 |
| TDE_03 | 12/04/2005 | 11:00 | 8256,3 | 79,6 | 0,811 |
| ICO_12 | 04/02/2004 | 14:00 | 6877,2 | 78,3 | 0,675 |
| ICO_04 | 12/03/2002 | 13:00 | 8861,8 | 75,5 | 0,870 |
| CQS_12 | 07/12/2001 | 14:00 | 7999,1 | 74,4 | 0,786 |
| ICO_07 | 19/03/2002 | 14:00 | 9533,6 | 74,0 | 0,936 |
| TDE_07 | 12/03/2002 | 14:00 | 9524,1 | 74,0 | 0,935 |
| ICO_11 | 11/03/2002 | 14:00 | 9379,8 | 74,0 | 0,921 |
| ICO_08 | 12/03/2002 | 14:00 | 8963,4 | 74,0 | 0,880 |
| ICO_05 | 26/11/2002 | 14:00 | 7208,5 | 72,9 | 0,708 |
| ICO_03 | 07/12/2001 | 14:00 | 6936,9 | 71,6 | 0,681 |
| ICO_02 | 21/09/2004 | 14:00 | 7873,9 | 69,3 | 0,773 |
| CQS_10 | 26/11/2002 | 14:00 | 8145,9 | 65,1 | 0,800 |
| TDE_04 | 11/04/2005 | 14:00 | 8293,6 | 59,8 | 0,815 |
| ICO_06 | 25/04/2002 | 15:00 | 7446,0 | 59,1 | 0,731 |

Um dos ganhos evidentes da utilização de sistemas fotovoltaicos integrados a alimentadores diurnos é a redução do fator de utilização, aumentando a disponibilidade de carga do alimentador e possibilitando postergar investimentos e/ou superar rapidamente situações críticas em alimentadores cujo perfil de demanda tenha uma mudança brusca. Este pode ser o caso, por exemplo, da instalação de um novo centro comercial, crescimento urbano da região atendida, etc.

A **Tabela 15** apresenta a evolução do fator de utilização com a inclusão de uma planta fotovoltaica com um nível de penetração de 10% do pico histórico de cada alimentador. Portanto, o pico de demanda considerado no cálculo do fator de utilização é o novo pico com geração fotovoltaica.

Tabela 15 : Evolução do fator de utilização com a inclusão de uma planta fotovoltaica com um nível de penetração de 10%

| Alimentador | Hora Pico | Pico C | FECC (%) | Fator de Utilização | Fator de Utilização c/FV |
|-------------|-----------|--------|----------|---------------------|--------------------------|
| ICO_09 | 13:00 | 8283,6 | 82,6 | 0,814 | 0,746 |
| ICO_10 | 13:00 | 8581,4 | 81,1 | 0,843 | 0,774 |
| CQS_11 | 13:00 | 9533,4 | 80,8 | 0,936 | 0,861 |
| TDE_03 | 11:00 | 8256,3 | 79,6 | 0,811 | 0,746 |
| ICO_12 | 14:00 | 6877,2 | 78,3 | 0,675 | 0,622 |
| ICO_04 | 13:00 | 8861,8 | 75,5 | 0,870 | 0,805 |
| CQS_12 | 14:00 | 7999,1 | 74,4 | 0,786 | 0,727 |
| ICO_07 | 14:00 | 9533,6 | 74,0 | 0,936 | 0,867 |
| TDE_07 | 14:00 | 9524,1 | 74,0 | 0,935 | 0,866 |
| ICO_11 | 14:00 | 9379,8 | 74,0 | 0,921 | 0,853 |
| ICO_08 | 14:00 | 8963,4 | 74,0 | 0,880 | 0,815 |
| ICO_05 | 14:00 | 7208,5 | 72,9 | 0,708 | 0,656 |
| ICO_03 | 14:00 | 6936,9 | 71,6 | 0,681 | 0,632 |
| ICO_02 | 14:00 | 7873,9 | 69,3 | 0,773 | 0,720 |
| CQS_10 | 14:00 | 8145,9 | 65,1 | 0,800 | 0,748 |
| TDE_04 | 14:00 | 8293,6 | 59,8 | 0,815 | 0,766 |
| ICO_06 | 15:00 | 7446,0 | 59,1 | 0,731 | 0,688 |

Para os alimentadores ICO_07 e CQS_11, o fator de utilização baixou, respectivamente, de 0,936 para 0,867 e 0,861. Isto equivale a uma diferença de 0,069 e 0,071, ou ainda, um aumento na disponibilidade de carga de cada alimentador de 705 e 757 kW. Como esperado, estes valores são exatamente a redução do pico de carga pela geração fotovoltaica, ou seja, o FECC multiplicado pela potência da planta fotovoltaica. Portanto, a diferença do fator de utilização sem e com a geração fotovoltaica, ou analogamente, o produto entre o FECC e o fator de utilização é um parâmetro que representa a relevância da contribuição fotovoltaica no momento do pico histórico para o alimentador.

Define-se então o fator de relevância (FR) da contribuição fotovoltaica como sendo:

$$FR = FECC \times f_{util} \quad [20]$$

onde ambos os parâmetros envolvidos (FECC e f_{util}) são considerados de mesma ordem de importância.

Deste modo, um alimentador com FECC superior a 90 % não significa que o kilowatt de uma planta fotovoltaica terá também um elevado fator de relevância para o alimentador, sendo este

dependente do fator de utilização no momento do pico histórico. A recíproca é verdadeira: para um alimentador sobrecarregado cuja demanda seja predominantemente noturna, a potência fotovoltaica injetada na rede não será relevante para o alimentador. Os valores de FECC e de FR são apresentados na **Tabela 16**. Observa-se que os alimentadores com maior FECC - ICO_09 e ICO_10 não são os que apresentaram o maior fator de relevância, pois estes alimentadores apresentam um fator de utilização baixo comparativamente a outros alimentadores, como, por exemplo, o alimentador CQS_11, que apresentou o maior fator de relevância e de utilização.

Tabela 16 : Apresentação dos valores de FR e de FECC para os 17 alimentadores diurnos e para um nível de penetração de 10%

| Alimentador | FECC (%) | Fator Utilização (FU) | FR = FECC * FU |
|-------------|----------|-----------------------|----------------|
| ICO_09 | 82,6 | 0,814 | 67,2 |
| ICO_10 | 81,2 | 0,843 | 68,4 |
| CQS_11 | 80,8 | 0,936 | 75,7 |
| TDE_03 | 79,7 | 0,811 | 64,6 |
| ICO_12 | 78,4 | 0,675 | 52,9 |
| ICO_04 | 75,5 | 0,870 | 65,7 |
| CQS_12 | 74,5 | 0,786 | 58,5 |
| ICO_07 | 74,0 | 0,936 | 69,3 |
| TDE_07 | 74,0 | 0,935 | 69,2 |
| ICO_11 | 74,0 | 0,921 | 68,2 |
| ICO_08 | 74,0 | 0,880 | 65,2 |
| ICO_05 | 73,0 | 0,708 | 51,7 |
| ICO_03 | 71,7 | 0,681 | 48,8 |
| ICO_02 | 69,4 | 0,773 | 53,7 |
| CQS_10 | 65,1 | 0,800 | 52,1 |
| TDE_04 | 59,9 | 0,815 | 48,8 |
| ICO_06 | 59,1 | 0,731 | 43,2 |

4.4.3 Tabela de Partição Ótima MODIFICADA

Mediante a definição destes novos parâmetros, uma maneira alternativa para a priorização dos alimentadores é apresentada a seguir. Tendo em vista que o fator de relevância combina dois parâmetros importantes para a seleção do alimentador, resumidamente como sendo a aptidão do alimentador em reduzir o pico de demanda com a inserção de certa quantidade de energia fotovoltaica, traduzida pelo FECC, e o quão próximo o alimentador está da sua capacidade nominal no momento do pico de demanda, traduzida pelo fator de utilização, a Tabela de Partição Ótima pode ser reconstruída utilizando o fator de relevância como parâmetro de decisão para a priorização dos alimentadores. Entretanto, para a construção da Tabela de Partição Ótima Modificada, o valor mínimo admissível do fator de relevância assumido foi de 32%. ($W_{\min} = FECC_{\min} \times FU_{\text{méd}} = 40\% \times 0,8$).

Para esta nova configuração apresentada na **Tabela 17**, para uma potência fotovoltaica a ser instalada de até 2765 kWp, a solução para obter um máximo fator de relevância é priorizar o alimentador CQS_11 (Estágio 01), equivalendo a um nível de penetração de 29%. Aumentando a potência até o valor de 3171 kWp, a solução ótima se encontra no Estágio 02 da tabela, ou seja, priorizar os alimentadores CQS_11 e ICO_03, repartindo a potência em, respectivamente, 2485 kWp (nível de penetração de 30%) e 686 kWp (nível de penetração de 8%).

Novamente, a mesma análise pode ser realizada para qualquer potência fotovoltaica desejada, priorizando e quantificando a potência ótima por alimentador segundo o critério do máximo fator de relevância. Entretanto, devido às restrições impostas para a construção da Tabela de Partição Ótima Modificada, o potencial de instalação para a cidade de Florianópolis é de aproximadamente 59 MWp.

Tabela 17 : Tabela de Partição Ótima Modificada para os 17 alimentadores diurnos.

| Estagio | Pico C (kW) | 9533 | 6936 | 8963 | 8581 | 6877 | 9524 | 8283 | 8861 | 9533 | 8263 | 7999 | 8145 | 7208 | 8256 | 9379 | 7873 | 7446 | TOTAL (kWp) | |
|-------------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------------|-------|
| Alimentador | CQS 11 | ICO 03 | ICO 08 | ICO 10 | ICO 12 | TDE 07 | ICO 09 | ICO 04 | ICO 07 | TDE 04 | CQS 12 | CQS 10 | ICO 05 | ICO 03 | ICO 11 | ICO 02 | ICO 06 | ICO 06 | TOTAL (kWp) | |
| 1 | NP | 29% | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2765 |
| | kWp | 2765 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | NP | 30% | 8% | | | | | | | | | | | | | | | | | 3415 |
| | kWp | 2860 | 555 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | NP | 30% | 8% | 18% | | | | | | | | | | | | | | | | 5028 |
| | kWp | 2860 | 555 | 1613 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | NP | 30% | 8% | 18% | 15% | | | | | | | | | | | | | | | 6315 |
| | kWp | 2860 | 555 | 1613 | 1287 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | NP | 30% | 8% | 18% | 15% | 28% | | | | | | | | | | | | | | 8241 |
| | kWp | 2860 | 555 | 1613 | 1287 | 1926 | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | NP | 31% | 9% | 19% | 28% | 29% | 17% | | | | | | | | | | | | | 11299 |
| | kWp | 2955 | 624 | 1703 | 2403 | 1994 | 1619 | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | NP | 33% | 12% | 20% | 39% | 32% | 21% | 45% | | | | | | | | | | | | 17045 |
| | kWp | 3146 | 832 | 1793 | 3347 | 2201 | 2000 | 3727 | | | | | | | | | | | | |
| 8 | NP | 33% | 12% | 20% | 39% | 32% | 22% | 46% | 2% | | | | | | | | | | | 17401 |
| | kWp | 3146 | 832 | 1793 | 3347 | 2201 | 2095 | 3810 | 177 | | | | | | | | | | | |
| 9 | NP | 39% | 31% | 26% | 46% | 45% | 33% | 50% | 10% | 18% | | | | | | | | | | 25127 |
| | kWp | 3718 | 2150 | 2330 | 3947 | 3095 | 3143 | 4142 | 886 | 1716 | | | | | | | | | | |
| 10 | NP | 40% | 32% | 27% | 47% | 48% | 34% | 50% | 10% | 19% | 2% | | | | | | | | | 26029 |
| | kWp | 3813 | 2220 | 2420 | 4033 | 3301 | 3238 | 4142 | 886 | 1811 | 165 | | | | | | | | | |
| 11 | NP | 40% | 32% | 27% | 47% | 48% | 34% | 50% | 10% | 19% | 2% | 34% | | | | | | | | 28749 |
| | kWp | 3813 | 2220 | 2420 | 4033 | 3301 | 3238 | 4142 | 886 | 1811 | 165 | 2720 | | | | | | | | |
| 12 | NP | 42% | 35% | 28% | 50% | 50% | 36% | 50% | 11% | 22% | 2% | 43% | 5% | | | | | | | 31324 |
| | kWp | 4004 | 2428 | 2510 | 4291 | 3439 | 3429 | 4142 | 975 | 2097 | 165 | 3440 | 407 | | | | | | | |
| 13 | NP | 46% | 41% | 31% | 50% | 50% | 39% | 50% | 12% | 25% | 4% | 50% | 7% | 15% | | | | | | 35020 |
| | kWp | 4385 | 2844 | 2779 | 4291 | 3439 | 3714 | 4142 | 1063 | 2383 | 331 | 4000 | 570 | 1081 | | | | | | |
| 14 | NP | 49% | 44% | 32% | 50% | 50% | 41% | 50% | 12% | 28% | 5% | 50% | 9% | 16% | 10% | | | | | 37224 |
| | kWp | 4671 | 3052 | 2868 | 4291 | 3439 | 3905 | 4142 | 1063 | 2669 | 413 | 4000 | 733 | 1153 | 826 | | | | | |
| 15 | NP | 50% | 46% | 34% | 50% | 50% | 44% | 50% | 13% | 34% | 9% | 50% | 13% | 18% | 11% | 13% | | | | 40686 |
| | kWp | 4767 | 3191 | 3047 | 4291 | 3439 | 4191 | 4142 | 1152 | 3241 | 744 | 4000 | 1059 | 1297 | 908 | 1219 | | | | |
| 16 | NP | 50% | 50% | 44% | 50% | 50% | 50% | 50% | 16% | 43% | 14% | 50% | 19% | 22% | 13% | 20% | 14% | | | 46669 |
| | kWp | 4767 | 3468 | 3944 | 4291 | 3439 | 4762 | 4142 | 1418 | 4099 | 1157 | 4000 | 1548 | 1586 | 1073 | 1876 | 1102 | | | |
| 17 | NP | 50% | 50% | 50% | 50% | 50% | 50% | 50% | 21% | 50% | 49% | 50% | 50% | 30% | 17% | 43% | 21% | 25% | | 59210 |
| | kWp | 4767 | 3468 | 4482 | 4291 | 3439 | 4762 | 4142 | 1861 | 4767 | 4049 | 4000 | 4073 | 2162 | 1404 | 4033 | 1653 | 1862 | | |

4.4.4 Nível de Penetração Energético (NPE)

Até o presente momento todos os parâmetros apresentados levam em conta os benefícios da geração fotovoltaica na redução do pico de demanda histórico. Entretanto, ao contrário de Perez *et al.* (1989), que considera a contribuição horária de todos os dias do período em análise (anual) da geração fotovoltaica na determinação do ELCC, a presente metodologia para o cálculo do FECC considera somente o ocorrido no dia do pico histórico, independente do período considerado.

Apesar do pico de demanda histórico ser o momento onde o alimentador é mais susceptível a ocorrência de falhas por sobrecarga do sistema, atuando diretamente sobre o LOLP do alimentador, o FECC nada informa, por exemplo, sobre a contribuição da planta fotovoltaica na demanda total de energia do alimentador ao longo de um ano, por exemplo. Uma maneira de avaliar a contribuição de um sistema fotovoltaico para o consumo anual do alimentador é através do nível de penetração energético (NPE), o qual será detalhado a seguir.

O Nível de Penetração Energético (NPE) (Braun *et al.*, 2007) representa o percentual da energia anual ou mensal que os sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica com determinado nível de penetração em potência podem contribuir para um alimentador. Para tal, define-se:

$$NPE = \frac{Y}{Z} = \frac{1300 * PC * NP}{Z} \quad [21]$$

onde :

NPE - Nível de Penetração Energético [%];

Y - energia fotovoltaica gerada no ano em kWh/ano, adotando o “Yield” para Florianópolis de 1300 kWh/kWp/ano;

Z - energia total anual do alimentador [kWh/ano];

PC – Pico de Demanda do Alimentador [kW];

NP – Nível de Penetração [%].

O NPE é calculado para cada um dos alimentadores em análise, considerando um sistema fotovoltaico com 10% de nível de penetração em potência. Os resultados obtidos são apresentados na **Tabela 18**.

Tabela 18 : Contribuição da energia solar fotovoltaica injetada em cada alimentador, para um nível de penetração de 10%.

| | Subestação | Alimentador | Pico Histórico kWp | Potência FV kWp | Energia Alim. kWh/dia | Energia Alim. kWh/ano | Energia FV kWh/ano | Percentual FV % no ano |
|----|------------|-------------|-----------------------|--------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------------|
| 1 | CQS | CQS_10 | 8.145,9 | 814,59 | 39.855 | 14.547.221 | 1.058.967 | 7,28 |
| 2 | | CQS_11 | 9.533,4 | 953,34 | 65.134 | 23.774.052 | 1.239.342 | 5,21 |
| 3 | | CQS_12 | 7.999,9 | 799,99 | 28.983 | 10.578.711 | 1.039.987 | 9,83 |
| 4 | ICO | ICO_02 | 7.873,9 | 787,39 | 70.105 | 25.588.460 | 1.023.607 | 4,00 |
| 5 | | ICO_03 | 6.936,9 | 693,69 | 69.386 | 25.325.733 | 901.797 | 3,56 |
| 6 | | ICO_04 | 8.861,8 | 886,18 | 97.292 | 35.511.744 | 1.152.034 | 3,24 |
| 7 | | ICO_05 | 7.208,5 | 720,85 | 99.899 | 36.463.117 | 937.105 | 2,57 |
| 8 | | ICO_06 | 7.446,0 | 744,60 | 77.792 | 28.394.127 | 967.980 | 3,41 |
| 9 | | ICO_07 | 9.533,6 | 953,36 | 64.816 | 23.657.745 | 1.239.368 | 5,24 |
| 10 | | ICO_08 | 8.963,4 | 896,34 | 68.020 | 24.827.227 | 1.165.242 | 4,69 |
| 11 | | ICO_09 | 8.283,6 | 828,36 | 20.475 | 7.473.412 | 1.076.868 | 14,41 |
| 12 | | ICO_10 | 8.581,4 | 858,14 | 30.132 | 10.998.103 | 1.115.582 | 10,14 |
| 13 | | ICO_11 | 9.379,8 | 937,98 | 46.284 | 16.893.598 | 1.219.374 | 7,22 |
| 14 | ICO_12 | 6.877,2 | 687,72 | 45.378 | 16.563.014 | 894.036 | 5,40 | |
| 15 | TDE | TDE_03 | 8.256,3 | 825,63 | 95.443 | 34.836.830 | 1.073.319 | 3,08 |
| 16 | | TDE_04 | 8.293,6 | 829,36 | 91.585 | 33.428.624 | 1.078.168 | 3,23 |
| 17 | | TDE_07 | 9.524,1 | 952,41 | 86.784 | 31.676.054 | 1.238.133 | 3,91 |
| | | | | | | | Florianópolis | 1300 |
| | | | | | | | Ano | 365 |

Como pode ser observado na **Tabela 18**, o alimentador com a maior contribuição energética fotovoltaica é o ICO_09, que para um nível de penetração de 10% contribui em 14,4% da demanda total de energia do alimentador. No extremo desta tabela, o alimentador ICO_05 contribui somente com 2,57%. A **Figura 40** apresenta a evolução do NPE com a variação da potência da planta fotovoltaica (NP).

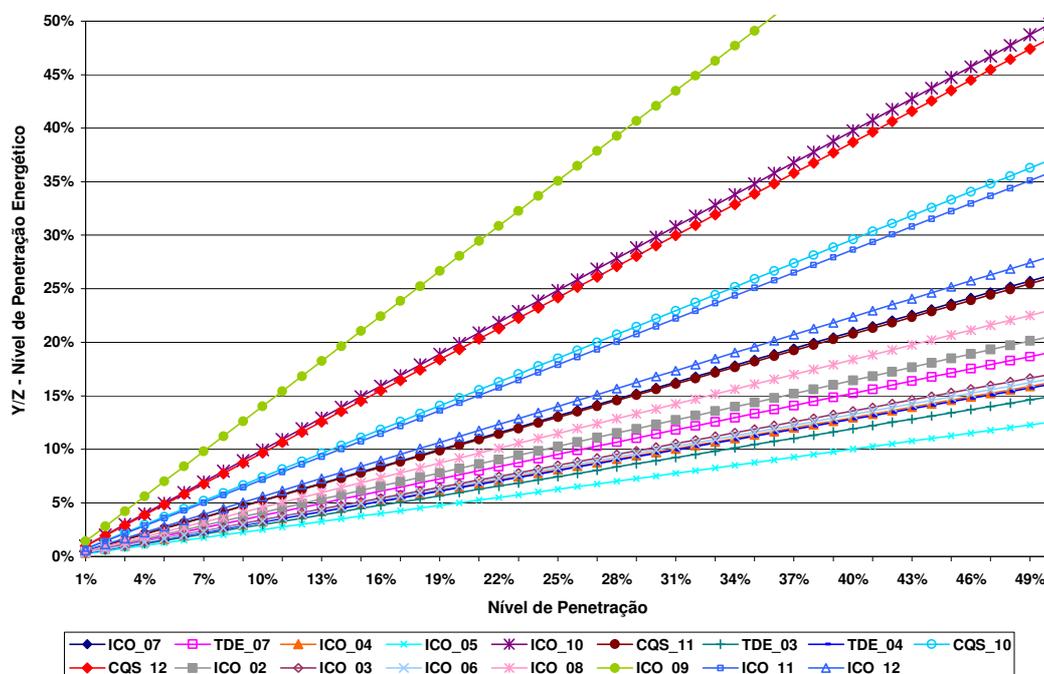


Figura 40 : Relação entre nível de penetração energético e nível de penetração de potência.

Esta diferença na contribuição pode ser explicada pela relação entre o pico de demanda histórico e a demanda média do alimentador. Da **Tabela 19** é possível observar que quanto mais distante o pico de demanda estiver da demanda média, maior será a contribuição da energia fotovoltaica na demanda do alimentador, fato este que ocorre em virtude da definição da potência da planta fotovoltaica como uma função do pico de demanda. Ou ainda, para o alimentador ICO_09, com a maior contribuição energética, a potência média do alimentador representa somente 11% do pico de demanda histórico. Para o alimentador ICO_05, com a menor contribuição energética, a potência média representa 60% do pico de demanda.

Tabela 19 : Relação entre potência média e pico de carga para os 17 alimentadores diurnos

| Alimentador | Potência Média Alimentador - PMA (kW) | Pico Carga- PC (kW) | PM/PC (%) |
|-------------|---------------------------------------|---------------------|-----------|
| ICO_09 | 903 | 8283,58 | 11 |
| ICO_10 | 1291 | 8581,4 | 15 |
| CQS_12 | 1223 | 7999,14 | 15 |
| CQS_10 | 1684 | 8145,9 | 21 |
| ICO_11 | 1951 | 9379,81 | 21 |
| ICO_12 | 1934 | 6877,17 | 28 |
| ICO_07 | 2785 | 9533,58 | 29 |
| CQS_11 | 2810 | 9533,43 | 29 |
| ICO_08 | 2933 | 8963,36 | 33 |
| ICO_02 | 3017 | 7873,9 | 38 |
| TDE_07 | 3747 | 9524,11 | 39 |
| ICO_03 | 3000 | 6936,93 | 43 |
| ICO_06 | 3337 | 7446,04 | 45 |
| ICO_04 | 4200 | 8861,83 | 47 |
| TDE_04 | 3965 | 8293,62 | 48 |
| TDE_03 | 4152 | 8256,33 | 50 |
| ICO_05 | 4319 | 7208,46 | 60 |

Em resumo ao que foi apresentado, o nível de penetração energético representa o quanto a geração fotovoltaica pode contribuir para a demanda energética total do alimentador. Este parâmetro depende intrinsecamente das características dos alimentadores. Alimentadores com forte demanda energética diária, por exemplo, em proximidades a grandes fabricas e hospitais, tendem a ter um nível de penetração mais baixo que alimentadores com demandas localizadas, por exemplo, áreas estritamente residenciais ou comerciais.

4.5 VALIDAÇÃO DO MÉTODO

4.5.1 Dias Limpos x Dias Reais

A metodologia descrita neste trabalho toma por base a forte correlação que se verifica entre as curvas de carga de alimentadores com perfil diurno e as curvas de geração solar fotovoltaica. Considera-se que dias ensolarados apresentam os maiores picos de consumo e agrega-se ao alimentador em questão uma certa fração de geração solar fotovoltaica (traduzida pelo NP escolhido), um percentual da qual espera-se que esteja sempre presente quando necessário. Para dias/períodos com céu encoberto, considera-se que haverá uma redução na demanda do alimentador correspondente ao déficit relativo à geração solar. A **Figura 41** a seguir ilustra esta situação, para o alimentador TDE_07 com NP de 20%, para três dias consecutivos. A curva superior (losangos azuis) é a curva de carga original para os três dias consecutivos com condições climáticas distintas descritas pela curva inferior (triângulos vermelhos), que representa a radiação (e a geração) solar. A curva intermediária (quadrados rosas) é a resultante da subtração da curva inferior da superior, e representa a nova curva de demanda “sentida” pelo alimentador. A linha horizontal superior (azul) representa o pico histórico do alimentador e a linha horizontal inferior (vermelho) pode ser considerada como o novo máximo de demanda com a integração da geração solar, a qual se espera que não será ultrapassada (“limite de demanda com a geração solar”) para que se possa utilizar a geração solar como uma ferramenta de redução de pico. Na segunda-feira, dia 04/03/2002, com uma manhã de céu encoberto, a demanda foi relativamente baixa; na parte da tarde, com o aumento da incidência solar com céu mais aberto, a demanda aumentou, mas foi compensada pelo aumento na geração solar. No dia 05/03/2002, um dia ensolarado de céu limpo, a demanda foi elevada e a geração solar foi também elevada, contribuindo para a redução do pico ao nível de demanda máxima indicada pela linha horizontal inferior (vermelha). A quarta-feira 06/03/2002 foi um dia nublado em todo o período e a demanda máxima ficou abaixo da linha horizontal inferior (vermelha), refletindo a boa correlação entre disponibilidade solar e demandas mais elevadas.

Esta seqüência de dias ilustra bem a utilidade que a geração solar com níveis de penetração pequenos ($\leq 20\%$) pode ter na redução de picos de demanda em alimentadores urbanos.

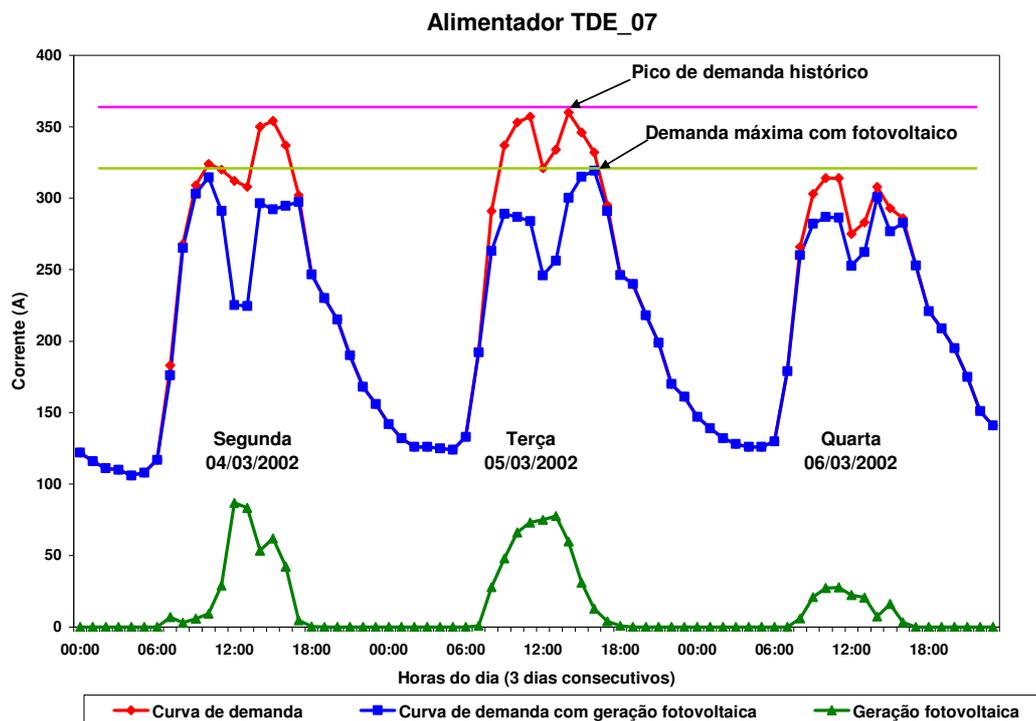


Figura 41 : Comportamento da demanda do alimentador TDE_07 para três dias consecutivos com perfis distintos de radiação solar.

Visando uma comparação entre a metodologia proposta com a utilização dos dias limpos mensais e o emprego dos dias reais dos picos de demanda, os valores de FECC para as duas situações são determinados e apresentados na **Tabela 21**. Observa-se que em todos os casos os valores de FECC para os dias limpos são superiores aos dias reais, em alguns casos com variações pequenas, como para os alimentadores CQS_11 e TDE_07, com um aumento de 0,54% e 2,11%, e em outros casos com variações importantes, na ordem de 53,46% e 78,21% para os alimentadores ICO_06 e ICO_05.

Uma análise das curvas de geração fotovoltaica para ambos os dias, limpo e real, auxilia no entendimento destas diferenças (**Figura 42**). Para os alimentadores com boa coerência entre os valores de FECC, as curvas de geração fotovoltaica do dia real e do dia limpo são quase coincidentes, exemplo do alimentador CQS_11. No caso do alimentador TDE_07, apesar da curva do dia real apresentar interferências ao longo do dia, existe uma boa coincidência entre os valores de demanda no horário do pico, ou seja, às 14:00 conforme indicado na **Figura 42**. Para os alimentadores ICO_05 e ICO_06, em ambos os casos, a curva do dia real apresenta fortes interferências, principalmente nos horários próximos ao pico de demanda. Estas interferências afetam diretamente o potencial de redução do pico de demanda e, conseqüentemente, o valor do FECC para os dias reais.

Conforme já mencionado, foram utilizados dados de geração fotovoltaica da estação solarimétrica instalada na UFSC. Em consequência dos dados de geração fotovoltaica não serem obtidos necessariamente próximos à região de análise, a extrapolação dos níveis de radiação solar obtidos da estação solarimétrica para outras áreas pode não ser representativa, onde possíveis interferências climáticas na região da estação solarimétrica podem não atuar semelhantemente na região de interesse e vice-versa. Da **Tabela 21**, pode-se observar que as variações do FECC dos alimentadores no entorno da estação solarimétrica, localizada no bairro Trindade (subestação TDE), são baixas. O alimentador que supre a demanda da UFSC é o TDE_07.

O pico histórico do alimentador TDE_07 foi no dia 12/03/2002 (terça-feira) às 14:00, tendo ocorrido nesse mesmo dia o quinto pico histórico do alimentador ICO_05 às 13:00, com uma pequena diferença de 100 kW do primeiro pico deste mesmo alimentador. O relato acima retrata um dia de forte incidência solar e alimentadores que apresentam características semelhantes de demanda, ou seja, alimentadores com perfis de demanda coincidentes com a disponibilidade solar. Na **Figura 42**, a curva de geração fotovoltaica no dia do pico histórico (dia real) apresenta uma boa conformidade com o dia limpo do mês de março.

No entanto, o pico histórico do alimentador ICO_05 foi no dia 26/11/2002 (terça-feira – mesmo dia da semana do dia 12/03/2002) às 14:00, tendo ocorrido nesse mesmo dia o décimo quinto pico histórico do alimentador TDE_07 às 13:00, com uma diferença de aproximadamente 400 kW do primeiro pico deste mesmo alimentador. Como o perfil de demanda dos alimentadores segue a carga solar diária, conforme descrito no parágrafo anterior, conclui-se que a disponibilidade solar para o alimentador ICO_05 foi máxima e para o alimentador TDE_07 houve interferências climáticas que afetaram a demanda do alimentador no horário de pico. Estas interferências podem ser observadas na **Figura 42**, no dia 26/11/2002, na curva do dia real no momento do pico.

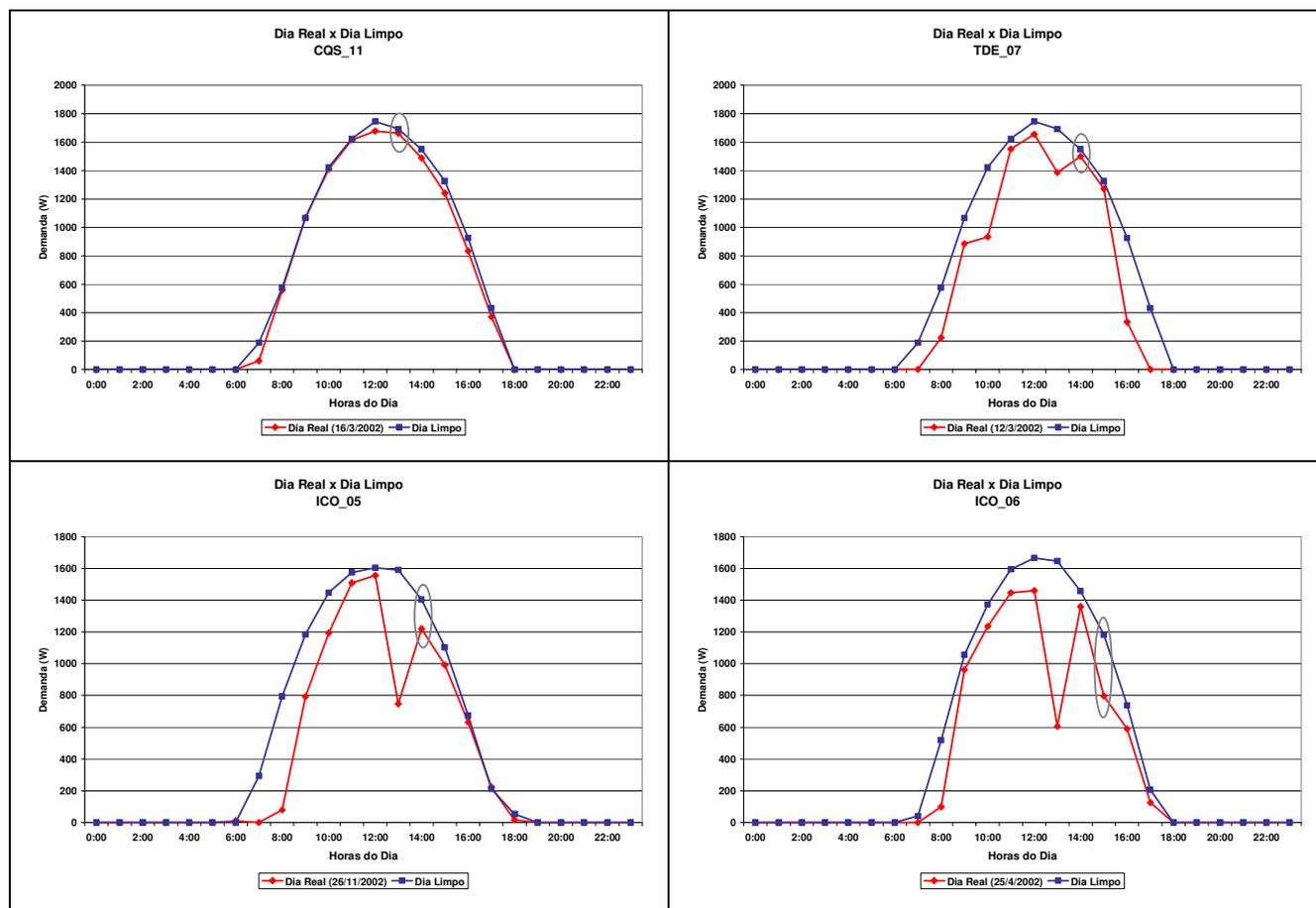


Figura 42 : Comparação entre o dia limpo e o dia real do pico de demanda histórico para os alimentadores CQS_11, TDE_07, ICO_05 e ICO_06

Como o alimentador que supre a demanda da UFSC é o TDE_07, as ocorrências do dia 26/11/2002 são facilmente justificadas. Entretanto, extrapolar os resultados diários da estação solarimétrica para outros alimentadores pode conduzir a possíveis erros de análise, como o observado na **Tabela 21**, onde a variação do FECC para o dia limpo e o dia real do alimentador ICO_05 é da ordem de 78%.

A **Tabela 20** apresenta a variação do FECC para os três primeiros picos de demanda do alimentador TDE_07. Devido à coincidência entre alimentador e estação solarimétrica, as variações do FECC são negligenciáveis para os dois primeiros picos.

Tabela 20 : Variação dos valores de FECC obtidos através da metodologia proposta com dados reais de geração fotovoltaica para os 3 primeiros picos do alimentador TDE_07

| Num. Pico | Dia do Pico Histórico | Hora do Pico | Pico de Demanda (kW) | FECC (%) | FECC Dia real (%) | Variação Metodologia vs. Real (%) |
|-----------|-----------------------|--------------|----------------------|----------|-------------------|-----------------------------------|
| 1 | 12/3/2002 | 14:00:00 | 9524,1 | 74,03 | 72,5 | 2,1 |
| 2 | 8/3/2004 | 14:00:00 | 9446,0 | 74,03 | 75,4 | -1,8 |
| 3 | 12/2/2003 | 14:00:00 | 9426,6 | 78,37 | 61,8 | 26,9 |

Para minimizar os erros referentes às diferenças espaciais entre alimentadores, e com base na correlação entre demanda e disponibilidade solar, os dias de máxima incidência solar, ou dias limpos característicos, foram utilizados. Logo, a utilização dos dados da estação solarimétrica é uma limitação da metodologia por não conseguir representar satisfatoriamente o perfil de radiação solar em qualquer lugar de interesse.

Portanto, das observações acima, conclui-se que a metodologia proposta fornece o potencial máximo de redução do pico de demanda em um dia limpo de um determinado alimentador quando um sistema fotovoltaico é interligado à rede de distribuição.

Tabela 21 : Variação dos valores de FECC obtidos através da metodologia proposta com dados reais de geração fotovoltaica. O alimentador TDE_07 é o alimentador ao qual o gerador solar fotovoltaico utilizado neste trabalho está conectado.

| Alimentador | Dia do Pico Histórico | Pico de Demanda (kW) | FECC (%) | FECC Dia real (%) | Variação Metodologia vs. Real (%) |
|---------------|-----------------------|----------------------|--------------|-------------------|-----------------------------------|
| CQS_10 | 26/11/2002 | 8.145,90 | 65,15 | 50,04 | 30,20 |
| CQS_11 | 16/3/2002 | 9.533,43 | 80,82 | 80,39 | 0,54 |
| CQS_12 | 7/12/2001 | 7.999,14 | 74,49 | 64,43 | 15,61 |
| TDE_03 | 12/4/2005 | 8.256,33 | 79,65 | 69,70 | 14,27 |
| TDE_04 | 11/4/2005 | 8.293,62 | 59,87 | 56,52 | 5,93 |
| TDE_07 | 12/3/2002 | 9.524,11 | 74,03 | 72,50 | 2,11 |
| ICO_02 | 21/9/2004 | 7.873,90 | 69,39 | 46,53 | 49,14 |
| ICO_03 | 7/12/2001 | 6.936,93 | 71,67 | 61,68 | 16,19 |
| ICO_04 | 12/3/2002 | 8.861,83 | 75,52 | 57,19 | 32,05 |
| ICO_05 | 26/11/2002 | 7.208,46 | 72,97 | 40,95 | 78,21 |
| ICO_06 | 25/4/2002 | 7.446,04 | 59,11 | 38,52 | 53,46 |
| ICO_07 | 19/3/2002 | 9.533,58 | 74,03 | 69,84 | 6,01 |
| ICO_08 | 12/3/2002 | 8.963,36 | 74,03 | 70,54 | 4,95 |
| ICO_09 | 25/11/2003 | 8.283,58 | 82,62 | 69,07 | 19,62 |
| ICO_10* | 7/2/2003 | 8.581,40 | 81,17 | - | - |
| ICO_11 | 11/3/2002 | 9.379,84 | 74,03 | 52,23 | 41,74 |
| ICO_12 | 4/2/2004 | 6.877,17 | 78,37 | 67,52 | 16,07 |

* ICO_10 – Falta de dados da estação fotovoltaica no dia do pico histórico.

4.5.2 PV-LOLP e PV-LOLE

Conforme apresentado em (Knob e Ruther, 2006; Rüther *et al.*, 2007), uma maneira adicional de avaliar a capacidade de redução do pico de carga mediante o emprego de sistemas fotovoltaicos em alimentadores com características diurnas é quantificando o tempo em que a geração fotovoltaica não consegue suprir um determinado valor de demanda (PV-LOLE) e a frequência

com que este evento ocorre (PV-LOLP). O alimentador ICO_09 foi utilizado como referência devido à sua característica predominantemente diurna. Foi analisada a contribuição que um gerador solar fotovoltaico hipotético de 1.000 kWp pode oferecer.

Para tal determinação, são traçadas num gráfico as seguintes informações do alimentador (**Figura 43**):

- todos os valores de demanda maiores que o pico de demanda histórico menos 1000 kW (correspondendo à potência nominal da planta fotovoltaica);
- todos os valores correspondentes de demanda menos a geração fotovoltaica real no instante considerado.

Os valores de demanda menos geração fotovoltaica são ordenados em ordem decrescente. As duas linhas horizontais representando o pico de demanda histórico e o pico de demanda menos a potência fotovoltaica de 1.000 kW são traçadas no gráfico. Levando em conta que a planta fotovoltaica pode ser uma fonte despachável de 1.000 kW, a demanda com geração fotovoltaica nunca deve exceder o pico de demanda histórico menos o valor limite de potência fotovoltaico (1000 kW). Se este valor é ultrapassado, pode-se quantificar o quanto a demanda com geração fotovoltaica excede este valor e qual a frequência com que isto ocorre. Um parâmetro importante é a quantidade de horas por ano em que a demanda com geração fotovoltaica excede o valor limite. Este parâmetro é chamado de PV-LOLE (PV Loss of Load Expectation).

Pode-se também calcular o PV-LOLP (PV Loss of Load Probability) para os alimentadores com pico de demanda diurno, sendo este o número de falhas ocorridas por ano.

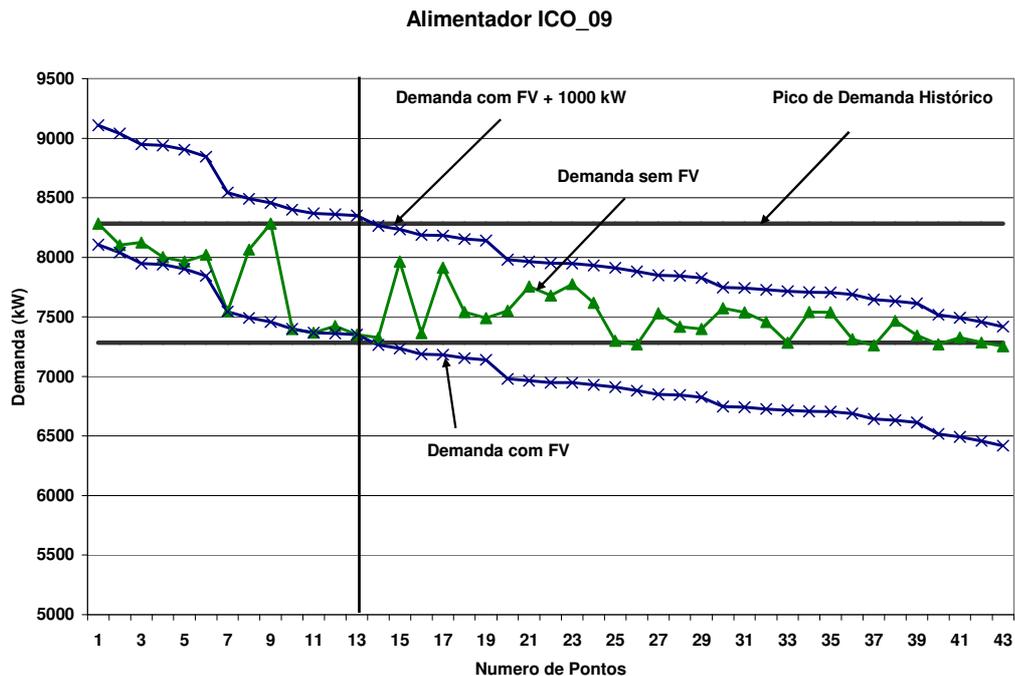


Figura 43 : Maiores demandas no período de três anos e meio para o alimentador ICO_09 e o efeito na redução do pico de demanda adicionando 1.000 kW de geração fotovoltaica.

No período de três anos e meio analisado, somente 13 pontos apresentaram valores de demanda superiores ao pico de demanda histórico menos a potência da planta fotovoltaica (1000 kW), correspondendo a um valor de PV-LOLP de 4 horas por ano. Treze falhas aconteceram neste período, correspondendo a um PV-LOLE de 2 falhas por ano (isto significa um tempo médio de 2 horas por falha).

Pode-se dizer que, exceto para os 13 pontos mencionados acima (4 horas por ano ou 0,0457 % do tempo), a geração fotovoltaica reduziu os pontos de elevada demanda em aproximadamente 100% da potência nominal fotovoltaica instalada. Portanto, conclui-se que para o alimentador ICO_09 existe uma forte correlação entre as curvas de carga do alimentador e as curvas de geração solar fotovoltaica.

4.6 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Nesta etapa, a utilização prática do FECC no auxílio à tomada de decisão de um investimento em energia fotovoltaica é apresentada. A primeira pergunta por parte do investidor / concessionária de energia após a decisão de um investimento deverá ser: onde instalar os sistemas solares fotovoltaicos e qual tecnologia dos módulos FV empregar de maneira a obter o melhor desempenho do sistema.

Para responder a estas questões é necessário conhecer primeiramente a(s) localidade(s) onde a máxima geração da planta fotovoltaica seja coincidente, ou o mais próximo possível, com o pico de demanda, propiciando assim a redução do pico de carga, contribuindo para a redução do risco de *blackouts* no sistema por sobrecargas. Como discutido anteriormente, o FECC será a ferramenta utilizada para mensurar esta “disponibilidade ou capacidade de crédito”.

4.6.1 Utilização da Tabela de Partição Ótima para Repartição de Potência para uma Instalação Fotovoltaica de 8.000 kWp na região central da cidade de Florianópolis - SC.

Deseja-se avaliar qual a repartição de potência para uma instalação fotovoltaica de 8000 kWp, segundo a construção da Tabela de Partição Ótima Modificada, para os alimentadores da subestação Ilha-Centro. Este valor de potência equivale a aproximadamente 27% da demanda média da subestação. Considera-se aqui que a concessionária tem interesse em investir em alimentadores com fator de relevância superiores a 45% e, devido à restrição de energia fotovoltaica injetada na rede de distribuição, que o nível de penetração não deva ultrapassar 35% do pico de demanda do alimentador.

Primeiramente é necessário definir, entre todos os alimentadores da subestação, os que apresentam características diurnas. Conforme já apresentado, todos os alimentadores da subestação Ilha-Centro apresentam características diurnas, sendo eles: ICO_02, ICO_03, ICO_04, ICO_05, ICO_06, ICO_07, ICO_08, ICO_09, ICO_10, ICO_11, ICO_12. A evolução do FECC em função do nível de penetração para os alimentadores da subestação Ilha-Centro é apresentada na **Figura 34**, e a Tabela de Partição Ótima Modificada para os alimentadores ICO na **Tabela 22**.

Da Tabela de Partição Ótima Modificada, pode-se extrair o valor de máxima potência fotovoltaica admissível segundo os critérios definidos anteriormente. Este valor para a subestação Ilha-Centro é de 28 MWp, o que equivale aproximadamente à demanda média da subestação.

Tabela 22 : Tabela de Partição Ótima Modificada para os alimentadores da subestação Ilha-Centro.

| Estágio | 6936 | 8963 | 8581 | 6877 | 8283 | 8861 | 9533 | 7208 | 9379 | 7873 | 7446 | |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------------|
| | ICO 03 | ICO 08 | ICO 10 | ICO 12 | ICO 09 | ICO 04 | ICO 07 | ICO 05 | ICO 11 | ICO 02 | ICO 06 | TOTAL (kWp) |
| 1 | 8% | | | | | | | | | | | 555 |
| | 555 | | | | | | | | | | | 555 |
| 2 | 8% | 18% | | | | | | | | | | 2168 |
| | 555 | 1613 | | | | | | | | | | 2168 |
| 3 | 8% | 18% | 15% | | | | | | | | | 3455 |
| | 555 | 1613 | 1287 | | | | | | | | | 3455 |
| 4 | 9% | 19% | 28% | 29% | | | | | | | | 6724 |
| | 624 | 1703 | 2403 | 1994 | | | | | | | | 6724 |
| 5 | 12% | 20% | 35% | 32% | 35% | | | | | | | 10728 |
| | 832 | 1793 | 3003 | 2201 | 2899 | | | | | | | 10728 |
| 6 | 12% | 20% | 35% | 32% | 35% | 2% | | | | | | 10905 |
| | 832 | 1793 | 3003 | 2201 | 2899 | 177 | | | | | | 10905 |
| 7 | 35% | 28% | 35% | 35% | 35% | 11% | 22% | | | | | 16319 |
| | 2428 | 2510 | 3003 | 2407 | 2899 | 975 | 2097 | | | | | 16319 |
| 8 | 35% | 32% | 35% | 35% | 35% | 12% | 28% | 16% | | | | 18491 |
| | 2428 | 2868 | 3003 | 2407 | 2899 | 1063 | 2669 | 1153 | | | | 18491 |
| 9 | 35% | 34% | 35% | 35% | 35% | 13% | 34% | 18% | 13% | | | 20694 |
| | 2428 | 3047 | 3003 | 2407 | 2899 | 1152 | 3241 | 1297 | 1219 | | | 20694 |
| 10 | 35% | 35% | 35% | 35% | 35% | 16% | 35% | 22% | 20% | 14% | | 23192 |
| | 2428 | 3137 | 3003 | 2407 | 2899 | 1418 | 3337 | 1586 | 1876 | 1102 | | 23192 |
| 11 | 35% | 35% | 35% | 35% | 35% | 21% | 35% | 30% | 35% | 21% | 25% | 28031 |
| | 2428 | 3137 | 3003 | 2407 | 2899 | 1861 | 3337 | 2162 | 3283 | 1653 | 1862 | 28031 |

Para uma instalação fotovoltaica de 8.000 kWp, o Estágio de potência que corresponde às potências entre 6.724 kWp e 10.728 kWp é o de número 5. Desta maneira, a repartição de potência deve ocorrer entre os alimentadores ICO_03, ICO_08, ICO_10, ICO_12 e ICO_09, nesta mesma ordem de prioridade. Portanto, a repartição de potência deve ser:

| Estágio | Pico C (kW) | 6.936 | 8.963 | 8.581 | 6.877 | 8.283 | TOTAL (kWp) |
|---------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------------|
| | Alimentador | ICO 03 | ICO 08 | ICO 10 | ICO 12 | ICO 09 | |
| 5 | NP | 12% | 20% | 35% | 32% | 2% | 8.000 |
| | kWp | 832 | 1.793 | 3.003 | 2.201 | 171 | |

Como se pode observar, apesar do alimentador ICO_03 ser o prioritário para pequenos níveis de penetração, na repartição apresentada acima o nível de penetração para o alimentador ICO_03 não deve ultrapassar 12% (832 kWp), ao contrário do alimentador ICO_10 que pode chegar a 35% (3.003 kWp). Isto se deve ao decaimento do FECC com o acréscimo do nível de penetração, no caso do alimentador ICO_03 mais acentuado que os demais alimentadores.

Este exemplo mostra a importância de não se adotar indiscriminadamente um valor fixo no nível de penetração para todos os alimentadores. Para este caso particular a relação de potência entre os alimentadores ICO_10 e ICO_03 é superior a três vezes.

4.6.2 Avaliação da disponibilidade de Área de Cobertura para Diferentes Tecnologias de Módulos Fotovoltaicos aplicada à região central da cidade de Florianópolis - SC

Para verificar se as edificações existentes no setor abastecido por um alimentador poderiam acomodar a quantidade necessária de sistemas FV, e dessa forma suprir determinada fração da carga total do alimentador, foi estimada a área total de cobertura disponível (Salamoni, 2004) nos setores servidos por 5 dos 17 alimentadores diurnos selecionados.

Foram escolhidas seis tecnologias de módulos FV comercialmente disponíveis, que apresentam diferentes eficiências de conversão de energia solar para energia elétrica, correlacionando a área total de cobertura disponível com a área necessária para aplicação de cada uma dessas diferentes tecnologias. A **Tabela 23** mostra as seguintes características dos módulos escolhidos: a tecnologia FV empregada; a potência nominal; a área; a eficiência para STC¹⁰ (EFF_{STC}); o coeficiente de temperatura para potência (T_{COEFF}) e a eficiência corrigida para NOCT¹¹ (EFF_{NOCT}). As três tecnologias empregadas são de filme fino - a-Si (silício amorfo hidrogenado), CdTe (telureto de cádmio) e CIGS (diseleneto de cobre, índio e gálio), as duas mais tradicionais - p-Si (silício policristalino) e m-Si (silício monocristalino) - e uma híbrida HIT (heterojunção com camada intrínseca), desenvolvida pela Sanyo.

Os valores da eficiência EFF_{NOCT} foram calculados para a temperatura nominal de operação da célula (NOCT) de 45°C, a partir de valores de eficiência EFF_{STC} obtidos em catálogo e de acordo com a equação abaixo :

$$EFF_{NOCT} = EFF_{STC} \{ 1 - [(| T_{COEFF} | \times \Delta T) / 100] \} \quad [22]$$

Estes resultados são usados para avaliar o potencial de aplicação de cada uma dessas tecnologias nas regiões urbanas selecionadas, levando em consideração os diferentes níveis de penetração apresentados.

¹⁰ STC = *Standard Test Conditions* - Condições Padrão de Teste, que são: temperatura da célula FV = 25 °C; irradiância = 1000 W/m² e massa de ar (*Air Mass*), AM = 1,5 .

¹¹ NOCT = *Nominal Operating Cell Temperature* – Temperatura nominal de operação da célula.

Tabela 23 : As seis tecnologias de módulos FV comercialmente disponíveis e suas respectivas características.

| Tecnologia do módulo FV | Potência nominal (W) | Área do módulo (m ²) | EFF _{STC} (%) | T _{COEFF} (%/°C) | EFF _{NOCT} (%) |
|-------------------------|----------------------|----------------------------------|------------------------|---------------------------|-------------------------|
| a-Si | 64 | 1,12 | 6,30 | 0,00 ⁽²¹⁾ | 6,30 |
| CdTe | 50 | 0,72 | 6,90 | -0,20 ⁽²²⁾ | 6,62 |
| CIS | 60 | 0,73 | 8,20 | -0,45 ⁽²²⁾ | 7,46 |
| p-Si | 75 | 0,64 | 11,60 | -0,40 ⁽²²⁾ | 10,67 |
| m-Si | 170 | 1,26 | 13,50 | -0,40 ⁽²¹⁾ | 12,42 |
| HIT | 180 | 1,18 | 17,30 | -0,33 ⁽²³⁾ | 16,16 |

NOCT = 45 °C

Os alimentadores urbanos selecionados estão localizados em diferentes regiões da cidade, as quais apresentam características construtivas distintas, especificadas na **Tabela 24**. Os alimentadores ICO_07 e ICO_10 estão localizados no centro da cidade, que apresenta característica construtiva vertical e grande densidade de edifícios altos; o alimentador TDE_07 abrange o *campus* da UFSC e adjacências, próximo ao centro da cidade, com características construtivas mistas; o alimentador ICO_04 abastece uma região com edificações predominantemente residenciais, horizontais, e os alimentadores ICO_05 e TDE_04 alimentam uma região mista, residencial/comercial, que apresenta edificações de alguns pavimentos e residências unifamiliares, horizontais. A **Tabela 24** mostra, também, a área de cobertura total disponível nas 5 regiões servidas pelos alimentadores em questão.

Tabela 24 : Características construtivas e área de cobertura disponível, na região urbana servida pelo alimentador.

| Alimentador | Características construtivas da região | Área de cobertura disponível (m ²) |
|-------------|--|--|
| ICO_07 | Vertical | 82.469 |
| ICO_10 | Vertical | 39.271 |
| TDE_07 | Mista | 442.182 |
| ICO_04 | Horizontal | 271.843 |
| ICO_05 | Mista | 209.446 |

Considerando os cinco alimentadores mapeados e reconstruindo a Tabela de Partição Ótima Modificada, obtém-se a **Tabela 25**. Como se pode observar, a capacidade fotovoltaica para esta configuração é de 17,84 MWp, que, para os valores do ano de 2004, representa aproximadamente 24% da demanda média da cidade de Florianópolis.

Tabela 25 : Tabela de Partição Ótima Modificada para os cinco alimentadores mapeados da subestação Ilha-Centro

| Estágio | Pico C (kW) | 8581 | 9524 | 8861 | 9533 | 7208 | |
|-------------|-------------|--------|--------|--------|--------|-------------|--------|
| Alimentador | ICO 10 | TDE 07 | ICO 04 | ICO 07 | ICO 05 | TOTAL (kWp) | |
| 1 | NP | 15% | | | | | |
| | kWp | 1.287 | | | | | 1.287 |
| 2 | NP | 39% | 21% | | | | |
| | kWp | 3.347 | 2.000 | | | | 5.347 |
| 3 | NP | 39% | 22% | 2% | | | |
| | kWp | 3.347 | 2.095 | 177 | | | 5.619 |
| 4 | NP | 50% | 36% | 11% | 22% | | |
| | kWp | 4.291 | 3.429 | 975 | 2.097 | | 10.791 |
| 5 | NP | 50% | 50% | 21% | 50% | 30% | |
| | kWp | 4.291 | 4.762 | 1.861 | 4.767 | 2.162 | 17.842 |

Para os cinco alimentadores analisados e para as seis tecnologias de módulos fotovoltaicos comercialmente disponíveis apresentadas, a área necessária para instalar os sistemas fotovoltaicos é apresentada na **Tabela 26**. Comparando os valores de área necessária com as áreas de cobertura disponíveis nas regiões urbanas atendidas pelos respectivos alimentadores (apresentadas na **Tabela 24**) concluiu-se que, exceto para o alimentador ICO_10, mesmo utilizando a tecnologia menos eficiente (filme fino de silício amorfo), que requer mais área, existe área suficiente para acomodar a potência fotovoltaica requerida nas coberturas das edificações existentes. Para o alimentador ICO_10, a área de cobertura passa a ser suficiente para atender a potência requerida para as tecnologias de silício monocristalino e HIT.

Tabela 26 : Área de cobertura necessária para cada alimentador em função da potência da planta fotovoltaica definida pela Tabela de Partição Ótima e das tecnologias dos módulos fotovoltaicos.

| Alimentador | P _{CC} (kWp) | Área de cobertura necessária para cada uma das tecnologias FV (m ²) | | | | | |
|-------------|--------------------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | a-Si | CdTe | CIS | p-Si | m-Si | HIT |
| ICO_10 | 4.291 | 68.111 | 64.819 | 57.520 | 40.216 | 34.549 | 26.553 |
| TDE_07 | 4.762 | 75.587 | 71.934 | 63.834 | 44.630 | 38.341 | 29.468 |
| ICO_04 | 1.861 | 29.540 | 28.112 | 24.946 | 17.441 | 14.984 | 11.516 |
| ICO_07 | 4.767 | 75.667 | 72.009 | 63.901 | 44.677 | 38.382 | 29.499 |
| ICO_05 | 2.162 | 34.317 | 32.659 | 28.981 | 20.262 | 17.407 | 13.379 |

Entretanto, estudos anteriores (Faaborg, 2002; Khallat e Rahman, 1988; Mueller *et al.*, 1980) mostraram que, no ambiente urbano, frações FV maiores do que 20% podem levar a problemas operacionais nas estratégias de despacho de distribuição das concessionárias. Considerando esta limitação, a capacidade fotovoltaica reduz para 8,7 MW, conforme a **Tabela 27**. Com a redução do nível de penetração do alimentador ICO_10 de 50% para 20%, segundo a **Tabela 28**, a área

de cobertura disponível permite o atendimento da geração fotovoltaica mesmo para a tecnologia de silício amorfo.

Tabela 27 : Tabela de Partição Ótima Modificada para os cinco alimentadores mapeados da subestação Ilha-Centro submetida à restrição do nível de penetração em 20%.

| Estagio | Pico C (kW) | 8581 | 9524 | 8861 | 9533 | 7208 | TOTAL (kWp) |
|---------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------------|
| | Alimentador | ICO 10 | TDE 07 | ICO 04 | ICO 07 | ICO 05 | |
| 1 | NP | 15% | | | | | |
| | kWp | 1.287 | | | | | 1.287 |
| 2 | NP | 20% | 20% | | | | |
| | kWp | 1.716 | 1.905 | | | | 3.621 |
| 3 | NP | 20% | 20% | 2% | | | |
| | kWp | 1.716 | 1.905 | 177 | | | 3.798 |
| 4 | NP | 20% | 20% | 20% | 20% | | |
| | kWp | 1.716 | 1.905 | 1.772 | 1.907 | | 7.300 |
| 5 | NP | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% | |
| | kWp | 1.716 | 1.905 | 1.772 | 1.907 | 1.442 | 8.741 |

Tabela 28 : Área de cobertura necessária para cada alimentador em função da potência da planta fotovoltaica e das tecnologias dos módulos fotovoltaicos (NP = 20%).

| Alimentador | P _{CC} (kWp) | Área de cobertura necessária para cada uma das tecnologias FV (m ²) | | | | | |
|-------------|--------------------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | a-Si | CdTe | CIS | p-Si | m-Si | HIT |
| ICO_10 | 1.716 | 27.238 | 25.921 | 23.003 | 16.082 | 13.816 | 10.619 |
| TDE_07 | 1.905 | 30.238 | 28.776 | 25.536 | 17.854 | 15.338 | 11.788 |
| ICO_04 | 1.772 | 28.127 | 26.767 | 23.753 | 16.607 | 14.267 | 10.965 |
| ICO_07 | 1.907 | 30.270 | 28.807 | 25.563 | 17.873 | 15.354 | 11.801 |
| ICO_05 | 1.442 | 22.889 | 21.782 | 19.330 | 13.515 | 11.610 | 8.923 |

4.6.3 Aplicação da Metodologia para Alimentadores Diurnos da Cidade de Belo Horizonte

Nesta etapa propõe-se a aplicação da mesma metodologia para a cidade de Belo Horizonte. Entretanto, devido à inexistência de dados de geração solar semelhantes aos obtidos via estação solarimétrica do LABSOLAR/UFSC, os dados de geração da cidade de Florianópolis serão extrapolados para Belo Horizonte em função dos níveis de radiação correspondentes extraídos dos bancos de dados do projeto SWERA. Os dados de demanda energética foram obtidos através da concessionária local, Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG).

Foram analisados dados de demanda de 16 alimentadores da cidade de Belo Horizonte no período de 01/07/2000 a 30/04/2003. A **Figura 44** apresenta o domínio de interesse, ou seja, a região metropolitana da cidade de Belo Horizonte. Os alimentadores com as iniciais iguais

pertencem à mesma subestação, sendo: BHBP – Barro Preto, BHSE – Santa Efigênia, BHSN – Sion e BHGT – Gutierrez. Os alimentadores são apresentados a seguir, segundo a classificação:

- **Alimentadores Diurnos:**

**BHBP3FI_HI, BHBP4FI_HI, BHBP10FI_HI, BHBP18FI_HI,
BHBP22FI_HI, BHGT18FI_HI, BHGT22FI_HI, BHSN3KI_HI,
BHSN4FI_HI, BHSN10FI_HI, BHSN18FI_HI**

- **Alimentadores Noturnos:**

**BHBP27FI_HI, BHGT10FI_HI, BHSE10FI_HI,
BHSE22FI_HI, BHSN22FI_HI.**

Pode-se observar que dos 16 alimentadores analisados 11 possuem pico de demanda diurno, correspondendo a mais de 68% dos alimentadores, conforme análise das curvas dos cem primeiros picos de demanda (ANEXO IV).

Na **Tabela 29**, os valores de FECC dos alimentadores diurnos para um nível de penetração de 10% são apresentados em ordem decrescente. Os valores variam entre 31 e 80%.

Tabela 29 : Valores de FECC para 10% de nível de penetração para os alimentadores da cidade de Belo Horizonte.

| Alimentador | Data Pico Histórico | Hora Pico | Pico C (kW) | PPFV (kW) | Pico NFV (kW) | FECC (%) |
|--------------------|----------------------------|------------------|--------------------|------------------|----------------------|-----------------|
| BHGT22FI | 13/02/2001 | 11:00 | 7093,4 | 709,3 | 6523,1 | 80,40 |
| BHSN10FI | 02/12/2001 | 11:00 | 6117,8 | 611,8 | 5627,8 | 80,10 |
| BHGT18FI | 05/03/2002 | 11:00 | 5552,9 | 555,3 | 5114,5 | 78,95 |
| BHSN3KI | 27/09/2002 | 11:00 | 4815,3 | 481,5 | 4437,3 | 78,50 |
| BHSN4FI | 25/04/2001 | 11:00 | 9074,0 | 907,4 | 8370,6 | 77,52 |
| BHBP4FI | 06/03/2003 | 11:00 | 2296,8 | 229,7 | 2144,5 | 66,33 |
| BHBP22FI | 06/02/2001 | 15:00 | 8956,1 | 895,6 | 8400,6 | 62,03 |
| BHBP18FI | 19/12/2002 | 15:00 | 8928,1 | 892,8 | 8422,3 | 56,66 |
| BHBP3FI | 08/01/2003 | 15:00 | 8115,8 | 811,6 | 7689,1 | 52,58 |
| BHBP10FI | 20/11/2002 | 16:00 | 5438,5 | 543,9 | 5261,4 | 32,57 |
| BHSN18FI | 22/10/2002 | 16:00 | 10148,8 | 1014,9 | 9835,3 | 30,89 |

A **Figura 45** apresenta a curva de demanda do dia do pico histórico para os alimentadores diurnos, bem como a curva de geração fotovoltaica normalizada para um nível de penetração de 10 % e a nova curva de carga dos alimentadores considerando a energia fotovoltaica injetada na rede de distribuição.

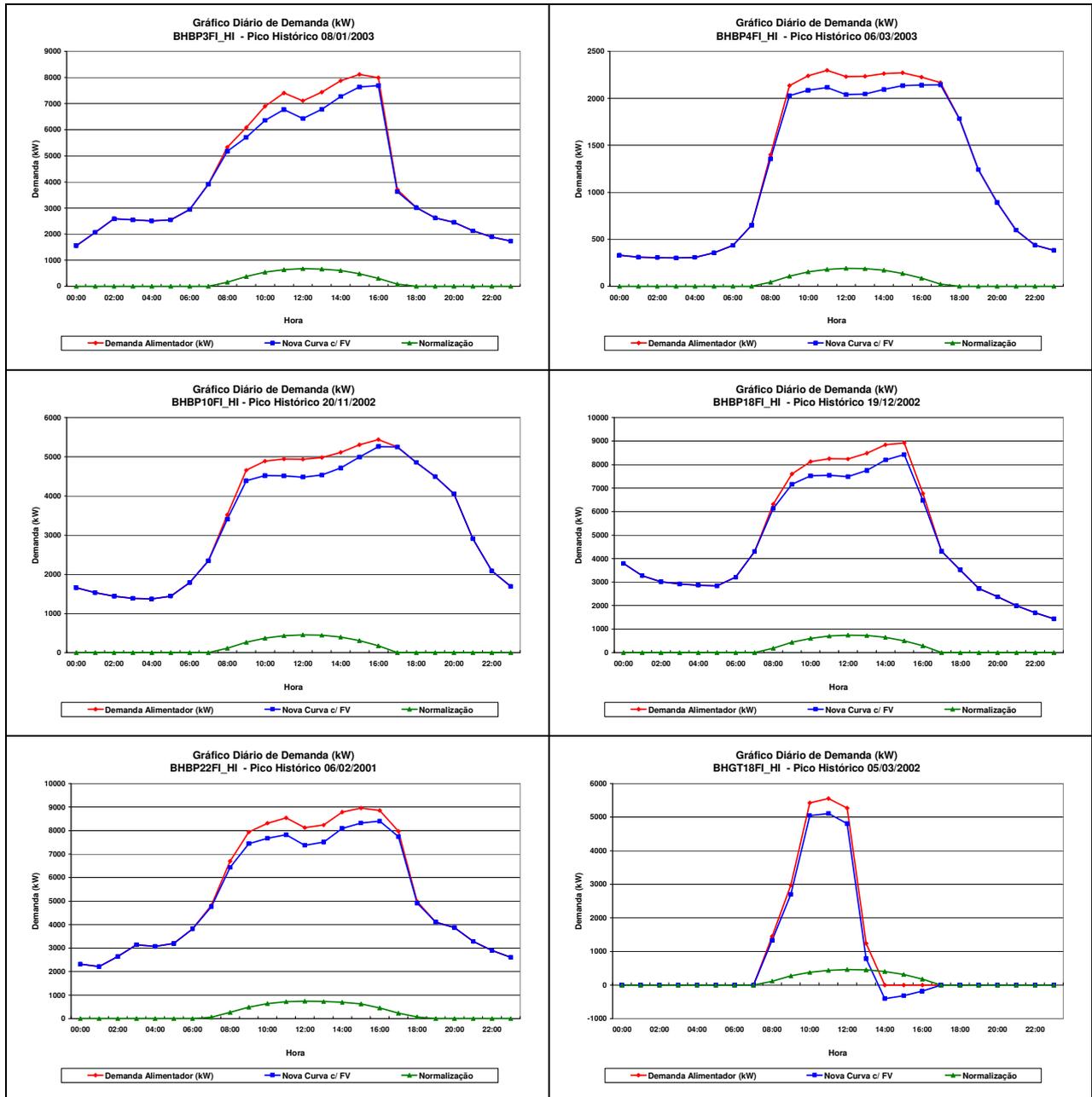


Figura 45 : Curvas do pico histórico com a contribuição fotovoltaica para um nível de penetração de 10% para os alimentadores de Belo Horizonte.

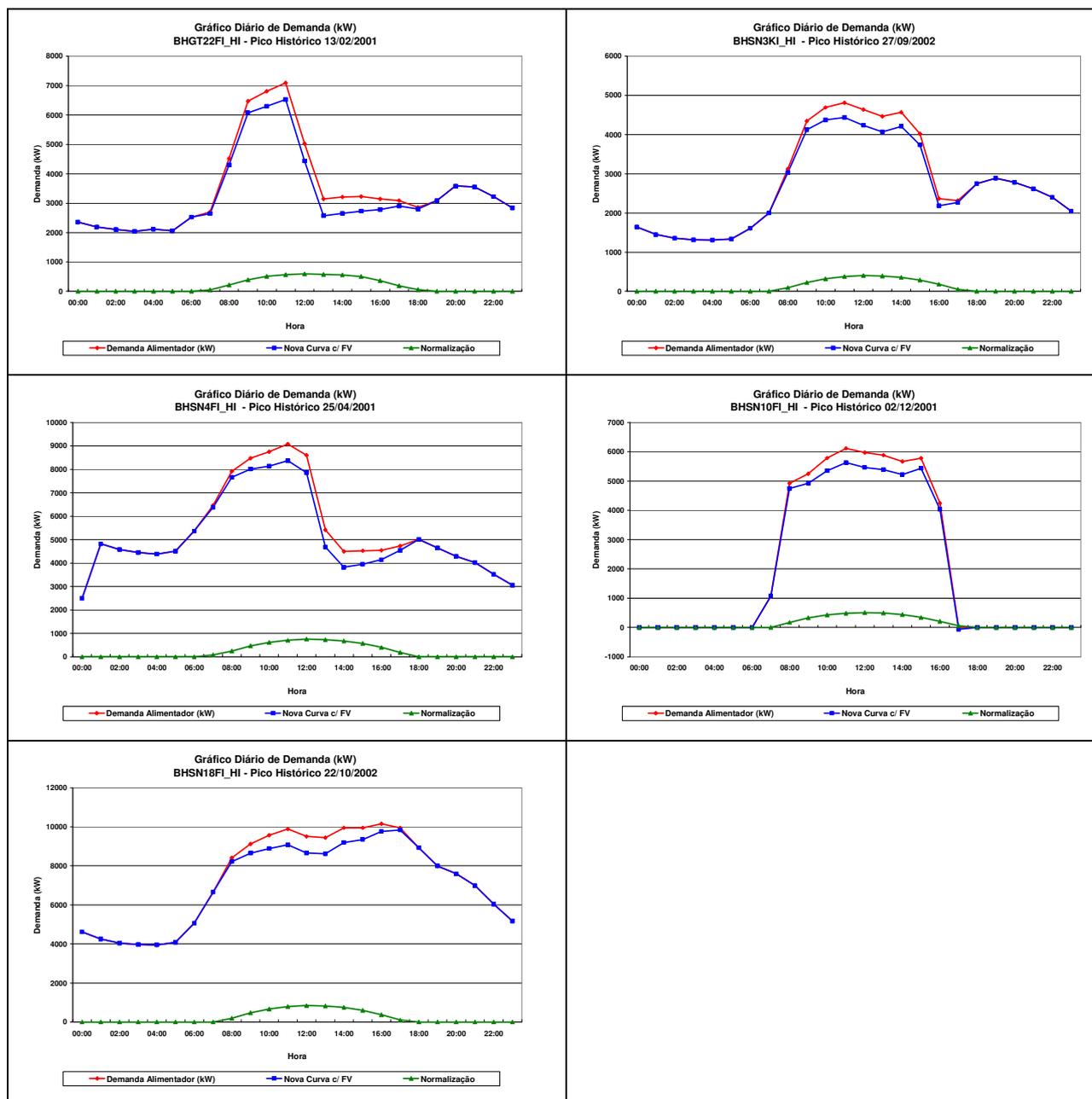


Figura 45 : Curvas do pico histórico com a contribuição fotovoltaica para um nível de penetração de 10% para os alimentadores de Belo Horizonte.

Para cada alimentador em análise é calculado o FECC para níveis de penetração variando de 1% a 50%. A **Figura 46** apresenta a evolução do FECC com o aumento da participação fotovoltaica no suprimento da demanda de cada alimentador. Como se pode observar, os alimentadores BHGT22FI_HI, BHSN10FI_HI, HGT18FI_HI, BHSN3FI_HI e BHSN4FI_HI apresentam valores do FECC próximos a 80% até níveis de penetração próximos a 25%, o que representa uma forte coincidência entre o pico de demanda e a disponibilidade solar. Dando continuidade a apresentação da metodologia, a Tabela de Partição Ótima para a cidade de Belo Horizonte foi construída.

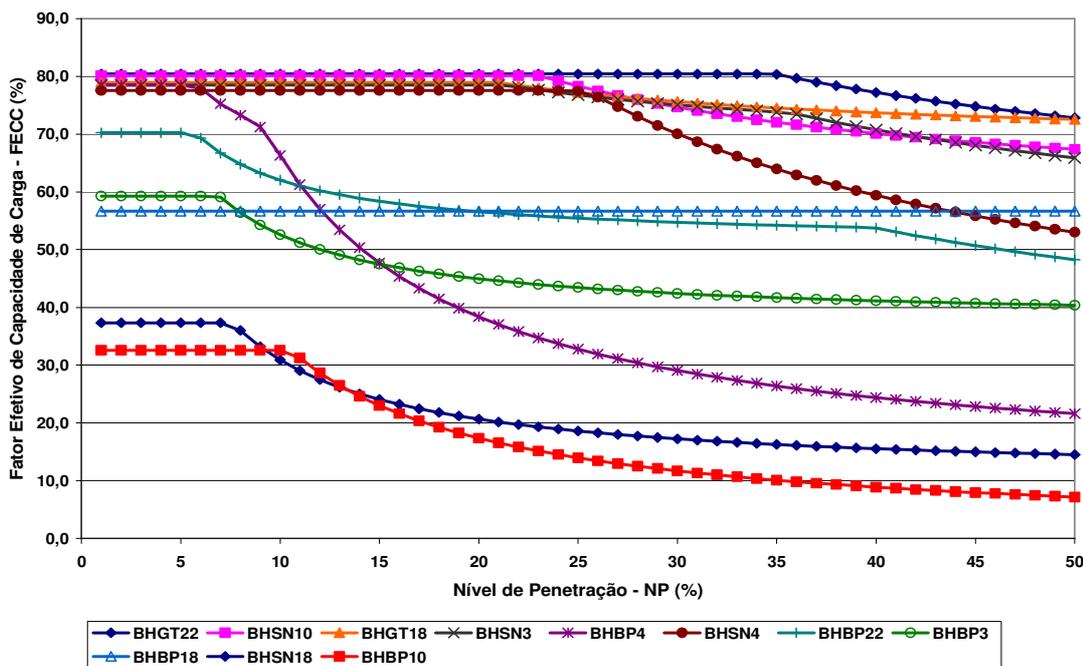


Figura 46 : Variação do Fator Efetivo de Capacidade de Carga em função do nível de penetração – Alimentadores da cidade de Belo Horizonte.

Para a construção da Tabela de Partição Ótima para os alimentadores diurnos da cidade de Belo Horizonte, as mesmas restrições adotadas para os alimentadores da cidade de Florianópolis foram consideradas, sendo: um valor mínimo admissível do FECC de 40% e um valor máximo para o nível de penetração de 50%. Da Tabela de Partição Ótima Modificada (**Tabela 30**), obtém-se:

Tabela 30: Tabela de Partição Ótima para os alimentadores diurnos de Belo Horizonte

| Estagio | Pico C (kW) | 7093 | 6118 | 5553 | 4815 | 2297 | 9074 | 8956 | 8116 | 8928 | TOTAL (kWp) |
|---------|-------------|-------------|----------|----------|----------|---------|---------|---------|----------|---------|-------------|
| | | Alimentador | BHGT22FI | BHSN10FI | BHGT18FI | BHSN3FI | BHBP4FI | BHSN4FI | BHBP22FI | BHBP3FI | |
| 1 | NP | 35% | | | | | | | | | 2483 |
| | kWp | 2483 | | | | | | | | | |
| 2 | NP | 37% | 24% | | | | | | | | 4093 |
| | kWp | 2624 | 1468 | | | | | | | | |
| 3 | NP | 37% | 24% | 21% | | | | | | | 5259 |
| | kWp | 2624 | 1468 | 1166 | | | | | | | |
| 4 | NP | 37% | 24% | 21% | 21% | | | | | | 6270 |
| | kWp | 2624 | 1468 | 1166 | 1011 | | | | | | |
| 5 | NP | 39% | 26% | 24% | 23% | 6% | | | | | 6935 |
| | kWp | 2766 | 1591 | 1333 | 1107 | 138 | | | | | |
| 6 | NP | 50% | 39% | 50% | 41% | 9% | 29% | | | | 13521 |
| | kWp | 3547 | 2386 | 2777 | 1974 | 207 | 2631 | | | | |
| 7 | NP | 50% | 50% | 50% | 50% | 11% | 40% | 13% | | | 16836 |
| | kWp | 3547 | 3059 | 2777 | 2408 | 253 | 3630 | 1164 | | | |
| 8 | NP | 50% | 50% | 50% | 50% | 12% | 43% | 19% | 7% | | 18237 |
| | kWp | 3547 | 3059 | 2777 | 2408 | 276 | 3902 | 1702 | 568 | | |
| 9 | NP | 50% | 50% | 50% | 50% | 18% | 50% | 50% | 50% | 50% | 29740 |
| | kWp | 3547 | 3059 | 2777 | 2408 | 413 | 4537 | 4478 | 4058 | 4464 | |

Pode-se extrair o valor de máxima potência fotovoltaica admissível segundo as restrições descritas no parágrafo anterior. Este valor para a região analisada da cidade de Belo Horizonte é de 29,7 MWp. Devido à restrição do FECC mínimo admissível, os alimentadores BHBP10 e BHSN18 estão fora da Tabela de Partição Ótima, não aportando, portanto, uma potência adicional devido aos baixos benefícios na redução do pico de demanda.

De uma forma geral, os alimentadores analisados de Belo Horizonte apresentam valores de FECC inferiores aos alimentadores de Florianópolis. Como já discutido, devido a uma radiação solar mais intensa, espera-se que os alimentadores de Belo Horizonte apresentem valores superiores aos de Florianópolis se e somente se o perfil de demanda do alimentador apresentar características diurnas, o que pode se esperar em alimentadores onde a utilização de ar condicionado é intensa. Entretanto, pela indisponibilidade atual dos dados de demanda, os alimentadores da região central de Belo Horizonte não foram analisados, possuindo estas características fortemente comerciais, o que pode e deve resultar em valores de FECC superiores aos alimentadores analisados, justificando assim a diferença entre os resultados das duas cidades analisadas.

Capítulo 5

Conclusões e Recomendações

CAPÍTULO 5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1 INTRODUÇÃO

O gerenciamento pelo lado da demanda pode ser utilizado como uma ferramenta estratégica com o intuito de postergar custos de expansão do sistema elétrico. Devido à característica modular dos sistemas fotovoltaicos interligados à rede de distribuição urbana, duas maneiras análogas de abordar a estratégia de gerenciamento de carga do sistema elétrico são observadas: além da geração fotovoltaica poder ser considerada uma redução localizada na demanda do alimentador (GLD), ela pode ser vista como um acréscimo na oferta, ou na capacidade, do alimentador, desta maneira caracterizando um Gerenciamento pelo Lado da Oferta (GLO).

A metodologia proposta visa priorizar a instalação de sistemas solares fotovoltaicos, em alimentadores da rede de distribuição localizados em centros urbanos, cujo perfil de demanda é tipicamente comercial. Esses alimentadores, cujos clientes apresentam perfil de demanda comercial, apresentaram elevados índices de fator efetivo de capacidade de carga. A coincidência entre a geração solar fotovoltaica e a utilização de aparelhos de ar condicionado é relevante para obtenção desse resultado.

Assim, a partir do momento em que a concessionária optar pela geração distribuída, os sistemas solares fotovoltaicos apresentam peculiares vantagens, não apenas pelo adicional em kilowatt-hora gerado e pela redução das perdas de transmissão, mas principalmente pela postergação de custos de expansão, uma vez que esse sistema estaria sendo instalado num alimentador considerado crítico para o sistema.

Atualmente as concessionárias de distribuição de energia elétrica podem ser, e algumas são, também geradoras de energia elétrica. Isso faz com que seja cada vez mais necessário tomar medidas voltadas para um planejamento eficiente da expansão. Dessa maneira, a introdução da geração fotovoltaica pode contribuir para o melhor atendimento das cargas, visando não apenas o lucro imediato da venda de energia, mas principalmente dominando o gerenciamento das cargas.

Neste trabalho, foram utilizados dados de demanda de duas concessionárias. Estudar dados históricos de demanda possibilita não apenas conhecer os perfis de demanda, mas sobretudo, gerenciar a demanda de forma estratégica e eficaz. A cultura de que é preciso conhecer o passado

para planejar o futuro se aplica bem quando não se admitem surpresas como possíveis *blackouts* e crises.

Assim, a metodologia proposta neste trabalho visa estabelecer critérios técnicos para implantação de sistemas solares fotovoltaicos, priorizando não apenas a redução do pico de demanda, mas também a postergação de custos de expansão. Essa metodologia será de extrema importância quando esses sistemas se tornarem mais acessíveis economicamente, obtidos através do ganho de escala. O incentivo para implantação desses sistemas se torna atrativo primeiramente em países cuja geração elétrica é proveniente de fontes poluentes, como por exemplo, as termelétricas a carvão, bem como em países onde a energia elétrica tem preços elevados. Neste aspecto é interessante notar que as tarifas residenciais no Brasil são somente cerca de 30% mais baixas do que na Alemanha por exemplo, e que a região mais ensolarada daquele país recebe cerca de 40 % menos energia solar do que a região menos ensolarada do Brasil.

No entanto, a aplicação de outras fontes renováveis de energia possibilita um crescimento sustentável e limpo. As questões ambientais estão se tornando imprescindíveis para o futuro do planeta. No Brasil, ainda não existe nenhuma regulamentação para a promoção da energia fotovoltaica, o que dificulta a sua inserção. Neste sentido a aplicação de mecanismos regulatórios seria imprescindível para seu fomento.

5.2 METODOLOGIA PROPOSTA

O presente trabalho propôs uma metodologia para a priorização de alimentadores urbanos da rede de distribuição visando maximizar o benefício de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica. A metodologia toma por base a forte correlação que se verifica entre as curvas de demanda de alimentadores diurnos e as curvas de geração solar fotovoltaica. Observou-se que os maiores picos de demanda estão associados a dias ensolarados e que agregam ao alimentador em questão uma parcela de geração solar fotovoltaica, percentual sempre presente quando necessário.

Neste trabalho o Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC) foi definido e aplicado segundo a metodologia proposta. Para cada alimentador diurno selecionado o FECC foi calculado para diferentes níveis de penetração fotovoltaicos, identificando o potencial de contribuição da

energia solar conectada à rede elétrica na redução do pico de demanda. Dados horários de demanda dos alimentadores foram fornecidos pelas concessionárias CELESC (para a cidade de Florianópolis) e CEMIG (para a cidade de Belo Horizonte) e os dados de radiação solar, bem como os dados de geração fotovoltaica, foram extraídos da estação solarimétrica/gerador fotovoltaico de 2 kWp interligada à rede elétrica e integrada à edificação do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

O FECC foi determinado para os alimentadores com perfil de demanda diurno das cidades de Florianópolis e Belo Horizonte. Para certos alimentadores, elevados valores de FECC (superiores a 80%) foram obtidos mesmo para níveis de penetração superiores a 20%, comprovando que em regiões onde existe uma forte correlação entre demanda e disponibilidade solar, impulsionado principalmente pela utilização intensiva de aparelhos de ar-condicionado, a geração fotovoltaica pode efetivamente contribuir para o aumento da capacidade da rede elétrica.

Após ter calculado para cada alimentador diurno o FECC em função de diferentes níveis de penetração, foi gerada uma tabela representando a seqüência e a capacidade ótima de cada alimentador em função da potência total a ser instalada. Esta tabela foi denominada de Tabela de Partição Ótima, permitindo de uma maneira simples e rápida a priorização dos alimentadores e a quantificação da potência da planta fotovoltaica a ser instalada levando em conta a distribuição ótima do FECC por alimentador.

Entretanto, o FECC nada sugere sobre o quão próximo ou distante o alimentador está trabalhando da sua capacidade nominal. Devido a esta limitação, foi definido um parâmetro adicional para auxílio à tomada de decisão, relacionando a capacidade efetiva de um gerador fotovoltaico na redução do pico de demanda de um alimentador (FECC) com o fator de utilização do alimentador, sendo este novo parâmetro denominado Fator de Relevância. Este parâmetro é integrado às regras de priorização, finalizando na construção da Tabela de Partição Ótima Modificada.

Uma discussão aprofundada sobre a correlação entre o perfil de demanda e a incidência solar foi apresentada. Mediante a análise do comportamento temporal do alimentador TDE_07 observou-se que dias com grande incidência solar apresentaram os maiores picos de consumo e agregaram ao alimentador em questão uma certa fração de geração solar fotovoltaica, um percentual da qual

se espera estar sempre presente quando necessário. Para os dias/períodos com céu encoberto, observou-se uma redução na demanda do alimentador.

Dessa discussão foi observada uma limitação da metodologia devido à utilização de dados da estação solarimétrica. Em consequência dos dados de geração fotovoltaica não serem obtidos necessariamente próximos à região de análise, a extrapolação dos níveis de irradiação solar obtidos da estação solarimétrica para outras áreas pode não ser representativa, onde possíveis interferências climáticas na região da estação solarimétrica podem não atuar semelhantemente na região de interesse e vice-versa. Para minimizar os erros referentes às diferenças espaciais entre alimentadores, e com base na correlação entre demanda e disponibilidade solar, os dias de máxima incidência solar, ou dias limpos característicos, foram utilizados.

Portanto, das observações acima, conclui-se que a metodologia proposta fornece o potencial máximo de redução do pico de demanda em um dia limpo de um determinado alimentador quando um sistema fotovoltaico é interligado à rede de distribuição.

5.3 RECOMENDACÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A metodologia apresentada neste trabalho pode ser aplicada a qualquer centro urbano desde que se tenham dados de demanda dos alimentadores da rede de distribuição. Esses dados são de extrema importância para aplicação da metodologia. Contudo, alguns assuntos abordados na tese devem continuar a ser pesquisados, de forma a se obter um maior detalhamento com relação à implantação desses sistemas solares fotovoltaicos dispostos em ilhas, anéis de energia, avaliando não apenas o comportamento da energia gerada, mas sua contribuição para o melhoramento da qualidade da rede. Entre os possíveis trabalhos futuros que possam ser desenvolvidos, destacam-se:

1. Uma análise estocástica, gerando diferentes cenários futuros com a implantação de diversos sistemas solares fotovoltaicos na contribuição efetiva do pico de demanda diurno em alimentadores comerciais;

2. Quantificação dos custos postergados de expansão e quantificação da redução do pico de demanda. Enfim, quantificar a contribuição energética em horários críticos;

3. Aplicação da metodologia proposta num *software* que possibilite o gerenciamento dessas cargas em tempo real, uma vez que esse tipo de geração possui características modulares e de fácil instalação;

4. Possibilitar o gerenciamento energético, criando mapas que demonstrem os diversos FECC em alimentadores da rede de distribuição, através da aplicação da metodologia proposta.

5. Criar um índice que correlacione a radiação solar versus perfil de demanda para estabelecer um critério para alimentadores diurnos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, S. **Utilização da Energia Solar em Substituição a Chuveiros Elétricos**. In: (Ed.). Fontes Não-Convencionais de Energia As Tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa 2000. Utilização da Energia Solar em Substituição a Chuveiros Elétricos

ALMEIDA, M. A.;SCHAEFFER, R.; ROVERE, E. L. The potential for electricity conservation and peak load reduction in the residential sector of Brazil. **Energy**, v.26, p.413-429, 2001.

ALSEMA, E. **Experience curve analysis of photovoltaic energy systems and components**. PHOTEX. Petten, Países Baixos, 2003.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**: Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>> 2007.

ATHANASIA, A. L. The Economics of Photovoltaic Stand-Alone Residential Households: A Case Study for Various European and Mediterranean Locations. . **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v.62, p.411-427, 2000.

BAILEY, B.;PEREZ, R.;DOTY, J.;ELSHOLZ, K.;STEWART, R.; HUSE, W. Early experiences of the 15 kW NMPC demand-side management photovoltaic project. **Solar Cells**, v.30, p.529-533, 1991.

BARKER, P.;BAILEY, B.; PETERSON, A. J. Photovoltaics support distribution feeder. **Electric Light & Power**, p.20, 1997.

BELLARMINE, G. T.; TURNER, M. C. Energy conservation and management in the U.S. **Energy conversion and management**, v.35, p.363-373, 1994.

BEN. **Resultados preliminares - Balanço Energético Nacional 2007**: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) 2007.

BRAUN, P.;JARDIM, C.; RÜTHER, R. Análise da Contribuição Energética de Sistemas Fotovoltaicos Integrados em Edificações: Aeroporto Internacional de Florianópolis, um Estudo de Caso. In: IX Encontro Nacional sobre Conforto no Ambiente Construído - ENCAC, 2007. **Anais**. Ouro Preto - MG, 2007.v.p.

BYRNE, J.;LETENDRE, S.;GOVINDARAJALU, C.; WANG, Y.-D. Evaluating the economics of photovoltaics in a demand-side management role. **Energy Policy**, v.24, p.177-185, 1996.

CASTRO, M.;DELGADO, A.;ARGUL, F. J.;A.COLMENAR;YEVES, F.; PEIRE, J. Grid-connected PV buildings: analysis of future scenarios with an example of Southern Spain. **Solar Energy**, v.79, p.86-95, 2005.

CNPE. **Plano Nacional de Energia 2030**. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - Ministério de Minas e Energia - MME. Brasília, 2007.

COLLE, S.; PEREIRA, E. B. **Atlas de irradiação solar do Brasil – 1ª. versão para irradiação global derivada de satélite e validada na superfície**. : Brasília: Instituto Nacional de Meteorologia, 1998.

CONTI, S.;RAITI, S.;TINA, G.; VAGLIASINDI, U. Integration of multiple PV units in urban power distribution systems. **Solar Energy**, v.75, p.87-94, 2003.

COSTA, W. U. D.; COSTA, A. S.; LEITE, G. S. **Gerenciamento pelo Lado da Demanda via Fluxo de Potência Ótimo com Restrições Intertemporais**: www.labspot.ufsc.br/~simoies/pesquisa/pq-dsm.html.

DUFFIE, J.; BECKMAN, W. **Solar Engineering of Thermal Processes**. : New York: John Wiley & Sons., 1980.

ELETOBRÁS. **Centrais Elétricas Brasileiras S.A.**: Disponível em: http://www.eletobras.gov.br/EM_Atuacao_SIPOT/sipot.asp 2007.

ELETROSUL. **Eletrosul Centrais Elétricas S.A.**: Disponível em: <http://www.eletrosul.gov.br> 2007.

ELETROSUL; CELESC. **Atendimento elétrico à Ilha de Santa Catarina - Estudo Complementar - Relatório I - Viabilidade Técnico-Econômica**. Eletrosul (Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A.) Celesc (Centrais Elétricas de Santa Catarina). Florianópolis, p.64, 2004.

ENERGY PARTNERS. **Innovation and the Learning Curve: reducing costs and creating value** 2006

EPE. **Resultados preliminares - Balanço Energético Nacional 2007**: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) 2007.

ERGE, T.; HOFFMANN, V.; KIEFER, K. The German experience with grid-connected PV-systems. **Solar Energy**, v.70, p.479-487, 2001.

FAABORG, A. **Impacts of power penetration from photovoltaic power systems in distribution networks**. IEA Task V Report IEA-PVPS T5-10:2002, p.1-24, 2002.

FONTOURA, R.; SCHILLING, M.; J., P. **Gerenciamento da Confiabilidade da Rede Elétrica no Novo Modelo Setorial**: XVI SNPTEE, GAT, Grupo IV. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. 2001.

FORTUNATO, L.; NETO, T.; ALBUQUERQUE, J.; PEREIRA, M. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**: Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro, 1990.

GALDINO, M.; LIMA, J.; RIBEIRO, C.; SERRA, E. O contexto das energias renováveis no Brasil. **Revista da DIRENG – Diretoria de Engenharia da Aeronáutica**, 2000.

GARVER, L. L. Effective load carrying capability of generating units. **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, v.8 Pas-85, August, p.910-919, 1966.

GINN, J.; RALPH, M.; GONZALEZ, S.; JR., B. **Photovoltaics as a distributed energy resource**. NCPV and Solar Program Review Meeting. NREL/CD 520-33586, 2003.

GREEN, M. A. Crystalline and thin film silicon solar cells: state of the art and future potential. **Solar Energy**, v.74, p.181-192, 2003.

HOFF, T. E.; PEREZ, R.; BRAUN, G.; KUHN, M.; NORRIS, B. **The Value of Distributed Photovoltaics to Austin Energy and the City of Austin**. Austin Energy, 2006.

HOFFMANN, W. PV solar electricity industry: Market growth and perspective. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v.90, p.3285–3311, 2006.

INGHAM, J. M. Biomassa no Mundo e no Brasil **Fontes Não-Convencionais de Energia As Tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa** v.3, 3, 2000.

IPCC. **INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – Climate Change 2007: the scientific basis**. Paris: I 2007.

JARDIM, C.;KNOB, P.; RÜTHER, R. Estudo do Potencial Fotovoltaico em Regiões com Pico de Demanda Diurno na cidade de Florianópolis. In: Encontro Nacional sobre Conforto no Ambiente Construído - ENCAC, 2003a. **Anais**. Curitiba, 2003a.v.p.

_____. Study of Photovoltaic Potential in Urban Areas with daytime load peaks. In: Conference on Passive and low energy architecture - PLEA, 2003b. **Anais**. Santiago - Chile: Pontificia Universidad Catolica de Chile, 2003b.v.1. p. 423-428.

JARDIM, C.;RÜTHER, R.;SALAMONI, I.;SOUZA, T. D.;REBECHI, S.; KNOB, P. The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil. **Energy and Buildings**, v.In Press, Corrected Proof, Available online 13 March 2007, 2007.

JARDIM, C.;SALAMONI, I.;RÜTHER, R.;KNOB, P.; DINIZ, A. S. C. O Potencial dos Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica em Áreas Urbanas: Dois Estudos de Caso. In: X Congresso Brasileiro de Energia, 2004. **Anais**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2004.v.III. p. 1217-1230.

_____. **O Potencial dos Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica em Áreas Urbanas: Dois Estudos de Caso**: III CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. Florianópolis, Brasil, 2005.

KAGAN, N.;OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**: Editora Edgard Blücher. São Paulo, 2005.

KHALLAT, M. A.; RAHMAN, S. A model for capacity credit evaluation of grid-connected photovoltaic systems with fuel cell support. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.3, 1988.

KNOB, P.; RÜTHER, R. Optimum Siting of Building-Integrated Photovoltaics in Urban Environments in Brazil: The Potential of PV in Assisting Day Time Peaking Feeders. In: 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2006, . Proceedings of the 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference. Munich, Alemanha : WIP - München 2006. **Anais**. Dresden - Alemanha, 2006.v.1. p. p. 127-130. .

KNOB, P.;RÜTHER, R.;JARDIM, C.; BEYER, H. Investigating the peak demand reduction capability of PV: a case study in Florianópolis, South Brazil. In: 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2004. **Anais**. Paris - France, 2004.v.p. 877-890.

LUCIANO, B. A.;PONTES, M. G.; LIMA, R. Geração de energia elétrica com base no biodiesel: alternativa de desenvolvimento sócio-econômico sustentável. **Revista GTD**, 2006.

MAGHRABY, H. A. M. Probabilistic assessment of photovoltaic (PV) generation systems. **IEEE Transaction on Power Systems**, v.17, p.205-208, 2002.

MASINI, A.; FRANKL, P. Forecasting the diffusion of photovoltaic systems in southern Europe: A learning curve approach. **Technological Forecasting & Social Change**, v.70, p.39-65, 2002.

MINTS, P. Solar Outlook Mar 2007. **Ed. Navigant Consulting**, 2006.

MME- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balço Energético Nacional**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: Setembro de 2005.

MUELLER, R. O.;CHA, B. K.;GIESE, R. F.; MASLOWSKI, C. Residential solar-photovoltaic power systems: the need for battery storage. In: Proceedings of the International Symposia on Alternative Energy Sources and Technology, 1980. **Anais**. Montreal, Canada, 1980.v.p. 1-10.

NASCIMENTO, J. G. A.;SANTOS, A. H. M.; ROCHA, G. P. Incentivos Regulatórios para a Geração Descentralizada de Energia Elétrica no Brasil (com ênfase em PCHs). **Fontes Não-Convencionais de Energia As Tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa** 2000.

NEMET, G. F. Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. **Energy Policy**, v.34, p.3218-3232, 2006.

ONS. **Operador Nacional do Sistema**: Disponível em: <www.ons.org.br> 2007.

OVSHINSKY, S. R. The material basis of efficiency and stability in amorphous photovoltaics. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v.32, p.443-462, 1994.

PARENTE, V.;GOLDEMBERG, J.; ZILLES, R. Comments on Experience Curves for PV Modules. **Progress in Photovoltaics Research and Applications**, v.10, p.571-574, 2002.

PEREIRA, E. B.;MARTINS, F. R.;ABREU, S. L. D.; RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**: INPE. São José dos Campos, 2006.

PEREZ, R.;BERKHEISER, W.; STEWART, R. **Analysis of Lincoln center experimental data for investigation of photovoltaic peak load matching potential**. Atmospheric Sciences Research Center. Albany, 1989.

PEREZ, R.; BRYAN, J. **Estimating Market Potential for Reducing Customer Peak Loads with Photovoltaics**: Proc. ASES-96. Asheville, NC, 1996.

PEREZ, R.;HOFF, T.;HERIG, C.; SHAH, J. Maximizing PV Peak Shaving with Solar Load Control Validation of a Web-Based Economic Evaluation Tool. **Solar Energy**, v.74, p.409-415, 2003.

PEREZ, R.;INEICHEN, P.;MOORE, K.;KMIECIK, M.;CHAIN, C.;GEORGE, R.; VIGNOLA, F. A New Operational Model for Satellite-Derived Irradiances: Description and Validation. **Solar Energy**, v.73, p.307-317, 2002.

PEREZ, R.;KMIECIK, M.;HERIG, C.; WENGER, H. **Mapping the Value of Commercial PV Applications in the US Accounting for Externalities**: Proc. ASES Annual Meeting. Portland ME, 1999.

PEREZ, R.;LETENDRE, S.; HERIG, C. PV and Grid Reliability: Availability of PV Power During Capacity Shortfalls. In: Proceedings of the American Solar Energy Society - ASES Annual Conference, 2001. **Anais**. Washington - USA, 2001.v.p.

PEREZ, R.;SEALS, R.; AL., E. **Geographical Distribution of PV Effective capacity in the United States**. Proc. ASES-95 Annual Meeting. Minneapolis, MN: 6 p.p. 1995.

PEREZ, R.;SEALS, R.; HERIG, C. **Photovoltaics can add capacity to the utility grid**. NREL - National Renewable Energy Laboratory. Golden - CO, 1996.

_____. **Determination of the End-Use Effective Capacity of Photovoltaics**: Proc. 14th European PV Conference. Barcelona, Spain, 1997.

PEREZ, R.;SEALS, R.; HERING, C. **PV Can Add Capacity to the Grid** Golden - USA: NREL Brochure DOE/GO-10096-262 1996.

PEREZ, R.;SEALS, R.; STEWART, R. **Matching Utility Peak Loads with Photovoltaics**: Proc. RENEW-94. NESEA's Annual Meeting. 1994.

PEREZ, R.;SEALS, R.; ZELENKA, A. Comparing Satellite Remote Sensing and Ground Network Measurements for the Production of Site/Time Specific Irradiance Data. **Solar Energy**, v.60, p.89-96, 1997

PHOTON-INTERNATIONAL. **PV Market Survey, The Photovoltaic Magazine Aachen, Germany**, 2007.

RAHMAN, S.; RINALDY. An Efficient Load Model for Analyzing Demand Side Management Impacts. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.8, p.1219-1226, 1993.

REGUSE, W.; MONTENEGRO, A. D. A. Panorama Atual de Utilização da Energia Eólica. **Fontes Não-Convencionais de Energia As Tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa** 2000.

REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables. **Global Status Report. 2006 Update**, 2006.

RODRIGUEZ, C. **Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: Os casos dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. (Dissertação). Comissão de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP, 2002.

RÜTHER, R. Experiences and Operational Results of the First Grid-Connected, Building-Integrated, Thin Film Photovoltaic Installation in Brazil. In: 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1998. **Anais**. Vienna, Austria: Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1998.v.p. 2655-2658.

_____. Demonstrating the superior performance of thin-film amorphous silicon for building-integrated photovoltaic systems in warm climates. In: ISES Solar World Congress, 1999. **Anais**. Israel, 1999.v.p.

_____. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligadas à Rede Elétrica Pública**: LABSOLAR - Editora da UFSC. Florianópolis, 2004a.

_____. Performance results of the first grid-connected, thin-film PV installation in Brazil: high performance ratios over six years of continuous operation. In: 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2004b. **Anais**. Paris, França, 2004b.v.p.

RÜTHER, R.; DACOREGIO, M. Performance Assessment of a 2 kWp Grid-Connected, Building-integrated, Amorphous Silicon Photovoltaic Installation in Brazil. **Progress in Photovoltaics Research and Applications**, v.8, p.257-266, 2000.

RÜTHER, R.;DACOREGIO, M.;SALAMONI, I.; KNOB, P. Performance of the first grid-connected BIPV installation in Brazil over eight years of continuous operation. In: Proceedings of the 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2006. **Anais**. Dresden, Germany, 2006.v.p. 2761-2764.

RÜTHER, R.;KNOB, P.;JARDIM, C.; REBECHI, S. The potential of building-integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil. **Energy Conversion & Management**, v.Manuscript submitted for publication, 2007.

RÜTHER, R.; MONTENEGRO, A. Mapas de irradiação solar para o Brasil: Resultados do Projeto SWERA. In: International Conference on Passive and Low-energy Architecture, 18., 2001. **Anais.**: PLEA 2001.v.p. 243-248.

RÜTHER, R.;REGUSE, W.;DACOREGIO, M. M.;RICARDO, R. V.;JARDIM, C.; PARECY, E. Avaliação do impacto da geração distribuída utilizando sistemas solares fotovoltaicos interligados à rede de distribuição. In: Seminário de pesquisa e desenvolvimento - CELESC, 2004. **Anais.** Florianópolis - SC, 2004.v.p.

SALAMONI, I. **Metodologia para Cálculo de Geração Fotovoltaica em Áreas Urbanas, Aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte. Dissertação.** Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

SALAZAR, J. **Economia de Energia e Redução do Pico da Curva de Demanda para Consumidores de Baixa Renda por Agregação de Energia Solar Térmica. Dissertação.** Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

SANYO. SOLAR ARK. Disponível em: <<http://www.sanyo.com/industrial/solar/>>. Acesso em: março de 2007.

SHEEN, J. N. Economic profitability analysis of demand side management program. **Energy Conversion & Management**, v.46, p.2919-2935, 2005.

SPEARS, H. T.;HICKS, K. L.; LEE, S. T. Y. Probability of Loss of Load for Three Areas. **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, v.4, Pas -89, p.521-526, 1970.

SPIEGEL, R. J.;KERN, E. C.; GREENBERG, D. L. Demonstration of the environmental and demand-side management benefits of grid-connected photovoltaic power systems. **Solar Energy**, v.62, p.345-358, 1998.

SULLIVAN, R. L. **Power System Planning**: McGraw-Hill. USA, 1977.

TIBA, C. **Atlas Solarimétrico do Brasil - banco de dados terrestres.**: Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000.

USAID. **TRADE GUIDE on Renewable Energy in Brazil.** U.S. Agency for International Development, 2002.

WADE. **WADE-THE WORLD ALLIANCE FOR DECENTRALIZED ENERGY. Worldy Survey of Decentralized Energy:** Disponível em: <Erro! A referência de hiperlink não é válida.. Acesso em: Dezembro 2006.

WIKIPÉDIA. Desenvolvido pela Wikimedia Foundation. Apresenta conteúdo enciclopédico. Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/w/index.php?title=Energia_renov%C3%A1vel&oldid=6539311> 2007.

ZILLES, R.;OLIVEIRA, S. D.;MACÊDO, W.; DINIZ, A. S. C. **Sistemas Fotovoltaicos e a Geração Distribuída de Eletricidade: Aspectos Econômicos e Barreiras para sua Inserção na Matriz Elétrica:** III CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. Florianópolis, Brasil, 2005.

ZWAAN, B. V. D.; RABL, A. Prospects for PV a learning curve analysis. **Solar Energy**, v.74, p.19-31, 2003.

_____. The learning potential of photovoltaics: implications for energy policy. **Energy Policy**, v.32, p.1545-1554, 2004.

ANEXOS

ANEXO I:

LISTA DE PUBLICAÇÕES

RÜTHER, R.; KNOB, P.; JARDIM, C.; REBECHI, S. The potential of building-integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil. **Energy Conversion & Management**, trabalho aceito para publicação em setembro/2007.

JARDIM, C. S.; RÜTHER, R.; SALAMONI, I. T.; VIANA, T.; REBECHI, S. H.; KNOB, P. The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil. **Energy and Buildings**, 2007 Available online on 13 March 2007.

BRAUN, P.; JARDIM, C.; RÜTHER, R. Análise da Contribuição Energética de Sistemas Fotovoltaicos Integrados em Edificações: Aeroporto Internacional de Florianópolis, um Estudo de Caso. In: IX Encontro Nacional sobre Conforto no Ambiente Construído - ENCAC, 2007. **Anais**. Ouro Preto - MG, 2007.v.p.

RÜTHER, R.; KNOB, P.; REGUSE, W.; DINIZ, A.; DACOREGIO, M.; SALAMONI, I.; JARDIM, C. S. The Potential of Grid-Connected Photovoltaics in Brazil. In: Rio 5 - World Climate & Energy Event, 2005, Rio de Janeiro. Proceedings of the Rio 5 Conference. Rio de Janeiro, Brasil : Rio Solar, 2005. v. 1. p. 177-179.

RÜTHER, R.; REGUSE, W.; DACOREGIO, M. M. ; KNOB, P. ; JARDIM, C. S. ; SALAMONI, I. T. ; RICARDO, R. V. ; DINIZ, A. S. C. . Grid-Connected Photovoltaics in Brazil. In: ISES 2005 Solar World Congress, 2005, Orlando - EUA. Proceedings of the 2005 Solar World Congress. Freiburg - Alemanha : International Solar Energy Society, 2005. p. 211-216.

RÜTHER, R.; REGUSE, W.; KNOB, P.; DACOREGIO, M. ; RICARDO, R. V. ; JARDIM, C. S. ; PARECY, E. . Projeto, Instalação e Avaliação da Performance de Sistemas Solares Fotovoltaicos Interligados ao Sistema de Distribuição. In: XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2005, Curitiba, Brasil. Anais do XVIII SNPTEE. Curitiba, Brasil : CIGRE Brasil, 2005. v. 1. p. 1-7.

KNOB, P.; RÜTHER, R.; JARDIM, C. S.; BEYER, H. G. . Investigating the Peak Demand Reduction Capability of PV: A Case Study in Florianopolis, South Brazil. In: 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2004, Paris, Franca. Proceedings of the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Munich, Alemanha : WIP, 2004. v. 1. p. 877-890.

JARDIM, C. S.; SALAMONI, I. T. ; RÜTHER, R. ; KNOB, P. ; DINIZ, A. S. C. . O Potencial dos Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica em Áreas Urbanas: Dois Estudos de Caso. In: AGRENER 2004, 2004, São Carlos - SP. Anais do AGRENER 2004, 2004. p. 120-131.

JARDIM, C. S.; KNOB, P.; RÜTHER, R. Study of Photovoltaic Potential in Urban Areas with Daytime Load Peaks. In: PLEA 2003 - 20th International Conference on Passive and Low Energy Architecture, 2003, Santiago. Proceedings of the 20th International Conference on Passive and Low Energy Architecture -PLEA 2003. Santiago - Chile: Pontificia Universidad Catolica de Chile, 2003. v. 1. p. 423-428.

JARDIM, C. S.; KNOB, P.; RÜTHER, R. Estudo do Potencial Fotovoltaico em Regiões com Pico de Demanda Diurno na Cidade de Florianópolis. In: ENCAC - COTEDI 2003, 2003, Curitiba. Anais do ENCAC & COTEDI 2003. Curitiba - PR : Pontifícia Universidade Católica do Paraná, 2003. v. 1. p. 921-928.

ANEXO II:

MEIO DIA SOLAR FLORIANÓPOLIS – SC

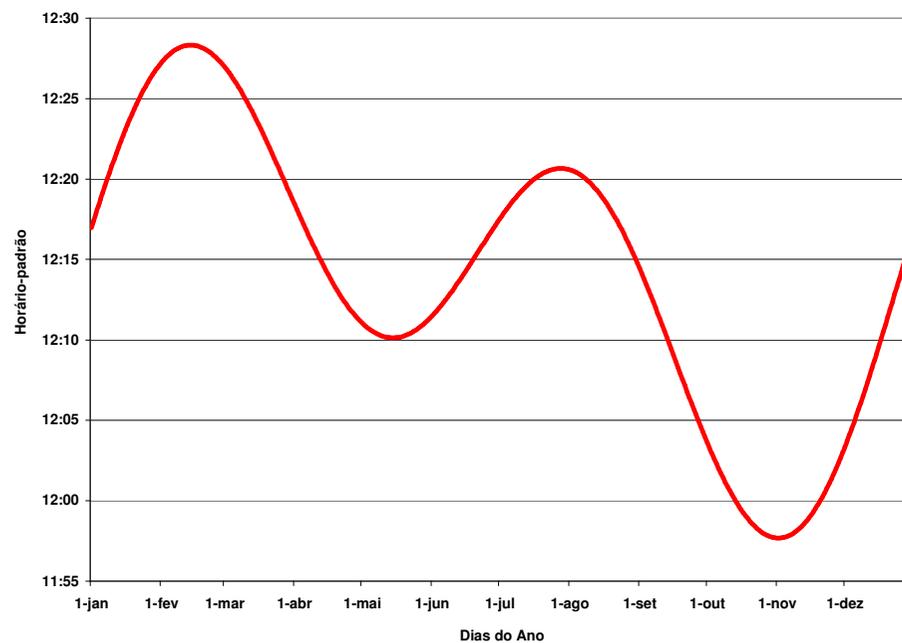
FLORIANÓPOLIS - nascer do sol, meio dia solar, pôr-do-sol

| | graus | min | seg | | | | | | | | |
|------------------------------------|----------------|--------|----------------|--------|--------------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|
| Longitude local = | 48° | 31' | | → | Longitude local = | | | 48,52° | | | |
| Longitude padrão = | 45° | | | → | Longitude padrão = | | | 45,00° | | | |
| Latitude local = | 27° | 36' | | → | Latitude local = | | | 27,60° | | | |
| Horário mínimo para meio-dia solar | | | 11:57 | | | | | | | | |
| Horário máximo para meio-dia solar | | | 12:28 | | | | | | | | |
| Data | meio-dia solar | Data | meio-dia solar | Data | meio-dia solar | Data | meio-dia solar | Data | meio-dia solar | Data | meio-dia solar |
| 01/jan | 12:16 | 01/mar | 12:26 | 01/mai | 12:11 | 01/jul | 12:17 | 01/set | 12:14 | 01/nov | 11:57 |
| 02/jan | 12:17 | 02/mar | 12:26 | 02/mai | 12:10 | 02/jul | 12:17 | 02/set | 12:14 | 02/nov | 11:57 |
| 03/jan | 12:17 | 03/mar | 12:26 | 03/mai | 12:10 | 03/jul | 12:17 | 03/set | 12:13 | 03/nov | 11:57 |
| 04/jan | 12:18 | 04/mar | 12:26 | 04/mai | 12:10 | 04/jul | 12:18 | 04/set | 12:13 | 04/nov | 11:57 |
| 05/jan | 12:18 | 05/mar | 12:26 | 05/mai | 12:10 | 05/jul | 12:18 | 05/set | 12:13 | 05/nov | 11:57 |
| 06/jan | 12:19 | 06/mar | 12:25 | 06/mai | 12:10 | 06/jul | 12:18 | 06/set | 12:12 | 06/nov | 11:57 |
| 07/jan | 12:19 | 07/mar | 12:25 | 07/mai | 12:10 | 07/jul | 12:18 | 07/set | 12:12 | 07/nov | 11:57 |
| 08/jan | 12:20 | 08/mar | 12:25 | 08/mai | 12:10 | 08/jul | 12:18 | 08/set | 12:12 | 08/nov | 11:57 |
| 09/jan | 12:20 | 09/mar | 12:25 | 09/mai | 12:10 | 09/jul | 12:19 | 09/set | 12:11 | 09/nov | 11:58 |
| 10/jan | 12:20 | 10/mar | 12:25 | 10/mai | 12:10 | 10/jul | 12:19 | 10/set | 12:11 | 10/nov | 11:58 |
| 11/jan | 12:21 | 11/mar | 12:24 | 11/mai | 12:10 | 11/jul | 12:19 | 11/set | 12:10 | 11/nov | 11:58 |
| 12/jan | 12:21 | 12/mar | 12:24 | 12/mai | 12:10 | 12/jul | 12:19 | 12/set | 12:10 | 12/nov | 11:58 |
| 13/jan | 12:21 | 13/mar | 12:24 | 13/mai | 12:10 | 13/jul | 12:19 | 13/set | 12:10 | 13/nov | 11:58 |
| 14/jan | 12:22 | 14/mar | 12:23 | 14/mai | 12:10 | 14/jul | 12:19 | 14/set | 12:09 | 14/nov | 11:58 |
| 15/jan | 12:22 | 15/mar | 12:23 | 15/mai | 12:10 | 15/jul | 12:19 | 15/set | 12:09 | 15/nov | 11:58 |
| 16/jan | 12:23 | 16/mar | 12:23 | 16/mai | 12:10 | 16/jul | 12:19 | 16/set | 12:09 | 16/nov | 11:59 |
| 17/jan | 12:23 | 17/mar | 12:23 | 17/mai | 12:10 | 17/jul | 12:20 | 17/set | 12:08 | 17/nov | 11:59 |
| 18/jan | 12:23 | 18/mar | 12:22 | 18/mai | 12:10 | 18/jul | 12:20 | 18/set | 12:08 | 18/nov | 11:59 |
| 19/jan | 12:24 | 19/mar | 12:22 | 19/mai | 12:10 | 19/jul | 12:20 | 19/set | 12:07 | 19/nov | 11:59 |
| 20/jan | 12:24 | 20/mar | 12:22 | 20/mai | 12:10 | 20/jul | 12:20 | 20/set | 12:07 | 20/nov | 11:59 |

| | | | | | | | | | | | |
|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|
| 21/jan | 12:24 | 21/mar | 12:21 | 21/mai | 12:10 | 21/jul | 12:20 | 21/set | 12:07 | 21/nov | 12:00 |
| 22/jan | 12:24 | 22/mar | 12:21 | 22/mai | 12:10 | 22/jul | 12:20 | 22/set | 12:06 | 22/nov | 12:00 |
| 23/jan | 12:25 | 23/mar | 12:21 | 23/mai | 12:10 | 23/jul | 12:20 | 23/set | 12:06 | 23/nov | 12:00 |
| 24/jan | 12:25 | 24/mar | 12:21 | 24/mai | 12:10 | 24/jul | 12:20 | 24/set | 12:06 | 24/nov | 12:01 |
| 25/jan | 12:25 | 25/mar | 12:20 | 25/mai | 12:10 | 25/jul | 12:20 | 25/set | 12:05 | 25/nov | 12:01 |
| 26/jan | 12:26 | 26/mar | 12:20 | 26/mai | 12:10 | 26/jul | 12:20 | 26/set | 12:05 | 26/nov | 12:01 |
| 27/jan | 12:26 | 27/mar | 12:20 | 27/mai | 12:10 | 27/jul | 12:20 | 27/set | 12:04 | 27/nov | 12:01 |
| 28/jan | 12:26 | 28/mar | 12:19 | 28/mai | 12:10 | 28/jul | 12:20 | 28/set | 12:04 | 28/nov | 12:02 |
| 29/jan | 12:26 | 29/mar | 12:19 | 29/mai | 12:11 | 29/jul | 12:20 | 29/set | 12:04 | 29/nov | 12:02 |
| 30/jan | 12:26 | 30/mar | 12:19 | 30/mai | 12:11 | 30/jul | 12:20 | 30/set | 12:03 | 30/nov | 12:02 |
| 31/jan | 12:27 | 31/mar | 12:18 | 31/mai | 12:11 | 31/jul | 12:20 | 01/out | 12:03 | 01/dez | 12:03 |
| 01/fev | 12:27 | 01/abr | 12:18 | 01/jun | 12:11 | 01/ago | 12:20 | 02/out | 12:03 | 02/dez | 12:03 |
| 02/fev | 12:27 | 02/abr | 12:18 | 02/jun | 12:11 | 02/ago | 12:20 | 03/out | 12:02 | 03/dez | 12:04 |
| 03/fev | 12:27 | 03/abr | 12:17 | 03/jun | 12:11 | 03/ago | 12:20 | 04/out | 12:02 | 04/dez | 12:04 |
| 04/fev | 12:27 | 04/abr | 12:17 | 04/jun | 12:11 | 04/ago | 12:20 | 05/out | 12:02 | 05/dez | 12:04 |
| 05/fev | 12:27 | 05/abr | 12:17 | 05/jun | 12:12 | 05/ago | 12:20 | 06/out | 12:02 | 06/dez | 12:05 |
| 06/fev | 12:27 | 06/abr | 12:16 | 06/jun | 12:12 | 06/ago | 12:20 | 07/out | 12:01 | 07/dez | 12:05 |
| 07/fev | 12:28 | 07/abr | 12:16 | 07/jun | 12:12 | 07/ago | 12:20 | 08/out | 12:01 | 08/dez | 12:06 |
| 08/fev | 12:28 | 08/abr | 12:16 | 08/jun | 12:12 | 08/ago | 12:20 | 09/out | 12:01 | 09/dez | 12:06 |
| 09/fev | 12:28 | 09/abr | 12:15 | 09/jun | 12:12 | 09/ago | 12:19 | 10/out | 12:00 | 10/dez | 12:06 |
| 10/fev | 12:28 | 10/abr | 12:15 | 10/jun | 12:13 | 10/ago | 12:19 | 11/out | 12:00 | 11/dez | 12:07 |
| 11/fev | 12:28 | 11/abr | 12:15 | 11/jun | 12:13 | 11/ago | 12:19 | 12/out | 12:00 | 12/dez | 12:07 |
| 12/fev | 12:28 | 12/abr | 12:15 | 12/jun | 12:13 | 12/ago | 12:19 | 13/out | 12:00 | 13/dez | 12:08 |
| 13/fev | 12:28 | 13/abr | 12:14 | 13/jun | 12:13 | 13/ago | 12:19 | 14/out | 11:59 | 14/dez | 12:08 |
| 14/fev | 12:28 | 14/abr | 12:14 | 14/jun | 12:13 | 14/ago | 12:19 | 15/out | 11:59 | 15/dez | 12:09 |
| 15/fev | 12:28 | 15/abr | 12:14 | 15/jun | 12:14 | 15/ago | 12:18 | 16/out | 11:59 | 16/dez | 12:09 |
| 16/fev | 12:28 | 16/abr | 12:14 | 16/jun | 12:14 | 16/ago | 12:18 | 17/out | 11:59 | 17/dez | 12:10 |
| 17/fev | 12:28 | 17/abr | 12:13 | 17/jun | 12:14 | 17/ago | 12:18 | 18/out | 11:59 | 18/dez | 12:10 |
| 18/fev | 12:28 | 18/abr | 12:13 | 18/jun | 12:14 | 18/ago | 12:18 | 19/out | 11:58 | 19/dez | 12:10 |
| 19/fev | 12:28 | 19/abr | 12:13 | 19/jun | 12:14 | 19/ago | 12:18 | 20/out | 11:58 | 20/dez | 12:11 |
| 20/fev | 12:28 | 20/abr | 12:13 | 20/jun | 12:15 | 20/ago | 12:17 | 21/out | 11:58 | 21/dez | 12:11 |
| 21/fev | 12:28 | 21/abr | 12:12 | 21/jun | 12:15 | 21/ago | 12:17 | 22/out | 11:58 | 22/dez | 12:12 |
| 22/fev | 12:27 | 22/abr | 12:12 | 22/jun | 12:15 | 22/ago | 12:17 | 23/out | 11:58 | 23/dez | 12:12 |
| 23/fev | 12:27 | 23/abr | 12:12 | 23/jun | 12:15 | 23/ago | 12:17 | 24/out | 11:58 | 24/dez | 12:13 |
| 24/fev | 12:27 | 24/abr | 12:12 | 24/jun | 12:16 | 24/ago | 12:16 | 25/out | 11:58 | 25/dez | 12:13 |
| 25/fev | 12:27 | 25/abr | 12:12 | 25/jun | 12:16 | 25/ago | 12:16 | 26/out | 11:57 | 26/dez | 12:14 |

| | | | | | | | | | | | |
|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|
| 26/fev | 12:27 | 26/abr | 12:11 | 26/jun | 12:16 | 26/ago | 12:16 | 27/out | 11:57 | 27/dez | 12:14 |
| 27/fev | 12:27 | 27/abr | 12:11 | 27/jun | 12:16 | 27/ago | 12:16 | 28/out | 11:57 | 28/dez | 12:15 |
| 28/fev | 12:27 | 28/abr | 12:11 | 28/jun | 12:16 | 28/ago | 12:15 | 29/out | 11:57 | 29/dez | 12:15 |
| | | 29/abr | 12:11 | 29/jun | 12:17 | 29/ago | 12:15 | 30/out | 11:57 | 30/dez | 12:16 |
| | | 30/abr | 12:11 | 30/jun | 12:17 | 30/ago | 12:15 | 31/out | 11:57 | 31/dez | 12:16 |
| | | | | | | 31/ago | 12:14 | | | | |

Meio-Dia Solar - Florianópolis



MEIO DIA SOLAR BELO HORIZONTE - MG

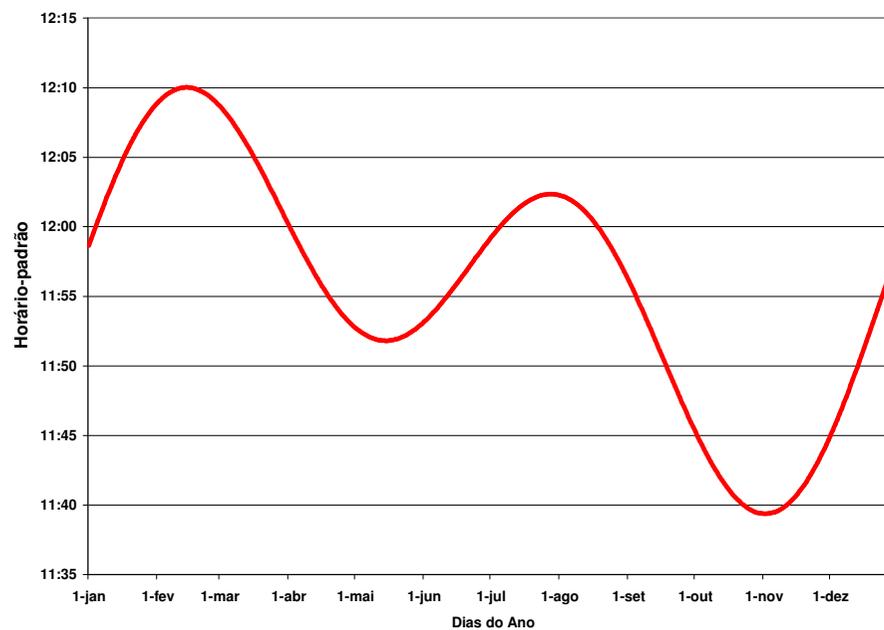
BELO HORIZONTE - nascer do sol, meio dia solar, pôr-do-sol

| | graus | min | seg | | | | | | | | |
|------------------------------------|----------------|--------|----------------|--------|--------------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|
| Longitude local = | 43° | 56' | 16" | → | Longitude local = | 43,94° | | | | | |
| Longitude padrão = | 45° | | | → | Longitude padrão = | 45,00° | | | | | |
| Latitude local = | 19° | 55' | 15" | → | Latitude local = | 19,92° | | | | | |
| Horário mínimo para meio-dia solar | | | 11:39 | | | | | | | | |
| Horário máximo para meio-dia solar | | | 12:10 | | | | | | | | |
| Data | meio-dia solar | Data | meio-dia solar | Data | meio-dia solar | Data | meio-dia solar | Data | meio-dia solar | Data | meio-dia solar |
| 01/jan | 11:58 | 01/mar | 12:08 | 01/mai | 11:52 | 01/jul | 11:59 | 01/set | 11:56 | 01/nov | 11:39 |
| 02/jan | 11:59 | 02/mar | 12:08 | 02/mai | 11:52 | 02/jul | 11:59 | 02/set | 11:55 | 02/nov | 11:39 |
| 03/jan | 11:59 | 03/mar | 12:08 | 03/mai | 11:52 | 03/jul | 11:59 | 03/set | 11:55 | 03/nov | 11:39 |
| 04/jan | 11:59 | 04/mar | 12:08 | 04/mai | 11:52 | 04/jul | 11:59 | 04/set | 11:55 | 04/nov | 11:39 |
| 05/jan | 12:00 | 05/mar | 12:07 | 05/mai | 11:52 | 05/jul | 11:59 | 05/set | 11:54 | 05/nov | 11:39 |
| 06/jan | 12:00 | 06/mar | 12:07 | 06/mai | 11:52 | 06/jul | 12:00 | 06/set | 11:54 | 06/nov | 11:39 |
| 07/jan | 12:01 | 07/mar | 12:07 | 07/mai | 11:52 | 07/jul | 12:00 | 07/set | 11:54 | 07/nov | 11:39 |
| 08/jan | 12:01 | 08/mar | 12:07 | 08/mai | 11:52 | 08/jul | 12:00 | 08/set | 11:53 | 08/nov | 11:39 |
| 09/jan | 12:02 | 09/mar | 12:06 | 09/mai | 11:51 | 09/jul | 12:00 | 09/set | 11:53 | 09/nov | 11:39 |
| 10/jan | 12:02 | 10/mar | 12:06 | 10/mai | 11:51 | 10/jul | 12:00 | 10/set | 11:52 | 10/nov | 11:39 |
| 11/jan | 12:02 | 11/mar | 12:06 | 11/mai | 11:51 | 11/jul | 12:01 | 11/set | 11:52 | 11/nov | 11:39 |
| 12/jan | 12:03 | 12/mar | 12:06 | 12/mai | 11:51 | 12/jul | 12:01 | 12/set | 11:52 | 12/nov | 11:40 |
| 13/jan | 12:03 | 13/mar | 12:05 | 13/mai | 11:51 | 13/jul | 12:01 | 13/set | 11:51 | 13/nov | 11:40 |
| 14/jan | 12:04 | 14/mar | 12:05 | 14/mai | 11:51 | 14/jul | 12:01 | 14/set | 11:51 | 14/nov | 11:40 |
| 15/jan | 12:04 | 15/mar | 12:05 | 15/mai | 11:51 | 15/jul | 12:01 | 15/set | 11:51 | 15/nov | 11:40 |
| 16/jan | 12:04 | 16/mar | 12:05 | 16/mai | 11:51 | 16/jul | 12:01 | 16/set | 11:50 | 16/nov | 11:40 |
| 17/jan | 12:05 | 17/mar | 12:04 | 17/mai | 11:51 | 17/jul | 12:01 | 17/set | 11:50 | 17/nov | 11:40 |
| 18/jan | 12:05 | 18/mar | 12:04 | 18/mai | 11:51 | 18/jul | 12:01 | 18/set | 11:49 | 18/nov | 11:41 |
| 19/jan | 12:05 | 19/mar | 12:04 | 19/mai | 11:51 | 19/jul | 12:01 | 19/set | 11:49 | 19/nov | 11:41 |
| 20/jan | 12:06 | 20/mar | 12:03 | 20/mai | 11:51 | 20/jul | 12:02 | 20/set | 11:49 | 20/nov | 11:41 |
| 21/jan | 12:06 | 21/mar | 12:03 | 21/mai | 11:52 | 21/jul | 12:02 | 21/set | 11:48 | 21/nov | 11:41 |
| 22/jan | 12:06 | 22/mar | 12:03 | 22/mai | 11:52 | 22/jul | 12:02 | 22/set | 11:48 | 22/nov | 11:42 |

| | | | | | | | | | | | |
|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|
| 23/jan | 12:06 | 23/mar | 12:03 | 23/mai | 11:52 | 23/jul | 12:02 | 23/set | 11:48 | 23/nov | 11:42 |
| 24/jan | 12:07 | 24/mar | 12:02 | 24/mai | 11:52 | 24/jul | 12:02 | 24/set | 11:47 | 24/nov | 11:42 |
| 25/jan | 12:07 | 25/mar | 12:02 | 25/mai | 11:52 | 25/jul | 12:02 | 25/set | 11:47 | 25/nov | 11:43 |
| 26/jan | 12:07 | 26/mar | 12:02 | 26/mai | 11:52 | 26/jul | 12:02 | 26/set | 11:47 | 26/nov | 11:43 |
| 27/jan | 12:07 | 27/mar | 12:01 | 27/mai | 11:52 | 27/jul | 12:02 | 27/set | 11:46 | 27/nov | 11:43 |
| 28/jan | 12:08 | 28/mar | 12:01 | 28/mai | 11:52 | 28/jul | 12:02 | 28/set | 11:46 | 28/nov | 11:43 |
| 29/jan | 12:08 | 29/mar | 12:01 | 29/mai | 11:52 | 29/jul | 12:02 | 29/set | 11:45 | 29/nov | 11:44 |
| 30/jan | 12:08 | 30/mar | 12:00 | 30/mai | 11:52 | 30/jul | 12:02 | 30/set | 11:45 | 30/nov | 11:44 |
| 31/jan | 12:08 | 31/mar | 12:00 | 31/mai | 11:53 | 31/jul | 12:02 | 01/out | 11:45 | 01/dez | 11:45 |
| 01/fev | 12:08 | 01/abr | 12:00 | 01/jun | 11:53 | 01/ago | 12:02 | 02/out | 11:44 | 02/dez | 11:45 |
| 02/fev | 12:09 | 02/abr | 11:59 | 02/jun | 11:53 | 02/ago | 12:02 | 03/out | 11:44 | 03/dez | 11:45 |
| 03/fev | 12:09 | 03/abr | 11:59 | 03/jun | 11:53 | 03/ago | 12:02 | 04/out | 11:44 | 04/dez | 11:46 |
| 04/fev | 12:09 | 04/abr | 11:59 | 04/jun | 11:53 | 04/ago | 12:02 | 05/out | 11:44 | 05/dez | 11:46 |
| 05/fev | 12:09 | 05/abr | 11:58 | 05/jun | 11:53 | 05/ago | 12:02 | 06/out | 11:43 | 06/dez | 11:46 |
| 06/fev | 12:09 | 06/abr | 11:58 | 06/jun | 11:54 | 06/ago | 12:01 | 07/out | 11:43 | 07/dez | 11:47 |
| 07/fev | 12:09 | 07/abr | 11:58 | 07/jun | 11:54 | 07/ago | 12:01 | 08/out | 11:43 | 08/dez | 11:47 |
| 08/fev | 12:09 | 08/abr | 11:57 | 08/jun | 11:54 | 08/ago | 12:01 | 09/out | 11:42 | 09/dez | 11:48 |
| 09/fev | 12:09 | 09/abr | 11:57 | 09/jun | 11:54 | 09/ago | 12:01 | 10/out | 11:42 | 10/dez | 11:48 |
| 10/fev | 12:09 | 10/abr | 11:57 | 10/jun | 11:54 | 10/ago | 12:01 | 11/out | 11:42 | 11/dez | 11:49 |
| 11/fev | 12:09 | 11/abr | 11:57 | 11/jun | 11:54 | 11/ago | 12:01 | 12/out | 11:42 | 12/dez | 11:49 |
| 12/fev | 12:10 | 12/abr | 11:56 | 12/jun | 11:55 | 12/ago | 12:01 | 13/out | 11:41 | 13/dez | 11:49 |
| 13/fev | 12:10 | 13/abr | 11:56 | 13/jun | 11:55 | 13/ago | 12:01 | 14/out | 11:41 | 14/dez | 11:50 |
| 14/fev | 12:10 | 14/abr | 11:56 | 14/jun | 11:55 | 14/ago | 12:00 | 15/out | 11:41 | 15/dez | 11:50 |
| 15/fev | 12:10 | 15/abr | 11:55 | 15/jun | 11:55 | 15/ago | 12:00 | 16/out | 11:41 | 16/dez | 11:51 |
| 16/fev | 12:10 | 16/abr | 11:55 | 16/jun | 11:55 | 16/ago | 12:00 | 17/out | 11:40 | 17/dez | 11:51 |
| 17/fev | 12:09 | 17/abr | 11:55 | 17/jun | 11:56 | 17/ago | 12:00 | 18/out | 11:40 | 18/dez | 11:52 |
| 18/fev | 12:09 | 18/abr | 11:55 | 18/jun | 11:56 | 18/ago | 12:00 | 19/out | 11:40 | 19/dez | 11:52 |
| 19/fev | 12:09 | 19/abr | 11:54 | 19/jun | 11:56 | 19/ago | 11:59 | 20/out | 11:40 | 20/dez | 11:53 |
| 20/fev | 12:09 | 20/abr | 11:54 | 20/jun | 11:56 | 20/ago | 11:59 | 21/out | 11:40 | 21/dez | 11:53 |
| 21/fev | 12:09 | 21/abr | 11:54 | 21/jun | 11:57 | 21/ago | 11:59 | 22/out | 11:40 | 22/dez | 11:54 |
| 22/fev | 12:09 | 22/abr | 11:54 | 22/jun | 11:57 | 22/ago | 11:59 | 23/out | 11:39 | 23/dez | 11:54 |
| 23/fev | 12:09 | 23/abr | 11:54 | 23/jun | 11:57 | 23/ago | 11:58 | 24/out | 11:39 | 24/dez | 11:54 |
| 24/fev | 12:09 | 24/abr | 11:53 | 24/jun | 11:57 | 24/ago | 11:58 | 25/out | 11:39 | 25/dez | 11:55 |
| 25/fev | 12:09 | 25/abr | 11:53 | 25/jun | 11:57 | 25/ago | 11:58 | 26/out | 11:39 | 26/dez | 11:55 |
| 26/fev | 12:09 | 26/abr | 11:53 | 26/jun | 11:58 | 26/ago | 11:57 | 27/out | 11:39 | 27/dez | 11:56 |
| 27/fev | 12:08 | 27/abr | 11:53 | 27/jun | 11:58 | 27/ago | 11:57 | 28/out | 11:39 | 28/dez | 11:56 |

| | | | | | | |
|--------|-------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 28/fev | 12:08 | 28/abr 11:53 | 28/jun 11:58 | 28/ago 11:57 | 29/out 11:39 | 29/dez 11:57 |
| | | 29/abr 11:53 | 29/jun 11:58 | 29/ago 11:57 | 30/out 11:39 | 30/dez 11:57 |
| | | 30/abr 11:52 | 30/jun 11:59 | 30/ago 11:56 | 31/out 11:39 | 31/dez 11:58 |
| | | | | 31/ago 11:56 | | |

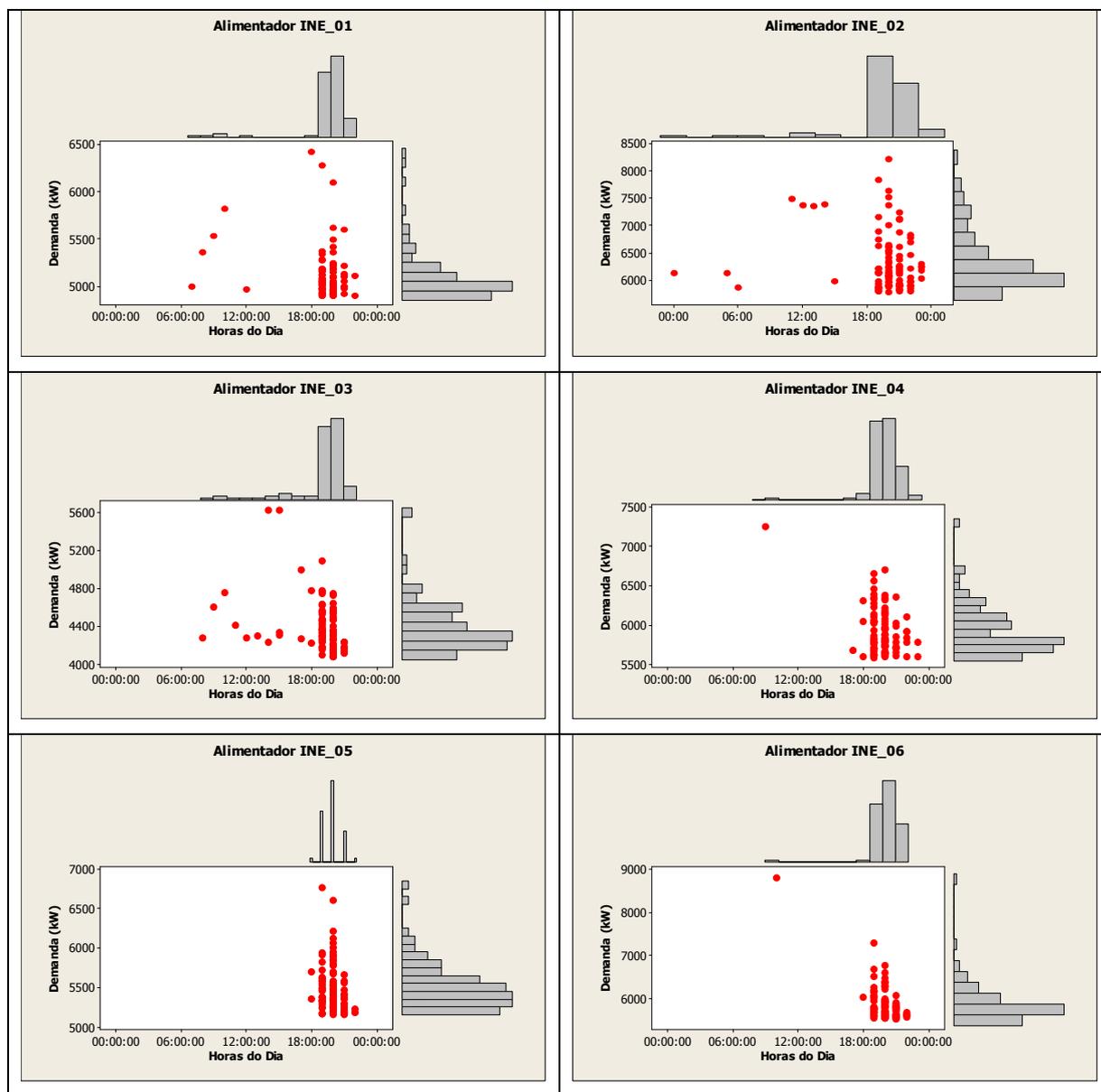
Meio-Dia Solar - Belo Horizonte



ANEXO III:**CLASSIFICAÇÃO E SELEÇÃO DOS ALIMENTADORES DA CIDADE DE FLORIANOPOLIS (ILHA DE SANTA CATARINA)**

Com o objetivo de caracterizar o perfil de demanda dos alimentadores estudados, foram analisados os cem primeiros picos de demanda nas horas do dia, conforme descrito em 4.2.

Na **Figura 47**, **Figura 48** e **Figura 49** são apresentados os alimentadores com pico de demanda noturno. Estes alimentadores não foram estudados, pois não existe a contribuição efetiva da geração solar fotovoltaica para a redução do pico de demanda.



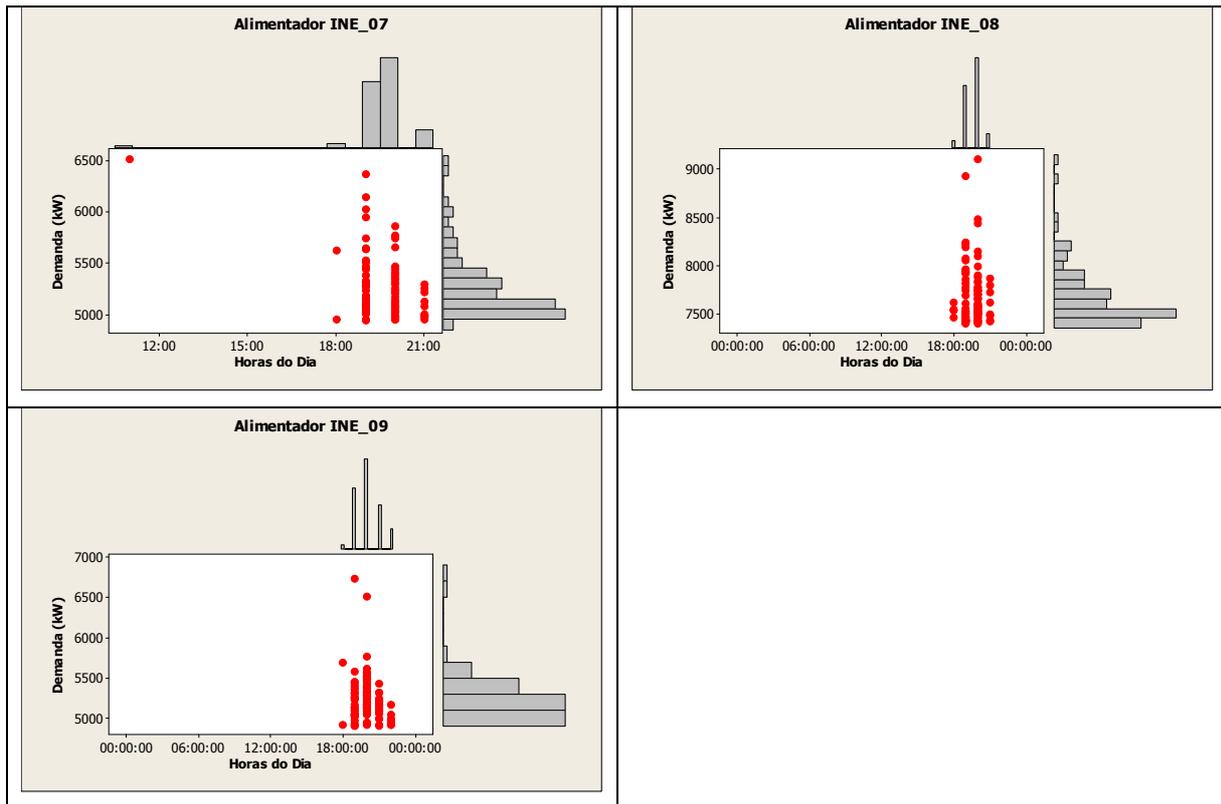


Figura 47 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores noturnos da subestação INE – Ilha Norte

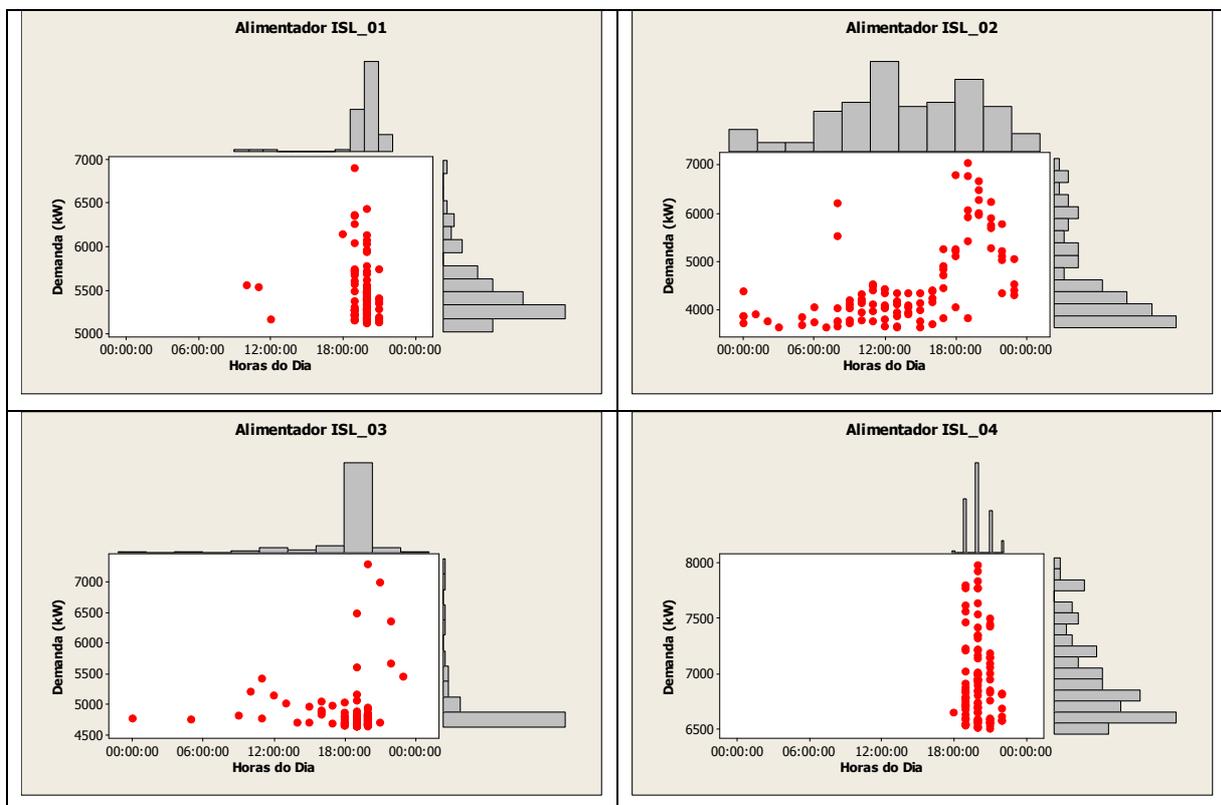


Figura 48 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores noturnos da subestação ISL – Ilha Sul

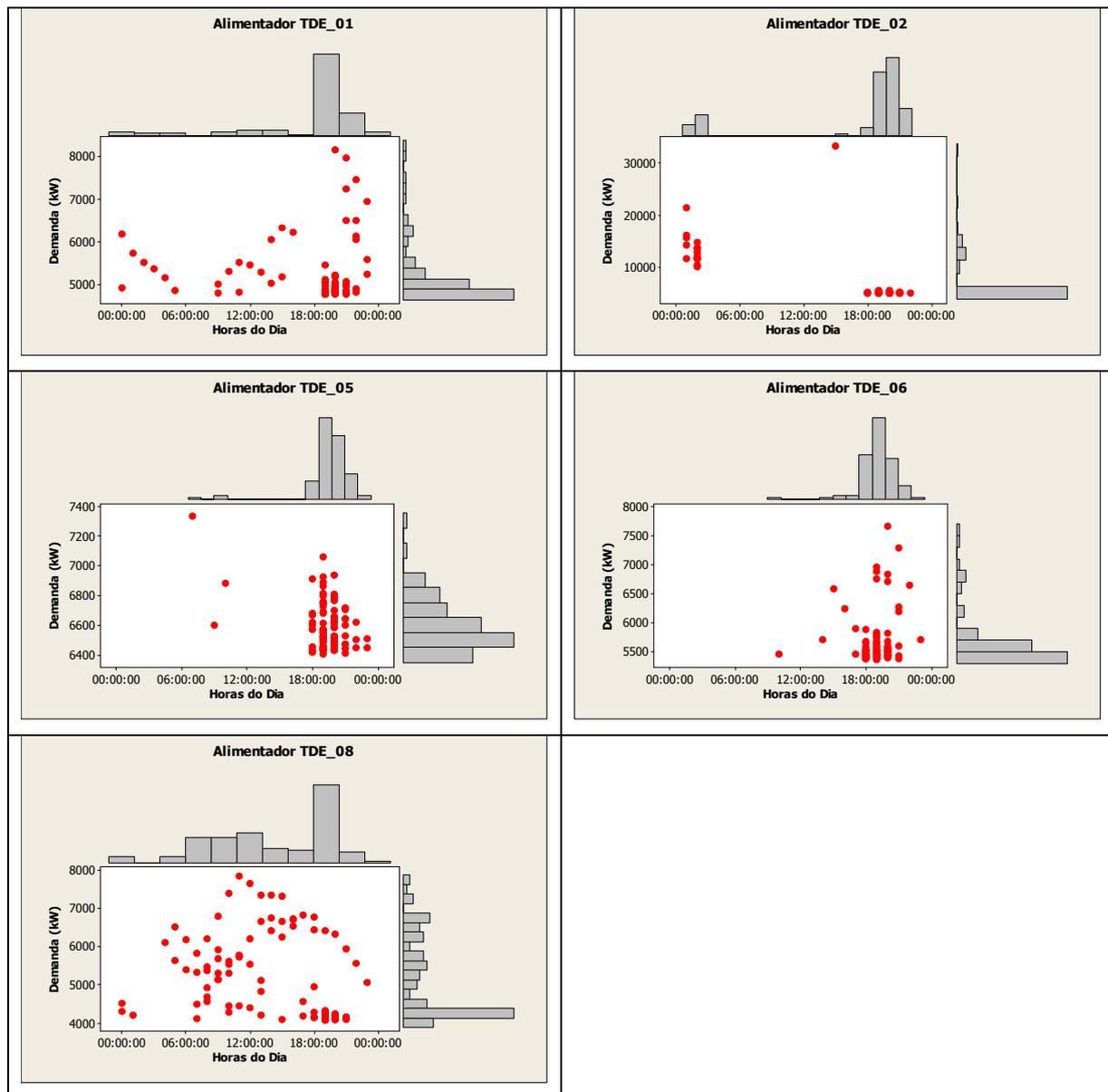


Figura 49 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores noturnos da subestação TDE – Trindade

Na **Figura 50**, **Figura 51** e **Figura 52** são apresentados os alimentadores com pico de demanda diurno. Estes alimentadores foram o foco do estudo, pois existe a contribuição efetiva da geração solar fotovoltaica para a redução do pico de demanda.

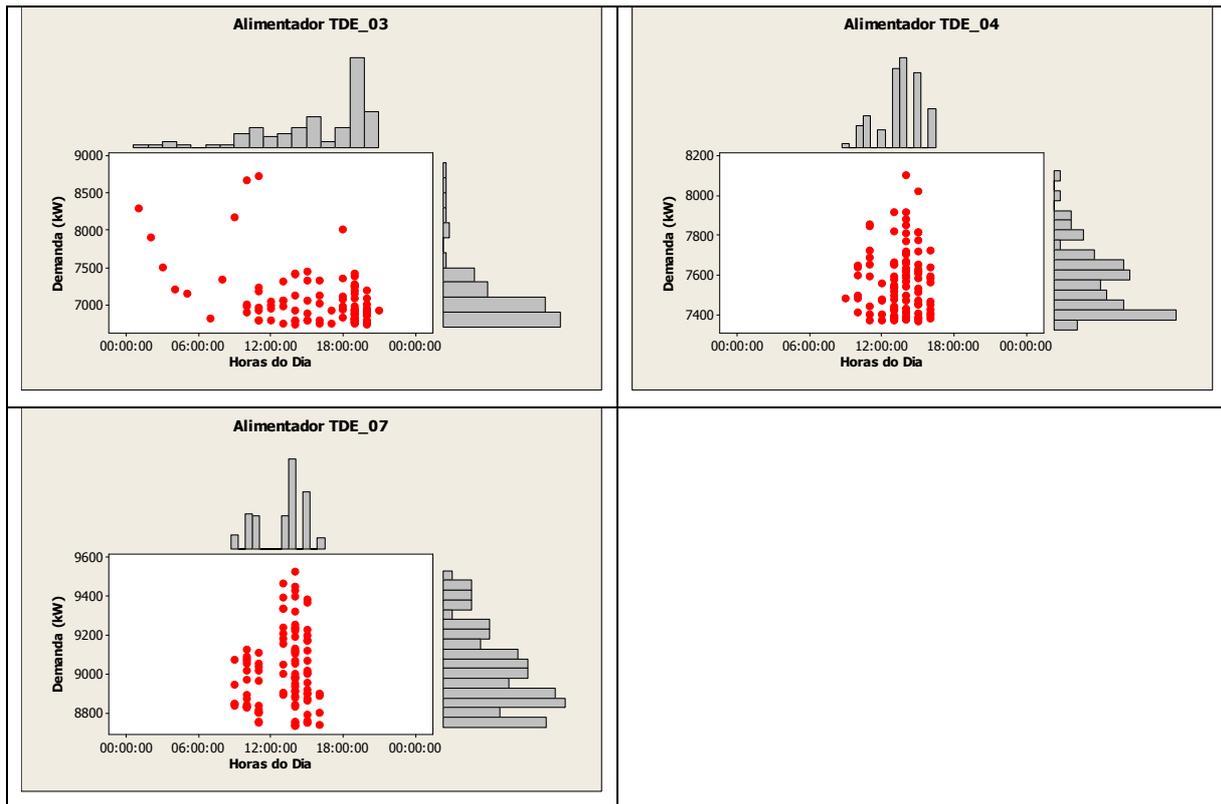


Figura 50 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores diurnos da subestação TDE – Trindade

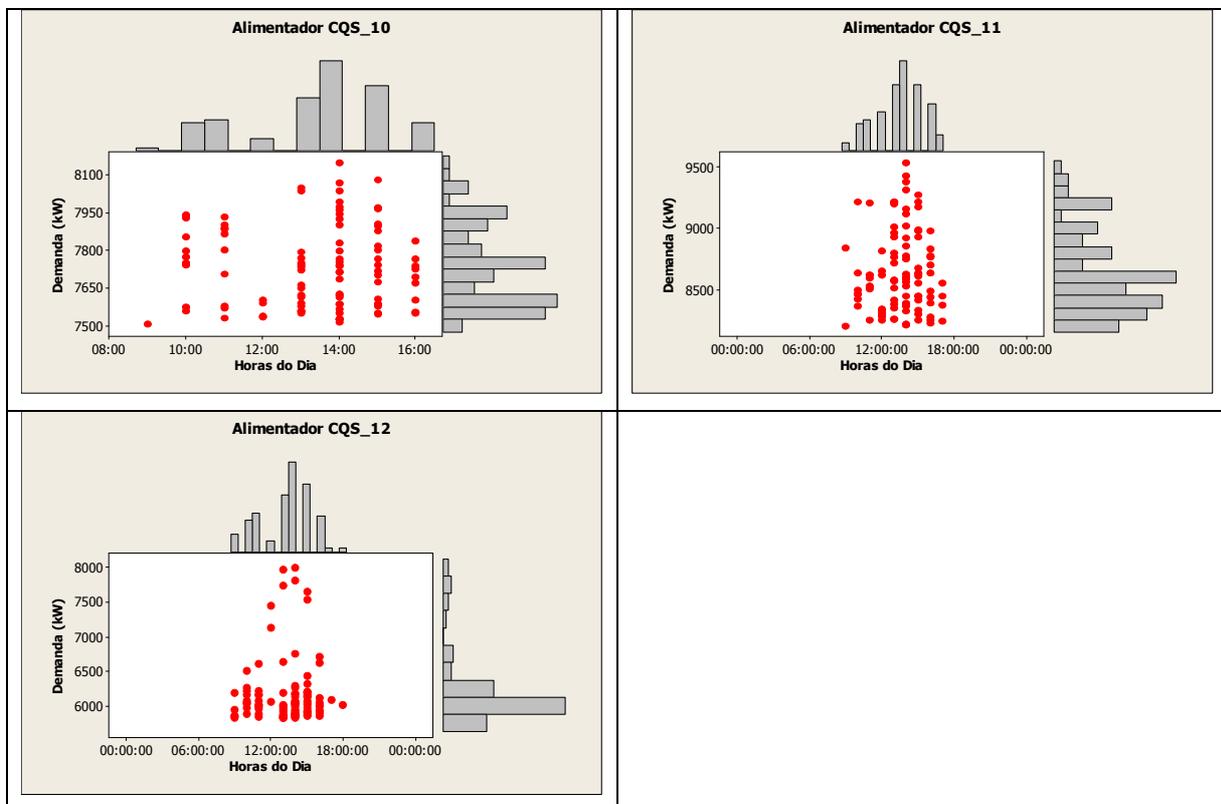
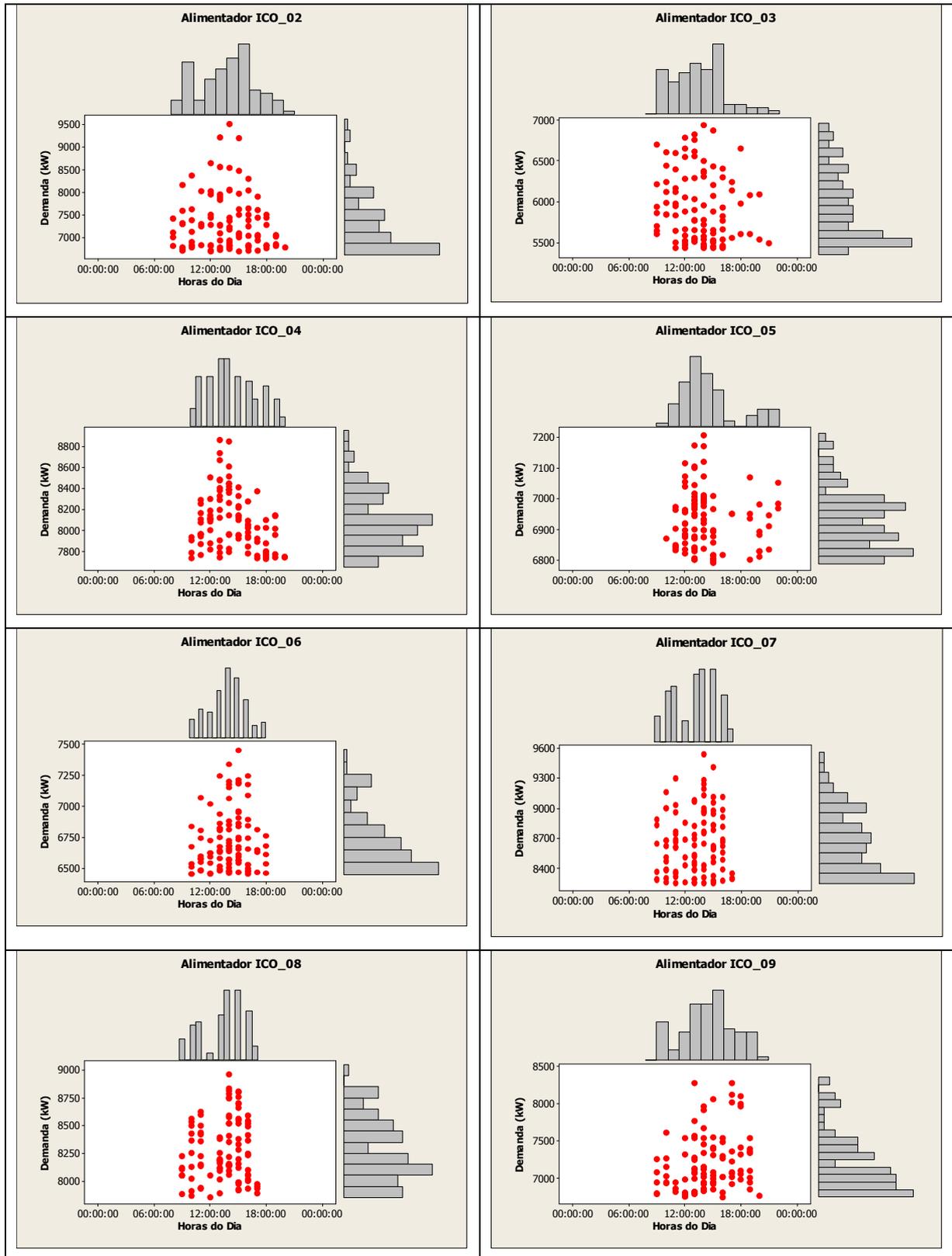


Figura 51 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores diurnos da subestação CQS – Coqueiros



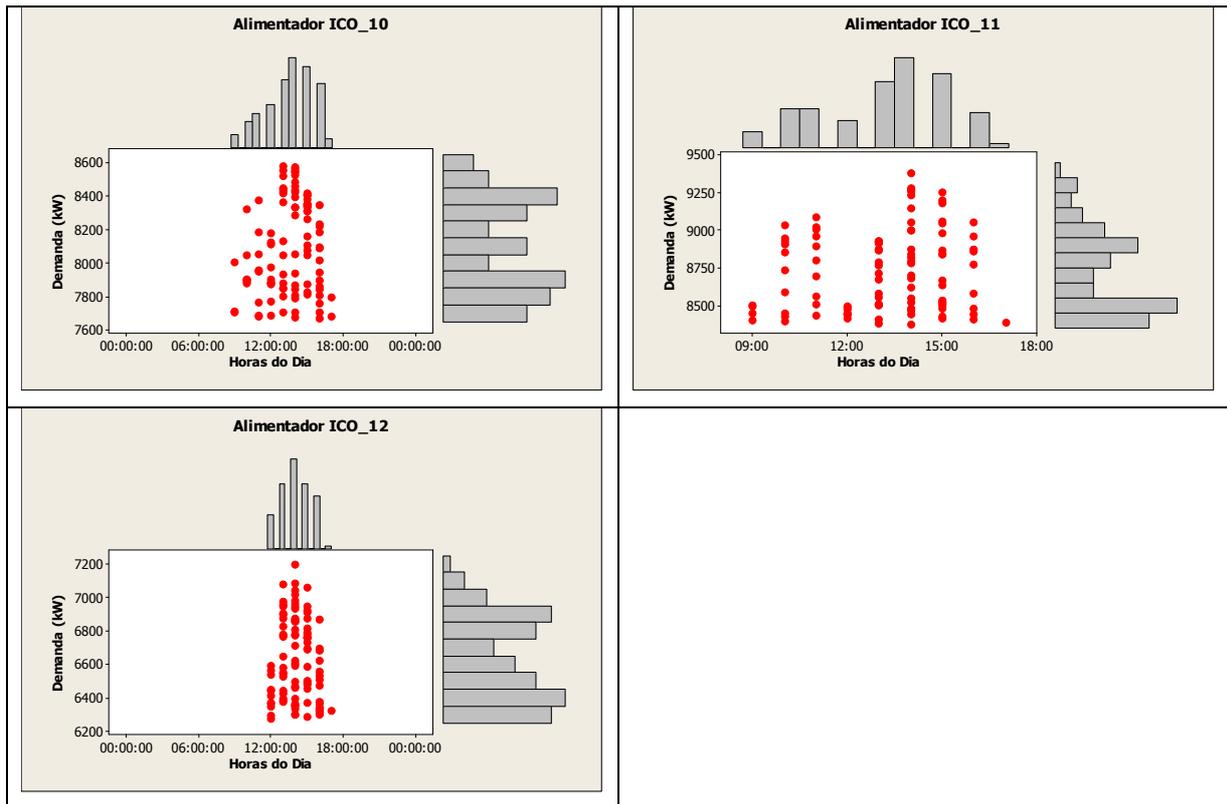


Figura 52 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores diurnos da subestação ICO – Centro

ANEXO IV:**CLASSIFICAÇÃO E SELEÇÃO DOS ALIMENTADORES DA CIDADE DE BELO HORIZONTE – MG.**

Com o objetivo de caracterizar o perfil de demanda dos alimentadores estudados da cidade de Belo Horizonte, foram analisados os cem primeiros picos de demanda nas horas do dia, conforme descrito em 4.2.

Na **Figura 53** são apresentados os alimentadores com pico de demanda noturno. Estes alimentadores não foram estudados, pois não existe a contribuição efetiva da geração solar fotovoltaica para a redução do pico de demanda.

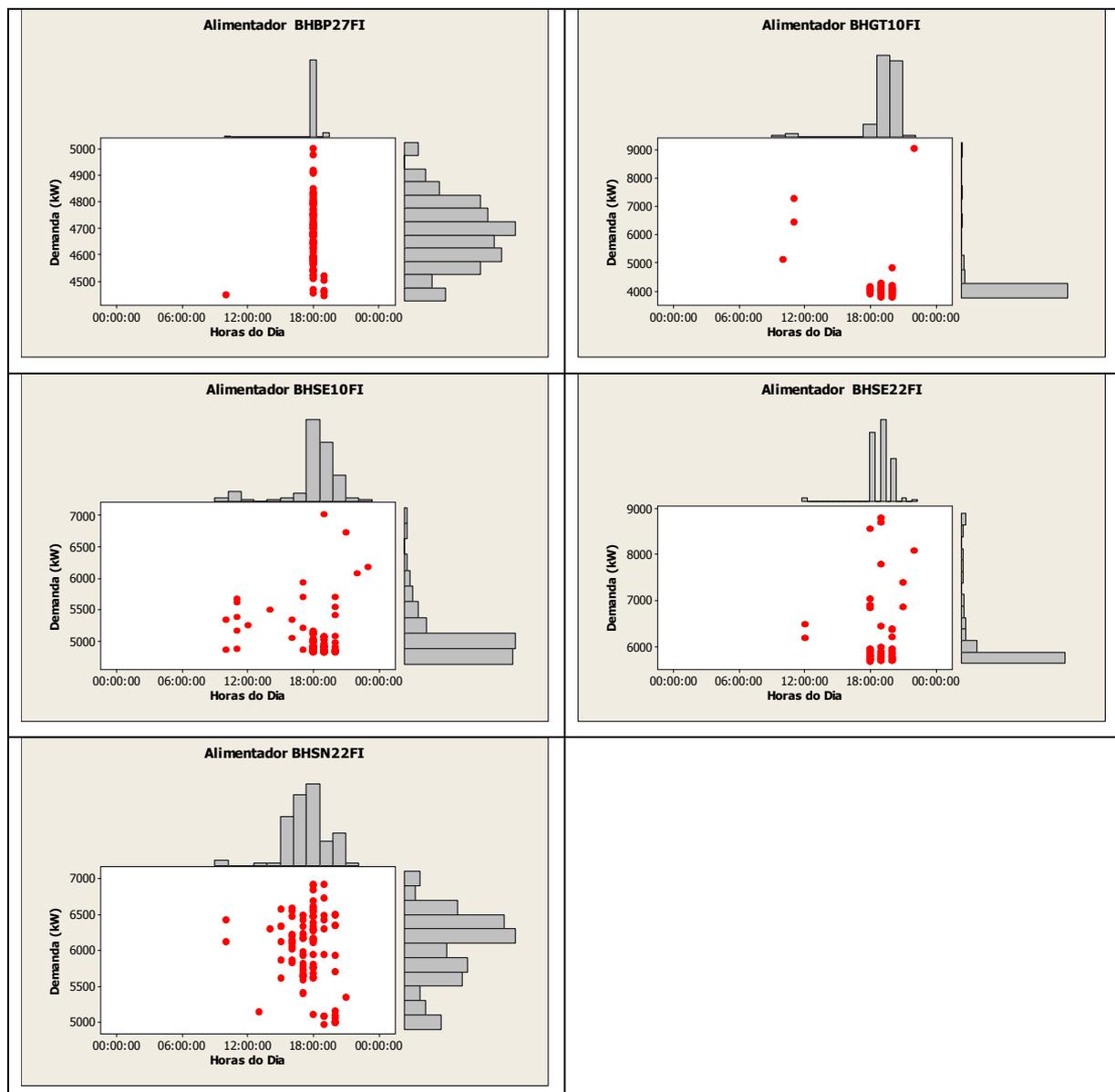
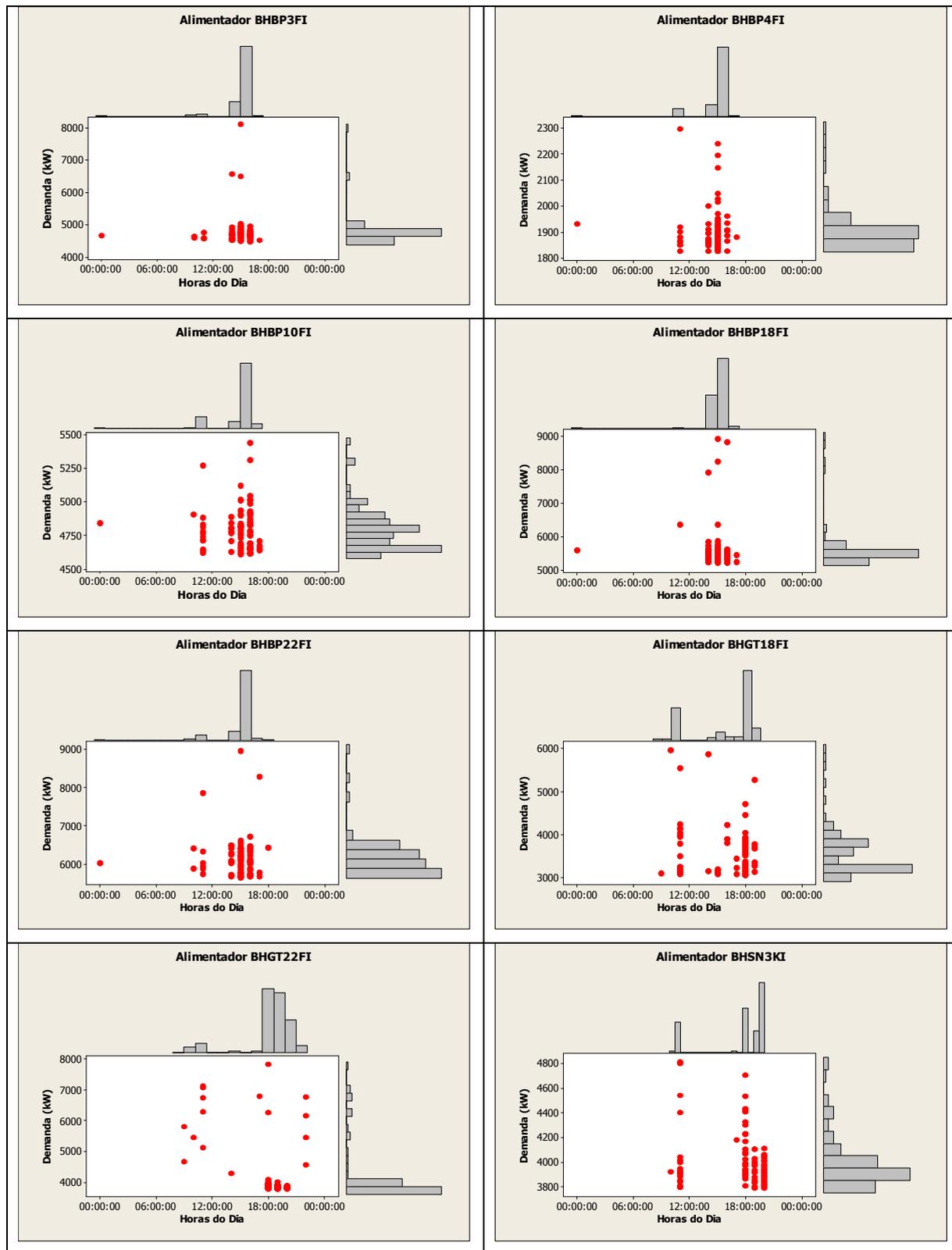


Figura 53 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores noturnos

Na **Figura 54** são apresentados os alimentadores com pico de demanda diurno. Estes alimentadores são o foco do estudo, pois existe a contribuição efetiva da geração solar fotovoltaica para a redução do pico de demanda.



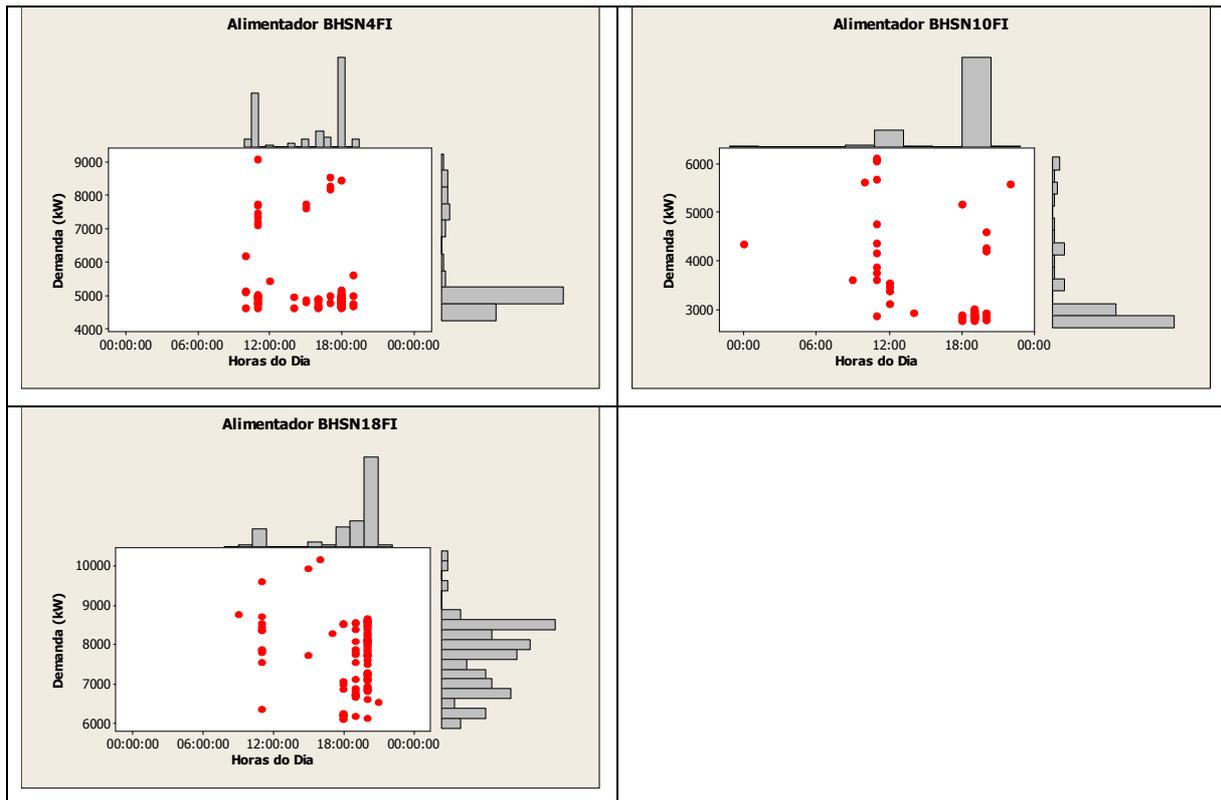


Figura 54 : Gráfico dos cem primeiros picos de demanda dos alimentadores diurnos