

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

**MEGAWATT SOLAR:
GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA INTEGRADA A UMA
EDIFICAÇÃO INSERIDA EM MEIO URBANO E CONECTADA
À REDE ELÉTRICA.
ESTUDO DE CASO: EDIFÍCIO SEDE DA ELETROSUL,
FLORIANÓPOLIS - SANTA CATARINA.**

Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial exigido pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC, para a obtenção do título de MESTRE em Engenharia Civil.

CLARISSA DEBIAZI ZOMER

Florianópolis, maio de 2010

Catálogo na fonte pela Biblioteca Universitária
da
Universidade Federal de Santa Catarina

Z86m Zomer, Clarissa Debiazi
Megawatt Solar [dissertação] : geração solar
fotovoltaica integrada a uma edificação inserida em meio
urbano e conectada à rede elétrica. Estudo de caso:
Edifício Sede da Eletrosul, Florianópolis - Santa Catarina
/ Clarissa Debiazi Zomer ; orientador, Ricardo Rüther. -
Florianópolis, SC, 2010.

177 p.: il., grafs., tabs., mapas, plantas

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Civil.

Inclui referências

1. Engenharia civil. 2. Geração de energia fotovoltaica.
3. Geração distribuída. I. Rüther, Ricardo. II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

CDU 658.5

**MEGAWATT SOLAR:
GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA INTEGRADA A UMA
EDIFICAÇÃO INSERIDA EM MEIO URBANO E CONECTADA
À REDE ELÉTRICA.
ESTUDO DE CASO: EDIFÍCIO SEDE DA ELETROSUL,
FLORIANÓPOLIS - SANTA CATARINA.**

CLARISSA DEBIAZI ZOMER

Dissertação julgada adequada para a obtenção do Título de MESTRE 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. Dr. Janaíde Cavalcante Rocha
Coordenadora do PPGEC

Prof. Ricardo Rüther, Ph.D
Orientador

COMISSÃO EXAMINADORA:

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

Carolina Palermo Szücs, Dr.^a
ECV/UFSC

Roberto Zilles, Dr.
IEE/USP

Fernando Oscar Rutkay Pereira, Ph.D.
ECV/UFSC

*Aos meus pais e irmãos, que sempre
acreditaram em mim, ao meu amor
Marcelo, que sempre esteve ao meu lado
e a Deus, que me colocou ao lado de
pessoas tão especiais.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que de alguma forma me ajudaram a concluir mais esta etapa da minha vida.

À minha família, por todo apoio e motivação que me sempre me deram;

Ao Marcelo, meu noivo, futuro marido e eterno namorado, que tanto me faz bem;

Ao meu orientador, Ricardo Ruther, que já me incentiva desde a Iniciação Científica, a buscar soluções arquitetônicas para integrar módulos solares fotovoltaicos às edificações;

Aos meus colegas e amigos que esta jornada me deu, Isabel, Ísis, Priscila, Jair, Lucas, Alexandre, Trajano e Bianca, que juntos compartilhamos experiências, conhecimentos e bons momentos;

Aos meus demais amigos, Roberta, Camila, Jaqueline, entre tantos outros, que tornaram meus finais de semana mais divertidos;

Aos membros da banca, pela dedicação na leitura e pelas valiosas sugestões;

Ao CNPq, que financiou o meu mestrado;

E, finalmente, a Deus, por estar sempre presente na minha vida.

“Podemos falar sobre o futuro, visualizar o futuro, mas se queremos este futuro teremos que agir.”

Daryl Kollman

Resumo da Dissertação apresentada à Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

MEGAWATT SOLAR:
Geração solar fotovoltaica integrada a uma edificação inserida em meio urbano e conectada à rede elétrica.
Estudo de caso: Edifício Sede da Eletrosul, Florianópolis - Santa Catarina.

CLARISSA DEBIAZI ZOMER

Florianópolis, março de 2010.

Orientador: Prof. Ricardo Rütger, Ph.D

Área de Concentração: Construção Civil

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, Geração distribuída, Sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica.

Número de páginas: 177

A inserção de geradores convencionais de energia geralmente ocorre em locais afastados dos grandes centros urbanos, pois tende a acarretar problemas para o entorno como poluição do ar, poluição sonora e poluição visual. No entanto, com a energia cada vez mais necessária para o desenvolvimento humano, utilizar a fonte de geração próxima ao ponto de consumo é uma maneira eficaz de reduzir as perdas por transmissão e distribuição (T&D). Neste contexto, destaca-se a energia solar fotovoltaica, que, além de gerar eletricidade de forma distribuída, diferenciando-se da forma como se constitui o setor elétrico brasileiro, é inesgotável, silenciosa, estática, extremamente simples em sua operação, possui característica modular e pode integrar-se a edificações. Tem-se então, através da geração fotovoltaica, a oportunidade de instalar geradores limpos, renováveis e silenciosos em meio urbano. O objetivo desta dissertação é analisar a inserção do que poderia ser o maior gerador fotovoltaico da América do Sul de que se tem notícia até o presente, integrado ao envelope da edificação da Eletrosul, empresa do setor elétrico, localizada em área urbana de Florianópolis - SC. Através do estudo de área disponível na edificação e suas áreas adjacentes, quantificou-se o potencial fotovoltaico existente na Eletrosul. A partir

daí, estimou-se a geração fotovoltaica horária, mensal e anual, a fim de comparar com o consumo da edificação. Com 1 MWp instalado, a contribuição anual seria de 31% do consumo energético, chegando a 42% no mês de dezembro. Na comparação horária, verificaram-se momentos de geração energética superior ao consumo, resultando em energia injetada na rede. Como o consumo e a geração fotovoltaica apresentaram curvas semelhantes, constatou-se a possibilidade de uma recontração de demanda pela empresa, agregando mais valor à integração fotovoltaica. Por fim, analisou-se a participação da geração deste sistema de grande porte na redução de consumo energético no alimentador em que a edificação está inserida. Neste caso, a contribuição foi de 5% do consumo anual. Através das análises, pode-se quantificar a contribuição energética de um gerador fotovoltaico de grande porte tanto para a edificação quanto para o alimentador em que ela está inserida.

Dissertation' Abstract presented to Universidade Federal de Santa Catarina as a partial of the requirements to obtain the Master degree in Civil Engineering.

**SOLAR MEGAWATT:
Photovoltaic solar generation building integrated inserted in urban
area and connected to the grid.
Study of case: Eletrosul Headquarter, Florianópolis – Santa
Catarina.**

CLARISSA DEBIAZI ZOMER

Florianópolis, March 2010.

Supervisor: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D

Area of Concentration: Construção Civil

Keywords: Photovoltaic Solar Energy, Distributed Generation, Grid-connected BIPV.

Number of pages: 177

Conventional energy generators tend to cause environmental problems, such as air pollution, noise and visual pollution. However, in a population in free growth, the increasing energy demand becomes inevitable. Among renewable energy sources, solar photovoltaic is interesting also because it can generate electricity in a distributed way, differentiating itself from the way the conventional Brazilian electric sector is constituted. It is also inexhaustible, quiet, static, and extremely simple to operate. Furthermore, it can be integrated on the building envelope, adding aesthetic value to this, without the use of any extra area, and staying close to the point of use. Through photovoltaic generation, it is possible to provide clean, renewable and silent energy. The main objective of this research is to evaluate the insertion of the so far largest solar energy generator of South America, in the urban area of Florianópolis – SC, integrated in the Eletrosul headquarter office building. The photovoltaic generation potential was calculated based on the study of available areas. After that, the hourly, monthly and annual energy generation were calculated and compared with the building consumption. The annual contribution of a 1MWp system would be 31% of the building consumption peaking at 42% in December. In the hourly analyses, sometimes, energy generation would be larger than

consumption. When it occurs, the surplus could be injected on the grid. Energetic consumption and generation showed equivalent curves during the day, so it is possible to reduce the contracted demand. Finally, it was analysed the impact of the generated energy for the feeder where Eletrosul is located. The photovoltaic contribution for the utility feeder was about 5% on a yearly basis. Through these analyses, it was possible to evaluate the energetic contribution of the photovoltaic system for the Eletrosul building and for the utility feeder.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. População mundial estimada até o ano de 2050.....	1
Figura 2. Oferta mundial de energia por fonte para o ano de 2006 (BRASIL;2008).....	7
Figura 3. Produção mundial de energia elétrica por fonte, comparando o ano de 1973 com o ano de 2006 (BRASIL;2008).	8
Figura 4. Oferta interna de energia por fontes no Brasil, em 2008 (MATTOZO e CAMARGO;2005)	9
Figura 5. Estrutura da participação das fontes renováveis e não renováveis (MATTOZO e CAMARGO;2005).	10
Figura 6. Oferta interna de energias renováveis no Brasil em 2008 (MATTOZO e CAMARGO;2005).	11
Figura 7. Estrutura da oferta interna de energia elétrica de acordo com a fonte de geração no Brasil (MATTOZO e CAMARGO;2005).....	11
Figura 8. Atlas Brasileiro de Energia Solar demonstrando a média anual do total diário da irradiação solar global horizontal (kWh/m ²).	16
Figura 9. Atlas Brasileiro de Energia Solar demonstrando a média anual do total diário da irradiação solar no plano inclinado, correspondente à latitude local e orientado ao norte (kWh/m ²).....	17
Figura 10. Participação por tecnologia fotovoltaica em 2007 (adaptado) (EPIA e GREENPEACE;2008).	20
Figura 11. Evolução da potência fotovoltaica total acumulada no mundo entre 1992 e 2008 (MINTS;2008; PHOTON_INTERNATIONAL;2009)22	
Figura 12. Evolução mundial anual da instalação de módulos FV entre 1992 e 2008 (MINTS;2008; PHOTON_INTERNATIONAL;2009). ...	23
Figura 13. Relação de sistemas conectados a rede e isolados, instalados até o ano de 2008, nos países participantes da IEA – PVPS (IEA;2009).24	
Figura 14. Contribuição dos componentes de um sistema fotovoltaico no LCOE do c-Si em 2005 e estimativas para os anos de 2011 e 2020 (CARLSON;2006).	25
Figura 15. Sistema fotovoltaico isolado instalado na Ilha de Ratones. .	26
Figura 16. Sistema fotovoltaico isolado instalado na Ilha do Arvoredo.27	
Figura 17. Sistema fotovoltaico isolado para abastecer uma residência em área rural sem acesso à energia elétrica.....	27
Figura 18. Sistema fotovoltaico integrado à edificação e isolado, utilizando um banco de baterias para armazenar a energia gerada excedente.....	28
Figura 19. Parque fotovoltaico Olmedilla de Alarcon (Espanha), construído em 2008, com 60 MWp instalado (PVRESOURCES;2009).29	

Figura 20. Telhados solarizados na cidade de Freiburg, na Alemanha.	30
Figura 21. Instalação fotovoltaica típica na cobertura de uma residência participante do Programa 1.000 Telhados da Alemanha, com 5 kWp instalados (ERGE <i>et al.</i> ;2001).	30
Figura 22. Sistema fotovoltaico integrado à edificação e interligado à rede elétrica convencional.	31
Figura 23. Curva típica de eficiência de conversão CC-CA para diferentes inversores em função da carga (DGS;2008).	34
Figura 24. Desempenho (<i>Performance Ratio</i> – PR) de 527 sistemas fotovoltaicos conectados à rede construídos entre 1991 e 2005 (CLAVADETSHCHER e NORDMANN;2007).	35
Figura 25. Munich Trade Fair Centre: instalação de 1 MW na cobertura (CUNOW e GIESLER;2001).	36
Figura 26. Vista aérea do Solarsiedlung Schlierberg (LAUKAMP <i>et al.</i> ;2007).	38
Figura 27. Holiday park Bronsbergen: 108 cabanas com telhados fotovoltaicos na Holanda (COBBEN <i>et al.</i> ;2008).	39
Figura 28. Vista da Mayersloot, Holanda com 130 kWp instalados (COBBEN <i>et al.</i> ;2008).	40
Figura 29. Primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede e integrado a uma edificação no Brasil: Sistema de 2 kWp localizado em Florianópolis-SC, em operação desde 1997.	42
Figura 30. Sistema fotovoltaico de 10,24 kWp integrado ao Centro de Cultura e Eventos da UFSC e conectado à rede elétrica.	43
Figura 31. Sistema de 2 kWp integrado ao Espaço de Estar Tractebel/UFSC no Colégio de Aplicação.	45
Figura 32. Fluxograma de atividades desenvolvidas.	47
Figura 33. Gráfico dos cem primeiros picos de demanda do alimentador TDE_07 (JARDIM;2007).	54
Figura 34. Localização da edificação escolhida: Sede da Eletrosul, Florianópolis – SC (GOOGLE_EARTH;2009).	56
Figura 35. Consumo de energia elétrica da Eletrosul no ano de 2007.	57
Figura 36. Perfil de demandade energia (kW) máxima, média e mínima para cada hora, para todos os meses do ano.	62
Figura 37. Consumo horário mínimo, médio e máximo para cada mês de 2007.	64
Figura 38. Consumo médio diário da Eletrosul	65
Figura 39. Curva de carga média da Eletrosul no ano de 2007 para cada mês.	65
Figura 40. Edifício Sede da Eletrosul em Florianópolis – SC.	66

Figura 41. Detalhes da cobertura: telhas metálicas e domus para iluminação zenital.	67
Figura 42. Planta de cobertura da Eletrosul.....	67
Figura 43. Numeração dos estacionamentos da Eletrosul.	68
Figura 44. Edifício Sede da Eletrosul e entorno.....	69
Figura 45. Estudo de sombreamento nas coberturas dos estacionamentos em março.....	70
Figura 46. Estudo de sombreamento nas coberturas dos estacionamentos em junho.....	71
Figura 47. Estudo de sombreamento nas coberturas dos estacionamentos em setembro.	72
Figura 48. Estudo de sombreamento nas coberturas dos estacionamentos em dezembro.	73
Figura 49. Nova nomenclatura dos estacionamentos da Eletrosul.	77
Figura 50. Disposição dos módulos fotovoltaicos na cobertura do prédio da Eletrosul.....	79
Figura 51. Irradiação solar mensal para a cidade de Florianópolis.	81
Figura 52. Vista frontal do bicicletário (estacionamento P2) da Eletrosul. No caso do P1 e do P3, a cobertura abrigará veículos.	82
Figura 53. Vista lateral do bicicletário (estacionamento P2) da Eletrosul. No caso do P1 e do P3, a cobertura abrigará veículos.....	82
Figura 54. Projeto arquitetônico do bicicletário da Eletrosul.	83
Figura 55. Protótipo de 12 kWp em operação na Eletrosul desde 2009.83	
Figura 56. Proposta de cobertura para os estacionamentos maiores.	84
Figura 57. Coberturas existentes na parte posterior do edifício sede da Eletrosul.	84
Figura 58. Geração energética horária de um sistema fotovoltaico hipotético de 1 MWp instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e com orientação norte para todos os dias do ano de 2007.	101
Figura 59. Geração fotovoltaica mínima, média e máxima do gerador solar hipotético de 1 MWp em cada hora para cada mês, com base no desempenho do gerador de 2 kWp do LABSOLAR/UFSC.	105
Figura 60. Geração fotovoltaica média horária de um gerador solar hipotético de 1 MWp para todos os meses do ano, baseado no desempenho do gerador de 2 kWp do LABSOLAR/UFSC.	106
Figura 61. Geração fotovoltaica e demanda máxima, média e mínima em todos os meses do ano.	110
Figura 62. Análise da contribuição energética do sistema fotovoltaico em quatro dias do mês de Janeiro.....	113
Figura 63. Análise da contribuição energética do sistema fotovoltaico em quatro dias do mês de Julho.....	116

Figura 64. Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a geração fotovoltaica.	121
Figura 65. Estrutura do Alimentador TDE-07 ao longo das ruas do bairro onde está localizado o edifício sede da Eletrosul (BRAUN e RUTHER;2010).	124
Figura 66. Perfil de demanda do alimentador TDE-07 em todos os dias do ano de 2007.	129
Figura 67. Participação da geração fotovoltaica de um gerador hipotético de 1 MWp diante do consumo energético do alimentador TDE-07.	131
Figura 68. Novo perfil de consumo do alimentador TDE-07, considerando a participação da geração fotovoltaica.	136
Figura 69. Símbolo de um módulo fotovoltaico.	153

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Consumo mundial de energia por fonte (BP;2008).....	8
Tabela 2. Características de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias e dimensões.....	21
Tabela 3. Sistemas Fotovoltaicos instalados na Alemanha no Programa 1.000 Telhados.....	23
Tabela 4. Pontuação para a certificação LEED de acordo com a contribuição da fonte renovável de energia em relação ao consumo energético da edificação (LEED;2009).....	44
Tabela 5. Módulos fotovoltaicos adotados e suas características.....	50
Tabela 6. Demanda contratada pela Eletrosul no ano de 2007.....	54
Tabela 7. Consumo energético mensal para o ano de 2007.....	57
Tabela 8. Demanda energética horária para janeiro de 2007 (kW).....	58
Tabela 9. Demanda horária (kW) de cada mês de 2007.....	63
Tabela 10. Percentual de área sombreada nas coberturas dos estacionamentos da Eletrosul.....	74
Tabela 11. Percentual de horas de sombreamento nas coberturas dos estacionamentos da Eletrosul.....	75
Tabela 12. Percentual horário de sombreamento para março, junho, setembro e dezembro, considerando todas as coberturas dos estacionamentos.....	76
Tabela 13. Área disponível para integração de módulos fotovoltaicos na Eletrosul.....	77
Tabela 14. Módulos fotovoltaicos analisados e local escolhido para integração.....	78
Tabela 15. Irradiação solar para a cidade de Florianópolis a 2° para as orientações nordeste, noroeste, sudeste e sudoeste e a 27° norte.....	80
Tabela 16. Quantidade de módulos e potência instalada na cobertura..	85
Tabela 17. Quantidade de módulos e potência instalada nos estacionamentos P1, P2 e P3.....	85
Tabela 18. Quantidade de módulos e potência instalada nos estacionamentos G1, G2, G3, G4, G5, G6 G7 e G8.....	85
Tabela 19. Potencial fotovoltaico instalado na Eletrosul (kWp).....	86
Tabela 20. Potência instalada, em kWp, em cada orientação e inclinação, para o Cenário 3.....	87
Tabela 21. Irradiação solar média diária nas coberturas da Eletrosul. ..	87
Tabela 22. Percentual de área sombreada hora a hora, em março, junho, setembro e dezembro de acordo com a orientação da água da cobertura (Parte 1).....	89

Tabela 23. Irradiação solar média horária, descontando as perdas devido ao sombreamento, uniformemente distribuído (Parte 1).....	91
Tabela 24. Percentual de irradiação solar média diária devido a perdas por sombreamento em relação ao máximo teórico.....	93
Tabela 25. Irradiação solar média diária corrigida de acordo com perdas por sombreamento nas coberturas dos estacionamentos propostos para a Eletrosul.....	94
Tabela 26. Estimativa de geração fotovoltaica do sistema de 1MWp instalado na Eletrosul.....	94
Tabela 27. Contribuição da geração fotovoltaica em relação ao consumo energético da Eletrosul (kWh/mês).....	96
Tabela 28. Dias escolhidos para a análise no impacto da geração fotovoltaica diante do consumo energético da Eletrosul.....	111
Tabela 29. Demanda contratada pela Eletrosul em 2007, demanda da edificação sem geração fotovoltaica, demanda após a geração fotovoltaica e redução no pico de demanda (kW).....	122
Tabela 30. Novo contrato de demanda para a Eletrosul.....	123
Tabela 31. Relação entre o consumo energético da Eletrosul e o consumo energético do TDE-07.	130
Tabela 32. Contribuição da geração fotovoltaica no consumo de energia do TDE-07 (kWh/mês)	131
Tabela 33. Comparação do pico de demanda do alimentador TDE-07 sem a participação fotovoltaica e com a participação fotovoltaica de um gerador hipotético de 1 MWp.	137

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício amorfo
BEN	Balanco Energético Nacional
BIPV	Building-integrated photovoltaic systems
BP	British Petroleum
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
CSSC	Célula solar sensibilizada por corante
FV	Fotovoltaico
GD	Geração distribuída
GEF	Fundo Global para o Meio Ambiente
GLD	Gerenciamento pelo lado da demanda
HIT	Heterojunction with intrinsic thin-layer
IEA	International Energy Agency
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change Laboratório de Eficiência Energética
LABEEE	em Edificações
LABSOLAR	Laboratório de Energia Solar
LCOE	Levelized Cost of Energy
LEED	Leadership in Energy and Environmental Design
m-Si	Silício monocristalino
OECD	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OIE	Oferta interna de energia
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
PR	Performance ratio

PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
p-Si	Silício policristalino
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
T&D	Transmissão e distribuição
TDE	Alimentador da Trindade
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 ASPECTOS INICIAIS	1
1.2 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO.....	3
1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO	5
1.3.1 <i>Objetivo Principal</i>	5
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i>	5
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1 CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL	7
2.2 SISTEMA ENERGÉTICO BRASILEIRO	9
2.3 GERAÇÃO ENERGÉTICA DISTRIBUÍDA.....	12
2.4 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	13
2.4.1 <i>Disponibilidade de irradiação solar no Brasil</i>	15
2.4.2 <i>Tecnologias Disponíveis</i>	18
2.4.3 <i>Mercado Mundial de Fotovoltaicos</i>	21
2.4.4 <i>Sistemas Fotovoltaicos</i>	26
2.4.5 <i>Desempenho de um gerador fotovoltaico integrado à edificação</i>	32
2.4.6 <i>Estimativa de geração fotovoltaica</i>	35
2.4.7 <i>Gerador de energia solar fotovoltaica integrado à edificação ou BIPV (Building integrated photovoltaic system)</i>	36
2.4.8 <i>Impacto da injeção de energia na rede de um sistema fotovoltaico de grande porte (maior que 100 kWp)</i>	37
2.4.9 <i>Experiência da UFSC em energia solar fotovoltaica integrada a edifícios e conectada à rede elétrica</i>	41
3. METODOLOGIA	46
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	46
3.2 CARACTERIZAÇÃO DA EDIFICAÇÃO: EDIFÍCIO SEDE DA ELETROSUL.....	47
3.2.1 <i>Eletrosul Centrais Elétricas</i>	47
3.2.2 <i>Consumo de energia elétrica da Eletrosul</i>	49
3.2.3 <i>Análise de áreas disponíveis para integração de módulos solares fotovoltaicos na edificação da Eletrosul e entorno imediato</i>	49
3.3 SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	50
3.3.1 <i>Módulos fotovoltaicos</i>	50
3.3.2 <i>Simulação de integração de módulos fotovoltaicos à arquitetura da Eletrosul e seu entorno</i>	51
3.3.3 <i>Potencial fotovoltaico instalado</i>	51

3.3.4 Geração fotovoltaica	52
3.4 IMPACTOS DE UM GERADOR FOTOVOLTAICO DE GRANDE PORTE NO MEIO EM QUE ESTE É INSERIDO	53
3.4.1 Contribuição da geração fotovoltaica na redução do consumo de energia elétrica proveniente da rede pública	53
3.4.2 Possibilidade de reconstrução de demanda	53
3.4.3 Contribuição da geração fotovoltaica na redução da curva de carga do alimentador TDE-07 que abastece a Eletrosul.....	54
4. RESULTADOS.....	56
4.1 CARACTERIZAÇÃO DA EDIFICAÇÃO: EDIFÍCIO SEDE DA ELETROSUL	56
4.1.1 Consumo de energia elétrica da Eletrosul.....	56
4.1.2 Análise de áreas disponíveis para integração de módulos solares fotovoltaicos na edificação da Eletrosul e entorno imediato	66
4.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 1 MWp	78
4.2.1 Módulos fotovoltaicos e sua localização no projeto.....	78
4.2.2 Integração dos módulos fotovoltaicos à arquitetura	78
4.2.3 Potencial Instalado na Eletrosul	84
4.2.4 Geração fotovoltaica do sistema de 1MW	86
4.3 IMPACTO DE UM GERADOR FOTOVOLTAICO DE 1 MWp NO MEIO EM QUE ESTÁ INSERIDO	95
4.3.1 Contribuição da geração fotovoltaica na redução do consumo de energia elétrica pela Eletrosul, proveniente da rede pública	95
4.3.2 Reconstrução de demanda.....	117
4.3.3 Contribuição da geração fotovoltaica na redução da curva de carga do alimentador TDE-07.....	124
5. CONCLUSÕES	138
SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	143
REFERÊNCIAS	145
ANEXOS	152
DEFINIÇÕES DA NBR 10899:2006	152
DEFINIÇÕES DA NBR 11704:2008	154
PUBLICAÇÕES.....	154

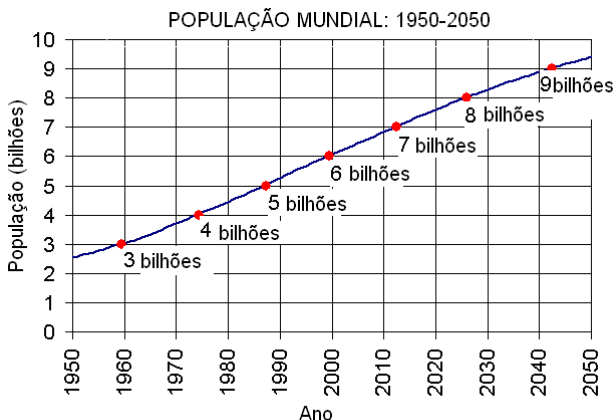
1. INTRODUÇÃO

1.1 ASPECTOS INICIAIS

A preocupação com os problemas ambientais causados pela utilização de fontes convencionais de energia baseadas em combustíveis fósseis, aliada à iminente questão do aquecimento global serviram de motivação para a elaboração deste trabalho.

Todas as tecnologias energéticas estão hoje unidas nos países desenvolvidos para enfrentar os problemas da esgotabilidade do energético mais utilizado – o petróleo – e da preocupação global com o aumento da concentração de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera terrestre.

Atualmente, a maior parte da energia consumida no mundo provém do petróleo, do carvão e do gás natural (CONCEIÇÃO *et al.*;2005). Soma-se a isto, uma população em franco crescimento, o que implica no aumento da demanda energética, aliada às pressões econômicas e industriais pelo desenvolvimento. De acordo com estimativas publicadas pelo U.S. Census Bureau, em janeiro de 2010 a população mundial era de aproximadamente 6,8 bilhões (BUREAU;2009) e até 2050 a estimativa é de que sejam 9,2 bilhões de habitantes no planeta (Figura 1).



Fonte: U.S. Census Bureau, International Data Base, Julho 2007.

Figura 1. População mundial estimada até o ano de 2050.

Estes fatores nos fazem pensar em fontes renováveis de energia, aquelas que se reconstituem naturalmente, num curto período de tempo. Dentre elas, a energia solar fotovoltaica merece uma atenção especial, pois é uma das mais promissoras tecnologias existentes, pois, além de gerar eletricidade de forma distribuída diminuindo as perdas por transmissão e distribuição, diferenciando-se da forma como se constitui o setor elétrico brasileiro, é silenciosa, estática, extremamente simples de operar, possui característica modular, (sistemas fotovoltaicos da ordem de mW até GW) e pode integrar-se ao envelope da edificação, não ocupando área extra, ficando, portanto, próxima ao ponto de consumo (RÜTHER;2004). Um dos atributos mais positivos da tecnologia fotovoltaica é sua aparência; remete à frieza sofisticada do “*high-tech*” com a responsabilidade social de mitigar a depredação ambiental (PRASAD e SNOW;2002).

Por meio do efeito fotovoltaico, a energia contida na irradiação solar pode ser convertida diretamente em energia elétrica. Tradicionalmente atrativa em áreas onde a rede elétrica convencional não está presente (sistemas isolados ou autônomos), esta tecnologia começa a ser interessante em aplicações conectadas à rede elétrica pública (RÜTHER;2004). Neste caso, os módulos fotovoltaicos injetam energia elétrica na rede, funcionando como mini-usinas em paralelo com as centrais geradoras. Atualmente, a geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica é uma fonte de geração normalmente utilizada em países desenvolvidos, enquanto que nos países em desenvolvimento os geradores solares são mais utilizados nos sistemas isolados, sem acesso à rede de distribuição.

Sabe-se que a energia é necessária em diversos setores econômicos. Dentre eles, a construção civil é uma atividade que consome energia tanto na fase de construção, quanto ao longo da vida útil das edificações. Os edifícios comerciais, residenciais e públicos são responsáveis por 44,7% de todo consumo de energia elétrica do Brasil (MATTOZO e CAMARGO;2005). A postura da arquitetura sustentável busca reduzir e harmonizar os impactos prejudiciais ao ambiente. Procura também a economia dos meios e dos materiais no desenvolvimento de novas oportunidades industriais (PRASAD e SNOW;2002). Portanto, utilizar o envelope construído para a geração de energia elétrica é uma maneira eficiente de contribuir para o desenvolvimento sustentável e a tecnologia fotovoltaica possibilita tal ação.

A principal barreira para a disseminação do uso da tecnologia fotovoltaica é seu custo inicial de instalação, ainda elevado quando comparada a outras fontes de energia. Porém, a redução de custos da

tecnologia fotovoltaica tem sido extensivamente estudada e discutida na literatura, sendo geralmente aceito que quando atingir o nível de produção da ordem de gigawatt/ano, esta tecnologia poderá se tornar competitiva em relação à geração de energia elétrica convencional (JARDIM et al.;2008).

No Brasil, as demandas energéticas para suprimento das edificações comerciais são contratadas junto à concessionária local e são fixadas de acordo com o período do ano. Independente do total de utilização da demanda contratada, o consumidor deverá pagar pelo valor contratado e em caso de um maior valor registrado, a tarifa de ultrapassagem é empregada. Neste sentido, a geração fotovoltaica poderá favorecer para a redução dos picos de demanda, principalmente nos meses e horários de maior incidência solar que coincidem com os períodos de maior consumo das edificações comerciais, principalmente devido à utilização de equipamento de ar condicionado.

1.2 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO

A inserção de geradores convencionais de energia geralmente ocorre em locais afastados dos grandes centros urbanos, principalmente devido à disponibilidade dos recursos utilizados, e tende a acarretar problemas para o entorno como poluição do ar, poluição sonora e poluição visual. No entanto, com a energia cada vez mais necessária para o desenvolvimento humano, utilizar a fonte de geração próxima ao ponto de consumo é uma maneira eficaz de reduzir as perdas por transmissão e distribuição (T&D). Em um país com as dimensões do Brasil (8,5 milhões de km²), a infraestrutura de T&D, bem como as perdas de energia associadas, não são desprezíveis e devem ser consideradas.

Com uma capacidade instalada acima dos 100 MW (BRASIL;2008), o sistema interligado nacional é um dos maiores e mais complexos sistemas de transmissão de energia do mundo. Mesmo assim, em 2001, com o crescimento acentuado da demanda energética devido a condições econômicas favoráveis e a falta de novos investimentos em infra-estrutura, houve falta de energia e um conseqüente racionamento no fornecimento de energia elétrica em algumas regiões do Brasil. Anos mais tarde, em 2009, 18 estados brasileiros ficaram total ou parcialmente sem energia elétrica por cinco horas, trazendo de volta o

medo do racionamento energético. Percebe-se, então, a fragilidade de um sistema centralizado, baseado 75% em uma mesma fonte energética, neste caso, na fonte hídrica.

Diante destes fatos, a tecnologia fotovoltaica integrada à edificação apresenta-se como uma opção interessante de geração energética próxima ao ponto de consumo, não ocupando área extra e, sob o ponto de vista ambiental, não interferindo negativamente no entorno em que se encontra. Pelo contrário, a utilização desta tecnologia tanto sobreposta à estrutura existente, como sendo o próprio material de vedação, só tem a acrescentar valor estético à edificação. Arquitetos com responsabilidade com o futuro compreendem que o objetivo do bom projeto não é simplesmente criar um edifício esteticamente agradável – os novos edifícios devem ser ambientalmente responsáveis também (SICK e ERGE;1996). Além disso, esta tecnologia surge como uma atraente alternativa na composição da matriz energética de um país como o Brasil.

Considerando as elevadas tarifas residenciais (atualmente somente 25% abaixo das tarifas residenciais da Alemanha, por exemplo); a grande disponibilidade do recurso solar em todo o país (o local menos ensolarado no Brasil recebe cerca de 40% mais energia solar anualmente do que a Alemanha) (SALAMONI *et al.*;2009); a natureza complementar entre a geração solar e a hidráulica (sazonalidade) e a característica distribuída e junto ao ponto de consumo da geração solar integrada a edificações urbanas, a tecnologia fotovoltaica ganha pontos quando comparada a fontes convencionais de energia, mesmo com seu custo inicial de instalação ainda elevado. Além disso, a concomitância entre geração fotovoltaica e consumo energético, em centros urbanos com integração de módulos fotovoltaicos, contribui para o alívio de carga no sistema de distribuição convencional, evitando custos de expansão de rede e reduzindo a probabilidade de quedas de fornecimento de energia elétrica.

Na Alemanha, especificamente na cidade de Freiburg, foi realizado em 2006 um programa de solarização de telhados chamado “Solarsiedlung Schlierberg” no qual cada residência recebeu um sistema fotovoltaico, totalizando 440 kWp conectados a rede elétrica. Esta experiência serviu para que se investigasse a relação entre uma grande quantidade de geração fotovoltaica conectada a uma rede de baixa tensão e pode-se perceber que tal ação pode ser realizada sem problemas (LAUKAMP *et al.*;2004).

Segundo Prasad e Snow (2002), o atual nível de geração de energia baseada em combustíveis fósseis é, de longe, a maior barreira para se

atingir um estado de equilíbrio sustentável. Neste sentido, a energia solar fotovoltaica já está fazendo uma significativa contribuição através da transição para as fontes renováveis.

Neste contexto, sistemas fotovoltaicos integrados à edificação e conectados à rede elétrica em áreas urbanas podem oferecer um alternativa atrativa para compor a matriz de produção de energia do Brasil (JARDIM et al.;2008).

Um estudo que venha demonstrar os resultados da inserção de um gerador fotovoltaico de grande porte na malha urbana é fundamental para que se possa avaliar as possíveis vantagens e desvantagens que tal sistema poderia ocasionar.

1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

1.3.1 Objetivo Principal

O objetivo geral desta dissertação é estudar a contribuição energética de um gerador fotovoltaico de grande porte integrado a uma edificação no meio urbano e conectado à rede elétrica pública.

1.3.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

1. Caracterizar o Edifício Sede da Eletrosul de acordo com os seguintes itens:

- Consumo energético mensal e curva de demanda horária para o período de um ano.

- Arquitetura da edificação, com quantificação das áreas disponíveis para a integração de módulos fotovoltaicos.

2. Simular a integração de diferentes sistemas fotovoltaicos que atinjam a meta de instalar um gerador de grande porte (no mínimo 1 MWp), através das seguintes etapas:

- Simulação da integração de módulos solares fotovoltaicos ao envelope construído.

- Identificação do potencial de geração fotovoltaica instalado.

- Cálculo da geração fotovoltaica horária e mensal.

3. Avaliar a contribuição energética de um gerador de energia de grande porte inserido no meio urbano.

- Contribuição da geração fotovoltaica na redução de consumo energético da Eletrosul (impacto na conta de energia do consumidor).
- Possibilidade de recontração de demanda.
- Contribuição da geração fotovoltaica na redução do consumo energético do alimentador que atende à Eletrosul (impacto na rede pública).

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL

O petróleo é um elemento de influência nas relações geopolíticas contemporâneas, desde quando se tornou a matriz energética básica da sociedade industrial e o elemento fundamental para o funcionamento da economia moderna (BARROS;2007). Porém, com sua iminente esgotabilidade, além dos graves danos gerados ao ambiente quando utilizado, todas as tecnologias energéticas estão hoje unidas nos países desenvolvidos para suprir sua ausência, bem como controlar a concentração de dióxido de carbono na atmosfera terrestre.

O aquecimento global e as catástrofes climáticas agora são reconhecidos pelos cientistas como conseqüências do aumento do efeito estufa (IPCC;2007). O efeito estufa, por sua vez, é conseqüência em grande parte da emissão de gases poluentes pelas fontes convencionais de energia baseadas em combustíveis fósseis.

A busca por fontes renováveis 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.

Segundo o BEN (Balanço Energético Nacional) 2008 (ano base 2007), a oferta mundial de energia em 2006 foi composta por 34,4% de petróleo e seus derivados. A energia hidráulica e a eletricidade representaram apenas 2,2% do total de energia ofertada no mundo. A oferta mundial de energia por fonte está apresentada na Figura 2.

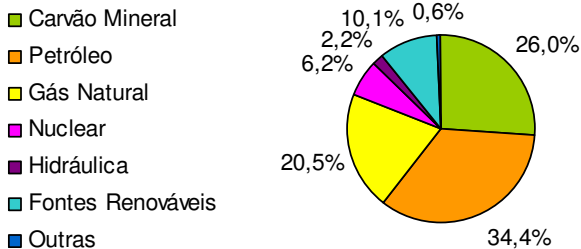


Figura 2. Oferta mundial de energia por fonte para o ano de 2006 (BRASIL;2008).

A geração de energia elétrica mundial foi de 20.201,8 TWh no ano de 2008 (BP;2008). Dentro da energia elétrica, o maior percentual de geração mundial por fonte foi devido a centrais a carvão mineral, com 41% do total. Em seguida aparecem as centrais a gás natural, com 20,1%, as centrais hidroelétricas, com 16% e as centrais de fonte nuclear, com 14,8%. Os derivados de petróleo representam apenas 5,8% (BRASIL;2008). A Figura 3 apresenta uma comparação entre o percentual de participação de cada fonte no ano de 1973 e o percentual no ano de 2006.

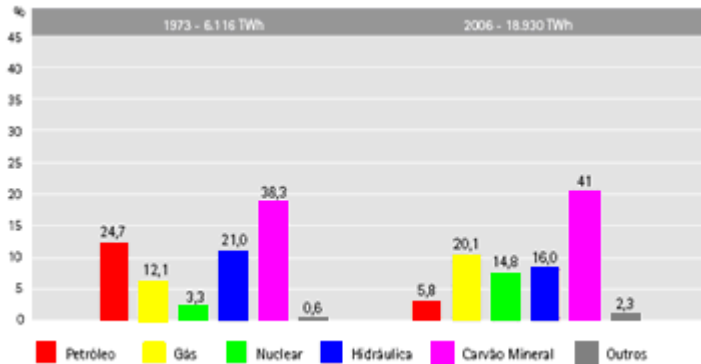


Figura 3. Produção mundial de energia elétrica por fonte, comparando o ano de 1973 com o ano de 2006 (BRASIL;2008).

Através da Figura 3, pode-se perceber que a participação do carvão mineiral teve um crescimento enquanto a participação da fonte hidráulica teve uma redução, quando comparados os anos de 1973 e 2006.

O consumo mundial de energia primária cresceu 1,4 % em 2008, em relação ao ano anterior, menos do que os 2,4% de aumento verificado em 2007, sendo o menor crescimento desde 2001. O consumo energético mundial totalizou 11.294,9 Mtep (BP;2008).

A Tabela 1 apresenta os valores de consumo energético mundial por fonte para o ano de 2008, de acordo com dados do BP Statistical Review de Junho de 2009.

Tabela 1. Consumo mundial de energia por fonte (BP;2008)

	PETRÓLEO	GÁS	CARVÃO	NUCLEAR	HIDROELETRICIDADE	TOTAL
Mtep	3927	2726	3303	619	717	11294
%	34,77	24,14	29,24	5,49	6,36	100

2.2 SISTEMA ENERGÉTICO BRASILEIRO

Ao contrário da maioria dos países, a matriz energética brasileira baseia-se, principalmente, em fontes renováveis. O Brasil possui a maior bacia hidrográfica do mundo, com um potencial de geração de energia elétrica incomparável. A partir da década de 50, as usinas hidrelétricas proliferaram, dando sustentação ao forte impulso do país rumo à industrialização e ao desenvolvimento. Por muitos anos, o Brasil conviveu com a impressão de que suas fontes energéticas hidrológicas eram inesgotáveis. No entanto, a crise energética brasileira, especialmente a ocorrida no ano de 2001, mostrou que ela foi decorrente não apenas dos períodos de secas, mas também da falta de investimentos na construção de novas usinas hidrelétricas e linhas de transmissão.

Em novembro de 2008, as usinas hidrelétricas, independentemente de seu porte, respondiam por 75,68% da potência total instalada no país, que é de 104 GW (ANEEL;2008). No entanto, o potencial hidráulico é ainda maior, pois o Brasil utiliza apenas 30% (ANEEL;2008). Com o aumento das restrições ambientais e o aumento das distancias entre os centros urbanos e as bacias com potencial para geração hidráulica, subiram significativamente os custos de implantação de novas usinas geradoras.

Além do potencial hidráulico, o Brasil possui ainda uma grande diversidade na oferta de energia que pode ser observada na Figura 4.

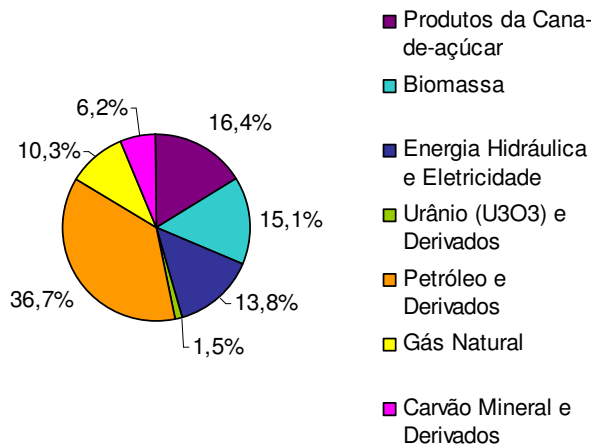


Figura 4. Oferta interna de energia por fontes no Brasil, em 2008 (MATTOZO e CAMARGO;2005)

O Brasil mantém vantagens comparativas com o resto do mundo em termos de utilização de fontes renováveis de energia. Em 2008, 45,3% da OIE foi de energia renovável (MATTOZO e CAMARGO;2005), enquanto a média mundial foi de 12,9% e nos países da OECD foi de apenas 6,7% (valores de 2006), conforme informações da International Energy Agency. A Figura 5 apresenta a participação das fontes renováveis de energia no Brasil desde 1970 até 2008.

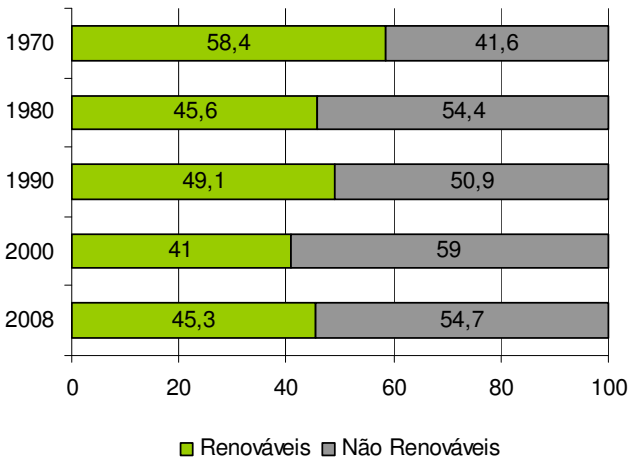


Figura 5. Estrutura da participação das fontes renováveis e não renováveis (MATTOZO e CAMARGO;2005).

Dentre as fontes renováveis, destacam-se os derivados da cana-de-açúcar, com 36,16% de participação, seguido pela fonte hidráulica, com 30,56%. O Sol, fonte inesgotável e gratuita, não apresenta um valor expressivo, encaixando-se no gráfico como “Outras renováveis”, as quais, juntas, atingem apenas 7,7%. A Figura 6 apresenta a distribuição da oferta interna de energias renováveis.

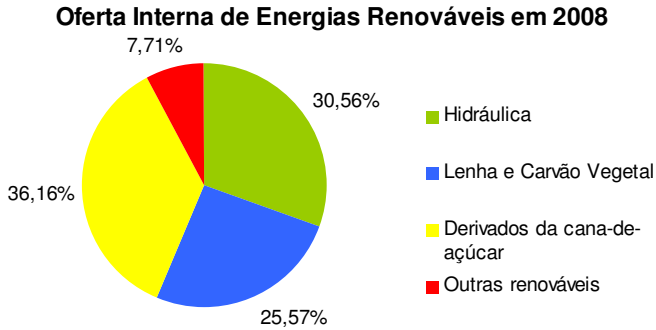


Figura 6. Oferta interna de energias renováveis no Brasil em 2008 (MATTOZO e CAMARGO;2005).

Em relação à energia elétrica, 72% da energia ofertada no Brasil foi proveniente de grandes e pequenas centrais hidroelétricas (Figura 7).

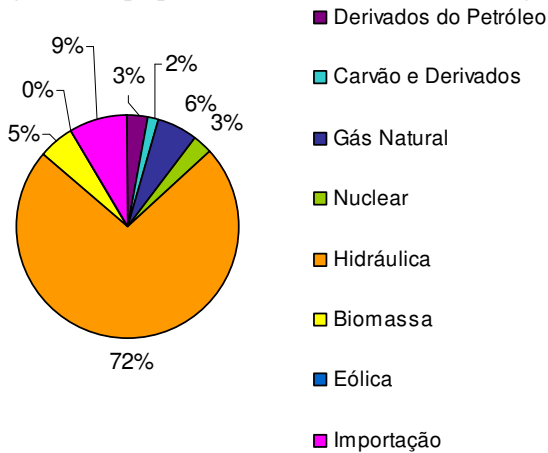


Figura 7. Estrutura da oferta interna de energia elétrica de acordo com a fonte de geração no Brasil (MATTOZO e CAMARGO;2005).

A geração de energia elétrica no Brasil, em centrais de serviço público e de autoprodutoras, atingiu 454,5 TWh em 2008 e o consumo final de energia elétrica foi de 428,7 TWh (MATTOZO e CAMARGO;2005). Houve um crescimento de 5,2% no consumo energético em relação a 2007.

2.3 GERAÇÃO ENERGÉTICA DISTRIBUÍDA

O sistema elétrico brasileiro experimentou, entre 2001 e início de 2002, uma deficiência significativa de suprimento, colocando o mercado na situação de iminente desabastecimento. Esta situação foi contornada, principalmente, pela ação de consumidores residenciais, comerciais e industriais, que reduziram, aproximadamente, em 20% a carga da Região Sudeste e Centro Oeste e em 23% a carga do Nordeste (PAULA;2004). Uma das alternativas que os consumidores com capacidade de investimento poderiam ter adotado seria a adoção da autoprodução, com a instalação de geradores independentes.

A geração elétrica realizada junto ou próximo ao ponto de consumo, independente da potência, tecnologia e fonte energética, é denominada geração distribuída. As tecnologias de geração distribuída têm evoluído para incluir potências cada vez menores, ou seja, criando mini-usinas geradoras.

Existem diversas formas de realizar a geração distribuída, tais como: cogeneradores, geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, pequenas centrais hidrelétricas e painéis fotovoltaicos (INEE;2008). É esta última tecnologia que este trabalho se propõe a estudar.

Uma das principais vantagens da geração distribuída, em comparação com a geração central de energia, é a economia em investimentos para a ampliação da rede, diminuindo perdas por transmissão e distribuição (T&D) e melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica.

Na primeira metade do século XX, a geração elétrica próxima ao consumidor chegou a ser regra no Brasil, quando a energia industrial era praticamente toda gerada localmente. A partir da década de 40, no entanto, a geração em centrais de grande porte ficou mais barata, reduzindo o interesse dos consumidores pela geração distribuída e, como consequência, o desenvolvimento tecnológico para incentivar esse tipo de geração também parou (INEE;2008).

Em 2004, ocorreu um grande avanço para a geração distribuída, que foi mencionada na Lei 10.848/04 como uma das possíveis fontes de geração de energia. O detalhamento do Decreto 5.136/04 fornece características que ajudarão as empresas distribuidoras, que até então se opunham a esta forma de geração, a enxergarem na geração distribuída uma das formas de mitigar riscos de planejamento.

Ao longo da última década, um número crescente de trabalhos científicos tem sido produzido a respeito do impacto da Geração Distribuída (GD) na rede elétrica e vice versa (CAAMAÑO *et al.*;2007). Tais informações variam desde análises teóricas através de simulações até valores experimentais obtidos em laboratórios ou em estudos de campo.

A geração fotovoltaica distribuída, apesar de causar um menor impacto ao ser injetada na rede elétrica em relação a outras tecnologias como a eólica, possui uma característica tecnológica particular (o fato de necessitar de inversores para converter a corrente primária em CA) que a torna interessante como matéria de pesquisa a ser aprofundada(CAAMAÑO *et al.*;2007).

Enquanto na visão internacional os principais campos de aplicação da tecnologia fotovoltaica concentram-se em sistemas isolados em áreas onde a rede elétrica convencional não esteja presente, os países industrializados, como Alemanha, Japão e Estados Unidos, estão apostando em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (ERGE *et al.*;2001) .

Ao longo dos próximos trinta anos, espera-se que o setor elétrico seja completamente reformulado. A rede de distribuição precisará estar preparada para a grande quantidade de energia que será gerada de forma distribuída e a conseqüente redução na geração energética convencional pelas centrais produtoras. Para que isso seja possível, será necessário que haja uma renovação radical no dimensionamento e no design da rede, bem como no controle e no sistema de operação da mesma. Como grande parte da energia consumida é proveniente de redes de distribuição em baixa tensão, é crucial a evolução e a otimização destas redes para o momento em que houver o aumento das frações de geração distribuída. Neste cenário, a geração distribuída poderá assumir o papel das centrais produtoras convencionais, existindo, definitivamente, a necessidade de rever, e, onde for apropriado, alterar e adaptar as estruturas e os procedimentos que são utilizados hoje em dia (BENDEL *et al.*; 2005; KOELN e GRABITZ; 2005; KUROKAWA *et al.*; 2005; NIETSCH *et al.*; 2007 apud CAAMAÑO *et al.*; 2007).

2.4 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A Terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar em toda a sua superfície, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de

energia neste período. Considerando apenas a superfície terrestre, ou seja, com potencial para a instalação de geradores de energia por meio do sol, esta energia passa a ser de $10,8 \times 10^{11}$ GWh/ano. Este fato vem indicar que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia (térmica, elétrica, etc.) (RÜTHER;2004).

No entanto, apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre. A atmosfera reduz a radiação solar através da reflexão, absorção e dispersão. O nível de irradiância na Terra atinge um total aproximado de 1.000 W/m^2 ao meio-dia, em boas condições climáticas. Ao somar a quantidade total da radiação que incide na superfície terrestre durante o período de um ano, obtém-se a irradiação global anual, medida em kWh/m². Este parâmetro sim, varia de um modo significativo de acordo com as regiões (DGS;2008).

O aproveitamento da energia solar para aplicações diversas tem sido bastante destacado, especialmente em países tropicais e subtropicais, como o Brasil, que dispõem de condições excelentes de radiação solar ao longo do ano, podendo representar uma solução para parte dos problemas de escassez de energia que abala o mundo.

Na busca do aproveitamento direto da energia solar, diversas tecnologias vêm sendo estudadas, com especial destaque para a conversão fotovoltaica. O uso direto da energia solar tem três atrativos principais: primeiro, sua capacidade de renovação, quase infinita, considerando a escala de tempo humana. Segundo, não gera impactos ambientais na sua operação, é silenciosa e não polui. O terceiro é a viabilidade de aplicação junto às fontes consumidoras, o que elimina a necessidade de transporte através de grandes distâncias, diminuindo as perdas por transmissão e distribuição, uma das principais falhas do sistema convencional.

A conversão fotovoltaica significa a transformação direta da luz em energia elétrica, recorrendo-se a células solares. Neste processo, são utilizados materiais semicondutores como o Silício, o Arseneto de Gálio, Telureto de Cádmio ou Disseleneto de Cobre e Índio (DGS;2008) Por meio do efeito fotovoltaico, a energia contida na luz do sol pode ser convertida diretamente em energia elétrica. Este método de conversão energética apresenta como grandes vantagens sua extrema simplicidade, a inexistência de qualquer peça mecânica móvel, sua característica modular (desde mW até MW), os curtos prazos de instalação, o elevado grau de confiabilidade dos sistemas e sua baixa manutenção. Além

disso, sistemas solares fotovoltaicos representam uma fonte silenciosa, não-poluente e renovável de energia elétrica bastante adequada à integração no meio urbano, reduzindo quase completamente as perdas por transmissão e distribuição da energia devido à proximidade entre geração e consumo (RÜTHER;2004).

No Brasil os valores de radiação solar global incidente em qualquer região (1550 – 2400 kWh/m²) são superiores aos da maioria dos países da União Européia, como Alemanha (900 – 1250 kWh/m²), França (900 – 1650 kWh/m²) e Espanha (1200 – 1850 kWh/m²), onde existem projetos que contam com fortes incentivos governamentais e são amplamente disseminados (PEREIRA *et al.*;2006). No caso concreto da Alemanha, os sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, foram instalados com maior intensidade após a entrada em vigor de subsídios governamentais no âmbito do “Programa dos 1.000 telhados” (1991-1995). Com a posterior evolução para o “Programa dos 100.000 telhados” (desde 1999) e o “Decreto das Fontes de Energia Renovável” (EEG1/4/2000), o Governo Federal lançou no mercado um conjunto de programas dinamizadores, os quais tiveram reconhecimento mundial (DGS;2008).

2.4.1 Disponibilidade de irradiação solar no Brasil

A irradiação solar é um dos principais dados necessários para o estudo de geração energética através de sistemas fotovoltaicos, tanto para seu dimensionamento, quanto para sua previsão de geração (CROS *et al.*;2004).

No Brasil, entre os esforços mais recentes e efetivos de avaliação da disponibilidade de irradiação solar, destaca-se o Atlas Brasileiro de Energia Solar, o qual 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 a projetos nacionais de energia solar e eólica e atrair o capital de investimentos da iniciativa privada para a área de energias renováveis (PEREIRA *et al.*;2006).

A Figura 8 mostra a média anual do total diário de irradiação solar global horizontal incidente no território brasileiro. Mesmo com diferentes características climáticas, é possível observar que a média

anual de irradiação global apresenta boa uniformidade. O valor máximo, de 6,5 kWh/m², ocorre no estado da Bahia, uma região de clima semi-árido com baixa precipitação ao longo do ano e com a média de cobertura de nuvens mais baixa do país (INMET;2009).

Florianópolis, caracterizada pela ocorrência de precipitação bem distribuída ao longo do ano, apresenta a menor irradiação solar global dentro as capitais brasileiras, de 4,25 kWh/m².

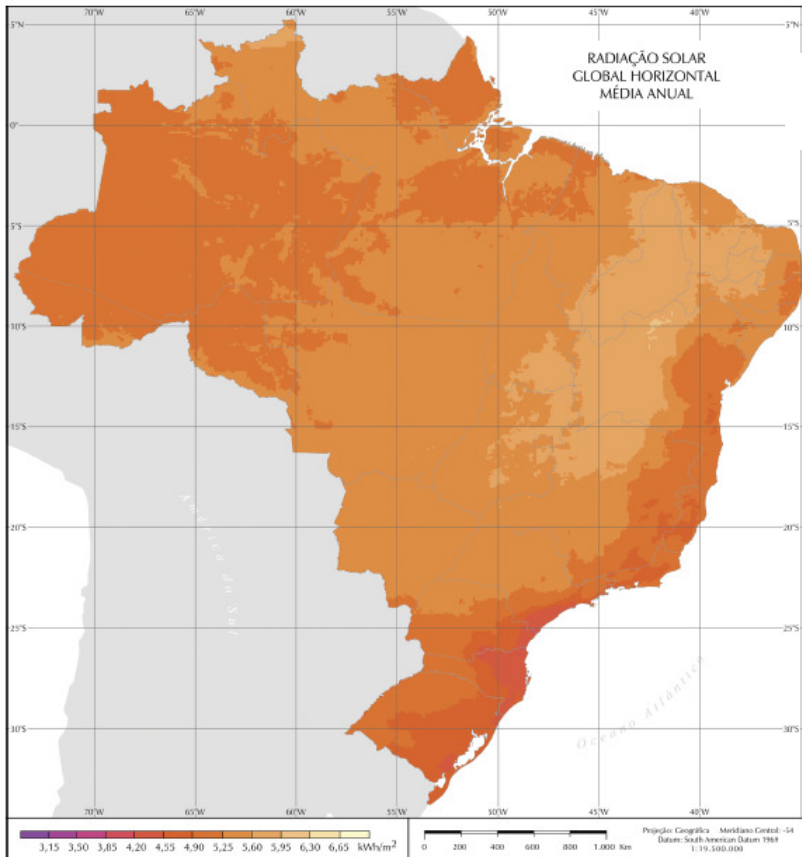


Figura 8. Atlas Brasileiro de Energia Solar demonstrando a média anual do total diário da irradiação solar global horizontal (kWh/m²).

Além dos valores de irradiação no plano horizontal, o Atlas Brasileiro de Energia Solar apresenta um mapa que demonstra a média de

irradiação solar diária incidente sobre um plano com inclinação igual à latitude local e orientado ao norte (Figura 9).

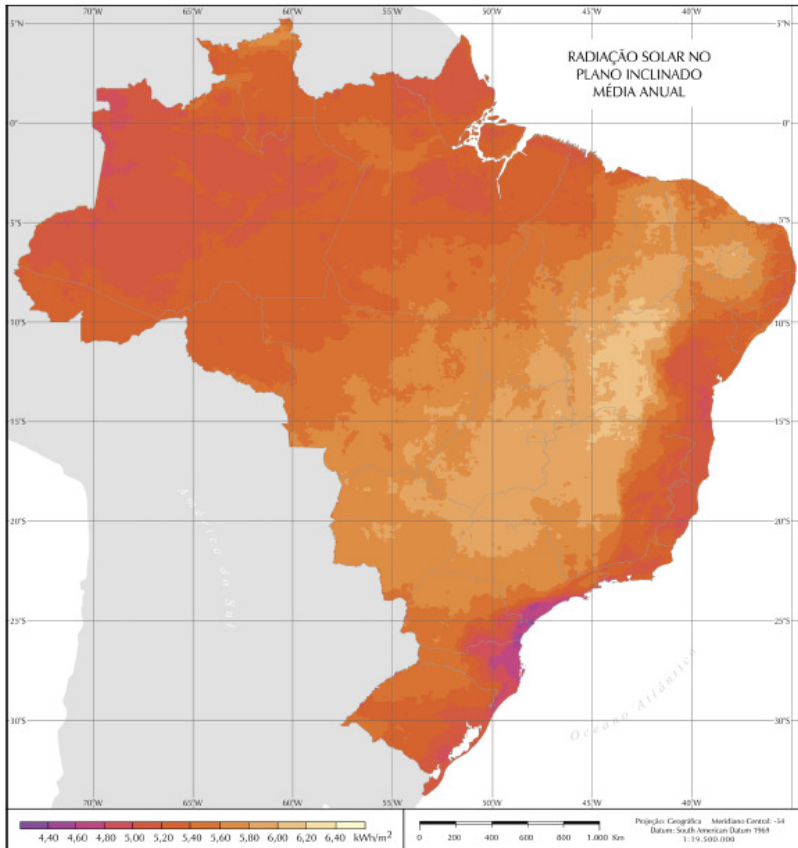


Figura 9. Atlas Brasileiro de Energia Solar demonstrando a média anual do total diário da irradiação solar no plano inclinado, correspondente à latitude local e orientado ao norte (kWh/m²).

Os maiores níveis de irradiação no plano inclinado ocorrem na faixa que vai do Nordeste ao Sudeste durante a Primavera e os menores valores em todas as regiões do Brasil ocorrem durante os meses de Inverno (PEREIRA *et al.*;2006).

Os principais produtos consequentes do Projeto SWERA no Brasil, na área de energia solar, são mapas impressos e digitais de radiação solar de alta resolução; geração de séries temporais horárias; e construção de diferentes cenários de aproveitamento da energia solar desenvolvidos com o uso de ferramentas de um sistema de informações geográficas.

2.4.2 Tecnologias Disponíveis

Existem diversas tecnologias fotovoltaicas no mercado, que podem ser divididas em três gerações: a primeira geração, com os módulos de fatias de silício, a segunda geração, composta pelos filmes finos e a terceira geração, mais recente, de células solares sensibilizadas por corante.

Os módulos de primeira geração utilizam como base o silício cristalino, sendo esta a maior barreira para a difusão desta tecnologia. Isto porque o custo final é bastante elevado, visto que 40% do custo são provenientes da fatia de silício utilizada na fabricação da célula (GREEN;2004). A principal vantagem desta tecnologia é a alta eficiência alcançada, cerca de 10 a 16%, em média. Dentro da tecnologia fotovoltaica de primeira geração encontra-se uma, introduzida mais recentemente no mercado, conhecida como tecnologia HIT (heterojunction with intrinsic thin-layer). Os módulos desta tecnologia são compostos por duas camadas de silício amorfo e uma camada central de silício monocristalino e possuem eficiência ainda mais elevada, em torno de 17%. Outra aposta dentre os módulos de primeira geração, são os módulos de silício com back-contact, os quais atingem eficiências de até 19%.

Já nos módulos da segunda geração, apenas uma fina camada do material fotovoltaico é depositada sobre um substrato. Isto significa uma redução de até 100 vezes de material ativo. Além disso, a unidade comercial deixa de ser uma célula e passa a ser um módulo, unidade cerca de 100 vezes maior (GREEN;2004). Como a camada do material semicondutor é muito fina, da ordem de 1 μ m, praticamente todos os semicondutores não parecem caros em relação à quantidade empregada e, dentre eles, tem se destacado o silício. Sendo o silício barato o suficiente para ser usado em fatias, em filmes finos sua aplicação torna-se ainda mais vantajosa.

Recentemente, uma nova tecnologia de célula fotovoltaica, a terceira geração, tem chamado a atenção de pesquisadores. Trata-se de uma célula composta por dióxido de Titâneo nanocristalino combinado com um corante orgânico, inicialmente desenvolvido na Suíça por Michael Graetzel. São as células solares sensibilizadas por corante (CSCC). A

principal característica é seu baixo custo além da facilidade de fabricação, podendo, inclusive, ser desenvolvida em laboratórios escolares (GREEN;2004). A eficiência obtida nesses experimentos é baixa, mas, às vezes, o custo é tão importante quanto a eficiência (AGNALDO et al.;2006). Em grande escala, isto pode significar uma grande economia quando comparada às células de filmes finos.

A eficiência de cada tecnologia depende do elemento utilizado. Desta forma, pode-se escolher, entre as opções existentes, qual delas atende melhor aos objetivos de cada projeto. Por exemplo, se a intenção é utilizar uma pequena área com o intuito de gerar o máximo de energia, deve-se optar pela tecnologia mais eficiente. Já se o limitante não é a área, mas sim custo, pode-se optar por uma tecnologia menos eficiente, que ocupará uma maior área, porém com custos mais atraentes.

Hoje em dia, a maioria das células solares fotovoltaicas é feita de silício e, de acordo com os especialistas, levará, no mínimo, mais de uma década até que outra tecnologia venha a dominar o mercado (BRAGA *et al.*;2008; MURRAY *et al.*;2006). Cerca de 95% de todas as células solares do mundo são de silício, sendo o segundo elemento químico mais utilizado na Terra (DGS;2008). O uso predominante desse material para a fabricação de módulos comerciais se deve ao bom domínio de sua tecnologia, ao seu alto rendimento relativo e à sua confiabilidade demonstrada durante várias décadas (CHIVELET;2010).

Dentre as opções existentes atualmente, pode-se citar as células de Silício cristalino (c-Si), as de Silício amorfo hidrogenado (a-Si), as HIT, baseadas em Silício cristalino com uma camada de silício amorfo, as células de Telureto de Cádmio (CdTe) e outros compostos relacionados ao Cobre e ao Índio (CIS). Estes últimos elementos são altamente tóxicos e raros. Desta forma, a tecnologia CIS encontra uma forte barreira para sua utilização, sendo as células baseadas em Silício cristalino (mono ou poli) e Silício amorfo, as mais largamente utilizadas.

Em 2007, as tecnologias de silício policristalino e silício monocristalino foram as mais empregadas, com um total de 87,4 % de participação no ano. As células de silício policristalino atingiram 45,2% de participação, conforme mostra a Figura 10.

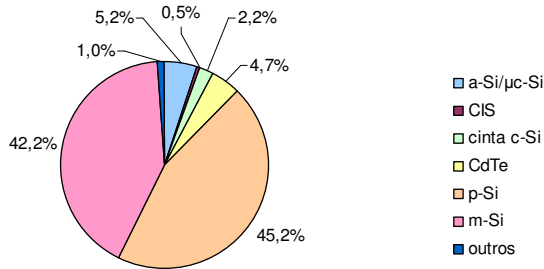


Figura 10. Participação por tecnologia fotovoltaica em 2007 (adaptado) (EPIA e GREENPEACE;2008).

O material utilizado nas células solares deve ser da maior pureza possível, o que pode ser obtido através de sucessivas etapas na produção química (DGS;2008).

Além do elemento utilizado na célula fotovoltaica, outro fator que determina a eficiência do módulo é a sua relação de potência nominal x área. Quando se tem dois módulos de mesma potência, será mais eficiente aquele de menor área. A Tabela 2 apresenta uma série de fabricantes de módulos, a maioria baseados em Silício, tanto amorfo, quanto cristalino e suas respectivas eficiências.

Tabela 2. Características de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias e dimensões.

Tecnologia	Fabricante	Modelo	Potência (W)	Área (m ²)	EFF _{STC} (%)
CSSC	Konarka	KT3000	26	1,55	1,70
a-Si	Schott Solar	SCHOTT ASI100	100	1,45	7,00
	Uni-Solar	PVL-136	136	2,16	6,30
	Sontor	SN2-145	145	1,78	8,15
HIT	Sanyo Solar	HIP-205BA3	205	1,18	17,40
m-Si	Shell Solar	Ultra 175-PC	175	1,32	13,30
	Suntech	PLUTO 200-ADA	200	1,28	17,00
	SunPower	315 Solar Panel	315	1,63	19,30
p-Si	BP Solar	SX 3200 B	200	1,41	13,50
	Solon	Blue 220/07	220	1,61	13,41
	Sharp	ND-220U2	220	1,63	13,50
	Kyocera	KD210GX-LP	210	1,49	14,00

Pela Tabela 2, pode-se perceber que a tecnologia mais eficiente é a de silício monocristalino, com eficiência de conversão de até 19,3%. Em seguida, aparece a tecnologia HIT, com 17,40%. A tecnologia com menor eficiência é a de CSSC, com apenas 1,7% de eficiência, seguida pela de silício amorfo, com praticamente a metade da eficiência das demais tecnologias.

2.4.3 Mercado Mundial de Fotovoltaicos

Altos preços para a energia convencional e a consciência pública frente ao aquecimento global, têm impulsionado o mercado de células solares. (BRAGA *et al.*;2008)

Até 1970, a indústria fotovoltaica limitava-se a aplicações espaciais. Somente com a crise do petróleo, iniciaram-se estudos mais aprofundados em aplicações terrestres. Como consequência, houve um avanço na produção de módulos fotovoltaicos, especialmente os de

silício policristalino, os quais, após o ano de 1996, tiveram um crescimento significativo na escala de produção.

As instalações de células e módulos fotovoltaicos em todo o mundo tem aumentado a uma taxa média anual superior a 35% desde 1998 (EPIA e GREENPEACE;2008). A Figura 11 apresenta a evolução da potência fotovoltaica total acumulada no mundo, desde o ano de 1992 até o ano de 2008.

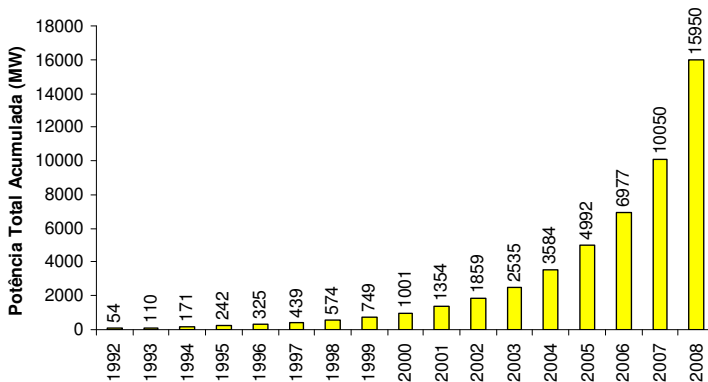


Figura 11. Evolução da potência fotovoltaica total acumulada no mundo entre 1992 e 2008 (MINTS;2008; PHOTON_INTERNATIONAL;2009)

No final de 2008, a capacidade acumulada instalada dos sistemas fotovoltaicos instalados em todo o mundo superou a incrível marca de 15,9 GW. Este valor contrasta com o 1 GW acumulado até o ano 2000.

O mercado fotovoltaico também teve um crescimento bastante expressivo no decorrer dos anos, com destaque para o aumento de 2.827 MW somente do ano de 2007 para 2008, conforme apresentado na Figura 12.

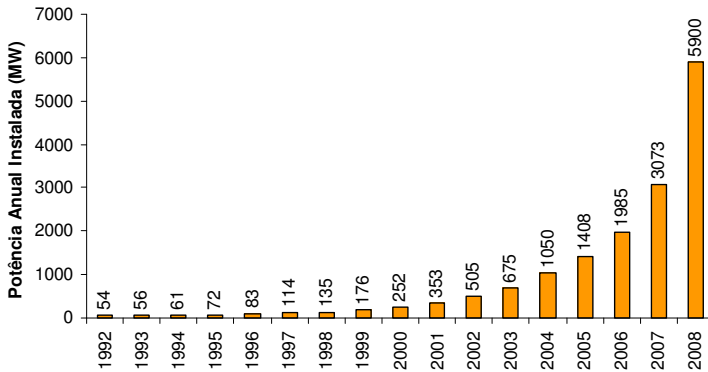


Figura 12. Evolução mundial anual da instalação de módulos FV entre 1992 e 2008 (MINTS;2008; PHOTON_INTERNATIONAL;2009).

Na Alemanha, um importante acontecimento que impulsionou a utilização de módulos fotovoltaicos foi o Programa 1.000 Telhados, no qual mais de 2.000 sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica foram instalados em telhados residenciais (ERGE *et al.*;2001). A Tabela 3 demonstra o aumento do número de sistemas fotovoltaicos ao longo dos anos, desde a instalação do Programa 1.000 Telhados, em 1990 até 1999 (ERGE *et al.*;2001).

Tabela 3. Sistemas Fotovoltaicos instalados na Alemanha no Programa 1.000 Telhados.

	1990	1992	1994	1996	1997	1998	1999
Potência nominal acumulada instalada (MW)	1.50	5.60	12.40	26.60	40.30	52.30	67.30
Potência nominal anual instalada em sistemas FV conectados à rede (MW)	0.55	3.02	3.10	7.40	11.50	9.50	12.00
Potência nominal anual instalada em sistemas FV isolados (MW)	0.05	0.08	0.44	1.40	2.20	2.50	3.00

Pode-se perceber, através da Tabela 3, que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica foram os que tiveram um crescimento anual mais expressivo ao longo dos anos, passando de 0,55 MW instalados em 1990 a 12 MW instalados em 1999 enquanto os sistemas isolados atingiram apenas 3 MW ao longo do mesmo período.

No ano de 1998, houve uma pequena queda nas instalações de sistemas na Alemanha em virtude do novo programa alemão que se anunciava: Programa 100.000 Telhados Solares. Investidores em energia solar fotovoltaica pararam de investir para aguardar os novos benefícios que o governo alemão iria conceder com o novo programa que iniciaria em 1999. Ao final deste ano, aproximadamente 4.000 sistemas fotovoltaicos foram instalados, com uma capacidade total de 10 MW (ERGE *et al.*;2001).

Em abril de 2000, outro forte impulsionador ao crescimento do uso da tecnologia fotovoltaica na Alemanha foi o surgimento da Lei de Energias Renováveis, que comprava dos proprietários de sistemas fotovoltaicos toda a energia que os mesmos injetavam na rede, a um preço superior ao da tarifa convencional (CLAVADETSCHER;2004).

Não foi apenas na Alemanha que os sistemas conectados a rede tiveram crescimento mais expressivo, mas em todos os países participantes da International Energy Agency, como apresenta a Figura 13.

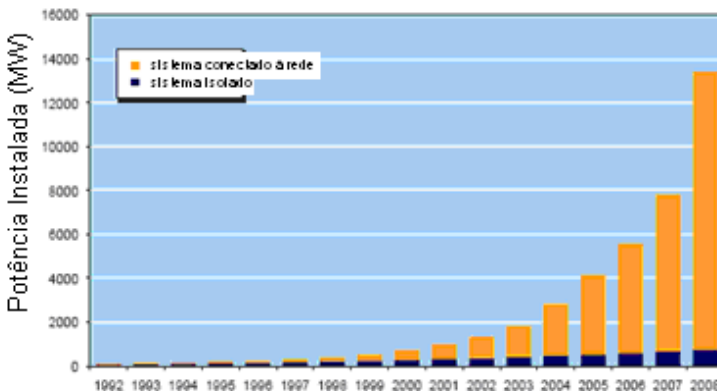


Figura 13. Relação de sistemas conectados a rede e isolados, instalados até o ano de 2008, nos países participantes da IEA – PVPS (IEA;2009).

Em relação aos custos do sistema, a indústria fotovoltaica está começando a adotar o LCOE (*Levelized Cost of Energy*) como unidade de custos. O preço do sistema fotovoltaico, em 2005, estava em torno de \$0.18 por energia (kWh) gerada. A estimativa é que até 2020 o preço do sistema caia para \$0,06/kWh, ou seja, um terço do preço em 2005. A Figura 14 apresenta a contribuição de cada componente de um sistema fotovoltaico no LCOE para a tecnologia de silício mono-cristalino, tanto para o ano de 2005, quanto o que se espera para o ano de 2011 e 2020.

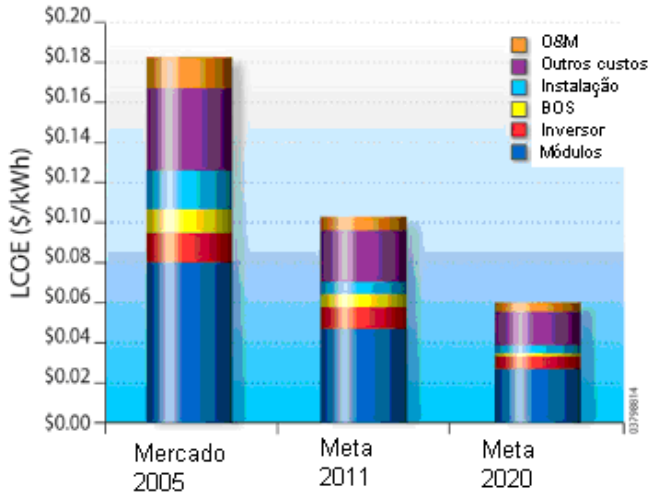


Figura 14. Contribuição dos componentes de um sistema fotovoltaico no LCOE do c-Si em 2005 e estimativas para os anos de 2011 e 2020 (CARLSON;2006).

Com o crescimento do mercado fotovoltaico de 30% por ano (BRAGA *et al.*;2008), a tendência dos preços é cair significativamente. Devido aos preços dos módulos serem responsáveis por mais de dois terços (72%) dos custos totais do investimento inicial dos sistemas fotovoltaicos (DGS;2008), espera-se que com uma produção massiva automatizada dos módulos haja uma redução de custos. Nesta perspectiva, existem grandes esperanças na tecnologia de filmes finos. Atualmente, o desenvolvimento de materiais para células de silício se concentra na redução da espessura das células, na melhoria de seu rendimento e na redução dos custos de fabricação. (CHIVELET;2010).

2.4.4 Sistemas Fotovoltaicos

Existem basicamente dois tipos de sistemas fotovoltaicos: isolados ou autônomos e conectados à rede elétrica. O mais utilizado atualmente no Brasil é o sistema isolado, no qual a geração energética fotovoltaica é armazenada em um banco de baterias. Estes sistemas têm sido bastante utilizados em países em desenvolvimento, a fim de suprir pequenas demandas em áreas afastadas dos grandes centros urbanos e desprovidas de energia elétrica. O PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios) do Ministério das Minas e Energia é um exemplo desta utilização.

Existem diversas aplicações de sistemas isolados no Brasil. O LABSOLAR¹ tem solarizado algumas ilhas no estado de Santa Catarina, como a Ilha de Ratonés e a Ilha do Arvoredo. Em Ratonés, há um sistema autônomo operando desde 2000. Este sistema, apresentado na Figura 15, possui 4,7 kWp instalados para o abastecimento da fortaleza e mais 168 Wp para realizar o bombeamento de água.



Figura 15. Sistema fotovoltaico isolado instalado na Ilha de Ratonés.

Na Ilha do Arvoredo, o sistema possui 13,2 kWp instalados e teve sua operação iniciada em 2007. A Figura 16 apresenta a disposição dos painéis.

¹ LABSOLAR: Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina.



Figura 16. Sistema fotovoltaico isolado instalado na Ilha do Arvoredo.

Outras aplicações de sistemas isolados são em áreas rurais, nas quais os custos de expansão de rede seriam muito elevados. No interior do Brasil, já existem geradores fotovoltaicos de pequeno porte como o mostrado na Figura 17. Este sistema faz parte do Projeto Piloto Xapuri, no Acre, com início no ano de 2007.



Figura 17. Sistema fotovoltaico isolado para abastecer uma residência em área rural sem acesso à energia elétrica.

O funcionamento de um sistema fotovoltaico isolado pode ser compreendido através da Figura 18.

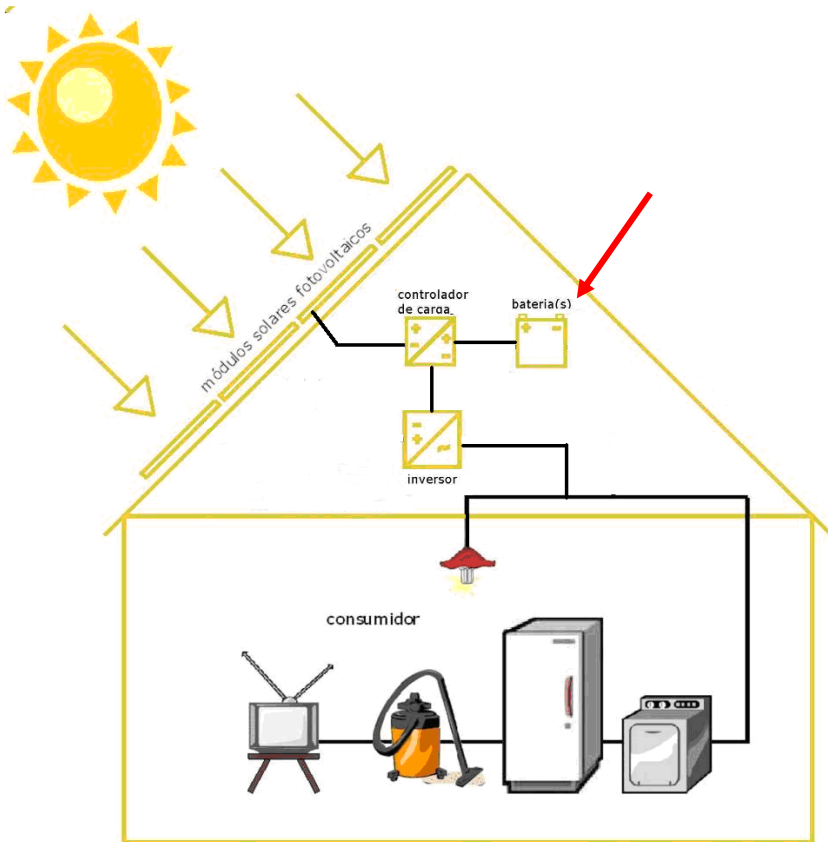


Figura 18. Sistema fotovoltaico integrado à edificação e isolado, utilizando um banco de baterias para armazenar a energia gerada excedente.

Além dos sistemas isolados, existem os sistemas conectados à rede elétrica. Nações desenvolvidas, incluindo EUA, países da Europa e Japão, já implementaram programas para a utilização direta da energia solar fotovoltaica, principalmente, sob forma de sistemas conectados à rede elétrica existente.

Um tipo de projeto em franca expansão refere-se às grandes plantas fotovoltaicas que são construídas em grandes áreas desocupadas, à superfície do solo, formando grandes centrais fotovoltaicas conectadas à rede. Este tipo de projeto fotovoltaico tem sido promovido por empresas

operadoras do setor elétrico (DGS;2008). Nestas plantas, os módulos são montados em estruturas simples fixadas ao solo (ERGE *et al.*;2001). A maior planta fotovoltaica do mundo (Figura 19), concluída em setembro de 2008, está localizada na Espanha, possui 60 MWp e ocupa uma área de 180 hectares (PVRESOURCES;2009).



Figura 19. Parque fotovoltaico Olmedilla de Alarcón (Espanha), construído em 2008, com 60 MWp instalado (PVRESOURCES;2009).

Este tipo de projeto possui uma desvantagem significativa quando comparado aos sistemas integrados à arquitetura, pois utiliza uma área que poderia abrigar outras funções, além da geração de eletricidade.

A integração de sistemas fotovoltaicos à arquitetura apresenta-se como solução ideal para uma geração energética próxima ao ponto de consumo, sobreposta a algo que já exerça uma função na cidade. Diante da escassez de espaços e do crescimento acelerado da humanidade, a terra deverá ser ocupada da forma mais otimizada possível. Além disso, a integração da tecnologia fotovoltaica à arquitetura é capaz de acrescentar valor estético ao conjunto, bem como pode ser utilizado como o próprio elemento construtivo.

Na Alemanha, existem bairros compostos por residências solarizadas, decorrentes de campanhas de incentivo do governo. A intenção era reduzir as emissões de gases poluentes provenientes de fontes convencionais de energia, bem como difundir uma energia renovável de grande eficiência e benéfica ao ambiente, principalmente diante da crise energética enfrentada pelo país. A Figura 20 apresenta um conjunto de

casas projetadas pelo escritório do arquiteto Rolf Disch, nas quais os módulos fotovoltaicos fizeram parte da concepção do projeto.



Figura 20. Telhados solarizados na cidade de Freiburg, na Alemanha.

Com o Programa 1.000 Telhados, o governo alemão instalou mais de 2.000 sistemas fotovoltaicos conectados à rede em residências (ERGE *et al.*;2001). Uma instalação típica está apresentada na Figura 21.



Figura 21. Instalação fotovoltaica típica na cobertura de uma residência participante do Programa 1.000 Telhados da Alemanha, com 5 kWp instalados (ERGE *et al.*;2001).

A Figura 22 apresenta o funcionamento do sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica convencional.

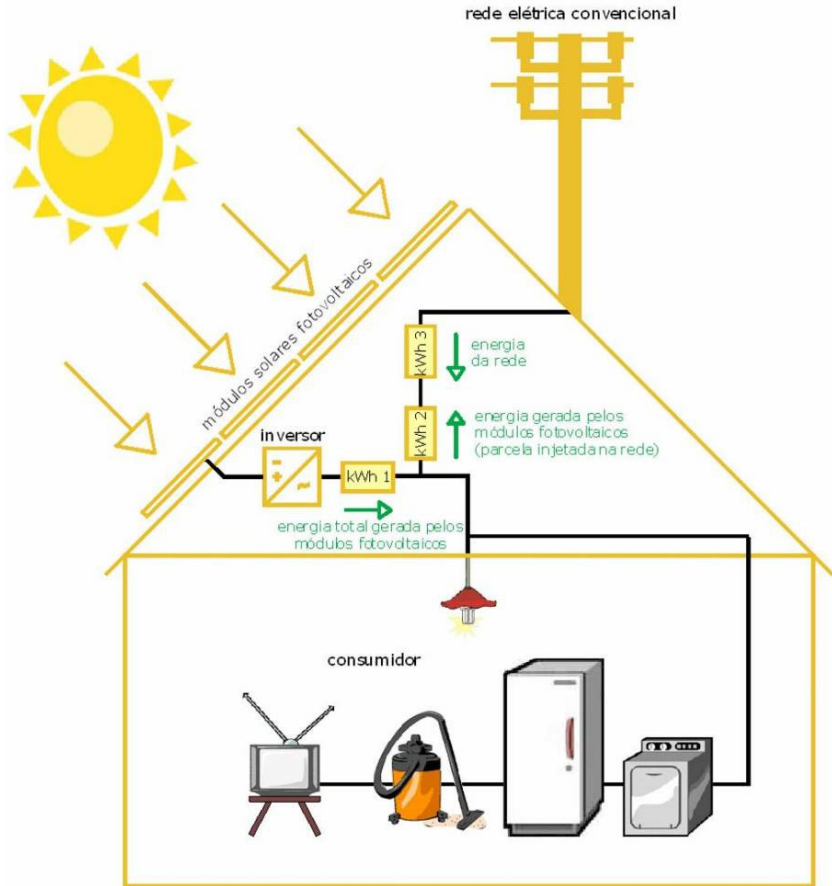


Figura 22. Sistema fotovoltaico integrado à edificação e interligado à rede elétrica convencional.

Uma instalação solar fotovoltaica integrada a uma edificação e conectada à rede elétrica é composta por vários itens, incluindo painéis solares, sistema de fixação ao envoltório da construção, sistema conversor CC-CA (inversor), diodos de bypass e diodos de bloqueio, fusíveis e disjuntores, cabos elétricos, terminais, proteções contra

sobretensões e descargas atmosféricas e caixas de conexão (RÜTHER;2004).

Uma característica fundamental de sistemas solares fotovoltaicos interligados à rede elétrica pública é que dispensam os bancos de baterias necessários em um sistema do tipo autônomo e os elevados custos de manutenção envolvidos. Na configuração mais comum, estes sistemas são instalados de tal maneira que quando o gerador solar fornece mais energia do que a necessária para o atendimento da instalação consumidora, o excesso é injetado na rede elétrica pública e a instalação consumidora acumula um crédito energético (o relógio contador típico é bidirecional e neste caso anda para trás; o sistema é denominado *net metering*). Por outro lado, quando o sistema solar gera menos energia do que a demandada pela instalação consumidora, o déficit é suprido pela rede elétrica. Desta forma, geração e consumo de energia elétrica têm coincidência espacial e as perdas por transmissão e distribuição, comuns no sistema tradicional de geração centralizada, são minimizadas. Outra vantagem destes sistemas é o fato de que se tem uma usina geradora descentralizada e que não ocupa área física, visto que a integração à edificação substitui ou se sobrepõe a materiais de cobertura e/ou revestimento (RÜTHER;2004). Vale ressaltar que este sistema de funcionamento, amplamente utilizado em países como Alemanha e Japão, ainda não está regulamentado no Brasil.

2.4.5 Desempenho de um gerador fotovoltaico integrado à edificação

Vários parâmetros podem afetar o rendimento do gerador fotovoltaico, tanto em relação à tecnologia propriamente dita, quanto em relação a fatores externos. O principal fator externo é o parâmetro irradiação, que depende fundamentalmente da localização geográfica da instalação bem como de sua inclinação e orientação. A temperatura dos painéis, o sombreamento parcial dos módulos e o estado de limpeza dos painéis também influenciam no desempenho do sistema gerador. Em relação à tecnologia propriamente dita, o descasamento entre painéis de um mesmo *string* (que leva a perdas no rendimento conhecidas como *module mismatch losses*) e as resistências dos condutores também exercem influências na geração de energia (RÜTHER;2004).

Como regra geral, a inclinação ótima com relação à horizontal para a incidência solar máxima em regime anual é dada pela latitude local. A orientação ideal é a de uma superfície voltada para o equador (norte geográfico para instalações no hemisfério sul) (RÜTHER;2004).

A irradiação disponível para um sistema fotovoltaico exerce um papel fundamental no seu rendimento (*yield* - geração fotovoltaica por potência instalada [kWh/kWp]). O conhecimento da irradiação local é necessária para possibilitar estudos que otimizem a geração de um sistema através de seu layout. No entanto, a irradiação disponível em sistemas fotovoltaicos instalados no meio urbano, ou seja, entre outras edificações, tende a ser mais sombreada do que se estivesse em uma área aberta, como em um campo, por exemplo. Além disso, pelo fato de se integrar os módulos fotovoltaicos às edificações, torna-se mais difícil orientá-los e incliná-los para a situação ideal (BORG e WIGGELINKHUIZEN;2001). O mesmo afirma Chivelet (2010), quando diz que para sistemas integrados a edificações nem sempre é possível contar com essas condições, sendo, portanto, recomendável que os módulos recebem ao menos cerca de 80% da irradiação máxima anual local. Isto, pois o ambiente construído apresenta uma série de barreiras que dificultam a otimização da geração dos módulos. Neste caso, é importante priorizar a orientação ótima de cada região, porém, sempre considerando se as perdas são significativas. O mesmo vale para a questão da inclinação. Muitas vezes, vale mais a pena priorizar a questão estética em uma integração de módulos a uma edificação do que colocar os módulos na melhor posição solar e criar um foco de atenção negativo na arquitetura existente.

Na integração de sistemas fotovoltaicos à arquitetura entram em jogo vários fatores que interagem mutuamente: a geração fotovoltaica, a função e arquitetura, o comportamento térmico, a transmitância luminosa dos módulos e o custo, sendo importante chegar a um meio termo destes fatores e ao mesmo tempo cumprir exigências de segurança que afetam a instalação, tanto do ponto de vista elétrico quanto arquitetônico (CHIVELET;2010).

Devido à possível existência de outros elementos construtivos próximos aos módulos, inclusive edificações contíguas, o sombreamento costuma ser a questão mais crítica nos sistemas integrados à edificação (CHIVELET;2010). Um gerador fotovoltaico apresenta desempenho ótimo quando iluminado homogeneamente. Dada a característica construtiva da maioria dos módulos fotovoltaicos, em que as células solares individuais são conectadas em série, uma pequena sombra sobre uma destas células pode reduzir acentuadamente o rendimento de todo o sistema. Isto se deve ao fato de que a célula sobre a qual incidir a menor quantidade de radiação é que irá determinar a corrente (e, portanto a potência) de operação de todo o conjunto a ela conectado em série (RÜTHER;2004).

Além da irradiação local e do sombreamento, outro fator que influi no rendimento de um sistema fotovoltaico é a escolha do inversor. O inversor é um equipamento eletrônico que converte a energia gerada em corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). A eficiência de conversão de um inversor varia de acordo com a carga do mesmo. A Figura 23 apresenta as curvas de eficiência de diferentes inversores.

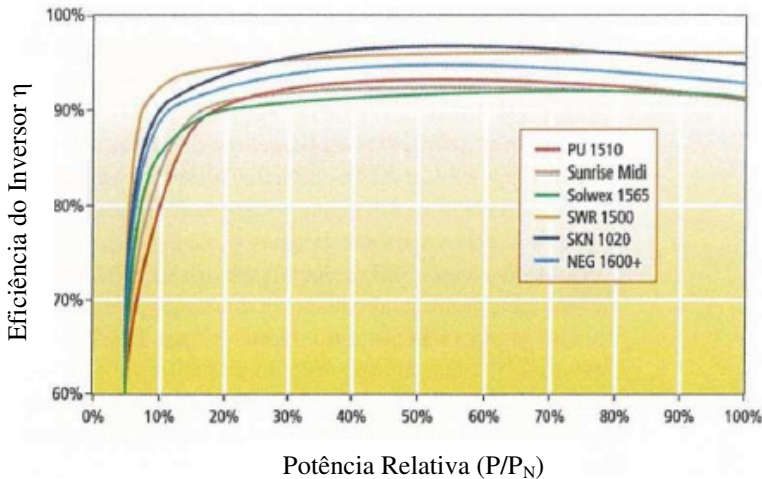


Figura 23. Curva típica de eficiência de conversão CC-CA para diferentes inversores em função da carga (DGS;2008).

Diversos autores apontam o rendimento máximo para um inversor entre 90 e 96%, ou seja, o quociente entre a potência ativa (em CA) oferecida pelo inversor e a potência contínua (em CC) que ele recebe (CHIVELET;2010; DGS;2008; MARION *et al.*;2005).

O desempenho (*performance ratio - PR*) de sistemas fotovoltaicos como um todo também já foi vastamente estudado em diversos países, inclusive no Brasil (ITO *et al.*;2008; JAHN e NASSE;2003; MARION *et al.*;2005; OLIVEIRA e ZILLES;2001; RUTHER e DACOREGIO;2000). De acordo com estes autores, o desempenho dos sistemas fotovoltaicos pode variar de 70 a 90%, ficando a maioria em torno de 75%.

Após a análise de 334 sistemas fotovoltaicos conectados à rede, presentes na base de dados da IEA –PVPS Task 2, observou-se uma nítida tendência ao aumento do desempenho quanto mais recente a instalação fotovoltaica (JAHN e NASSE;2003). A Figura 24 apresenta um estudo semelhante, realizado em 2007, contrastando-se 527 sistemas

fotovoltaicos e a tendência é a mesma, ou seja, aponta para um aumento na PR ao longo dos anos, passando de 63% em 1991 para 75% em 2005, em média. Pode-se perceber também que existem sistemas que apresentam valores bastante próximos a 90%, demonstrando que estes foram muito bem projetados.

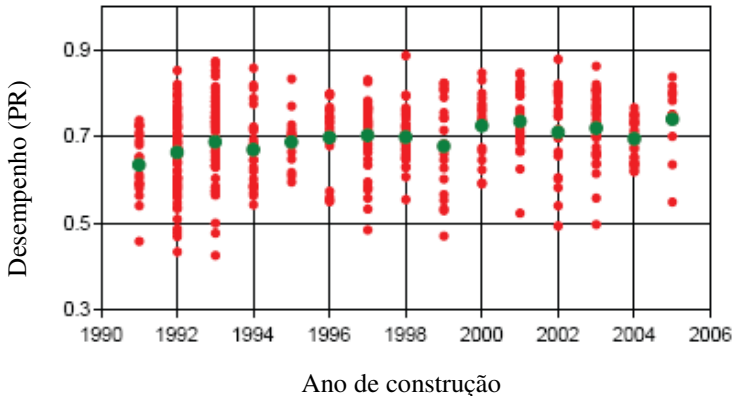


Figura 24. Desempenho (*Performance Ratio* – PR) de 527 sistemas fotovoltaicos conectados à rede construídos entre 1991 e 2005 (CLAVADETSHCHER e NORDMANN;2007).

Quando se compara o desempenho de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede no Brasil com o desempenho em sistemas em outros países, pode-se constatar que as condições climáticas brasileiras são bastante favoráveis para a operação destes sistemas (OLIVEIRA e ZILLES;2001). Portanto, para estudos no Brasil, é comum trabalhar com valores de PR de 75 a 80%.

2.4.6 Estimativa de geração fotovoltaica

Existem diversas formas de prever a geração fotovoltaica. Várias delas foram apresentadas em um relatório da IEA (MAYER *et al.*;2008). A forma adotada na presente dissertação baseia-se na irradiação local, no rendimento do sistema fotovoltaico (*performance ratio*) e na potência instalada. A fórmula está apresentada na Equação 1.

$$E = G \times r \times P_{cc}$$

Equação 1

Onde:

E = geração solar fotovoltaica (kWh/dia).

G = irradiação diária (kWh/m²/dia).

r = rendimento do sistema inversor e conexões, 70 a 85%.

P_{cc} = potência do sistema em corrente contínua (kW).

Através da Equação 1 obtém-se o valor estimado de geração energética diário. Pode-se obter o valor mensal ou anual, multiplicando-se este resultado pelo número de dias que se deseja.

2.4.7 Gerador de energia solar fotovoltaica integrado à edificação ou BIPV (Building integrated photovoltaic system)

Os geradores convencionais de energia são, na grande maioria das vezes, instalados em áreas distantes dos centros urbanos e a energia gerada é transmitida até os consumidores através de longos cabos, resultando em perdas na transmissão e na distribuição. Isto ocorre, pois a inserção de geradores convencionais de energia no meio urbano tende a acarretar problemas para o entorno, tais como poluição do ar, poluição sonora e poluição visual. No entanto, a energia é cada vez mais necessária para o desenvolvimento humano. Utilizar a fonte de geração próxima ao ponto de consumo permite que as perdas por transmissão e distribuição sejam mínimas, portanto, o sistema torna-se mais eficiente. Segundo Erge *et al.* (2001), arquitetos e instaladores podem integrar sistemas da ordem de Megawatts no ambiente construído, podendo até mesmo ficar sobrepostos às edificações. Um exemplo é a instalação de um sistema de 1 MW na cobertura de um Parque de Exposições em Munique (Figura 25). A planta fotovoltaica de Munique está situada num centro urbano. A energia produzida é consumida pela Trade Fair Centre e possui perdas praticamente nulas (CUNOW e GIESLER;2001).



Figura 25. Munich Trade Fair Centre: instalação de 1 MW na cobertura (CUNOW e GIESLER;2001).

A tecnologia fotovoltaica integrada à edificação apresenta-se como uma opção inteligente de geração energética próxima ao ponto de consumo, não ocupando área extra e, sob o ponto de vista ambiental, não interferindo negativamente no entorno em que se encontra. Pelo contrário, a utilização desta tecnologia tanto sobreposta à estrutura existente, como sendo o próprio material de vedação, só tem a acrescentar valor estético à edificação. Arquitetos com responsabilidade com o futuro compreendem que o objetivo do bom projeto não é simplesmente criar um edifício esteticamente agradável – os novos edifícios devem ser ambientalmente responsáveis também (SICK e ERGE;1996).

O fato de um gerador fotovoltaico da ordem de MegaWatts poder ser inserido no meio urbano e integrado à arquitetura é uma novidade até mesmo para os planejadores das cidades (CUNOW e GIESLER;2001).

Na integração dos módulos solares fotovoltaicos a uma edificação existente, deve-se levar em conta o sistema de fixação. A estrutura onde serão montados os painéis fotovoltaicos deve suportar todas as cargas mecânicas e ventos, bem como as expansões/contrações térmicas, com vida útil equivalente à esperada para o arranjo fotovoltaico (~30 anos) (RÜTHER;2004).

Exemplos espalhados pelo mundo não faltam e cada vez mais a integração de módulos fotovoltaicos estará presente nos projetos, desde sua concepção. Isto porque a busca por edifícios eficientes energeticamente já está fazendo parte das premissas de muitos arquitetos e proprietários. Neste contexto, a utilização de fontes renováveis de energia é uma forma moderna de aproximar a conservação energética aos edifícios, que pode ser realizada através da energia solar (CHWIEDUK;2003).

2.4.8 Impacto da injeção de energia na rede de um sistema fotovoltaico de grande porte (maior que 100 kWp)

Com o crescimento acelerado da penetração de energia proveniente de geradores distribuídos, como os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, o impacto dessa energia na rede passou a ser o foco de muitas discussões (LAUKAMP *et al.*;2007).

Para que se estudasse a relação entre uma grande quantidade de geração fotovoltaica conectada a uma rede de baixa tensão, foram realizados alguns estudos em diferentes países, observando o que ocorria com a qualidade da energia injetada na rede.

Na Alemanha, especificamente na cidade de Freiburg, em 2006, foi realizado um programa de solarização de telhados chamado “Solarsiedlung Schlierberg” no qual cada residência recebeu um sistema fotovoltaico, totalizando 440 kWp conectado a rede elétrica (LAUKAMP *et al.*;2007). A rede elétrica foi projetada da mesma forma que se não houvesse nenhum sistema gerador fotovoltaico conectado a ela. As premissas básicas para a interligação à rede foram seguidas de acordo com as normas da Associação Alemã de Companhias Elétricas VDEW, a qual permite um aumento de 2% na tensão nominal (VDEW; 2001 apud LAUKAMP *et al.*; 2007).

A Figura 26 apresenta uma vista aérea das instalações fotovoltaicas nos telhados.



Figura 26. Vista aérea do Solarsiedlung Schlierberg (LAUKAMP *et al.*;2007).

Foram realizadas medições em três pontos distintos, durante o verão de 2006 e de 2007. O objetivo das medições foi observar a qualidade da energia de acordo com a norma local (EM 50160), o nível de tensão em redes remotas, o fluxo de energia que passava pelo transformador e a injeção de corrente harmônica injetada pelos inversores.

As medições mostraram que a geração fotovoltaica distribuída afetou de forma sutil a qualidade da rede. A qualidade da energia foi afetada somente em relação aos níveis de tensão (LAUKAMP *et al.*;2007), permanecendo, no entanto, dentro dos níveis prescritos na norma.

Na Holanda, o Holidaypark Bronsbergen (COBBEN *et al.*;2008) é um parque composto por 210 cabanas (Figura 27). Dentre elas, 108 possuem módulos fotovoltaicos em seus telhados.



Figura 27. Holiday park Bronsbergen: 108 cabanas com telhados fotovoltaicos na Holanda (COBBEN *et al.*;2008).

Construído no ano 2000, o sistema todo possui 315 kWp instalado e a potência nominal do transformador que alimenta todas as cabanas é de 400 kVA. A média de energia por residência com fotovoltaicos é de 2,9 kWp. Como a maioria das cabanas é utilizada somente no período de férias, a energia utilizada é menos expressiva do que se fossem ocupadas durante todo o ano.

Cada cabana possui seu sistema conectado à rede através de dois inversores cujas potências nominais são de 2.5 kVA. As medições de geração e de consumo são realizadas de forma independentes.

O sistema começou a ser monitorado no ano de 2005, observando todos os aspectos da qualidade de energia injetada na rede de baixa tensão. A qualidade da tensão no transformador ficou, em geral, dentro dos limites da norma EM 50160. No entanto, nos casos em que a geração fotovoltaica foi alta, foram encontradas algumas distorções. Este fenômeno pode ser decorrente de altas capacidades injetadas nos inversores utilizados. Não se observou aumento nos níveis de tensão, ficando sempre abaixo de 230 V (COBBEN *et al.*;2008).

Outro estudo ocorrido na Holanda foi na cidade de Heerhugowaard, a cidade solar Mayersloot (Figura 28). Trata-se de um conjunto misto de 70 casas, 21 com e 49 sem sistemas fotovoltaicos, todos construídos no ano 2000 (COBBEN *et al.*;2008). A instalação total conta com 130 kWp instalados, sendo que a potência instalada em cada residência varia de 5 a 8,5 kWp. Como parte delas não possuem geradores, a potência por residência passa a ser 1,9 kWp em média.



Figura 28. Vista da Mayersloot, Holanda com 130 kWp instalados (COBBEN *et al.*;2008).

Neste caso, a rede foi projetada sabendo que muitos sistemas fotovoltaicos estariam conectados a ela. O transformador utilizado foi um de 400 kVA. Quatro alimentadores abastecem as residências, sendo que as casas com sistemas fotovoltaicos concentram-se no final de dois deles.

As medições foram realizadas em uma residência com sistema fotovoltaico no final de um alimentador e em uma subestação, durante uma semana de verão. Pode-se perceber que a tensão nos momentos de geração fotovoltaica era maior no final do alimentador do que no início dele, devido ao fluxo inverso de energia (COBBEN *et al.*;2008).

Durante sete anos de operação, nenhum problema relacionado aos sistemas fotovoltaicos foi reportado. A tensão do transformador foi geralmente alta, entre 235 V e 242 V e sempre dentro dos limites aceitáveis. A qualidade da tensão no final dos alimentadores também permaneceu dentro dos limites aceitáveis.

As medições realizadas nos três exemplos citados demonstraram que a geração fotovoltaica é compatível com a rede de distribuição de baixa tensão, mesmo quando a geração é de grande densidade. Cobben et al, (2008) confirma que quando a média de geração fotovoltaica gerada de forma distribuída é de 80% ou mais da capacidade do transformador, em geral, a qualidade de energia da rede não é deteriorada. A qualidade de energia mostrou-se afetada apenas em relação ao aumento de tensão no fim de um alimentador, ficando, porém, frequentemente dentro das exigências da norma europeia EN 50160.

No entanto, para os próximos 30 anos, deverá haver profundas mudanças na rede de abastecimento de energia elétrica para que seja possível incorporar grandes frações de geração distribuída, tanto no projeto, quanto no dimensionamento, sistema de operação e controle. Existe, portanto, a necessidade de se rever e, onde for apropriado, alterar e adaptar as estruturas que já temos hoje em dia (CAAMAÑO-MARTÍN *et al.*;2008; CAAMAÑO *et al.*;2007).

Em geral, a conexão de sistemas fotovoltaicos a redes existentes deveria ser limitada a 70% da potência do transformador do alimentador em decorrência de que o projeto da rede previa um baixo consumo para cada consumidor. Esse baixo consumo refere-se ao fato de que as cargas não seriam todas exigidas ao mesmo tempo, de forma simultânea. No entanto, a geração fotovoltaica é gerada simultaneamente por todos os sistemas conectados àquela rede. Essa geração simultânea representa, então, o gargalo para a implementação de maiores potências em um mesmo alimentador (COBBEN *et al.*;2008).

2.4.9 Experiência da UFSC em energia solar fotovoltaica integrada a edifícios e conectada à rede elétrica

Assim como nos demais países, as primeiras experiências fotovoltaicas no Brasil ocorreram em áreas rurais, nas quais não havia conexão à rede elétrica pública. Foi em 1995 que surgiu a primeira instalação conectada à rede do país, com a instalação de um gerador de 11 kWp localizado na cidade de Recife, na CHESF (OLIVEIRA e ZILLES;2001). Porém, o primeiro sistema solar fotovoltaico conectado à rede e integrado a uma edificação entrou em operação no ano 1997, na cidade de Florianópolis. Trata-se de um sistema de 2 kWp, dimensionado para simular o suprimento de energia necessário para uma família de quatro pessoas, localizado no prédio da Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina (RUTHER e DACOREGIO;2000). Este sistema está em operação desde então, sem interrupção.

O sistema é composto por 68 módulos de silício amorfo, sendo dentre estes, 14 semitransparentes, instalados à 27° de inclinação, com orientação para o norte verdadeiro. A Figura 29 apresenta a instalação.



Figura 29. Primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede e integrado a uma edificação no Brasil: Sistema de 2 kWp localizado em Florianópolis-SC, em operação desde 1997.

Este sistema é de grande importância para o grupo LABEEE/LABSOLAR por possuir um banco de dados de irradiação solar no plano horizontal e no plano dos módulos (27°), geração fotovoltaica e medições de temperatura desde o dia em que foi instalado até o presente momento. Com estes dados, medidos com intervalos de quinze minutos, torna-se possível estimar a geração de todos os outros sistemas propostos para as mesmas condições em Florianópolis. Existem somente alguns sistemas conectados à rede e integrados a edificações no Brasil, geralmente em universidades, institutos de pesquisa ou concessionárias de energia (SALAMONI *et al.*;2009).

Ao longo dos anos, a UFSC já implantou vários outros geradores utilizando esta tecnologia limpa. No próprio campus da UFSC, além do gerador mencionado, estão atualmente em operação os sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica pública instalados nos seguintes locais: Centro de Cultura e Eventos (10 kWp), Hospital Universitário(2 kWp), Colégio de Aplicação (2 kWp) e Centro de Convivência (1 kWp). O Centro de Cultura e Eventos da Universidade Federal de Santa Catarina possui, integrado a sua cobertura, um sistema composto por 80 módulos de silício amorfo flexível de 128 W, totalizando 10,24 kWp (VIANA *et al.*;2007). O painel possui inclinação de 27° e ocupa 173 m² da área de cobertura Figura 30.



Figura 30. Sistema fotovoltaico de 10,24 kWp integrado ao Centro de Cultura e Eventos da UFSC e conectado à rede elétrica.

A geração de energia elétrica na própria edificação, a partir de fonte renovável, recebe pontos num processo de certificação verde, como o do sistema *LEED (Leadership in Energy and Environmental Design)*, desenvolvido pelo Conselho de Edificações Verdes dos Estados Unidos (*U.S. Green Building Council – USGBC*). O *LEED* é um sistema de avaliação e certificação, de adoção voluntária, que apresenta níveis de referência para projeto, construção e operação de edificações em cinco áreas chave da saúde humana e ambiental: desenvolvimento local sustentável; uso eficiente de água; eficiência energética; seleção de materiais e qualidade ambiental interna (LEED;2009). O sistema *LEED* para Edificações Existentes, na seção de Energia e Atmosfera, atribui até seis pontos para a geração de energia renovável local (*on-site*) ou fora do local (*off-site*) de acordo com a contribuição para consumo total da edificação, sendo a pontuação conforme Tabela 4.

Tabela 4. Pontuação para a certificação LEED de acordo com a contribuição da fonte renovável de energia em relação ao consumo energético da edificação (LEED;2009).

On-site renewable energy		Off-site renewable energy certificates	Points
3%	or	25%	1
4.5%	or	37.5%	2
6%	or	50%	3
7.5%	or	62.5%	4
9%	or	75%	5
12%	or	100%	6

O sistema fotovoltaico conectado à rede do Centro de Cultura e Eventos da UFSC apresenta energia suficiente para atender 8% do consumo anual da edificação, com 38 kWh de geração diária média. Desta forma, ele poderia obter 4 pontos em um processo de certificação pelo sistema LEED para Edificações Existentes.

Os outros sistemas conectados à rede e instalados na UFSC tratam-se de construções que receberam a integração fotovoltaica desde a concepção do projeto. São duas coberturas de 2 kWp cada uma, financiadas pela Tractebel, que visam difundir a tecnologia solar fotovoltaica para dois públicos distintos: a primeira localiza-se na Escola de Aplicação e aproxima jovens estudantes a esta fonte renovável e a segunda, atinge um público mais heterogêneo, visto que se localiza em frente ao Hospital Universitário. Além de difundir a tecnologia solar, ambas as coberturas abrigam espaços de estar, nos quais as pessoas sentam, conversam, lancham, ou seja, usufruem do lugar. A Figura 31 apresenta o sistema fotovoltaico localizado no Colégio de Aplicação.



Figura 31. Sistema de 2 kWp integrado ao Espaço de Estar Tractebel/UFSC no Colégio de Aplicação.

Além dos sistemas localizados no campus da UFSC, outros projetos de integração fotovoltaica na arquitetura já foram realizados pela equipe LABEEE/LABSOLAR, tais como o sistema de 2 kWp integrado à cobertura da Casa Eficiente da Eletrosul, a integração ao edifício da Zeppini, em São Bernardo do Campo – SP, e a cobertura de um estacionamento no pátio da Eletrosul, com 12 kWp. Este último será apresentado na presente dissertação.

3. METODOLOGIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Após o estudo de todos os temas considerados relevantes para a elaboração deste trabalho, expostos na revisão bibliográfica, a primeira etapa do trabalho foi caracterizar o Edifício Sede da Eletrosul, uma edificação de grande porte, inserida na malha urbana na cidade de Florianópolis - SC. Esta caracterização foi tanto em relação ao consumo de energia elétrica da mesma, quanto em relação à área disponível da edificação para a integração de módulos solares fotovoltaicos.

A etapa seguinte foi a simulação da integração de diferentes sistemas fotovoltaicos à edificação, utilizando áreas distintas bem como tecnologias de módulos distintas. Desta forma, obtiveram-se diferentes valores de potência instalada. Como os resultados permitiram potências muito próximas e até superiores a 1 MW, utilizou-se esta potência instalada para os cálculos de geração energética.

Por fim, pode-se avaliar a contribuição de um sistema fotovoltaico de 1 MW diante do consumo energético da edificação e diante do consumo de energia elétrica do alimentador que atende a Eletrosul. Como consequência desta análise, estudou-se a possibilidade de uma recontração de demanda por parte da Eletrosul, visto que seu consumo energético mensal cairia em todos os meses.

As etapas previamente apresentadas estão esquematizadas no fluxograma da Figura 32.

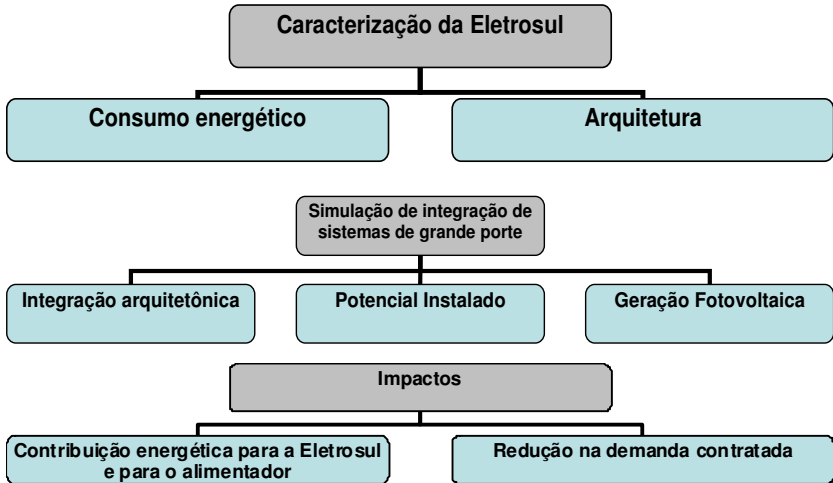


Figura 32. Fluxograma de atividades desenvolvidas.

3.2 CARACTERIZAÇÃO DA EDIFICAÇÃO: EDIFÍCIO SEDE DA ELETROSUL

3.2.1 Eletrosul Centrais Elétricas

Criada em 23 de dezembro de 1968, a Eletrosul Centrais Elétricas S.A é uma empresa do setor elétrico, subsidiária da Eletrobrás, com sede em Florianópolis – SC. Realiza estudos e projetos, constrói e opera instalações de transmissão e de geração de energia elétrica, investe em pesquisa e desenvolvimento, fomenta o uso de fontes alternativas de energia, presta serviços de telecomunicação e pratica outros atos de comércio decorrentes destas atividades.

O mercado de atuação da Eletrosul é formado, predominantemente, pelos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, os quais abrigam um contingente de 30,1 milhões de pessoas, representando 15,7% da população brasileira. A região é responsável pela geração de, aproximadamente, 18,8% do Produto Interno Bruto brasileiro e por 17,6% do consumo total de energia elétrica do país (ELETROSUL;2009).

O sistema de transmissão da Eletrosul tem como funções principais integrar os principais mercados consumidores, interligá-los às fontes geradoras de energia elétrica, garantindo o livre acesso ao sistema de transmissão e viabilizar a importação de energia elétrica dos demais países do Mercosul e garantir a qualidade da energia nos pontos de suprimento.

Com uma capacidade de transformação instalada de 22.600 MVA, o sistema de transmissão da Eletrosul está interligado ao sistema de transmissão da região Sudeste do Brasil e, por meio da subestação conversora de frequência de Uruguaiana (54,2 MVA), realiza a integração energética entre o Brasil e a Argentina (ELETROSUL;2009). Com a implantação do novo modelo do setor elétrico em 2004, a empresa retornou ao setor de geração de energia, conquistando, em 2005, a concessão para a construção da Usina Passo São João, de 77 MW, no Rio Grande do Sul. Ainda no mesmo ano, a Eletrosul obteve autorização do Ministério de Minas e Energia para implantar e explorar, como produtora independente de energia elétrica, quatro pequenas centrais hidrelétricas em Santa Catarina, que juntas, terão uma potência instalada de 53 MW (ELETROSUL;2009).

A empresa também obteve o direito a implantação e exploração do empreendimento da Usina Hidrelétrica de Mauá, com 361 MW, que será construída no estado do Paraná, em consórcio com a Companhia de Energia Elétrica do Paraná (Copel). No Mato Grosso do Sul, a empresa adquiriu a concessão para construir a Usina São Domingos, no Rio Verde, a 180 quilômetros de Campo Grande. Além desses empreendimentos, vários estudos estão sendo realizados para que a empresa retome o potencial de investimentos no setor de geração.

No primeiro leilão de energia eólica do País, ocorrido em 14/12/2009, o Consórcio Coxilha Negra, formado pela Eletrosul (90%) e a empresa Wobben (10%) vendeu a energia que será produzida pelas três usinas do Complexo Coxilha Negra (V, VI e VII), com 30 megawatts de potência instalada cada, localizado no Rio Grande do Sul. A Wobben é uma empresa subsidiária da alemã Enercon, reconhecida internacionalmente como a principal fornecedora de tecnologia em aerogeradores. Entre os projetos que contam com a tecnologia alemã está o Parque de Osório, também no RS (ELETROSUL;2009).

A empresa busca desenvolver ações de responsabilidade social que atendam as comunidades nas quais está inserida. Isso vem sendo feito por meio de programas próprios ou em parcerias, resultando em ações de inclusão social, cultural e geração de trabalho e renda.

O Edifício Sede da Eletrosul localiza-se em um bairro de uso misto, na região insular de Florianópolis possuindo cerca de 8.100 m² de área de cobertura, ou seja, uma grande área construída.

Diante do exposto, a edificação da Eletrosul foi considerada ideal para a integração de um gerador fotovoltaico de grande porte na cidade, tanto pelo seu papel no setor elétrico brasileiro, quanto pela sua inserção no meio urbano.

3.2.2 Consumo de energia elétrica da Eletrosul

Os dados do consumo de energia elétrica do edifício sede da Eletrosul computados pela concessionária de energia elétrica local (CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina) foram cedidos pela Eletrosul. Foram solicitadas e obtidas as contas de energia de um período de doze meses (janeiro a dezembro de 2007) juntamente com a memória de massa do mesmo período. A memória de massa forneceu informações de demanda contabilizada em intervalos de quinze minutos entre cada medição.

A partir das informações de demanda em unidade de potência (kW) com intervalos horários (integral de quatro medições), foi possível determinar o consumo energético por hora da edificação.

Desta forma, com o consumo horário da edificação, foi possível observar a curva de carga da mesma.

3.2.3 Análise de áreas disponíveis para integração de módulos

solares fotovoltaicos na edificação da Eletrosul e entorno imediato

Através de levantamentos fotográficos e in-loco, plantas baixas, cortes, fachadas e planta de cobertura, foi possível estimar a área disponível para a integração de módulos fotovoltaicos. Levou-se em consideração a arquitetura existente, de modo a não interferir na questão estética da mesma.

Os módulos foram integrados a todas às áreas de cobertura, desde que não sombreadas e passíveis de recebê-los de alguma forma.

Além da cobertura existente na edificação, foram sugeridas estruturas cobertas para os veículos que atualmente ficam estacionados sob o sol. Desta forma, a área disponível para a integração de módulos fotovoltaicos aumentou significativamente.

3.3 SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.3.1 Módulos fotovoltaicos

Foram adotados módulos de cinco fabricantes diferentes, com potências nominais variando de 100W, a 210W, conforme demonstra a Tabela 5.

Tabela 5. Módulos fotovoltaicos adotados e suas características.

Fabricante	Modelo	Tecnologia	Eficiência (%)	Potência Nominal (Wp)	
Schott Solar www.schottsolar.com	SCHOTT ASI 100	a-Si	7,00	100	
Uni-Solar www.uni-solar.com	PVL-136	a-Si	6,30	136	
Sontor www.sunfilm.com	SN2-145	a-Si	8,15	145	
Suntech www.suntech-power.com	PLUTO200-ADA	m-Si	17,00	200	
Kyocera www.kyocerasolar.com	KD 210GX-LP	p-Si	14,00	210	

Os módulos escolhidos possuem diferentes tecnologias, enriquecendo as futuras comparações. Na análise, estão presentes módulos de silício

amorfo flexível e rígido, silício policristalino e silício monocristalino, sendo, a principal diferença, as suas eficiências de conversão fotovoltaica.

3.3.2 Simulação de integração de módulos fotovoltaicos à arquitetura da Eletrosul e seu entorno

Nas simulações de integração fotovoltaica na arquitetura, foram consideradas todas as áreas disponíveis, tanto na cobertura da edificação, quanto nas coberturas para estacionamento dos veículos na área externa ao prédio.

A integração de módulos fotovoltaicos foi simulada através de *softwares* como o Autocad e o SketchUp, através de maquetes eletrônicas.

Além da simulação de integração fotovoltaica à arquitetura, foi realizado um estudo de sombreamento das coberturas, a fim de se determinar a possibilidade ou não de utilização para geração de energia. Esta análise foi baseada em resultados obtidos através do *software* Sketchup.

3.3.3 Potencial fotovoltaico instalado

Diante do cálculo de áreas disponíveis para a integração de módulos solares fotovoltaicos, foi possível verificar o potencial de geração fotovoltaica da cobertura.

Este potencial pode ser obtido de duas formas. A primeira delas considera a área total disponível e a multiplica pela eficiência de conversão do módulo adotado, conforme mostra a Equação 2.

$$P_{cc} = A \times Eff$$

Equação 2

Onde:

P_{cc} = potência instalada (kWp)

A = área disponível para a integração de módulos fotovoltaicos (m²).

Eff = Densidade de potência (kWp/m²).

Este método possui limitações, visto que assume espaçamento zero entre módulos e considera que todos estejam num mesmo plano.

A segunda maneira de se obter o potencial que poderá ser instalado é dispondo, na área disponível, os módulos fotovoltaicos de acordo com suas dimensões, deixando espaços para sua instalação e acessos para manutenção, quando se fizer necessário. A partir do número de módulos, multiplica-se este valor por sua potencia nominal, conforme a Equação 3.

$$\text{Pcc} = n^{\circ} \times \text{Pot. Nom.}$$

Equação 3

Onde:

Pcc = potência instalada (kWp).

n° = quantidade de módulos fotovoltaicos que cabem em determinada área.

Pot. Nom. = Potência Nominal do módulo fotovoltaico em kW.

Para se chegar à quantidade de módulos, pode-se dividir a área total disponível pela área individual de um módulo ou pode-se desenhá-los em programas de computador como, por exemplo, o Autocad.

Neste trabalho, foi adotado este último método de quantificar os módulos, por ser o que apresenta o valor mais real possível.

Nesta etapa, foi calculado o potencial fotovoltaico possível de se integrar na cobertura e nos arredores da edificação com cada uma das tecnologias estudadas, independente de se chegar ou não a 1 MWp.

Como os estudos demonstraram ser possível incluir potências até superiores a 1 MWp, nas etapas seguintes consideram-se sempre este valor de potência instalada.

3.3.4 Geração fotovoltaica

A partir do potencial instalado na Eletrosul, foi possível quantificar a geração de energia elétrica através da conversão fotovoltaica.

O edifício sede da Eletrosul está localizado na cidade de Florianópolis, a 27°S e 48°W cuja média anual de radiação global horizontal diária está entre 4500 a 4700 Wh/m² (COLLE e PEREIRA;1996). Foram utilizados os valores de radiação incidente no plano dos arranjos fotovoltaicos propostos calculados pelo software Radiasol. Este programa foi concebido como parte do pacote SOLARCAD para possibilitar o cálculo da radiação solar incidente em superfícies de diferentes orientações (UFRGS;2001). Os dados do programa foram calibrados com os valores de irradiação média diária mensal global e horizontal fornecidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar, desenvolvido pelo projeto SWERA (PEREIRA et al.;2006).

A partir dos dados fornecidos pelo Radiasol e da potência instalada, foram calculados os valores de geração solar fotovoltaica diária de acordo com a Equação 4 Equação.

$$E = G \times r \times Pcc$$

Equação 4

Onde:

E = Geração solar fotovoltaica (kWh/dia).

G = Irradiação diária recebida no plano do painel fotovoltaico (kWh/m^2), dividida pela irradiância de referência de 1.000 watts por metro quadrado (kW/m^2), expressa em número de horas (h) (CHIVELET;2010).

r = Rendimento do sistema (inversor e conexões). Utiliza-se o valor 0,8, por ser o rendimento do sistema de 2 kWp do LABSOLAR, em operação desde 1997 (RUTHER *et al.*;2007).

P_{cc} = Potência do sistema em corrente contínua (kW), obtido através da Equação 2 ou da Equação 3.

3.4 IMPACTOS DE UM GERADOR FOTOVOLTAICO DE GRANDE PORTE NO MEIO EM QUE ESTE É INSERIDO

3.4.1 Contribuição da geração fotovoltaica na redução do consumo de energia elétrica proveniente da rede pública

A partir dos valores de geração fotovoltaica mensais de um sistema de 1 MWp simulados, foi possível estimar o percentual que o mesmo supre do consumo energético no mesmo mês.

Além disso, foram analisados o consumo e a geração hora a hora, a fim de verificar se há coincidência temporal entre eles. Essa comparação deu-se através de tabelas e gráficos, para que pudessem ser melhor visualizados.

3.4.2 Possibilidade de recontração de demanda

De acordo com as tabelas e gráficos obtidos na análise de coincidência temporal entre geração fotovoltaica e consumo energético, outra questão pode ser avaliada: a recontração de demanda.

A Eletrosul possui um contrato de demanda com a concessionária local (CELESC). Mesmo que a unidade consumidora não demande toda a potência contratada, deve pagar por ela. Caso ultrapasse a demanda contratada, a tarifa do kWh ultrapassado é bem superior à tarifa convencional, funcionando como uma punição. Portanto, uma boa previsão de demanda máxima é fundamental e, quanto menor ela for, melhor para a empresa. Neste sentido, a geração fotovoltaica pode se apresentar como uma opção interessante para reduzir a demanda contratada, proporcionando tanto economia com a nova demanda

contratada, quanto com os custos evitados em ultrapassagem de demanda.

Nas contas de energia fornecidas pela empresa, apresentam-se as demandas contratadas para cada mês. Durante o ano de 2007, a Eletrosul modificou seu contrato algumas vezes, como mostra a Tabela 6.

Tabela 6. Demanda contratada pela Eletrosul no ano de 2007.

DEMANDA CONTRATADA (kW)											
JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
1.350	1.350	1.350	1.350	1.200	1.050	1.050	1.050	1.050	1.200	1.350	1.350

Diante dos valores contratados e dos valores que serão calculados para a geração do megawatt solar, foi possível verificar a possibilidade de uma recontração de demanda pela Eletrosul, como será mostrado adiante.

3.4.3 Contribuição da geração fotovoltaica na redução da curva de carga do alimentador TDE-07 que abastece a Eletrosul

O edifício sede da Eletrosul está inserido na rede de distribuição de energia elétrica de Florianópolis, sendo abastecido pelo alimentador TDE-07, derivado da subestação TDE (Trindade). É caracterizado por ser de uso comercial, com pico de demanda diurno como demonstra a Figura 33.

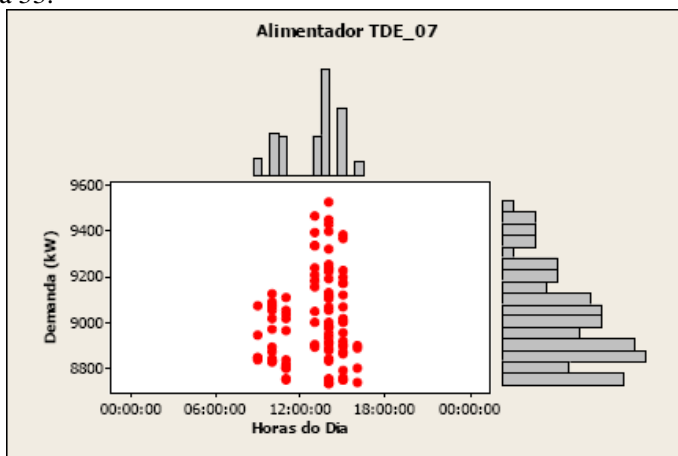


Figura 33. Gráfico dos cem primeiros picos de demanda do alimentador TDE_07 (JARDIM;2007).

Diz-se que um alimentador possui pico de demanda diurno quando a maioria dos seus picos ocorrem durante o período das 8:00h às 18:00h. É o que ocorre com o alimentador TDE-07. O seu pico histórico (9500 kW) ocorreu por volta das 15:00h (JARDIM;2007).

Foram fornecidos pela CELESC dados de memória de massa do alimentador TDE-07, os quais apresentam os valores de demanda contabilizada em intervalos de quinze minutos entre cada medição. A partir das informações de demanda em unidade de potência (kW) com intervalos horários (integral de quatro medições), foi possível determinar o consumo energético por hora do alimentador, sendo possível, portanto, observar a curva de carga do mesmo.

A partir dos valores de geração fotovoltaica mensais do sistema de 1 MWp simulado para a Eletrosul, foi possível estimar o percentual que o mesmo supre do consumo energético do alimentador no mesmo mês. Além disso, foram analisados o consumo e a geração hora a hora, a fim de verificar se houve coincidência temporal entre eles. Essa comparação deu-se através de tabelas e gráficos, para que pudessem ser melhor visualizados.

4. RESULTADOS

4.1 CARACTERIZAÇÃO DA EDIFICAÇÃO: EDIFÍCIO SEDE DA ELETROSUL

O edifício sede da Eletrosul Centrais Elétricas S.A., está localizado na cidade de Florianópolis - SC, no bairro Pantanal, à Rua Deputado Antônio Edu Vieira (Figura 34). Trata-se de um bairro de uso misto, com uma via principal e diversas ruas transversais.

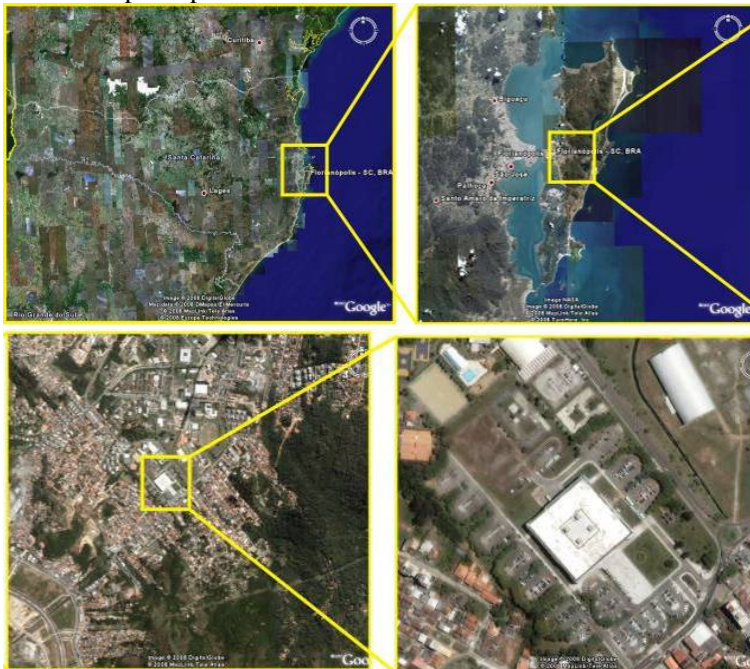


Figura 34. Localização da edificação escolhida: Sede da Eletrosul, Florianópolis – SC (GOOGLE_EARTH;2009).

4.1.1 Consumo de energia elétrica da Eletrosul

Foram fornecidos pela Eletrosul todos os dados de consumo energético, computados pela CELESC, referentes ao ano de 2007. A Tabela 7 e a Figura 35 apresentam o consumo mensal energético da edificação. Pode-

se notar que o mês com maior consumo foi Janeiro/07 com 367 MWh consumidos. Já o mês que apresentou menor consumo foi Outubro/07 com cerca de 300 MWh. O consumo energético anual foi de aproximadamente 4 GWh.

Tabela 7. Consumo energético mensal para o ano de 2007.

CONSUMO ENERGÉTICO (MWh)												
JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	ANO
367	356	359	347	334	320	320	325	343	300	342	341	4.053

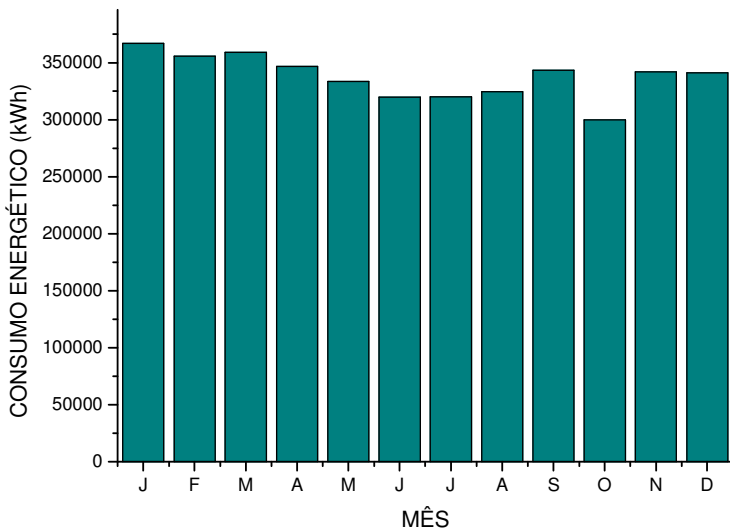


Figura 35. Consumo de energia elétrica da Eletrosul no ano de 2007.

Além das contas mensais de energia elétrica, foram fornecidos pela Eletrosul dados da memória de massa demonstrando o consumo da edificação no período de janeiro a dezembro de 2007 medidos em intervalos de 15 minutos. Através da média das quatro medições de uma hora, obteve-se um valor de demanda horário.

A Tabela 8 apresenta os valores de demanda energética (kW) calculados para mês de janeiro de 2007, com os respectivos valores máximos, médios e mínimos para cada hora do dia.

Tabela 8. Demanda energética horária para janeiro de 2007 (kW)

HORA	Demanda energética (kW)		
	VALOR MÍNIMO	VALOR MÉDIO	VALOR MÁXIMO
00:00	260,64	286,17	323,04
01:00	248,64	286,02	325,44
02:00	252,00	281,65	323,04
03:00	255,84	284,46	324,48
04:00	241,92	281,21	327,84
05:00	250,08	306,08	367,68
06:00	237,60	561,41	821,28
07:00	242,88	637,99	953,76
08:00	254,40	681,15	1035,84
09:00	244,80	684,71	1027,68
10:00	252,00	699,29	1136,16
11:00	247,68	680,00	1035,36
12:00	251,04	680,25	1051,20
13:00	240,48	696,52	1086,72
14:00	238,56	700,13	1066,56
15:00	247,68	694,88	1037,76
16:00	236,64	644,99	930,72
17:00	231,36	462,38	631,68
18:00	251,04	358,13	506,40
19:00	238,08	341,00	443,04
20:00	268,32	342,18	426,72
21:00	250,08	313,25	371,04
22:00	264,00	298,23	342,24
23:00	250,08	291,27	333,12

O mesmo estudo foi realizado para o ano todo e a partir dos valores máximos, médios e mínimos obtidos, foram gerados gráficos para os doze meses, os quais demonstraram o perfil de consumo energético. As imagens abaixo apresentam os gráficos obtidos para cada mês (Figura 36).

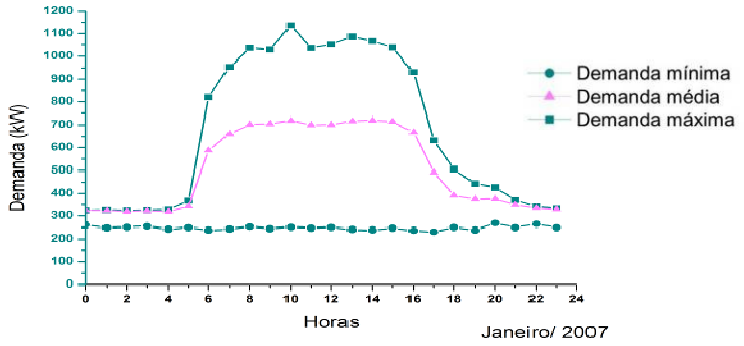


Figura 36(a). Demanda mínima, média e máxima, na Eletrosul, em Janeiro de 2007.

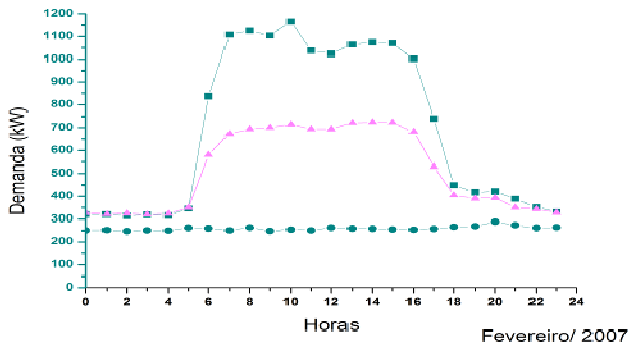


Figura 36(b). Demanda mínima, média e máxima, na Eletrosul, em Fevereiro de 2007.

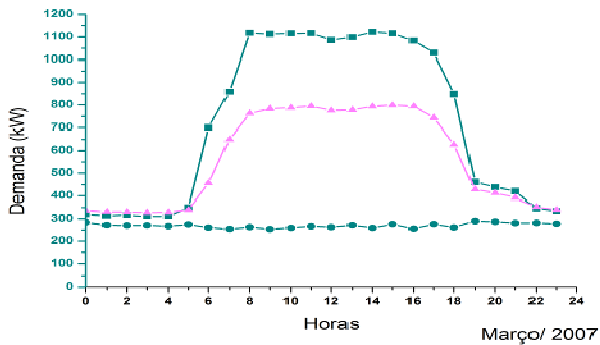


Figura 36(c). Demanda mínima, média e máxima, na Eletrosul, em Março de 2007.

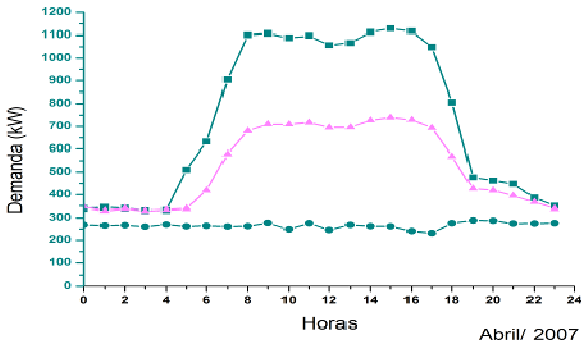


Figura 36(d). Demanda mínima, média e máxima, na Eletrosul, em Abril de 2007.

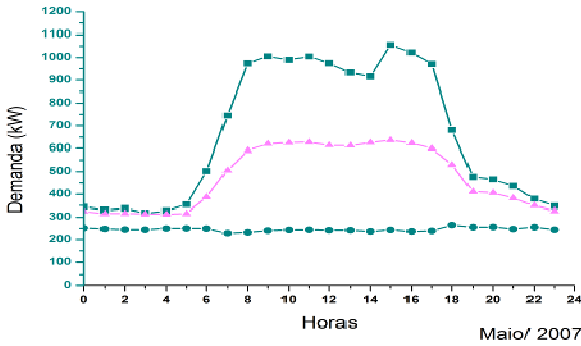


Figura 36(e). Demanda mínima, média e máxima, na Eletrosul, em Maio de 2007.

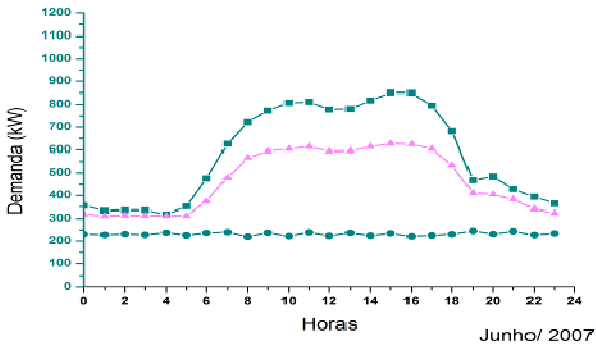


Figura 36(f). Demanda mínima, média e máxima, na Eletrosul, em Junho de 2007.

4. Resultados

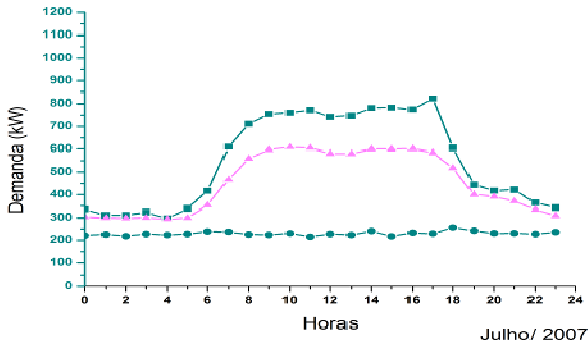


Figura 36(g). Demanda mínima, média e máxima, na Eletrosul, em Julho de 2007.

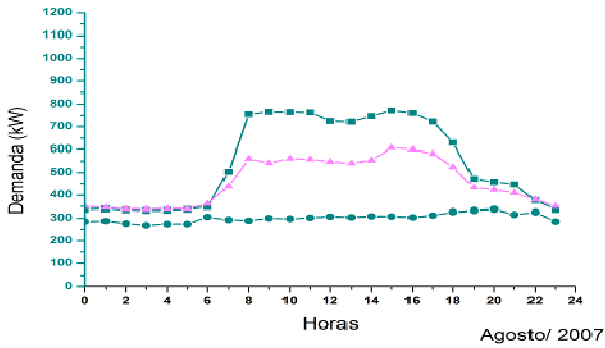


Figura 36(h). Demanda mínima, média e máxima, na Eletrosul, em Agosto de 2007.

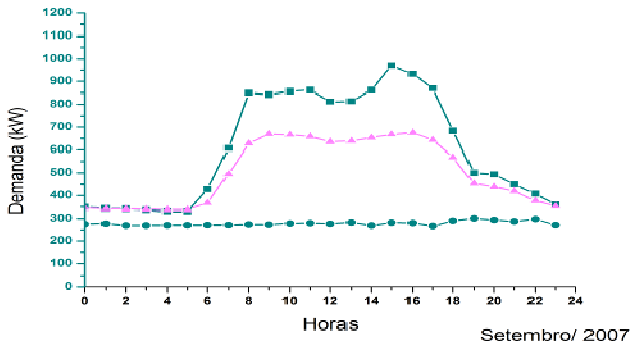


Figura 36(i). Demanda mínima, média e máxima, na Eletrosul, em Setembro de 2007.

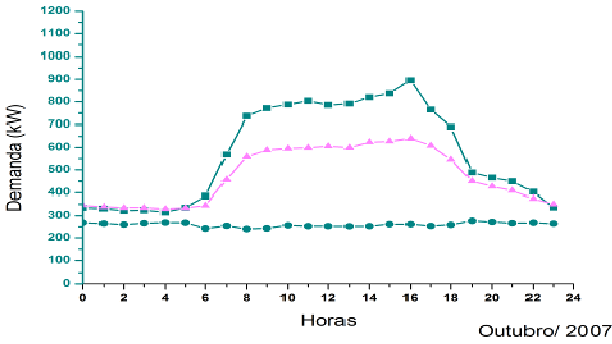


Figura 36(j). Demanda mínima, média e máxima, na Eletrosul, em Outubro de 2007.

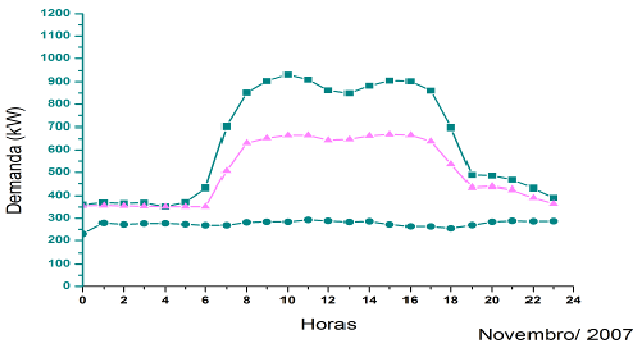


Figura 36(k). Demanda mínima, média e máxima, na Eletrosul, em Novembro de 2007.

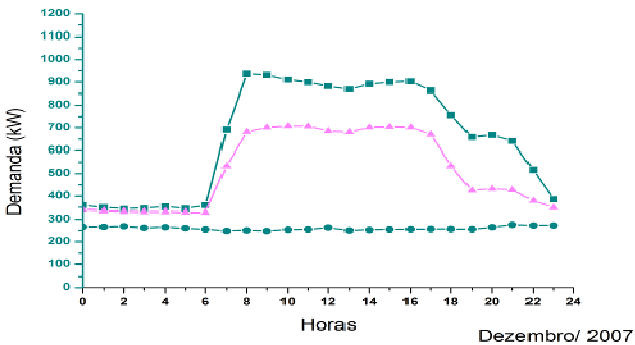


Figura 36(l). Demanda mínima, média e máxima, na Eletrosul, em Dezembro de 2007.

Figura 36. Perfil de demandade energia (kW) máxima, média e mínima para cada hora, para todos os meses do ano.

A partir da análise dos gráficos, pode-se notar que o consumo da edificação da Eletrosul é acentuado entre 8:00h e 12:00h e entre 14:00h e 18:00h. No horário de almoço, há uma suave diminuição no consumo de energia.

Estes gráficos demonstraram que a edificação possui um pico de demanda diurno, ou seja, seu maior consumo ocorre durante o dia. Desta forma, a integração de um gerador solar fotovoltaico, cuja geração se dá durante as horas de sol, se torna interessante pela concomitância entre geração e consumo.

A Tabela 9 apresenta os valores de demanda de energia mínimos, médios e máximos para cada mês do ano, em kW e a Figura 37 ilustra a tabela em forma de gráfico.

Tabela 9. Demanda horária (kW) de cada mês de 2007.

DEMANDA ENERGÉTICA DE UMA HORA (kW)			
MÊS	VALOR MÍNIMO	VALOR MÉDIO	VALOR MÁXIMO
JAN	231,36	478,85	1136,16
FEV	247,68	492,32	1164,96
MAR	253,44	544,48	1122,24
ABR	231,36	498	1128,48
MAI	228,48	443,31	1056
JUN	219,84	434,92	851,04
JUL	215,04	421,16	824,16
AGO	267,84	433,69	772,56
SET	267,12	473,32	969,84
OUT	239,76	445,57	895,68
NOV	229,8	476,02	932,4
DEZ	247,68	486,23	936,72

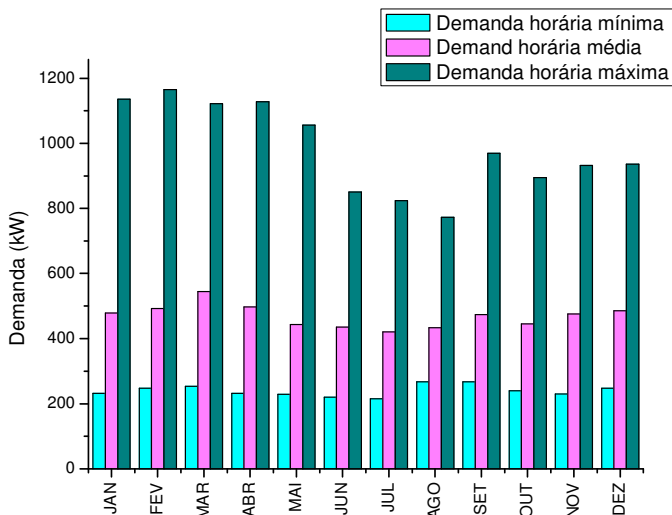


Figura 37. Consumo horário mínimo, médio e máximo para cada mês de 2007.

Comparando-se todos os meses do ano, o pico de demanda ocorreu em fevereiro, às 10:00h com 1164,96 kW. A menor demanda horária encontrada foi de 215,04 kW, para o mês de julho, às 11:00h.

O consumo energético médio diário pode ser visualizado na Figura 38. Pode-se perceber que o consumo médio diário foi maior durante os meses de verão do que durante os meses de inverno, com uma queda significativa somente para o mês de agosto. Esta sazonalidade também se mostra positiva para a geração fotovoltaica, pois nos meses de maior consumo de energia, a geração solar fotovoltaica também é maior.

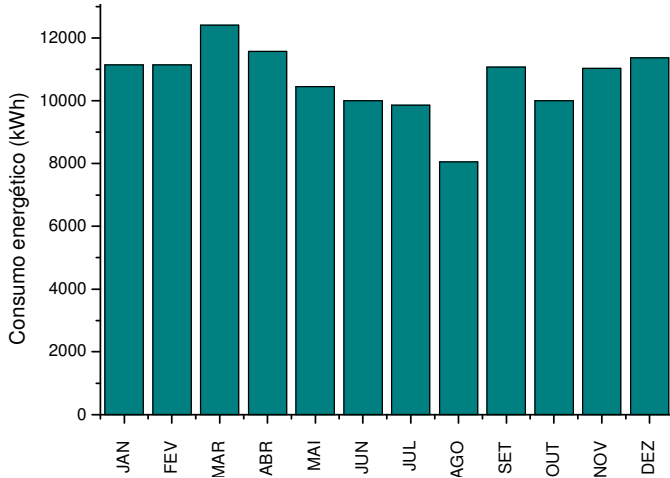


Figura 38. Consumo médio diário da Eletrosul

Diante disso, foram comparados os consumos médios horários de todos os meses, a fim de se visualizar a curva de carga da edificação. A mesma pode ser vista na Figura 39.

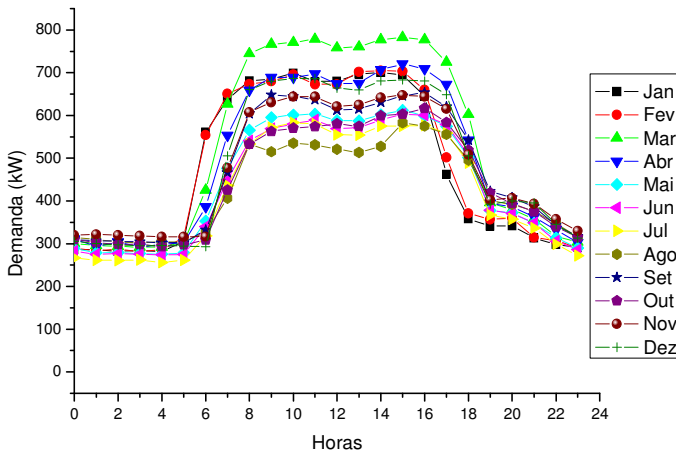


Figura 39. Curva de carga média da Eletrosul no ano de 2007 para cada mês.

Através da Figura 39, fica claro que em todos os meses o uso energético é predominantemente diurno, com maiores demandas entre 08:00h e 18:00h. As maiores médias horárias ocorreram durante o mês de março e as menores, durante o mês de agosto.

4.1.2 Análise de áreas disponíveis para integração de módulos solares fotovoltaicos na edificação da Eletrosul e entorno imediato

O Edifício Sede da Eletrosul (Figura 40) trata-se de uma edificação datada de 1978, considerada um ícone da arquitetura catarinense. Seu projeto modernista, com linhas retas e sóbrias, apresenta um edifício de aspecto contemporâneo e de alta funcionalidade, possuindo formato quadrangular de 90 m x 90 m. Em sua cobertura, na parte central, existem domus que permitem a passagem da luz natural para o interior da edificação, ou seja, existe iluminação zenital em parte dela (Figura 41).



Figura 40. Edifício Sede da Eletrosul em Florianópolis – SC.



Figura 41. Detalhes da cobertura: telhas metálicas e domos para iluminação zenital.

De posse do projeto arquitetônico, foi possível estimar a área disponível para a integração de módulos fotovoltaicos. A cobertura da Eletrosul pode ser visualizada na Figura 42.

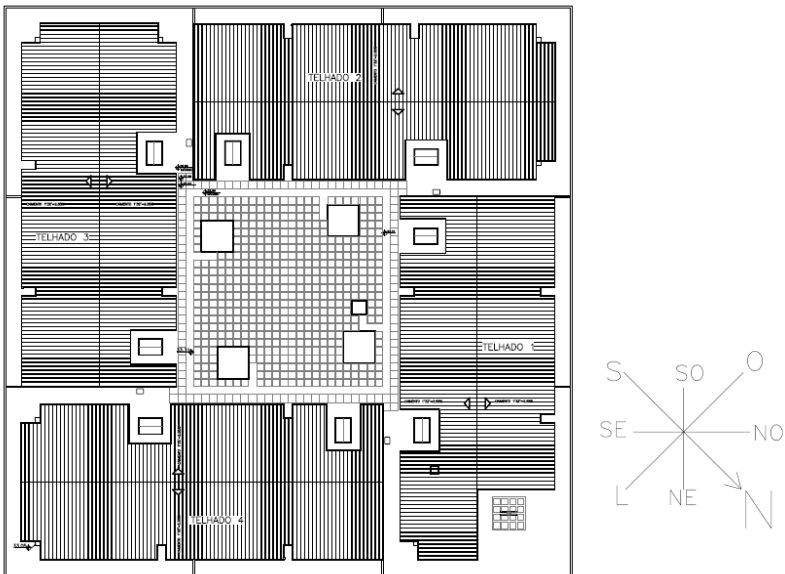


Figura 42. Planta de cobertura da Eletrosul.

A área de cobertura em telhas metálicas disponível é de 5026 m². Na região central há um conjunto de domus que proporcionam iluminação zenital para o interior da edificação. São 506 domus individuais de 1,10 x 1,10 m que ocupam uma área de 556 m².

Além da área de cobertura, a Eletrosul conta com um amplo estacionamento descoberto. Considerando a possibilidade de criar coberturas para os veículos, a área disponível para a integração de módulos fotovoltaicos aumentou significativamente. Esta área externa é composta por onze bolsões de estacionamentos, os quais foram nomeados a princípio de E1 a E11, conforme apresentado na Figura 43.

A fim de se definir quais estacionamentos iriam receber a integração fotovoltaica na cobertura, um estudo de sombreamento foi realizado.

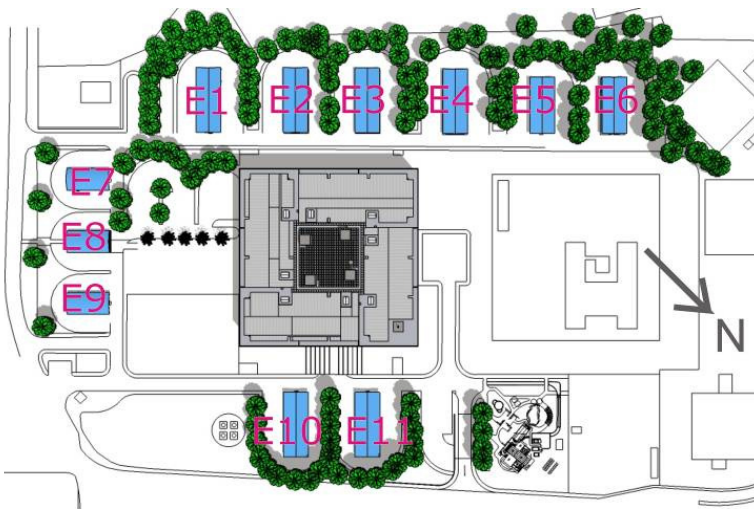


Figura 43. Numeração dos estacionamentos da Eletrosul.

Analisou-se um modelo tridimensional mostrando o prédio da Eletrosul, todos os estacionamentos ao redor com as possíveis coberturas e todas as barreiras que pudessem fazer sombra nas coberturas (antenas e árvores). As árvores foram situadas através de análises in loco e fotográficas, dimensionando a copa das árvores e estimando suas alturas. A Figura 44 demonstra parte do entorno do Edifício Sede da Eletrosul.



Figura 44. Edifício Sede da Eletrosul e entorno.

O *software* utilizado foi o *Sketchup*, o qual, além de ser um instrumento para modelagem em três dimensões, permite visualizar o sombreamento no modelo tridimensional. As ferramentas de sombreamento do *Sketchup* dão uma idéia geral de como o Sol e as sombras afetam o modelo durante o período de um dia ou de um ano. Os cálculos são baseados na localização (latitude e longitude) e na orientação do modelo, associada ao fuso horário da cidade. Nas análises, pode-se selecionar a data, o horário e o mês de interesse (GOOGLE_EARTH;2009).

O estudo foi realizado analisando-se quatro meses do ano, março, junho, setembro e dezembro, nos dias de Equinócio de Outono, Solstício de Inverno, Equinócio de Primavera e Solstício de Verão, respectivamente. As Figuras 45, 46, 47 e 48 apresentam o sombreamento em cada hora nas coberturas para o período das 08:00h às 17:00h.

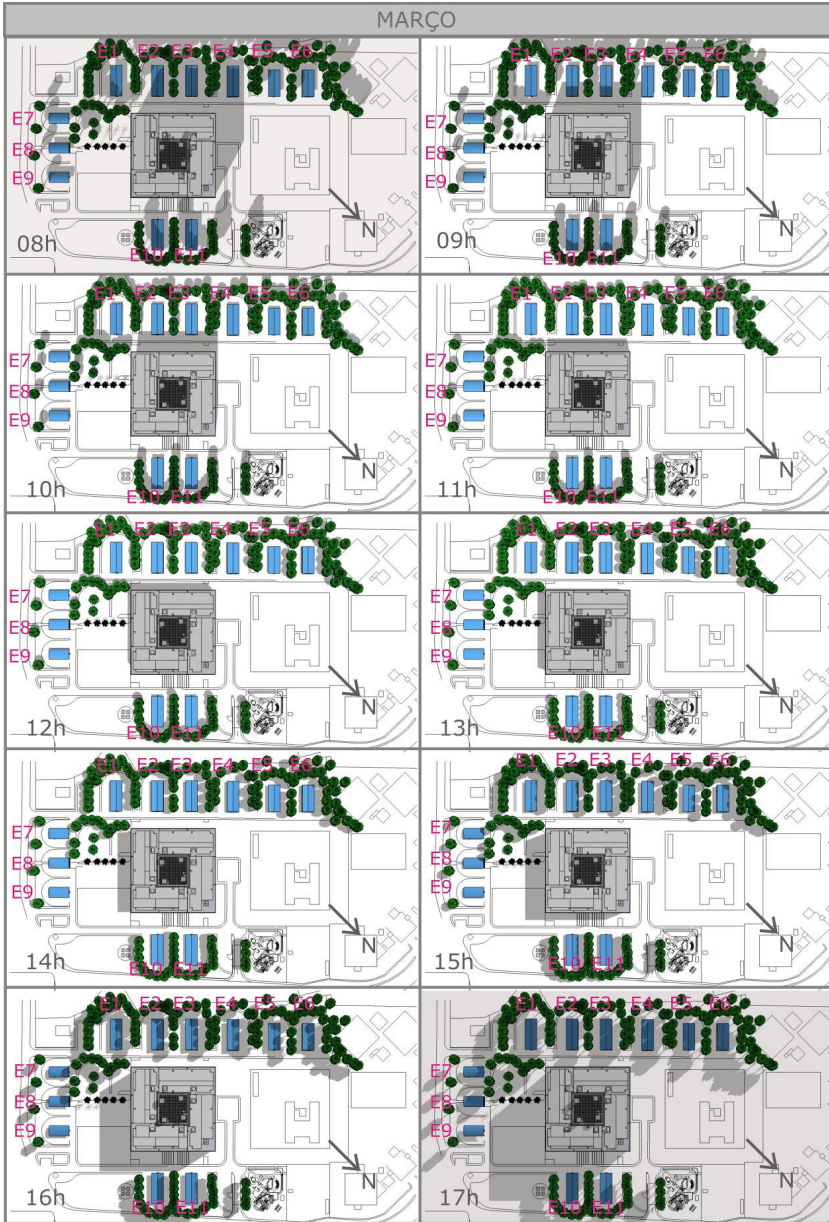


Figura 45. Estudo de sombreamento nas coberturas dos estacionamento em março.

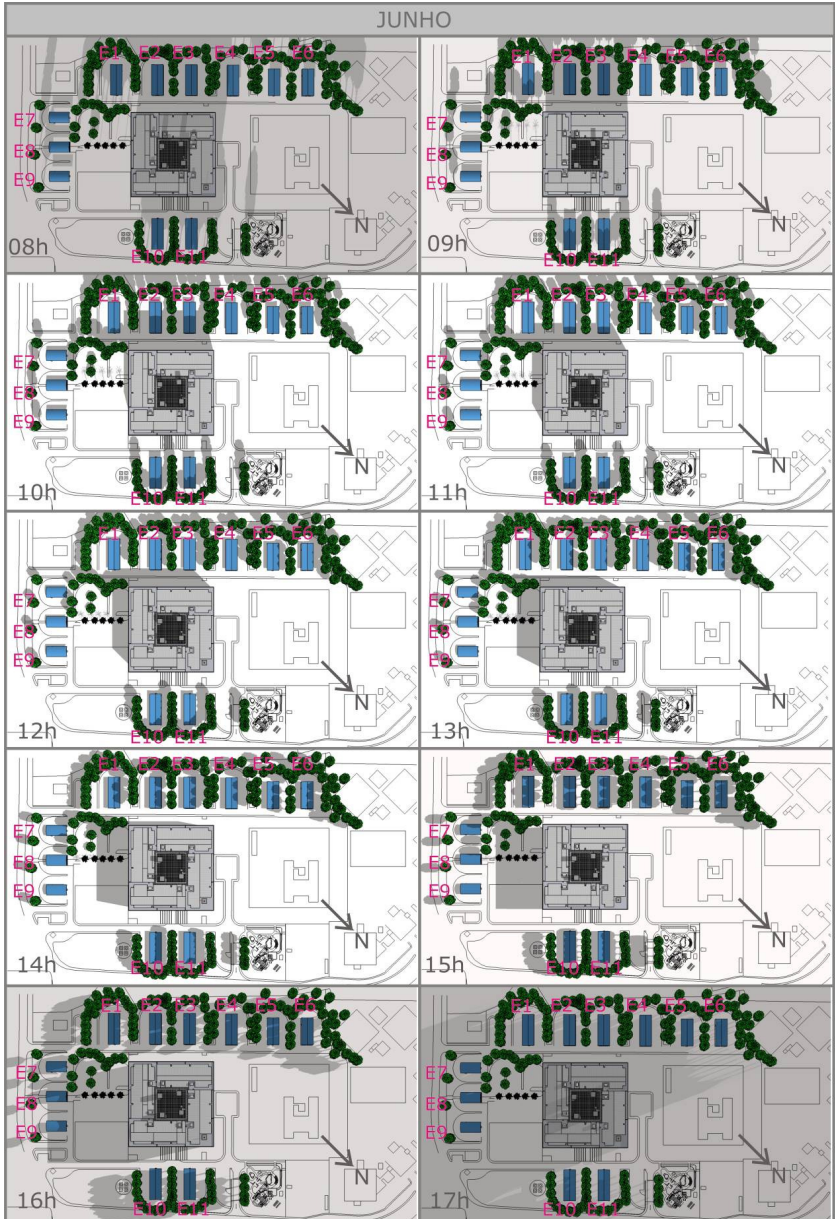


Figura 46. Estudo de sombreamento nas coberturas dos estacionamento em junho.

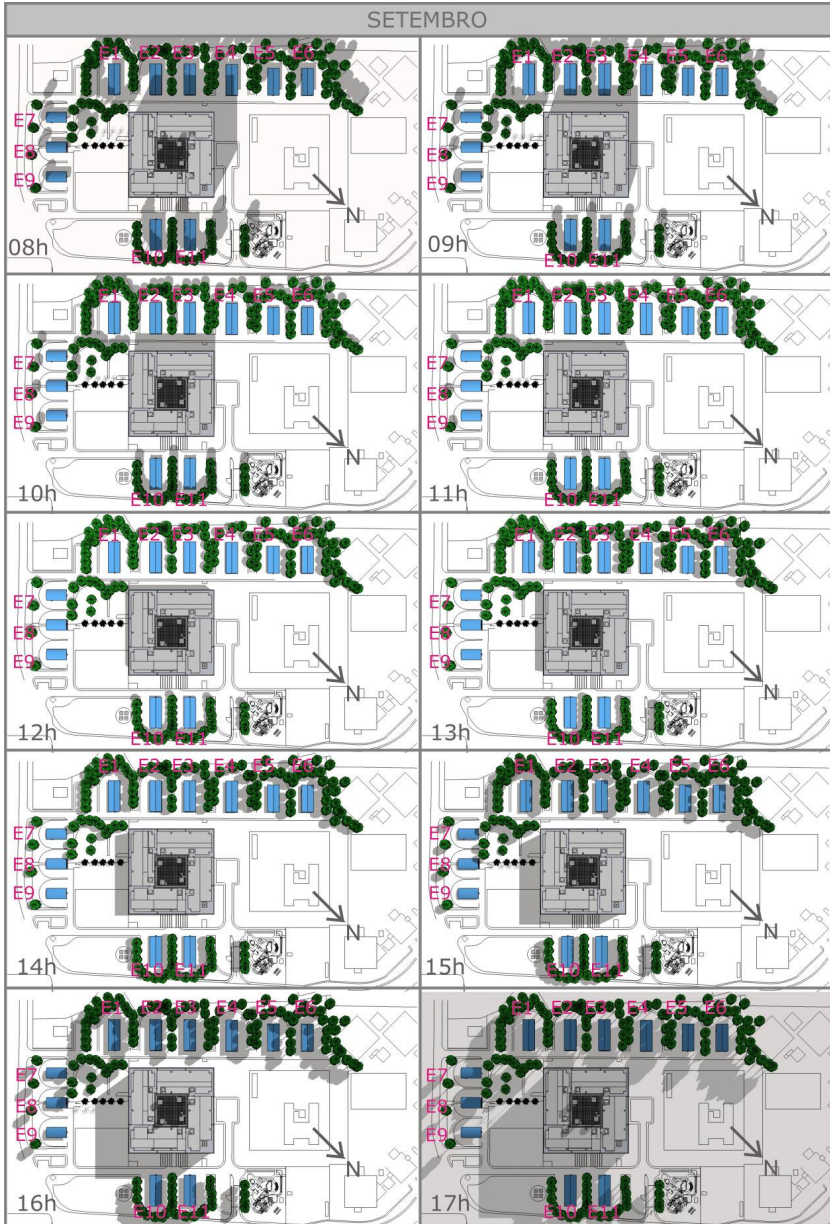


Figura 47. Estudo de sombreamento nas coberturas dos estacionamento em setembro.

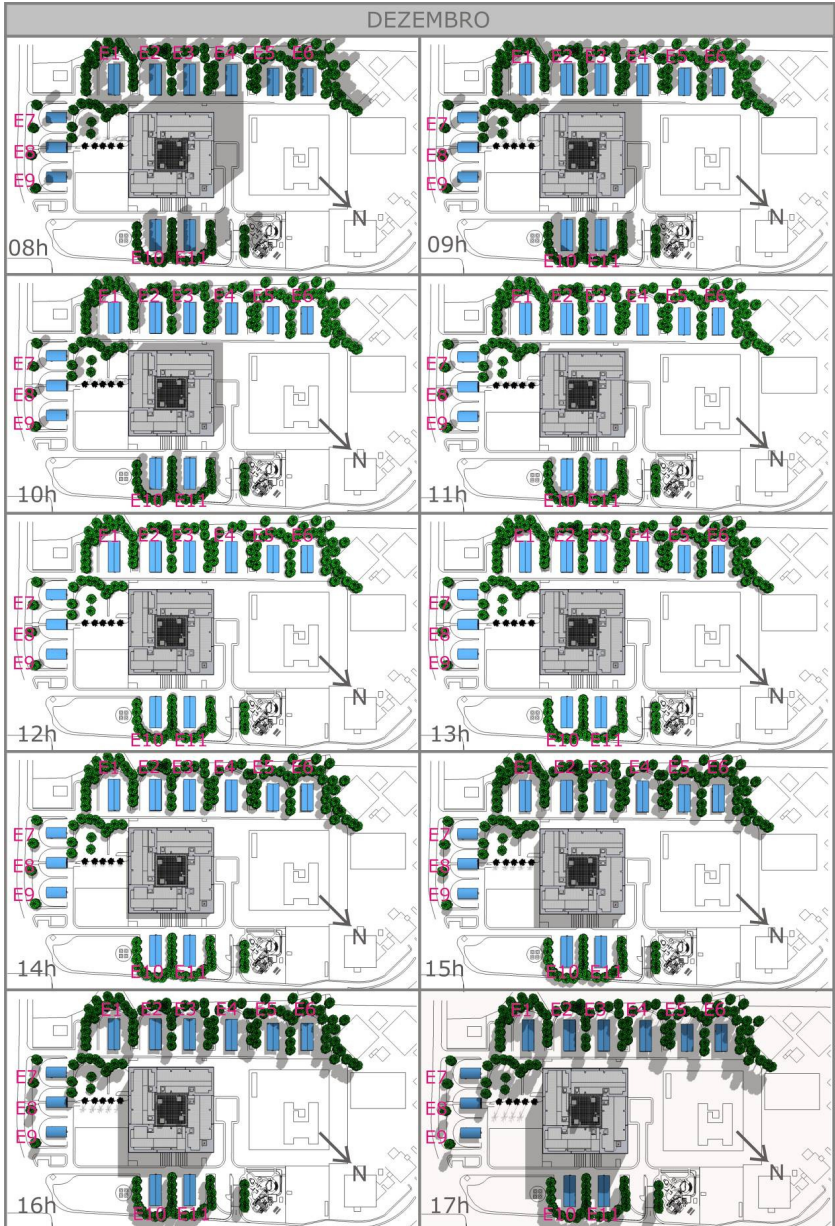


Figura 48. Estudo de sombreamento nas coberturas dos estacionamento em dezembro.

Constatou-se que as coberturas propostas só recebiam sombreamento nas primeiras horas da manhã e nas últimas horas da tarde, com exceção do mês de junho, no qual o sombreamento ocorreu em todos os horários. Este fato é favorável a integração fotovoltaica, visto que nestes horários os níveis de irradiância são naturalmente mais baixos do que em horários mais próximos ao meio dia.

A fim de melhor visualizar a parcela sombreada nas coberturas, as informações passadas pelas imagens foram transcritas para uma tabela (Tabela 10), na qual é demonstrado o percentual de sombreamento (cinzas) em cada cobertura em cada hora. Os percentuais considerados foram 25%, 50%, 75% e 100%.

Tabela 10. Percentual de área sombreada nas coberturas dos estacionamentos da Eletrosul.

		SOMBREAMENTO NA ELETROSUL																																				
		E1			E2			E3			E4			E5			E6			E7			E8			E9			E10			E11						
		25	50	75	100	25	50	75	100	25	50	75	100	25	50	75	100	25	50	75	100	25	50	75	100	25	50	75	100	25	50	75	100	25	50	75	100	
MARÇO	08h																																					
	09h																																					
	10h																																					
	11h																																					
	12h																																					
	13h																																					
	14h																																					
	15h																																					
JUNHO	08h																																					
	09h																																					
	10h																																					
	11h																																					
	12h																																					
	13h																																					
	14h																																					
	15h																																					
SETEMBRO	08h																																					
	09h																																					
	10h																																					
	11h																																					
	12h																																					
	13h																																					
	14h																																					
	15h																																					
DEZEMBRO	08h																																					
	09h																																					
	10h																																					
	11h																																					
	12h																																					
	13h																																					
	14h																																					
	15h																																					

Através das Tabela 10, pode-se constatar certa uniformidade no sombreamento de todas as coberturas. A cobertura que menos foi sombreada foi a do E9, com apenas 3% das horas analisadas sombreadas, já as coberturas mais sombreadas tiveram 30% das horas sombreadas. O percentual de áreas sombreadas para cada mês analisado está apresentado na Tabela 11.

Tabela 11. Percentual de horas de sombreamento nas coberturas dos estacionamentos da Eletrosul.

PERCENTUAL DE SOMBREAMENTO NAS COBERTURAS DOS ESTACIONAMENTOS DA ELETROSUL												
	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	TOTAL
MAR	18%	25%	28%	25%	18%	18%	8%	13%	0%	28%	18%	18%
JUN	50%	60%	60%	30%	35%	35%	23%	15%	10%	55%	65%	40%
SET	18%	25%	25%	20%	18%	20%	5%	13%	0%	25%	18%	17%
DEZ	3%	10%	5%	3%	8%	5%	3%	0%	3%	13%	10%	6%
												20%

Através das imagens e das tabelas anteriores, pode-se dizer que o sombreamento está concentrado nos meses de inverno (40%), quando os níveis de irradiação são naturalmente mais baixos, levando a perdas por sombreamento menores. Além disso, o sombreamento ocorre de forma muito semelhante na maioria das coberturas propostas, com média de 20% de horas sombreadas durante o ano, sendo, portanto, desnecessário descartar qualquer estacionamento.

A fim de se quantificar o comportamento horário das sombras, os dados da Tabela 10 foram transcritos de acordo com a quantidade de área sombreada nas coberturas em cada hora. Através da Tabela 12, pode-se avaliar o percentual horário de sombreamento das coberturas para os meses de março, junho, setembro e dezembro.

Tabela 12. Percentual horário de sombreamento para março, junho, setembro e dezembro, considerando todas as coberturas dos estacionamentos.

PERCENTUAL HORÁRIO DE SOMBREAMENTO					
HORA	MAR	JUN	SET	DEZ	MÉDIA ANUAL
08h	41%	45%	30%	18%	34%
09h	9%	36%	9%	2%	14%
10h	5%	20%	5%	0%	7%
11h	0%	9%	0%	0%	2%
12h	0%	5%	0%	0%	1%
13h	0%	14%	0%	0%	3%
14h	0%	30%	0%	0%	7%
15h	5%	57%	5%	0%	16%
16h	36%	84%	41%	5%	41%
17h	82%	100%	80%	32%	73%
MÉDIA MENSAL	18%	40%	17%	6%	20%

Pela Tabela 12, pode-se perceber que às 08:00h do mês de junho, o sombreamento ocorre em 45% das áreas de cobertura dos estacionamentos, com média de sombreamento anual para este horário de 34%. No entanto, nos horários nos quais a irradiação solar possui níveis mais altos, o percentual de sombreamento anual varia de 1 a 7%, ocorrendo apenas no mês de inverno. Os meses de março, setembro e dezembro apresentam todas as coberturas ensolaradas no período das 11:00h às 14:00h. Desta forma, entende-se que o sombreamento não acarreta perdas expressivas na geração fotovoltaica.

Para as análises seguintes, utilizar-se-á uma nova nomenclatura para os estacionamentos, de acordo com suas dimensões e localização. Os três estacionamentos menores e frontais serão chamados de P1, P2 e P3 e os oito estacionamentos maiores e laterais serão chamados de G1, G2, G3, G4, G5, G6, G7 e G8, conforme Figura 49.

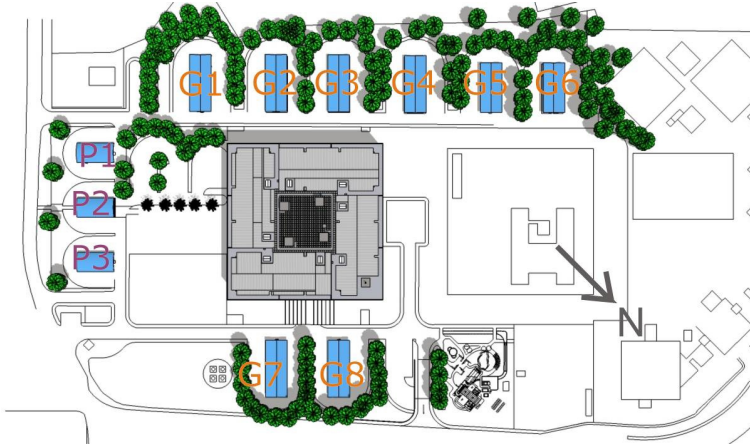


Figura 49. Nova nomenclatura dos estacionamentos da Eletrosul.

Visto que serão utilizados todos os estacionamentos, analisou-se a área individual de cada um. Todas as áreas disponíveis para a integração de módulos fotovoltaicos na Eletrosul foram organizadas na Tabela 13.

Tabela 13. Área disponível para integração de módulos fotovoltaicos na Eletrosul.

ÁREA DISPONÍVEL PARA INTEGRAÇÃO FOTOVOLTAICA NA ELETROSUL (m ²)		
COBERTURA	TELHAS METÁLICAS	5.026
ESTACIONAMENTOS MENORES	P1	228
	P2	228
	P3	228
ESTACIONAMENTOS MAIORES	G1	428
	G2	428
	G3	428
	G4	428
	G5	362
	G6	362
	G7	398
	G8	398
TOTAL		8.942

4.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 1 MW_p

4.2.1 Módulos fotovoltaicos e sua localização no projeto

Os módulos solares fotovoltaicos escolhidos para realizar o estudo foram dispostos nas áreas disponíveis conforme Tabela 14, de acordo com suas características de rigidez e eficiência.

Tabela 14. Módulos fotovoltaicos analisados e local escolhido para integração.

MÓDULOS	TECNOLOGIA	EFICIÊNCIA (%)	SUBSTRATO	LOCAL
Schott Solar ASI 100 W	a-Si	7,00	Rígido, com moldura	G1 a G8
Uni-Solar PVL 136 W	a-Si	6,30	Flexível	P1, P2 e P3
Sontor SN2 145 W	a-Si	8,15	Rígido, sem moldura	G1 a G8
Suntech Pluto 200 W	m-Si	17,00	Rígido, com moldura	Cobertura Eletrosul
Kyocera KC 210 W	p-Si	14,00	Rígido, com moldura	Cobertura Eletrosul

De um modo geral, pode-se dizer que os módulos de silício amorfo foram utilizados nos estacionamentos e os módulos de silício cristalino, na cobertura da Eletrosul. Suas aplicações foram determinadas de acordo com suas características individuais. Por exemplo, o módulo PVL 136W, de silício amorfo, é flexível, adaptando-se perfeitamente em superfícies curvas. Já os demais são rígidos, ficando melhor integrados a superfícies planas. Foram escolhidos módulos rígidos de fabricantes diferentes e tecnologias distintas para enriquecer as futuras análises.

4.2.2 Integração dos módulos fotovoltaicos à arquitetura

4.2.2.1 Cobertura do Edifício Sede da Eletrosul

Na cobertura foram utilizados apenas módulos rígidos com moldura de silício cristalino, tanto mono quanto policristalino. Escolheram-se estas opções por serem as mais eficientes e por proporcionarem um maior potencial instalado na edificação.

Para sua instalação, foi proposta uma estrutura metálica fixada sobre as telhas metálicas sobre a qual os módulos seriam dispostos (Figura 50). Foi considerado um espaçamento de 28 cm a cada 19 metros e no vão central o espaçamento foi de 61,5 cm. Estas medidas estão de acordo com o sistema de montagem de módulos solares fotovoltaicos da Energibau, empresa alemã fundada em 1983 pelos pioneiros da energia solar fotovoltaica na Europa (ENERGIBAU;2009).

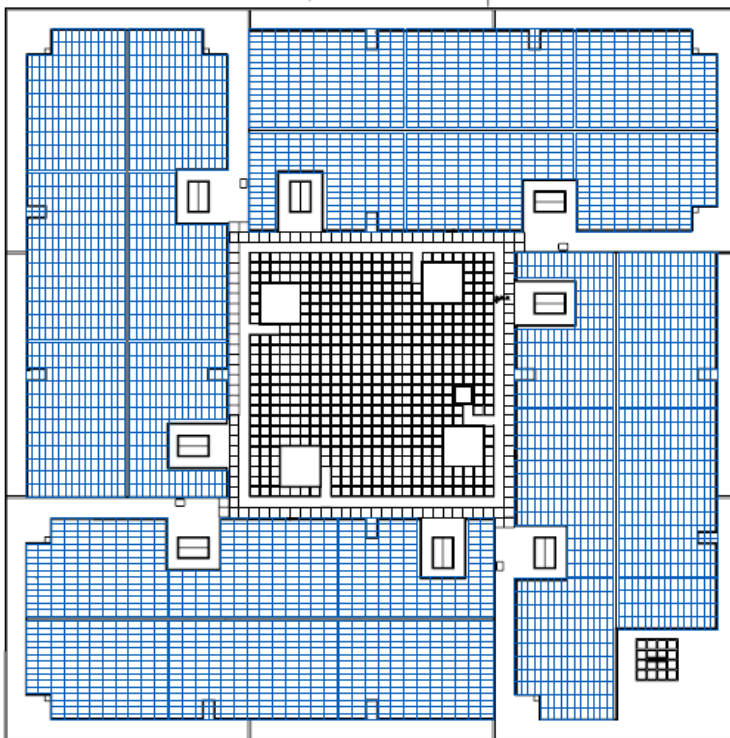


Figura 50. Disposição dos módulos fotovoltaicos na cobertura do prédio da Eletrosul.

Apesar de ser sabido que a melhor inclinação e orientação para uma instalação fotovoltaica no Hemisfério Sul é com módulos orientados ao norte e com ângulo de inclinação igual à latitude local (27° para Florianópolis), nem sempre o máximo teórico é a posição ideal para favorecer uma integração arquitetônica.

Neste caso, a instalação foi proposta com módulos inclinados à 2° , com orientação igual à orientação da telha metálica em que eles se

encontram. Desta forma, privilegiou-se a questão estética, sem, no entanto, comprometer de forma significativa a geração fotovoltaica. A Tabela 15 e a Figura 51 apresentam os valores de irradiação solar para a situação proposta e para a situação ideal (máximo teórico), demonstrando as perdas ou ganhos em porcentagem.

Tabela 15. Irradiação solar para a cidade de Florianópolis a 2° para as orientações nordeste, noroeste, sudeste e sudoeste e a 27° norte.

IRRADIAÇÃO SOLAR PARA A CIDADE DE FLORIANÓPOLIS							
		27°N	2°NE	2°SE	2°SO	2°NO	MÉDIA
JAN	Média Diária	5,30	5,49	5,49	5,49	5,49	104%
	% do ideal		104	104	104	104	
FEV	Média Diária	5,35	5,37	5,35	5,35	5,37	100%
	% do ideal		100	100	100	100	
MAR	Média Diária	5,05	4,83	4,79	4,79	4,88	96%
	% do ideal		96	95	95	97	
ABR	Média Diária	4,48	4,02	3,95	3,95	4,08	89%
	% do ideal		90	88	88	91	
MAI	Média Diária	4,14	3,45	3,35	3,35	3,52	83%
	% do ideal		83	81	81	85	
JUN	Média Diária	2,98	2,55	2,49	2,49	2,55	85%
	% do ideal		85	84	84	85	
JUL	Média Diária	2,96	2,58	2,53	2,53	2,58	86%
	% do ideal		87	85	85	87	
AGO	Média Diária	3,87	3,43	3,36	3,36	3,43	88%
	% do ideal		89	87	87	89	
SET	Média Diária	3,87	3,65	3,62	3,62	3,65	95%
	% do ideal		95	94	94	95	
OUT	Média Diária	4,34	4,30	4,28	4,28	4,30	99%
	% do ideal		99	99	99	99	
NOV	Média Diária	5,37	5,51	5,50	5,50	5,51	103%
	% do ideal		103	102	102	103	
DEZ	Média Diária	5,53	5,78	5,79	5,79	5,78	105%
	% do ideal		105	105	105	105	
MÉDIA ANUAL	Média Diária	4,44	4,25	4,21	4,26	4,26	96%
	% do ideal		96	95	96	96	

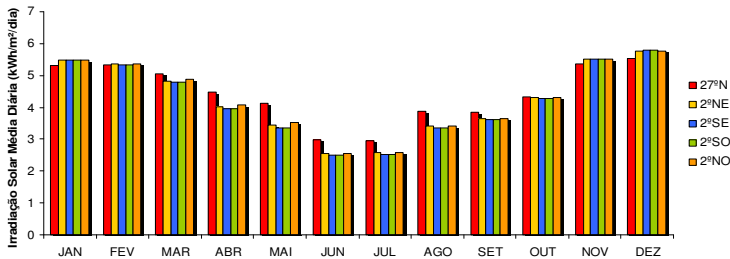


Figura 51. Irradiação solar mensal para a cidade de Florianópolis.

Através da Tabela 15, pode-se perceber que a irradiação solar nos meses de verão foi maior em superfícies com 2° de inclinação do que orientadas pelo máximo teórico, portanto a média de irradiação nestes meses foi superior à média de irradiação em superfícies com 27° de inclinação. Já nos meses de inverno, a média de irradiação das superfícies a 2° correspondeu a cerca de 86% do que receberiam se estivessem a 27°N. Nos meses de outono e primavera, as médias foram 89% e 99%, respectivamente.

Pela Figura 51 é possível visualizar a curva de irradiação ao longo do ano de acordo com a inclinação e orientação da superfície em questão. Como se trata de uma inclinação muito próxima a zero, os valores obtidos para os 2° foram bastante uniformes entre si, independente da orientação geográfica.

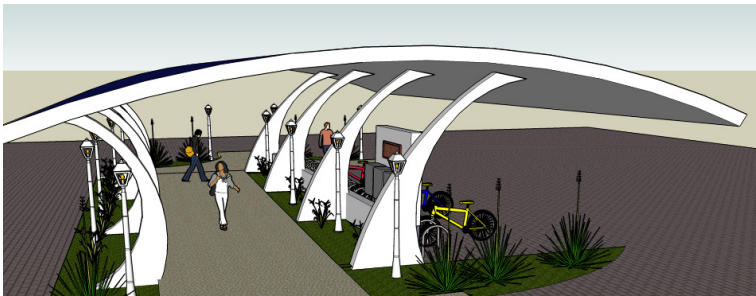
No caso em questão, ou seja, atender a demanda de uma edificação, convém que a geração fotovoltaica acompanhe a variação de consumo energético. Como já foi demonstrado no item 4.1.1, a Eletrosul possui um maior consumo nos meses mais quentes, em função do uso de condicionadores de ar. Desta forma, torna-se mais interessante favorecer a geração nos meses de verão.

Portanto, adotou-se a mesma orientação e mesma inclinação das telhas existentes para a instalação dos módulos fotovoltaicos.

4.2.2.2 Estacionamentos

O edifício da Eletrosul possui uma ampla área utilizada para estacionamentos em seu entorno. De acordo com suas dimensões, os estacionamentos foram classificados em pequenos e grandes e receberam diferentes propostas de coberturas.

Nos estacionamentos menores (P1 a P3), optou-se por uma estrutura metálica leve, coberta por uma superfície metálica curva, na qual módulos flexíveis de silício amorfo foram integrados. A inclinação dos módulos nesta estrutura é de 6°, tanto para sudoeste quanto para nordeste. A Figura 52 apresenta uma vista frontal e a Figura 53 uma vista lateral da cobertura proposta. Neste caso, esta cobertura (P2) abrigará um bicicletário, porém, as outras duas serão para uso dos veículos.



**Figura 52. Vista frontal do bicicletário (estacionamento P2) da Eletrosul.
No caso do P1 e do P3, a cobertura abrigará veículos.**



**Figura 53. Vista lateral do bicicletário (estacionamento P2) da Eletrosul.
No caso do P1 e do P3, a cobertura abrigará veículos.**

As coberturas possuem, em média, 230 m² e cobrem cerca de 14 veículos. O projeto arquitetônico do bicicletário está apresentado na Figura 54.

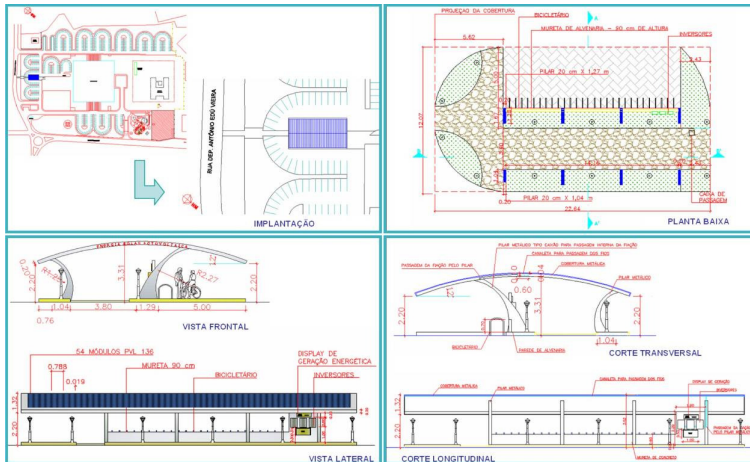


Figura 54. Projeto arquitetônico do bicicletário da Eletrosul.

Em meados de 2008, uma das coberturas dos estacionamento menores (P1 a P3) começou a ser construída, funcionando como um protótipo de todo o sistema. Este protótipo foi o P2 e teve participação dos arquitetos da Eletrosul, os quais sugeriram algumas modificações. A Figura 55 apresenta o sistema já em funcionamento, em operação desde fevereiro de 2009.



Figura 55. Protótipo de 12 kWp em operação na Eletrosul desde 2009.

Para os estacionamento maiores, foram criadas coberturas também metálicas, porém planas, com chapas levemente inclinadas para o centro, como mostra a Figura 56. A inclinação dos módulos nesta cobertura é de 10°, tanto para nordeste quanto para sudeste. Este modelo

de cobertura foi escolhido por já existirem na parte posterior do prédio da Eletrosul, duas coberturas semelhantes (Figura 57).

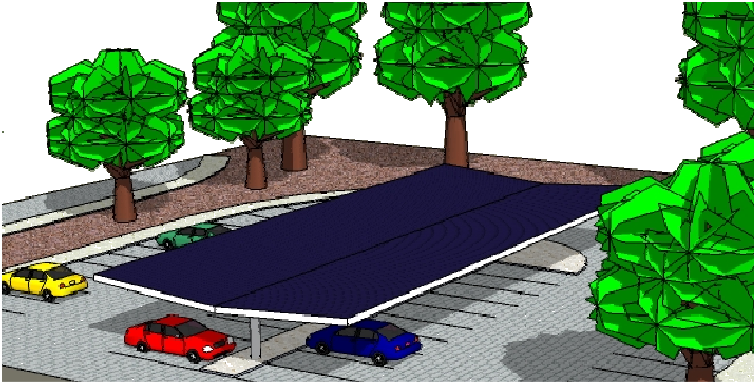


Figura 56. Proposta de cobertura para os estacionamentos maiores.



Figura 57. Coberturas existentes na parte posterior do edifício sede da Eletrosul.

A área de cada cobertura varia de 360 a 408m², cobrindo cerca de 20 veículos.

4.2.3 Potencial Instalado na Eletrosul

Com base na área disponível e na forma de integração arquitetônica, foi possível quantificar o número de módulos de cada tecnologia que poderia ser empregado e, conseqüentemente, o potencial fotovoltaico instalado.

Na cobertura do prédio central, a proposta foi utilizar apenas módulos rígidos de silício cristalino (podendo ser de silício monocristalino ou policristalino). A Tabela 16 apresenta o número de módulos e os respectivos potenciais instalados com cada tecnologia.

Tabela 16. Quantidade de módulos e potência instalada na cobertura.

FABRICANTE	MODELO	QUANTIDADE	POTÊNCIA INSTALADA (kWp)
Kyocera	KC 210 W	3242	680,82
Suntech	Pluto 200 W	3888	777,60

Nos estacionamentos menores, devido à curvatura da cobertura sugerida, optou-se por utilizar apenas módulos flexíveis de silício amorfo, os quais se adaptam perfeitamente à superfície. Desta forma, a quantidade de módulos e a potência instalada deram-se conforme a Tabela 17.

Tabela 17. Quantidade de módulos e potência instalada nos estacionamentos P1, P2 e P3.

FABRICANTE	MODELO	QUANTIDADE	POTÊNCIA INSTALADA (kWp)
Uni-Solar	PVL-136	88 em cada	11,97
Total		264	35,90

Já nos estacionamentos maiores, foram utilizados módulos de silício amorfo rígidos, com e sem moldura. A quantidade de módulos e a potência instalada irão variar conforme a Tabela 18.

Tabela 18. Quantidade de módulos e potência instalada nos estacionamentos G1, G2, G3, G4, G5, G6 G7 e G8.

FABRICANTE	MODELO	QUANTIDADE	POTÊNCIA INSTALADA (kWp)
Schott Solar	SCHOTT ASI 100	1.960	196
Sontor	SN2-145	1.520	220,4

Desta forma, podem-se criar diferentes cenários, dependendo da composição escolhida. A Tabela 19 apresenta as possíveis combinações de tecnologias.

Tabela 19. Potencial fotovoltaico instalado na Eletrosul (kWp).

POTENCIAL FOTOVOLTAICO INSTALADO NA ELETROSUL (kWp)				
CENÁRIOS	COBERTURA	P1 a P3	G1 a G8	TOTAL
CENÁRIO 1	Kyocera - 210W	Uni-Solar 136W	Schott Solar 100W	912,72
	680,82	35,9	196	
CENÁRIO 2	Kyocera - 210W	Uni-Solar 136W	Sontor - 145W	937,12
	680,82	35,9	220,4	
CENÁRIO 3	Suntech - 200W	Uni-Solar 136W	Schott Solar 100W	1009,5
	777,6	35,9	196	
CENÁRIO 4	Suntech - 200W	Uni-Solar 136W	Sontor - 145W	1033,9
	777,6	35,9	220,4	

Pela Tabela 19, pode-se perceber que, nos quatro cenários, os potenciais instalados foram muito próximos e até superiores a 1MWp. O cenário que mais se aproximou da meta foi o Cenário 3, com 1,009 MWp e, portanto, este será o cenário utilizando nas análises e cálculos seguintes.

4.2.4 Geração fotovoltaica do sistema de 1MW

De acordo com a metodologia apresentada, foram calculados os valores de geração fotovoltaica para cada mês, sempre considerando 1MWp, Cenário 3. Como as coberturas possuem orientações e inclinações diferentes, primeiramente quantificaram-se quais apresentavam as mesmas características e qual o potencial fotovoltaico instalado em cada situação. A Tabela 20 apresenta os valores de potência instalada em cada orientação e inclinação de acordo com o Cenário 3.

Tabela 20. Potência instalada, em kWp, em cada orientação e inclinação, para o Cenário 3.

POTÊNCIA INSTALADA (kWp)				
INCLINAÇÃO ORIENTAÇÃO	2°	10°	6°	TOTAL
NO	179,60	98,00	-	277,60
SO	199,60	-	17,95	217,55
NE	199,20	-	17,95	217,15
SE	199,20	98,00	-	297,20
TOTAL	777,60	196,00	35,90	1009,50

Os valores de irradiação horária utilizados nos cálculos correspondem à exata orientação e inclinação de cada módulo. A Tabela 21 apresenta os valores de irradiação solar média diária para cada mês, em kWh/m²/dia, fornecidos pelo Radiasol.

Tabela 21. Irradiação solar média diária nas coberturas da Eletrosul.

IRRADIAÇÃO SOLAR MÉDIA DIÁRIA (kWh/m ² /dia)								
MÊS	2°NE	2°SE	2°SO	2°NO	6°SO	6°NE	10°SE	10°NO
JAN	5,49	5,49	5,49	5,49	5,50	5,50	5,50	5,49
FEV	5,37	5,35	5,35	5,37	5,34	5,40	5,31	5,41
MAR	4,83	4,79	4,79	4,88	4,75	4,89	4,70	4,93
ABR	4,02	3,9	3,95	4,08	3,89	4,10	3,82	4,16
MAI	3,45	3,35	3,35	3,52	3,26	3,55	3,16	3,63
JUN	2,55	2,49	2,49	2,55	2,44	2,61	2,38	2,67
JUL	2,58	2,53	2,53	2,58	2,49	2,64	2,44	2,69
AGO	3,43	3,36	3,36	3,43	3,30	3,50	3,24	3,55
SET	3,65	3,62	3,62	3,65	3,60	3,70	3,57	3,73
OUT	4,30	4,28	4,28	4,30	4,27	4,33	4,26	4,35
NOV	5,51	5,50	5,50	5,51	5,51	5,53	5,50	5,53
DEZ	5,78	5,79	5,79	5,78	5,81	5,78	5,80	5,78

Como os estacionamentos apresentaram alguns momentos de sombra durante o dia para os meses analisados, estes valores de irradiação precisaram ser reconsiderados, levando-se em conta as perdas por sombreamento. Para tanto, analisaram-se novamente as imagens de sombreamento, observando agora qual parcela das coberturas estavam recebendo as sombras e, assim, pode-se quantificá-las de acordo com a

sua orientação. Como existem dois modelos de coberturas com caimentos em sentidos opostos, o estudo foi realizado para as orientações sudoeste, nordeste, sudeste e noroeste.

Primeiramente analisou-se cada mês isoladamente, de acordo com o sombreamento em cada hora e em cada orientação. A Tabela 22 apresenta os percentuais de área sombreada em cada hora, a média de sombras por orientação e o total do mês.

De acordo com a Tabela 22, pode-se perceber que a orientação que mais recebe sombreamento ao longo das horas é a sudoeste, chegando a 22% em junho. Já a orientação mais ensolarada é a sudeste, apresentando sombras nulas em setembro e dezembro e apenas 1% e 2% em março e junho, respectivamente.

A fim de utilizar estes resultados para se chegar a valores de irradiação mais próximos à realidade, optou-se por utilizar o percentual de sombreamento em cada hora e comparar com a irradiação solar naquele mesmo período em um dia típico, ou seja, um dia que apresentasse a irradiação média para um dia daquele mês. A Tabela 23 apresenta os valores horários resultantes, em Wh/m^2 , o total diário para um dia típico em $\text{Wh/m}^2/\text{dia}$ e o percentual que esta nova irradiação solar média representa diante daquela na qual não houvesse sombreamento (Tabela 21).

Tabela 22. Percentual de área sombreada hora a hora, em março, junho, setembro e dezembro de acordo com a orientação da água da cobertura (Parte 1).

PERCENTUAL DE ÁREA SOMBREADA (Parte 1)						
MÊS	HORAS	SO	NE	SE	NO	TOTAL
MARÇO	08h	18%	23%	0%	0%	41%
	09h	5%	5%	0%	0%	9%
	10h	2%	2%	0%	0%	5%
	11h	0%	0%	0%	0%	0%
	12h	0%	0%	0%	0%	0%
	13h	0%	0%	0%	0%	0%
	14h	0%	0%	0%	0%	0%
	15h	5%	0%	0%	0%	5%
	16h	32%	0%	2%	2%	36%
	17h	34%	34%	7%	7%	82%
	MÉDIA MENSAL	10%	6%	1%	1%	18%
JUNHO	08h	23%	23%	0%	0%	45%
	09h	20%	16%	0%	0%	36%
	10h	11%	9%	0%	0%	20%
	11h	5%	5%	0%	0%	9%
	12h	5%	0%	0%	0%	5%
	13h	14%	0%	0%	0%	14%
	14h	30%	0%	0%	0%	30%
	15h	36%	18%	0%	2%	57%
	16h	36%	36%	2%	9%	84%
	17h	36%	36%	14%	14%	100%
MÉDIA MENSAL	22%	14%	2%	3%	40%	

Tabela 22. Percentual de área sombreada hora a hora, em março, junho, setembro e dezembro de acordo com a orientação da água da cobertura (Parte 2).

PERCENTUAL DE ÁREA SOMBREADA (Parte 2)						
MÊS	HORAS	SO	NE	SE	NO	TOTAL
SETEMBRO	08h	14%	16%	0%	0%	30%
	09h	5%	5%	0%	0%	9%
	10h	2%	2%	0%	0%	5%
	11h	0%	0%	0%	0%	0%
	12h	0%	0%	0%	0%	0%
	13h	0%	0%	0%	0%	0%
	14h	0%	0%	0%	0%	0%
	15h	5%	0%	0%	0%	5%
	16h	34%	2%	0%	5%	41%
	17h	34%	34%	5%	7%	80%
	MÉDIA MENSAL	9%	6%	0%	1%	17%
DEZEMBRO	08h	2%	11%	0%	5%	18%
	09h	2%	0%	0%	0%	2%
	10h	0%	0%	0%	0%	0%
	11h	0%	0%	0%	0%	0%
	12h	0%	0%	0%	0%	0%
	13h	0%	0%	0%	0%	0%
	14h	0%	0%	0%	0%	0%
	15h	0%	0%	0%	0%	0%
	16h	5%	0%	0%	0%	5%
	17h	14%	18%	0%	0%	32%
	MÉDIA MENSAL	2%	3%	0%	0%	6%

Tabela 23. Irradiação solar média horária, descontando as perdas devido ao sombreamento, uniformemente distribuído (Parte 1).

NOVA IRRADIAÇÃO SOLAR MÉDIA HORÁRIA (Wh/m ²) (Parte 1)					
MÊS	ORIENTAÇÃO	6° SO	6° NE	10° SE	10° NO
MARÇO	08h	278	287	371	342
	09h	457	494	508	489
	10h	578	615	608	609
	11h	656	687	656	683
	12h	663	682	644	695
	13h	610	614	576	641
	14h	505	497	465	532
	15h	348	351	329	384
	16h	146	199	182	220
	17h	48	41	52	73
	TOTAL MÉDIO DIÁRIO (Wh/m ² /dia)	4289	4467	4391	4668
	PERCENTUAL DA IRRADIAÇÃO DISPONÍVEL	90%	91%	94%	95%
	JUNHO	08h	120	14	169
09h		204	243	270	275
10h		301	343	347	368
11h		371	405	385	425
12h		376	420	378	432
13h		304	367	328	388
14h		191	277	246	300
15h		107	137	147	183
16h		39	38	50	65
17h		0	0	0	0
TOTAL MÉDIO DIÁRIO (Wh/m ² /dia)		2014	2243	2321	2601
PERCENTUAL		83%	86%	97%	97%

Tabela 23. Irradiação solar média horária, descontando as perdas devido ao sombreamento, uniformemente distribuído (Parte 2).

NOVA IRRADIAÇÃO SOLAR MÉDIA HORÁRIA (Wh/m ²) (Parte 2)					
MÊS	ORIENTAÇÃO	6° SO	6° NE	10° SE	10° NO
SETEMBRO	08h	120	231	273	261
	09h	245	375	386	379
	10h	362	474	470	475
	11h	461	533	512	532
	12h	512	530	505	538
	13h	516	476	452	492
	14h	471	382	363	402
	15h	367	264	251	283
	16h	178	139	135	149
	17h	98	22	32	38
	TOTAL MÉDIO DIÁRIO (Wh/m ² /dia)	3330	3427	3379	3549
	PERCENTUAL	93%	93%	95%	95%
DEZEMBRO	08h	419	397	461	399
	09h	548	581	590	552
	10h	663	681	683	660
	11h	722	732	727	724
	12h	728	727	717	734
	13h	680	668	656	687
	14h	583	563	552	590
	15h	453	428	422	457
	16h	293	284	281	308
	17h	143	119	147	164
	TOTAL MÉDIO DIÁRIO (Wh/m ² /dia)	5232	5181	5236	5275
	PERCENTUAL	90%	90%	90%	91%

Pela Tabela 23 pode-se perceber que para os quatro meses analisados, a redução dos níveis irradiação solar nas coberturas de um dia típico variou de 3 a 17% em relação a uma situação em que não houvesse sombras.

A Tabela 24 apresenta um resumo da Tabela 23, demonstrando apenas os percentuais de irradiação solar média diária resultantes em cada mês. Estes valores foram utilizados como referência para as análises seguintes.

Tabela 24. Percentual de irradiação solar média diária devido a perdas por sombreamento em relação ao máximo teórico.

PERCENTUAL DE IRRADIAÇÃO SOLAR MÉDIA DIÁRIA DEVIDO A PERDAS POR SOMBREAMENTO				
MÊS	SO	NE	SE	NO
MAR	90%	91%	94%	95%
JUN	83%	86%	97%	97%
SET	93%	93%	95%	95%
DEZ	90%	90%	90%	91%

Portanto, para a obtenção dos novos valores de irradiação solar diária média, descontou-se o percentual de perdas de irradiação solar, devido ao sombreamento que foi verificado nos quatro meses analisados, do total de irradiação solar de cada mês de mesma estação do ano, conforme Tabela 25.

Tabela 25. Irradiação solar média diária corrigida de acordo com perdas por sombreamento nas coberturas dos estacionamentos propostos para a Eletrosul.

IRRADIAÇÃO SOLAR MÉDIA DIÁRIA CORRIGIDA (kWh/m ² /dia)								
MÊS	6°SO		6°NE		10°SE		10°NO	
	PERDA (%)	NOVA IRRAD.	PERDA (%)	NOVA IRRAD.	PERDA (%)	NOVA IRRAD.	PERDA (%)	NOVA IRRAD.
JAN	10%	4,96	10%	4,95	10%	4,95	9%	5,00
FEV	10%	4,81	10%	4,86	10%	4,78	9%	4,92
MAR	10%	4,29	9%	4,45	6%	4,41	5%	4,68
ABR	10%	3,51	9%	3,73	6%	3,59	5%	3,96
MAI	10%	2,94	9%	3,23	6%	2,97	5%	3,45
JUN	17%	2,01	14%	2,24	3%	2,31	3%	2,59
JUL	17%	2,05	14%	2,27	3%	2,37	3%	2,61
AGO	17%	2,73	14%	3,01	3%	3,14	3%	3,45
SET	7%	3,33	7%	3,44	5%	3,39	5%	3,54
OUT	7%	3,95	7%	4,03	5%	4,04	5%	4,13
NOV	7%	5,09	7%	5,14	5%	5,22	5%	5,25
DEZ	10%	5,23	10%	5,20	10%	5,22	9%	5,26

Desta forma, obtiveram-se os seguintes valores de geração fotovoltaica para o sistema de 1 MWp, apresentados na Tabela 26.

Tabela 26. Estimativa de geração fotovoltaica do sistema de 1MWp instalado na Eletrosul.

GERAÇÃO FOTOVOLTAICA 1 MWp (MWh)									
	2°NE	2°SE	2°SO	2°NO	6°SO	6°NE	10°SE	10°NO	TOTAL
kWP	199,2	199,2	199,6	179,6	17,95	17,95	98	98	
JAN	27,11	27,11	27,16	24,44	2,21	2,20	12,02	12,15	134,39
FEV	26,53	26,42	26,48	23,92	2,14	2,16	11,61	11,97	131,23
MAR	23,88	23,64	23,69	21,71	1,91	1,98	10,73	11,37	118,92
ABR	19,86	19,50	19,54	18,17	1,56	1,66	8,72	9,61	98,64
MAI	17,02	16,54	16,57	15,69	1,31	1,44	7,21	8,39	84,17
JUN	12,58	12,29	12,32	11,34	0,90	1,00	5,62	6,29	62,33
JUL	12,75	12,49	12,52	11,49	0,91	1,01	5,75	6,35	63,27
AGO	16,92	16,59	16,63	15,26	1,21	1,34	7,63	8,38	83,97
SET	18,04	17,88	17,92	16,27	1,48	1,53	8,25	8,61	89,98
OUT	21,23	21,14	21,18	19,14	1,76	1,79	9,83	10,03	106,10
NOV	27,21	27,18	27,23	24,53	2,27	2,29	12,69	12,77	136,15
DEZ	28,55	28,59	28,65	25,74	2,33	2,32	12,69	12,78	141,65
ANO	251,67	249,38	249,88	227,70	19,99	20,72	112,74	118,70	1.250,80

Através da Tabela 26, pode-se perceber que a 2° de inclinação, a diferença de orientação provocou uma diferença de 2,29 MWh/ano entre a mesma potência instalada a nordeste e a sudeste, ou seja, uma diferença de 1% a mais na cobertura orientada a nordeste.

Entre as mesmas potências instaladas orientadas a sudoeste e a nordeste, inclinadas a 6°, a estimativa demonstra uma diferença menor, de 0,72 MWh/ano, porém que representa 4% a mais de geração para a cobertura orientada a nordeste.

Aumentando-se o ângulo de inclinação, a diferença estimada chegou a 5,96 MWh/ano, para as coberturas inclinadas a 10° e orientadas a sudeste e a noroeste. Esta diferença representa 5% a mais de geração anual para a cobertura orientada a noroeste.

A geração anual seria de cerca de 1,25 GWh/ano, com geração máxima no mês de dezembro, com 141,7 MWh/mês. Neste mês, esta energia poderia suprir o consumo de 567 residências (considerando um consumo médio de 250 kWh/mês por residência).

4.3 IMPACTO DE UM GERADOR FOTOVOLTAICO DE 1 MW_p NO MEIO EM QUE ESTÁ INSERIDO

4.3.1 Contribuição da geração fotovoltaica na redução do consumo de energia elétrica pela Eletrosul, proveniente da rede pública

Um dos resultados mais importantes deste trabalho é comparar a geração fotovoltaica mensal com o consumo energético da edificação no mesmo período. Os dados foram organizados, em kWh/mês, na Tabela 27.

Tabela 27. Contribuição da geração fotovoltaica em relação ao consumo energético da Eletrosul (kWh/mês)

CONTRIBUIÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM RELAÇÃO AO CONSUMO ENERGÉTICO (kWh/mês)			
MÊS	CONSUMO MENSAL	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	PERCENTUAL DE CONTRIBUIÇÃO
JAN	367.050,00	134.393	36,61%
FEV	355.765,00	131.234	36,89%
MAR	359.143,00	118.915	33,11%
ABR	346.844,00	98.639	28,44%
MAI	333.758,00	84.172	25,22%
JUN	319.737,00	62.330	19,49%
JUL	320.098,00	63.270	19,77%
AGO	324.531,00	83.966	25,87%
SET	343.321,44	89.985	26,21%
OUT	299.896,20	106.097	35,38%
NOV	342.113,88	136.151	39,80%
DEZ	341.120,64	141.647	41,52%
TOTAL	4.053.378,16	1.250.801	30,86%

A partir da Tabela 27, tem-se que com um gerador fotovoltaico de 1 MWp, o consumo anual da edificação seria suprido em cerca de 31% por energia solar. Em dezembro, a contribuição solar passaria dos 40%, com 41,52%. Estes valores são bastante significativos, principalmente ao se considerar o alto consumo de energia desta edificação.

Caso o Edifício Sede da Eletrosul fosse candidato à certificação LEED (LEED;2009), o nível de atendimento do consumo de energia elétrica pelo gerador solar levaria o prédio a obter a máxima pontuação possível neste item.

A fim de aprofundar esta análise de contribuição energética, o passo seguinte foi comparar a geração horária com o consumo horário. Desta forma, foi possível confirmar a existência ou não de coincidência temporal entre demanda de energia consumida e demanda de energia gerada.

Para o cálculo da geração horária, faz-se necessário utilizar um banco de dados de irradiação solar com dados coletados em todas as horas do ano. No caso do presente estudo, seria necessário utilizar dados de oito

piranômetros (medidores de irradiação solar) diferentes (2°NE, 2°SE, 2°NO, 2°SO, 6°SO, 6°NE, 10°SE e 10°NO). Devido à ausência destes dados, foram utilizados todos referentes à 27°N, obtidos através do banco de dados do LABSOLAR para o ano de 2007. Desta forma, os dados resultantes para os meses de verão foram conservativos e os dados resultantes para os meses de inverno foram superestimados.

A Figura 58 apresenta a geração fotovoltaica horária de cada dia do ano, organizada em gráficos mensais e a Figura 59 apresenta uma síntese da figura anterior, demonstrando as curvas de geração máximas, médias e mínimas de cada hora e de cada mês.

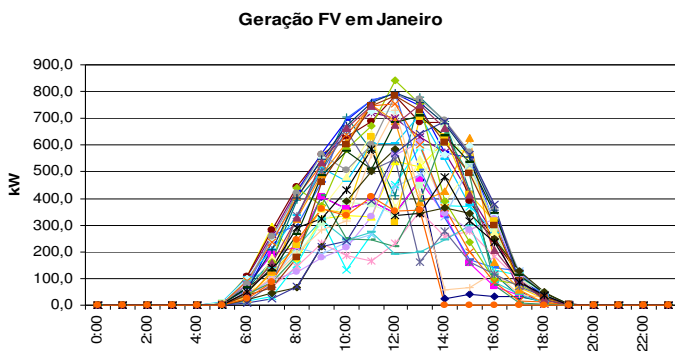


Figura 58(a). Geração de energia horária de um sistema de 1 MW_p instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e orientado ao norte, no mês de Janeiro.

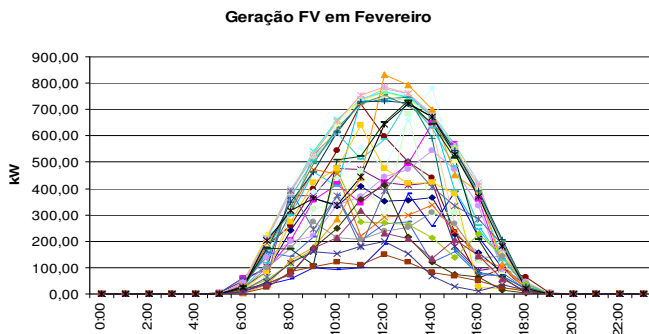


Figura 58(b). Geração de energia horária de um sistema de 1 MW_p instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e orientado ao norte, no mês de Fevereiro.

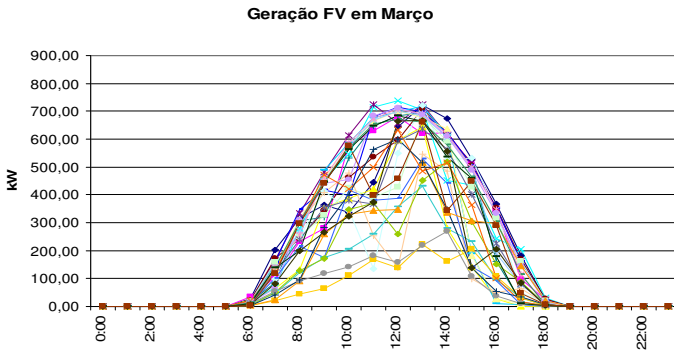


Figura 58(c). Geração de energia horária de um sistema de 1 MWp instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e orientado ao norte, no mês de Março.

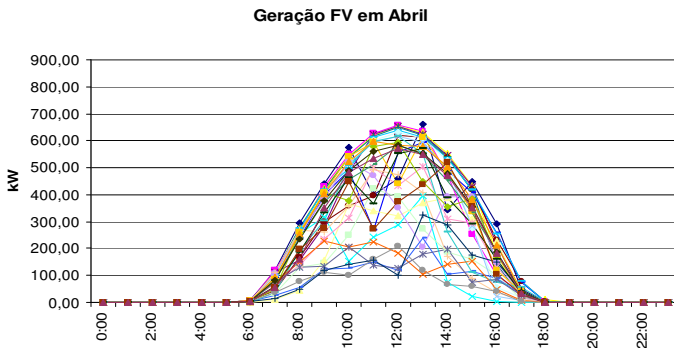


Figura 58(d). Geração de energia horária de um sistema de 1 MWp instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e orientado ao norte, no mês de Abril.

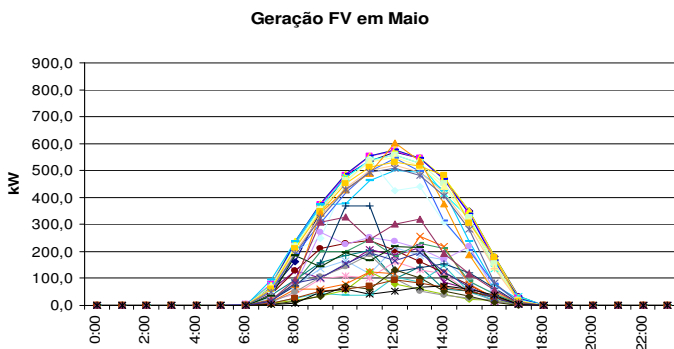


Figura 58(e). Geração de energia horária de um sistema de 1 MWp instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e orientado ao norte, no mês de Maio.

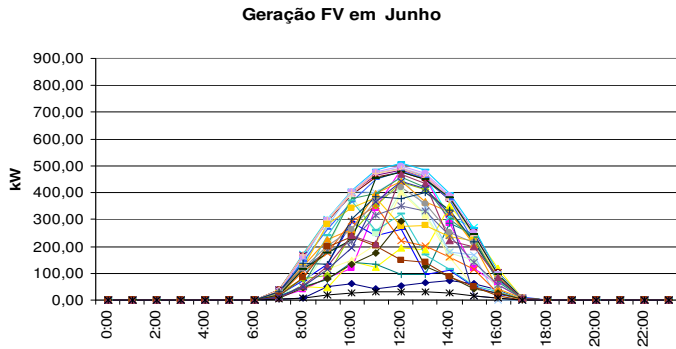


Figura 58(f). Geração de energia horária de um sistema de 1 MWp instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e orientado ao norte, no mês de Junho.

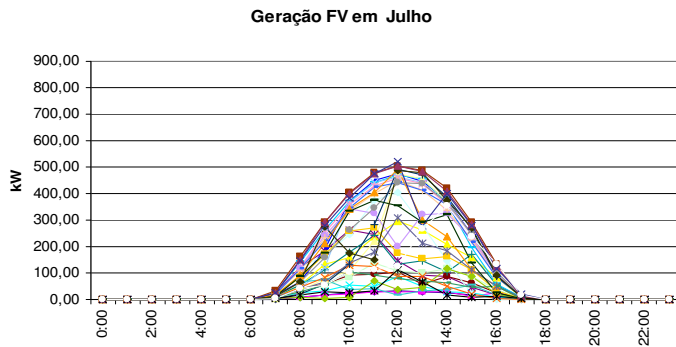


Figura 58(g). Geração de energia horária de um sistema de 1 MWp instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e orientado ao norte, no mês de Julho.

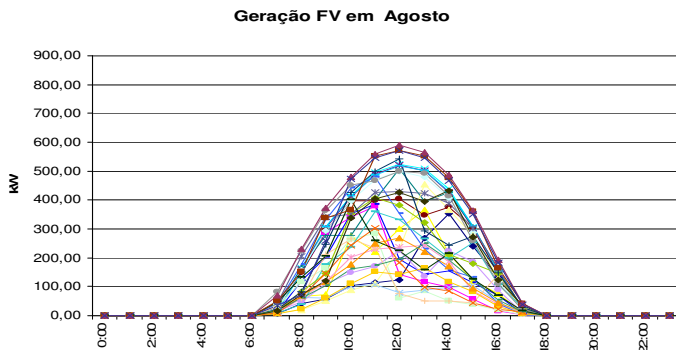


Figura 58(h). Geração de energia horária de um sistema de 1 MWp instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e orientado ao norte, no mês de Agosto.

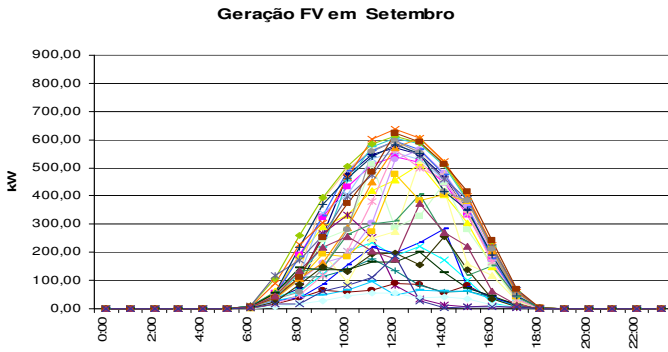


Figura 58(i). Geração de energia horária de um sistema de 1 MWp instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e orientado ao norte, no mês de Setembro.

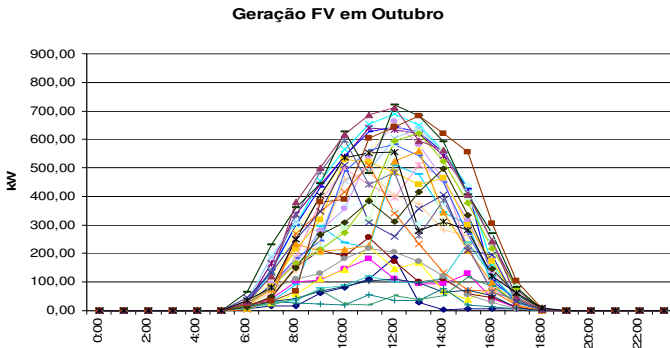


Figura 58(j). Geração de energia horária de um sistema de 1 MWp instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e orientado ao norte, no mês de Outubro.

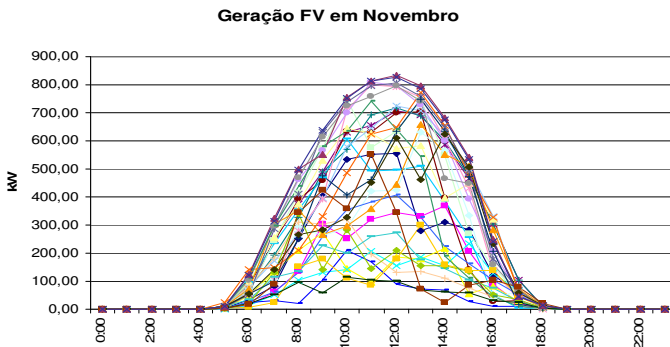


Figura 58(k). Geração de energia horária de um sistema de 1 MWp instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e orientado ao norte, no mês de Novembro.

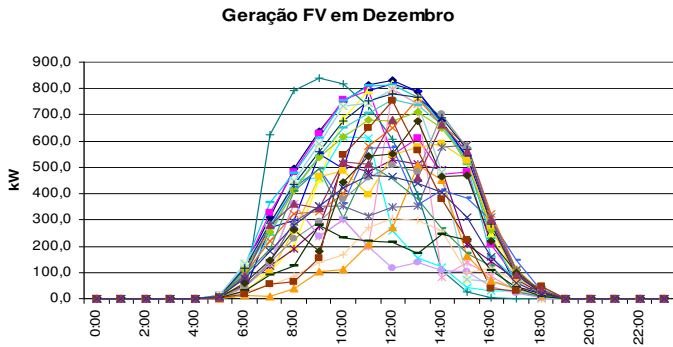


Figura 58(l). Geração de energia horária de um sistema de 1 MWp instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e orientado ao norte, no mês de Dezembro.

Figura 58. Geração energética horária de um sistema fotovoltaico hipotético de 1 MWp instalado em Florianópolis, a 27° de inclinação e com orientação norte para todos os dias do ano de 2007.

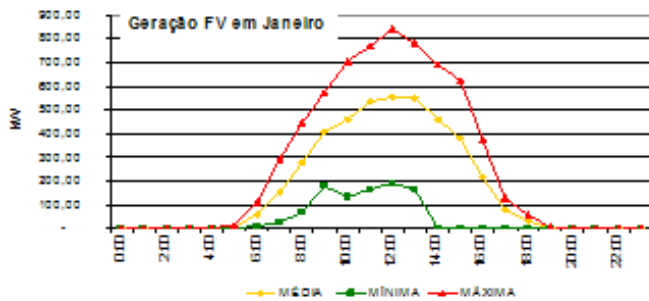


Figura 59(a). Geração fotovoltaica horária mínima, média e máxima de um gerador hipotético de 1 MWp, em Janeiro.

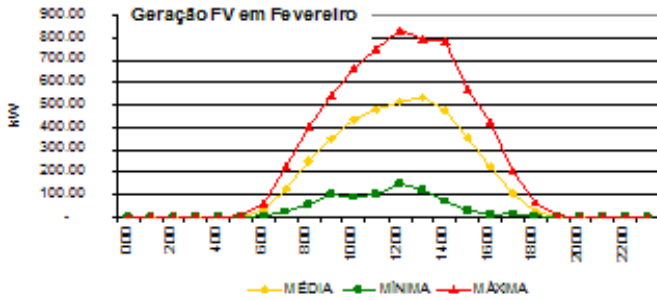


Figura 59(b). Geração fotovoltaica horária mínima, média e máxima de um gerador hipotético de 1 MWp, em Fevereiro.

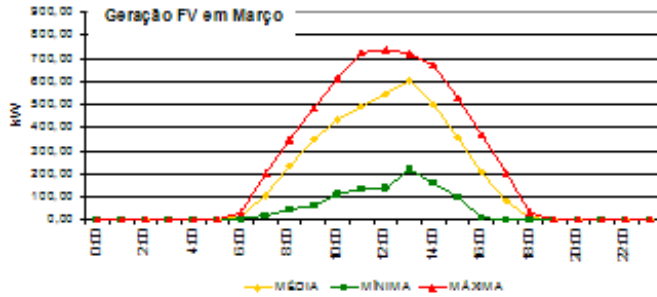


Figura 59(c). Geração fotovoltaica horária mínima, média e máxima de um gerador hipotético de 1 MWp, em Março.

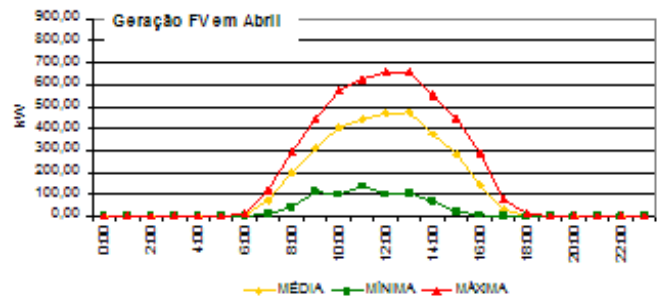


Figura 59(d). Geração fotovoltaica horária mínima, média e máxima de um gerador hipotético de 1 MWp, em Abril.

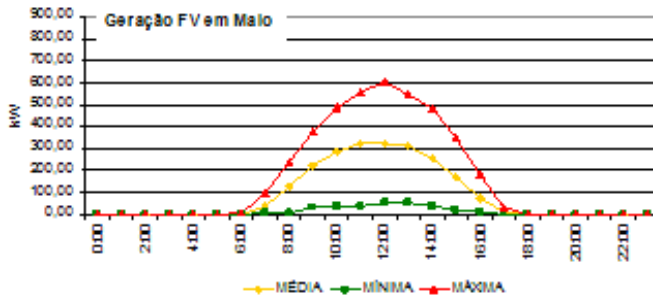


Figura 59(e). Geração fotovoltaica horária mínima, média e máxima de um gerador hipotético de 1 MWp, em Maio.

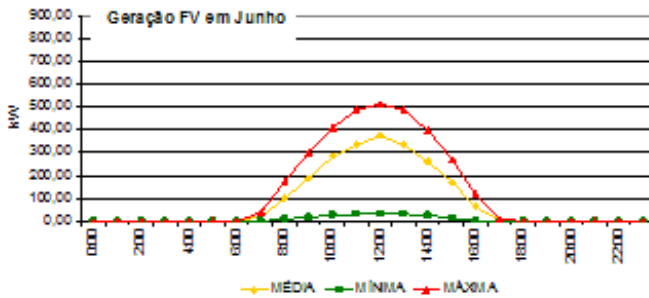


Figura 59(f). Geração fotovoltaica horária mínima, média e máxima de um gerador hipotético de 1 MWp, em Junho.

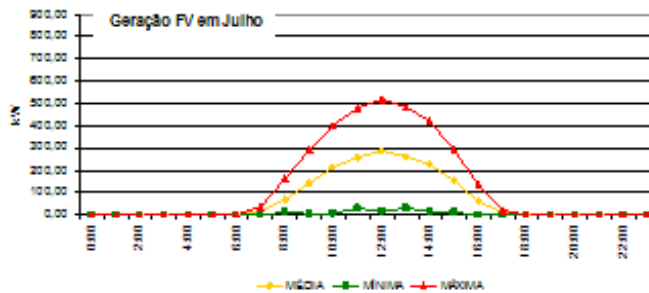


Figura 59(g). Geração fotovoltaica horária mínima, média e máxima de um gerador hipotético de 1 MWp, em Julho.

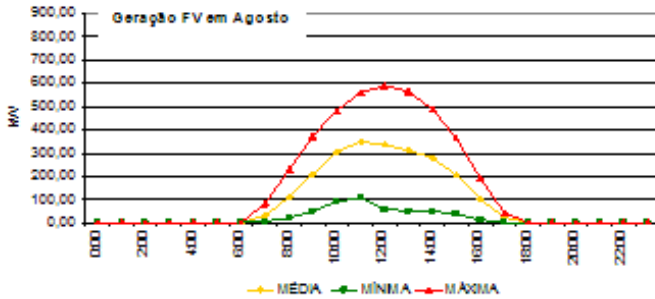


Figura 59(h). Geração fotovoltaica horária mínima, média e máxima de um gerador hipotético de 1 MWp, em Agosto.

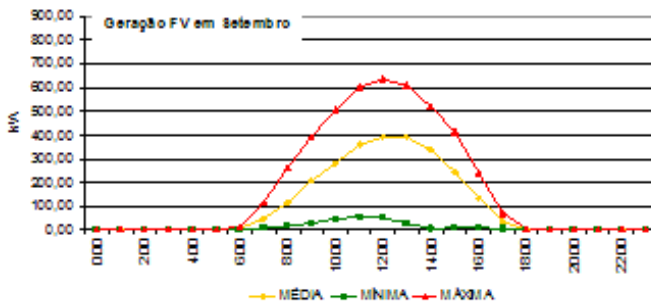


Figura 59(i). Geração fotovoltaica horária mínima, média e máxima de um gerador hipotético de 1 MWp, em Setembro.

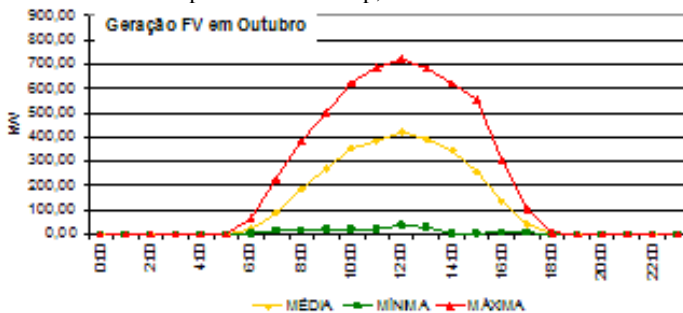


Figura 59(j). Geração fotovoltaica horária mínima, média e máxima de um gerador hipotético de 1 MWp, em Outubro.

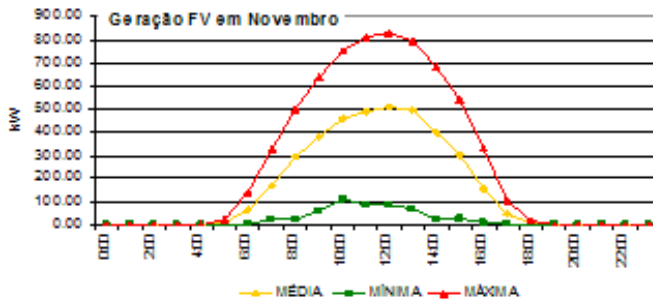


Figura 59(k). Geração fotovoltaica horária mínima, média e máxima de um gerador hipotético de 1 MWp, em Novembro.

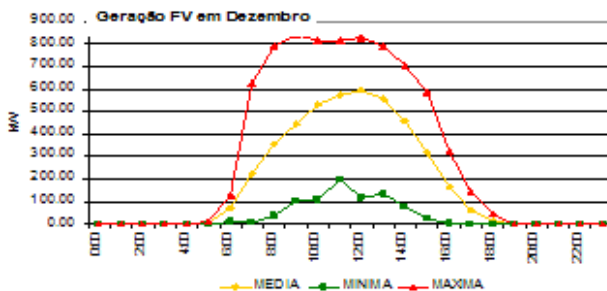


Figura 59(l). Geração fotovoltaica horária mínima, média e máxima de um gerador hipotético de 1 MWp, em Dezembro.

Figura 59. Geração fotovoltaica mínima, média e máxima do gerador solar hipotético de 1 MWp em cada hora para cada mês, com base no desempenho do gerador de 2 kWp do LABSOLAR/UFSC.

Através da Figura 58 e da Figura 59, pode-se observar que a geração máxima ocorreu nos meses de Janeiro, Novembro e Dezembro, chegando a picos de geração de 800 kW por volta do meio dia. Já nos meses que apresentaram menores valores máximos, ou seja, Junho e Julho, o pico de geração ao meio dia foi de cerca de 500 kW, o que já era esperado.

Na Figura 60, pode-se comparar em apenas um gráfico as médias de geração fotovoltaica de cada mês do ano. Pode-se notar que o pico de geração média ocorre sempre próximo ao meio dia, com pequenas variações. Este pico varia de quase 300 kW no mês de setembro ao meio dia, até 600 kW no mês de março, às 13:00h.

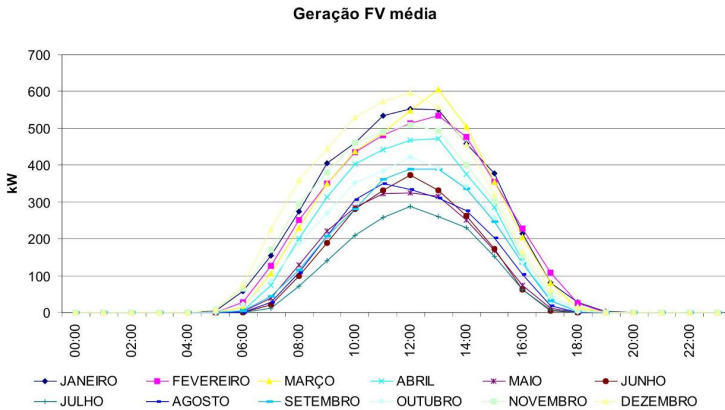


Figura 60. Geração fotovoltaica média horária de um gerador solar hipotético de 1 MWp para todos os meses do ano, baseado no desempenho do gerador de 2 kWp do LABSOLAR/UFSC.

Relembrando a Figura 36 (Demanda de energia (kWh) máxima, média e mínima para cada hora, para todos os meses do ano), pode-se verificar qual o peso da geração fotovoltaica diante do consumo energético da edificação. Esta análise está apresentada na Figura 61.

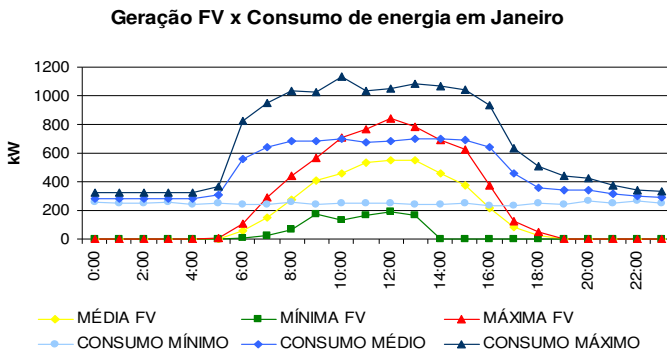


Figura 61(a). Geração fotovoltaica e consumo energético máximo, médio e mínimo em Janeiro.

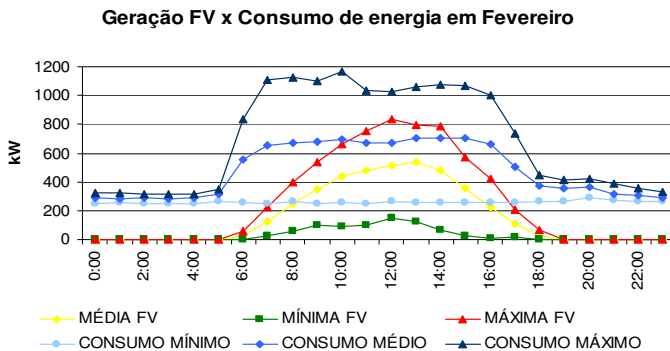


Figura 61(b). Geração fotovoltaica e consumo energético máximo, médio e mínimo em Fevereiro.

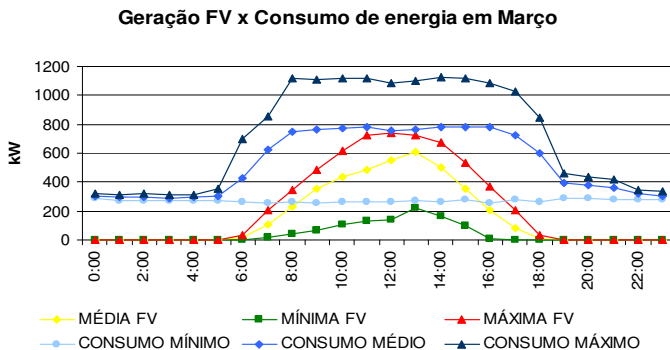


Figura 61(c). Geração fotovoltaica e consumo energético máximo, médio e mínimo em Março.

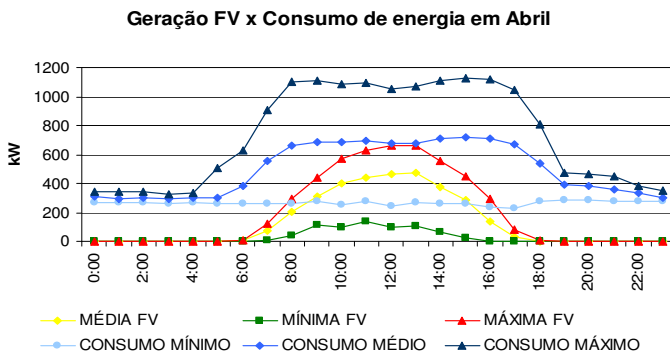


Figura 61(d). Geração fotovoltaica e consumo energético máximo, médio e mínimo em Abril.

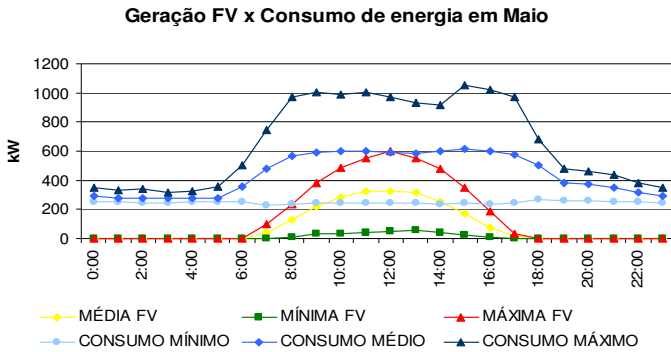


Figura 61(e). Geração fotovoltaica e consumo energético máximo, médio e mínimo em Maio.

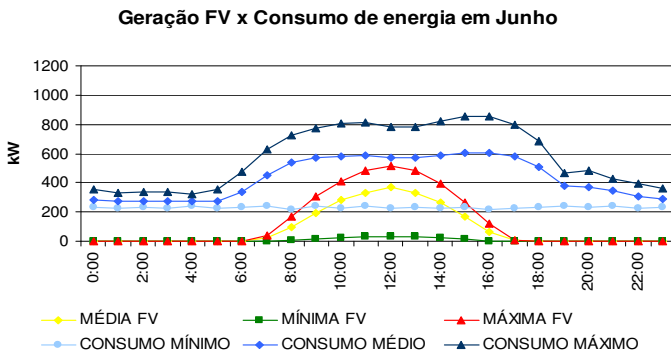


Figura 61(f). Geração fotovoltaica e consumo energético máximo, médio e mínimo em Junho.

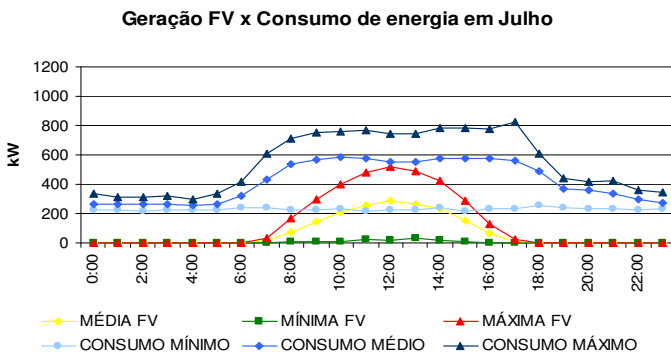


Figura 61(g). Geração fotovoltaica e consumo energético máximo, médio e mínimo em Julho.

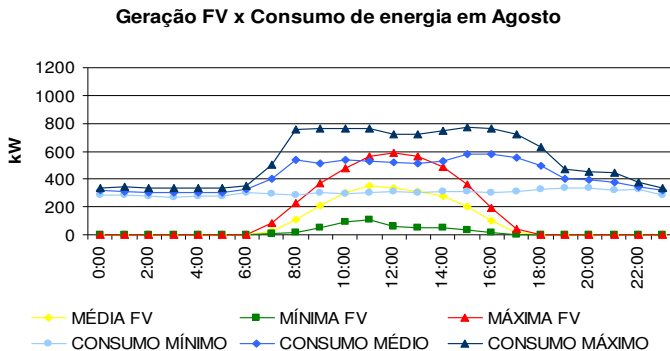


Figura 61(h). Geração fotovoltaica e consumo energético máximo, médio e mínimo em Agosto.

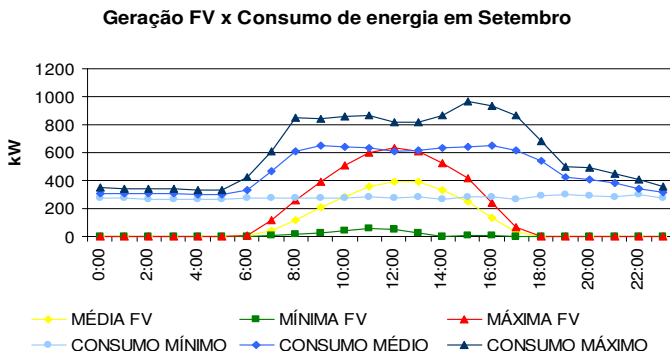


Figura 61(i). Geração fotovoltaica e consumo energético máximo, médio e mínimo em Setembro.

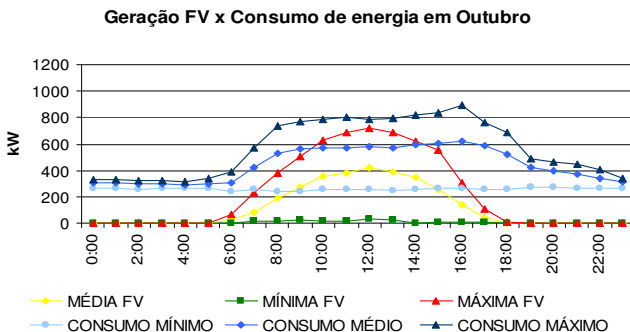


Figura 61(j). Geração fotovoltaica e consumo energético máximo, médio e mínimo em Outubro.

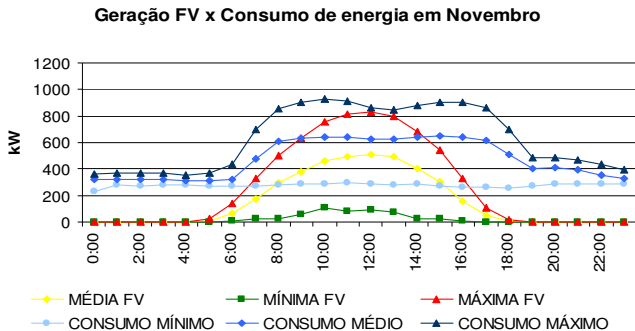


Figura 61(k). Geração fotovoltaica e consumo energético máximo, médio e mínimo em Novembro.

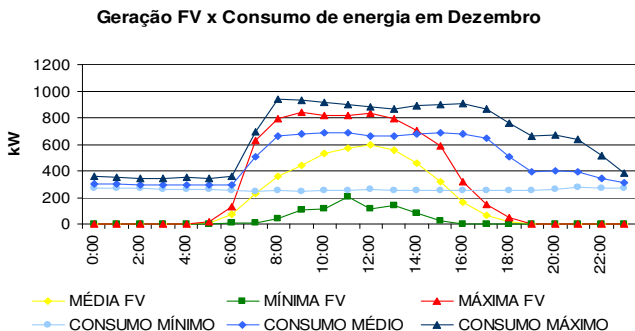


Figura 61(l). Geração fotovoltaica e consumo energético máximo, médio e mínimo em Dezembro.

Figura 61. Geração fotovoltaica e demanda máxima, média e mínima em todos os meses do ano.

Através da Figura 61, pode-se perceber que existem momentos em que a geração é superior ao consumo, ficando, em alguns casos, bastante próximo do consumo máximo. Nestes casos existe, inclusive, excedente de geração.

Esta análise demonstra que a geração fotovoltaica do sistema proposto pode efetivamente contribuir no suprimento de energia, pois as curvas são semelhantes. No entanto, esta análise não garante que a máxima geração esteja ocorrendo no dia de máximo consumo. Para isto, se faz necessária uma avaliação dia a dia.

Como uma análise dia a dia seria bastante extensa para se apresentar neste capítulo, foram escolhidos dias chaves para se fazer este estudo. Escolheram-se oito datas, sendo quatro datas para o mês de Janeiro, ou

seja, melhor situação para a geração fotovoltaica e quatro datas para o mês de Julho, pior situação para a geração fotovoltaica. Dentre as quatro datas de cada mês, duas são em dias ensolarados e duas para dias nublados. Escolheram-se dois dias para cada condição climática para se avaliar o impacto da geração em um dia útil e em um dia de final de semana.

Os dias escolhidos estão apresentados na Tabela 28. A Figura 62 e a Figura 63 apresentam os gráficos de consumo e geração energética para os meses de janeiro e julho, respectivamente.

Tabela 28. Dias escolhidos para a análise no impacto da geração fotovoltaica diante do consumo energético da Eletrosul.

MÊS	CONDIÇÃO CLIMÁTICA	DIA DA SEMANA	DATA
Janeiro	Ensolarado	Quinta-feira	25/1/2007
	Ensolarado	Domingo	14/1/2007
	Nublado	Terça-feira	23/1/2007
	Nublado	Domingo	7/1/2007
Julho	Ensolarado	Sexta-Feira	27/7/2007
	Ensolarado	Sábado	7/7/2007
	Nublado	Quinta-feira	12/7/2007
	Nublado	Domingo	1/7/2007

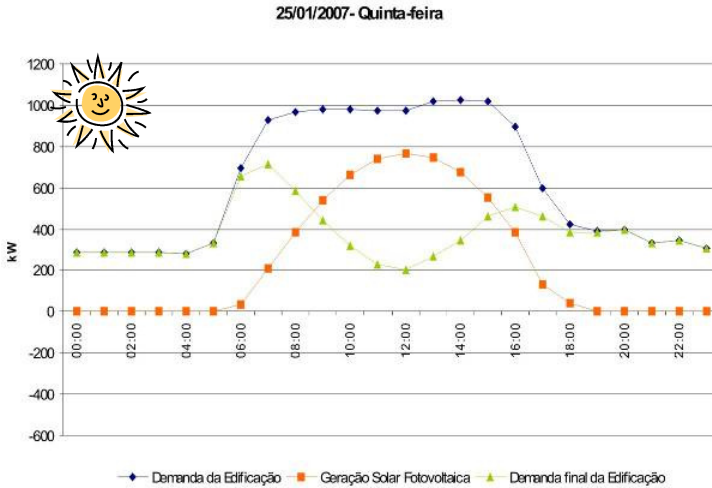


Figura 62(a). Análise da contribuição energética do sistema fotovoltaico em um dia útil e ensolarado em Janeiro.

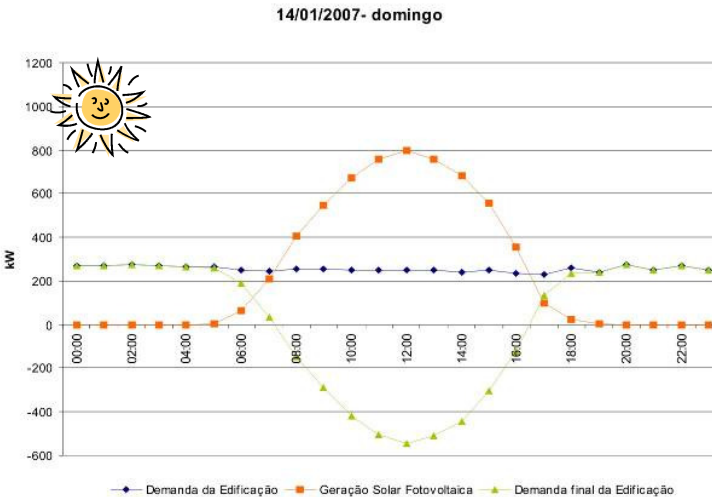


Figura 62(b). Análise da contribuição energética do sistema fotovoltaico em um dia de final de semana ensolarado em Janeiro.

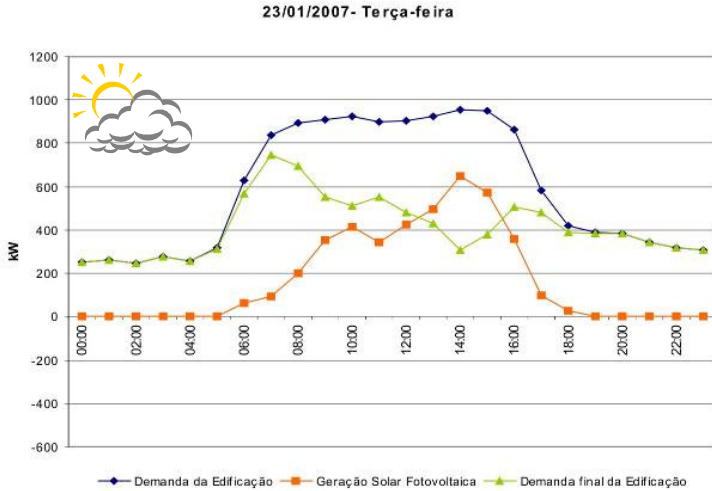


Figura 62(c). Análise da contribuição energética do sistema fotovoltaico em um dia útil e nublado em Janeiro.

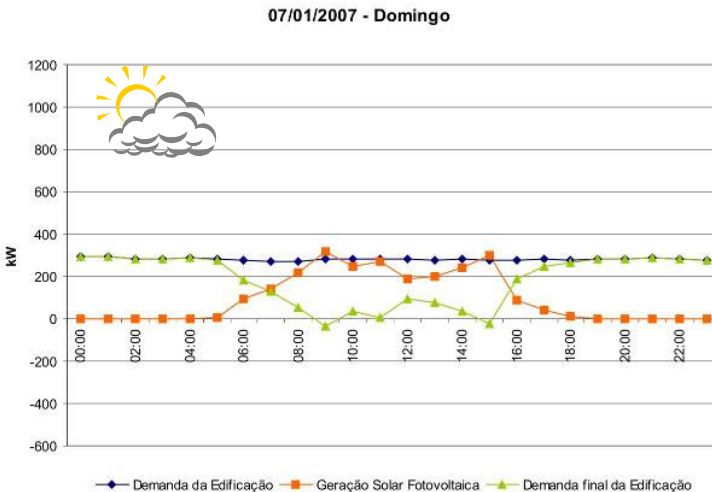


Figura 62(d). Análise da contribuição energética do sistema fotovoltaico em um dia de final de semana nublado em Janeiro.

Figura 62. Análise da contribuição energética do sistema fotovoltaico em quatro dias do mês de Janeiro.

Através da Figura 62 pode-se perceber que na quinta-feira, dia 25, a edificação teria redução e deslocamento no pico de demanda, que passaria de 1.025 kW às 14:00h para 715 kW às 07:00h. Em um domingo de janeiro com as mesmas condições climáticas, a geração fotovoltaica supriria 97% do consumo total da edificação e ainda injetaria energia na rede, num total de 3.285 kWh no período entre 08:00h e 16:00h.

Na análise de uma terça-feira nublada, percebe-se que também haveria redução e deslocamento do pico de demanda, passando de 955 kW às 14:00h para 746 kW às 07:00h. Em um domingo nublado, a contribuição fotovoltaica do dia seria de 35% do consumo diário da edificação e ainda assim, haveria momentos de energia sendo injetada na rede, chegando a 62 kWh por volta das 09:00h e às 13:00h.

Os picos de demanda matutinos existentes na Eletrosul, em dias úteis, ocorrem devido ao uso de condicionadores de ar. Estes equipamentos são acionados antes do início do expediente, a fim de que quando os funcionários comecem a trabalhar, o ambiente já esteja com temperatura interna agradável. Este pico poderia ser evitado caso houvesse ventilação noturna na edificação, a qual se encarregaria de resfriar o prédio durante a noite.

Fazendo a mesma análise para o mês de julho, pode-se perceber, pela Figura 63, que na sexta-feira, dia 27, a edificação teria redução e deslocamento no pico de demanda, que passaria de 765 kW às 10:00h para 695 kW às 17:00h. Em um domingo de julho com as mesmas condições climáticas, a geração fotovoltaica supriria 41% do consumo diário da edificação e ainda injetaria 469 kWh na rede por volta do meio dia.

Na análise de uma quinta-feira nublada, percebe-se que haveria uma pequena redução no pico de demanda, porém não haveria deslocamento do mesmo. Ele passaria de 664 kW às 16:00h para 659 kW às 16:00h. Em um domingo nublado, a contribuição fotovoltaica do dia seria de 12% do consumo da edificação, não havendo injeção de energia na rede em nenhum momento do dia.

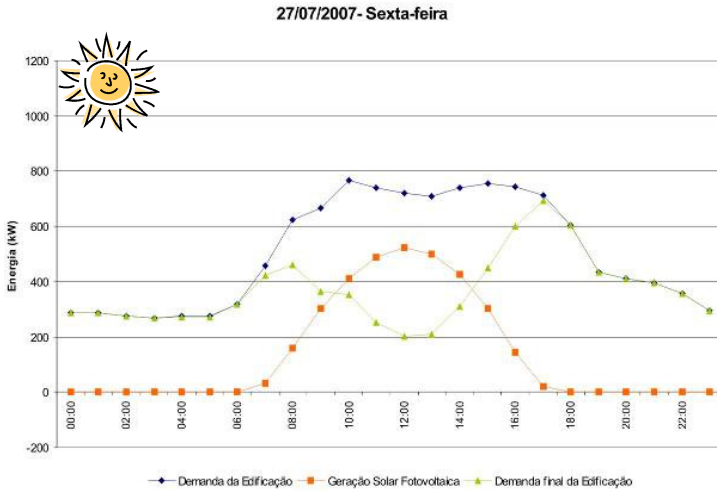


Figura 63(a). Análise da contribuição energética do sistema fotovoltaico em um dia útil e ensolarado em Julho.

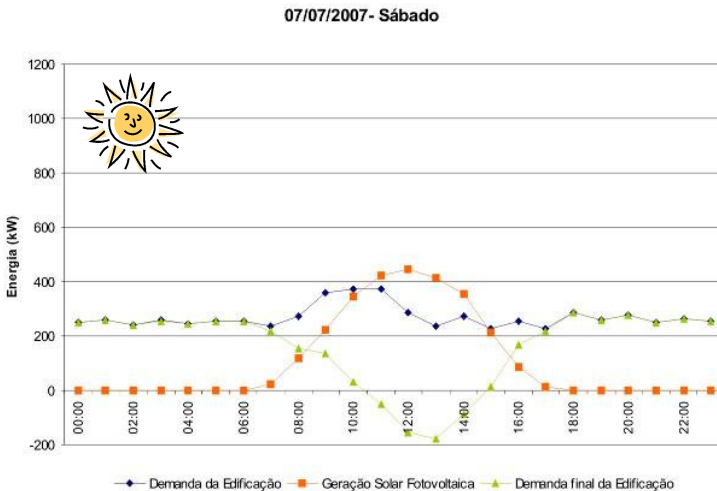


Figura 63(b). Análise da contribuição energética do sistema fotovoltaico em um dia de final de semana ensolarado em Julho.

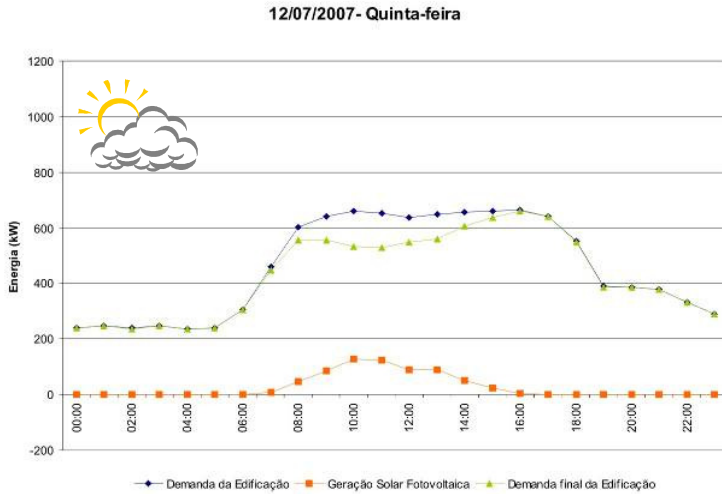


Figura 63(c). Análise da contribuição energética do sistema fotovoltaico em um dia útil e nublado em julho.

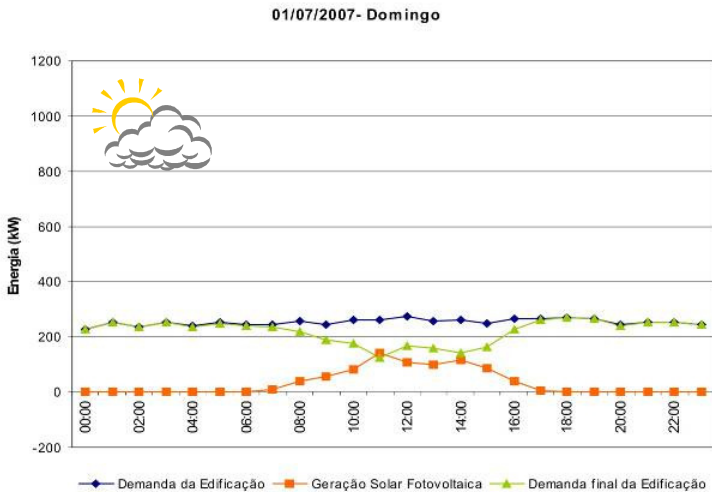


Figura 63(d). Análise da contribuição energética do sistema fotovoltaico em um dia de final de semana nublado em julho.

Figura 63. Análise da contribuição energética do sistema fotovoltaico em quatro dias do mês de julho.

4.3.2 Recontração de demanda

De acordo com a ANEEL (2002), a demanda contratada é a demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW) (ANEEL;2002).

A partir dos valores de geração fotovoltaica horária, juntamente com os dados de consumo energético horário da edificação e as contas de energia com a demanda contratada no período de janeiro a dezembro de 2007, foi possível analisar a possibilidade de recontração de demanda. Para a análise da recontração de demanda, diminuiu-se do consumo energético horário inicial, a parcela de energia gerada pelo sistema fotovoltaico hipotético de 1 MWp, obtendo-se assim, uma nova demanda final da edificação. Na Figura 64 estão apresentadas as curvas resultantes do consumo energético horário final, e a linha de demanda contratada para cada mês.

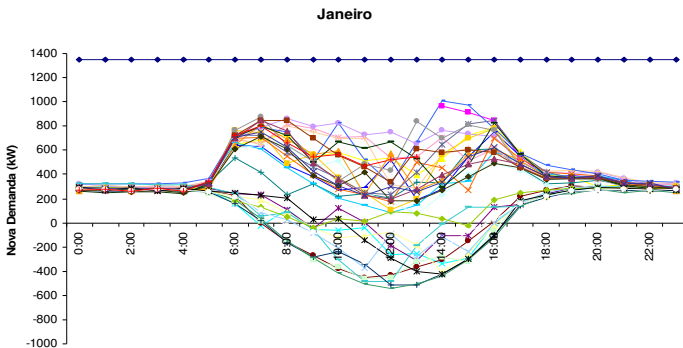


Figura 64(a). Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a participação fotovoltaica no mês de Janeiro.

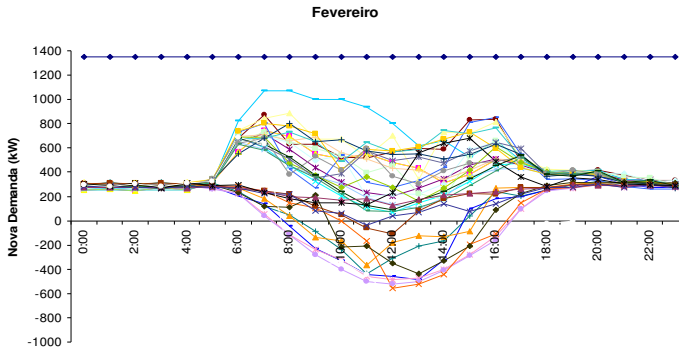


Figura 64(b). Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a participação fotovoltaica no mês de Fevereiro.

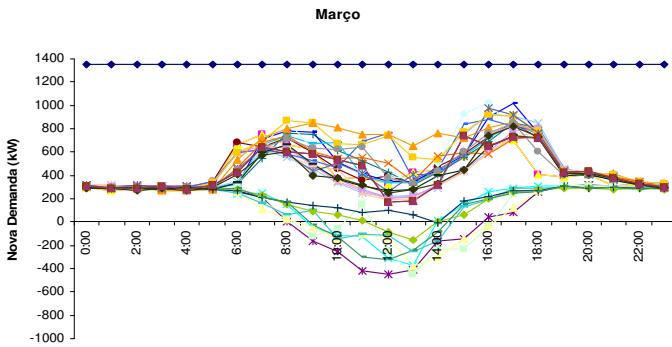


Figura 64(c). Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a participação fotovoltaica no mês de Março.

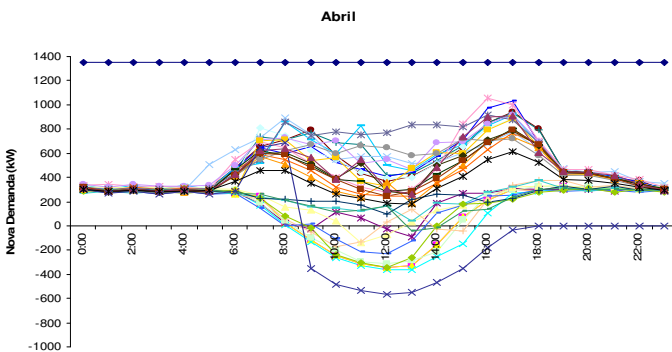


Figura 64(d). Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a participação fotovoltaica no mês de Abril.

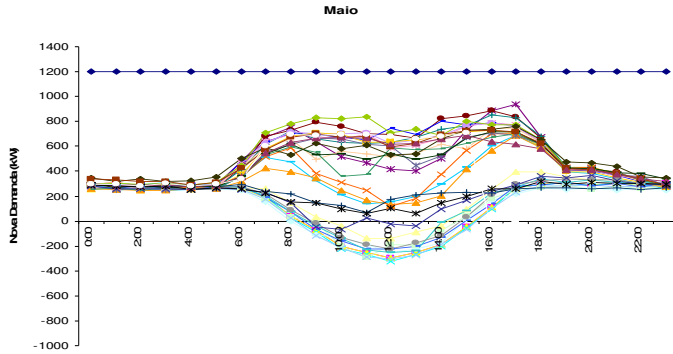


Figura 64(e). Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a participação fotovoltaica no mês de Maio.

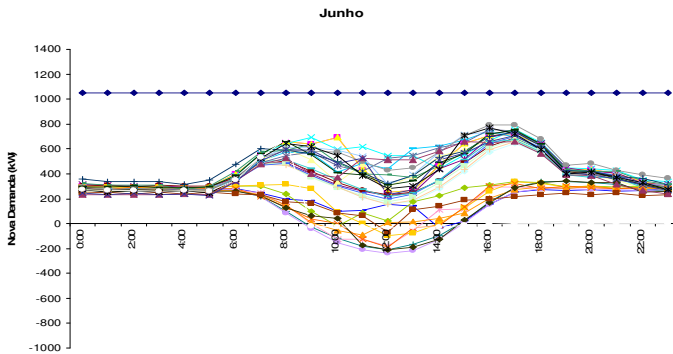


Figura 64(f). Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a participação fotovoltaica no mês de Junho.

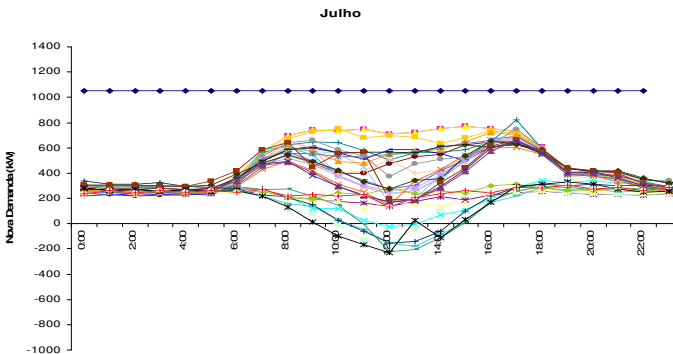


Figura 64(g). Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a participação fotovoltaica no mês de Julho.

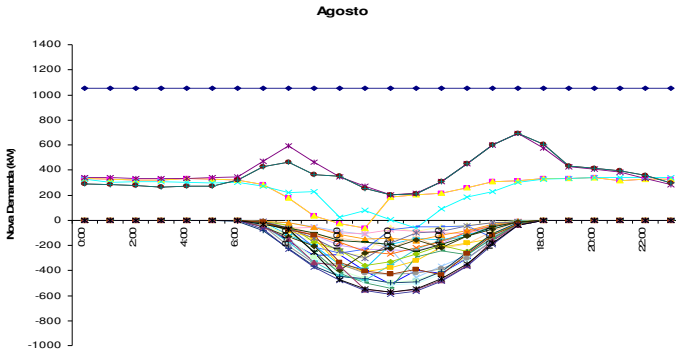


Figura 64(h). Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a participação fotovoltaica no mês de Agosto.

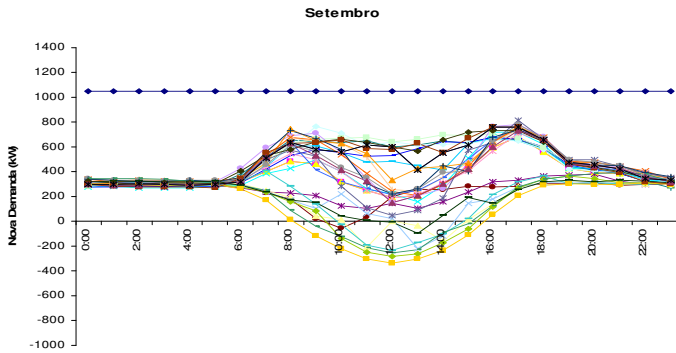


Figura 64(i). Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a participação fotovoltaica no mês de Setembro.

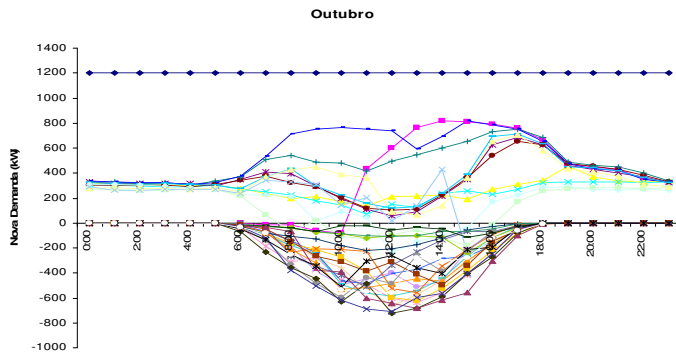


Figura 64(j). Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a participação fotovoltaica no mês de Outubro.

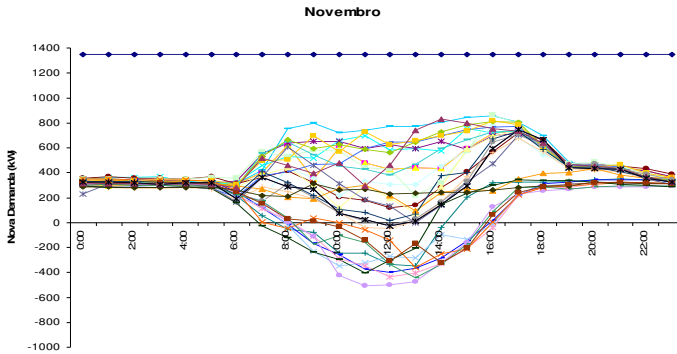


Figura 64(k). Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a participação fotovoltaica no mês de Novembro.

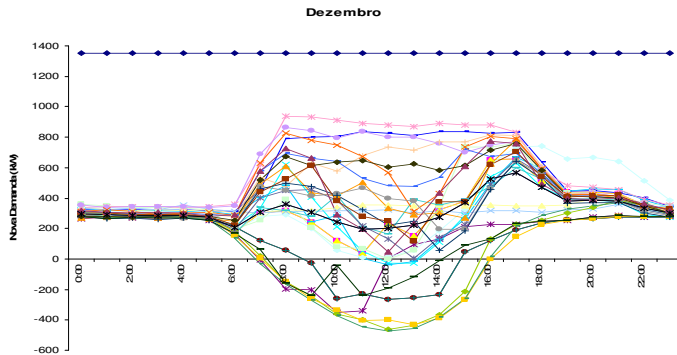


Figura 64(l). Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a participação fotovoltaica no mês de Dezembro.

Figura 64. Curvas horárias das novas demandas da edificação, considerando a geração fotovoltaica.

Através da Figura 64, pode-se perceber que a demanda contratada para o ano de 2007 seria bastante superior às demandas máximas em todos os meses do ano, caso já existisse um sistema de 1 MW_p instalado na edificação, significando, assim, um grande potencial de redução. Pode-se observar também que são poucos os dias que apresentam os maiores consumos, ficando a maioria dos dias numa linha média.

Outra observação proveniente da Figura 64 foi o aparecimento de vales no meio do dia, com quedas significativas no consumo energético,

havendo, inclusive, muitos pontos abaixo do eixo X, o que significa energia sendo injetada na rede.

A partir destas constatações, observou-se qual poderia ser a nova demanda contratada. Os valores de demanda contratada foram contrastados com os valores de demanda máxima para ambas as situações, seja sem a complementação com a geração fotovoltaica, seja com a geração do sistema de 1 MWp. Além disso, a Tabela 29 também mostra a redução no pico de demanda para cada mês.

Tabela 29. Demanda contratada pela Eletrosul em 2007, demanda da edificação sem geração fotovoltaica, demanda após a geração fotovoltaica e redução no pico de demanda (kW)

REDUÇÃO DA DEMANDA MÁXIMA COM A PARTICIPAÇÃO FOTOVOLTAICA (kW)					
MÊS	DEMANDA CONTRATADA	DEMANDA MÁXIMA SEM FV	DEMANDA MÁXIMA COM FV	REDUÇÃO	%
JAN	1350	1136,16	1007,82	128,34	11,30%
FEV	1350	1164,96	1071,93	93,03	7,99%
MAR	1350	1122,24	1029,09	93,15	8,30%
ABR	1350	1128,48	1054,61	73,87	6,55%
MAI	1200	1056	938,31	117,69	11,14%
JUN	1050	851,05	792,09	58,96	6,93%
JUL	1050	824,16	820,28	3,88	0,47%
AGO	1050	772,56	694,5	78,06	10,10%
SET	1050	969,84	810,43	159,41	16,44%
OUT	1200	895,68	816,85	78,83	8,80%
NOV	1350	932,4	863,58	68,82	7,38%
DEZ	1350	936,72	936,7	0,02	0,00%

A Tabela 29 demonstrou que em todos os meses, com exceção do mês de dezembro, haveria redução no pico de demanda, chegando a reduzir 159,41 kW ou 16%, no mês de setembro. A Tabela 29 também mostrou que a demanda contratada pela empresa para o ano de 2007 estaria superestimada para todos os meses, caso houvesse a participação fotovoltaica.

Admitindo-se que as demandas mensais fossem as mesmas para os próximos anos e sabendo-se que a tolerância de ultrapassagem da demanda é de 10%, a demanda contratada não deve ser superior a $D_{\text{máx}}/1,1$ (PROCEL;2001).

Portanto, com um gerador de 1 MWp instalado em sua edificação, a Eletrosul poderia modificar seu contrato de demanda conforme apresenta Tabela 30.

Tabela 30. Novo contrato de demanda para a Eletrosul.

NOVO CONTRATO DE DEMANDA PARA A ELETROSUL (kW)			
MÊS	DEMANDA MÁXIMA COM FV	$D_{\text{máx}}/1,1$	NOVA DEMANDA CONTRATADA
JAN	1007,82	916	1000
FEV	1071,93	974	1000
MAR	1029,09	936	1000
ABR	1054,61	959	1000
MAI	938,31	853	900
JUN	792,09	720	800
JUL	820,28	746	800
AGO	694,5	631	700
SET	810,43	737	800
OUT	816,85	743	800
NOV	863,58	785	800
DEZ	936,7	852	900

Neste caso, além de já obter os benefícios econômicos na simples redução de consumo mensal, a Eletrosul ainda estaria reduzindo seus custos mensais na demanda contratada. A Tabela 30 apresentou valores seguros, os quais dificilmente seriam ultrapassados pela demanda usual da Eletrosul. No entanto, como já se constatou que são poucos os dias em cada mês que realmente precisam desta demanda máxima elevada, poder-se-ia optar por um valor contratado abaixo das máximas demandas calculadas com a participação fotovoltaica. Desta forma, a

maioria dos dias seria suprida tranquilamente com esta demanda contratada inferior e nos dias em que não fosse suficiente, a empresa pagaria o valor de ultrapassagem de demanda, ou poderia até adotar medidas de priorização de cargas para evitar a ultrapassagem de demanda.

4.3.3 Contribuição da geração fotovoltaica na redução da curva de carga do alimentador TDE-07

O edifício sede da Eletrosul está inserido na rede de distribuição de energia elétrica da cidade de Florianópolis – SC, sendo abastecido pelo alimentador TDE-07, derivado da subestação TDE (Trindade).

A Figura 65 mostra o alimentador TDE-07 seguindo as ruas do bairro onde se encontra a edificação. Com característica de espinha de peixe, o alimentador apresenta a linha principal com várias ramificações. Os pontos representam os transformadores.

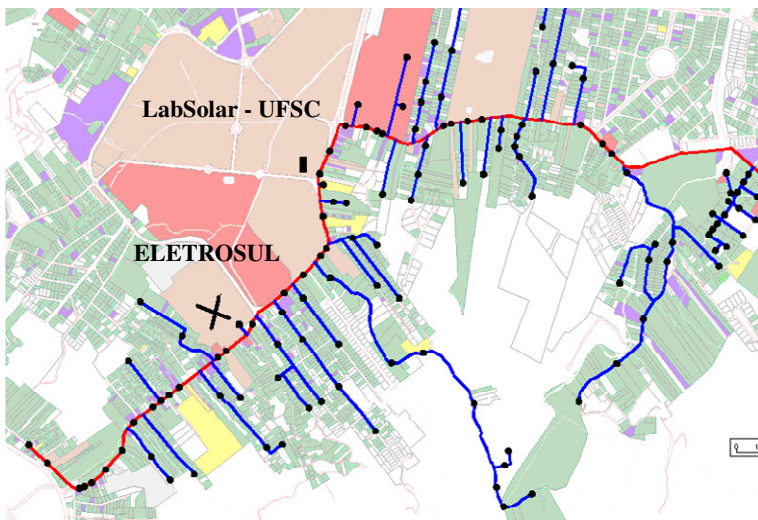


Figura 65. Estrutura do Alimentador TDE-07 ao longo das ruas do bairro onde está localizado o edifício sede da Eletrosul (BRAUN e RUTHER;2010).

Com base nos dados fornecidos pela CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina foi possível analisar o consumo energético do alimentador em questão, ao longo do dia, para o ano de 2007. A Figura 66 apresenta o perfil de consumo do alimentador TDE-07.

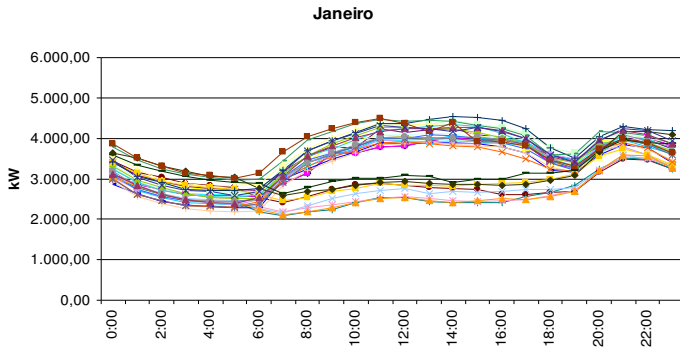


Figura 66(a). Perfil de demanda do alimentador TDE-07, em todos os dias de Janeiro de 2007.

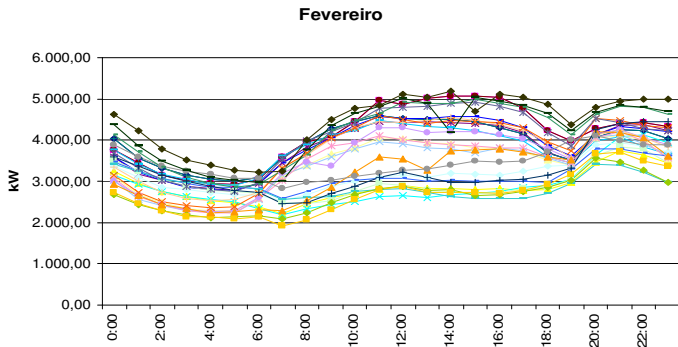


Figura 66(b). Perfil de demanda do alimentador TDE-07, em todos os dias de Fevereiro de 2007.

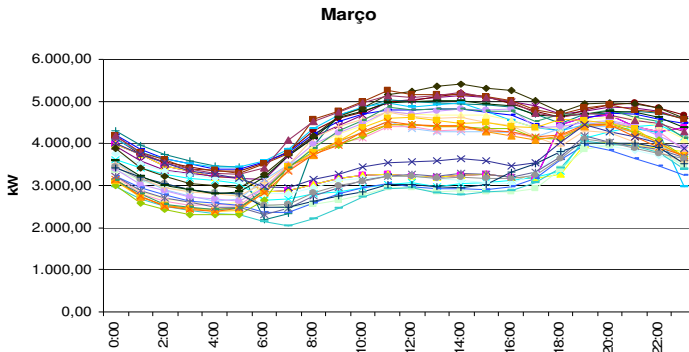


Figura 66(c). Perfil de demanda do alimentador TDE-07, em todos os dias de Março de 2007.

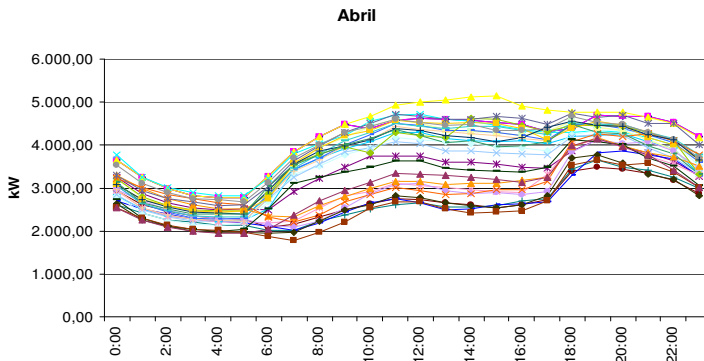


Figura 66(d). Perfil de demanda do alimentador TDE-07, em todos os dias de Abril de 2007.

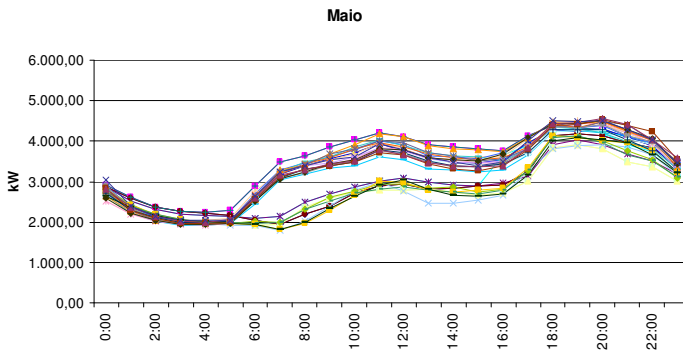


Figura 66(e). Perfil de demanda do alimentador TDE-07, em todos os dias de Maio de 2007.

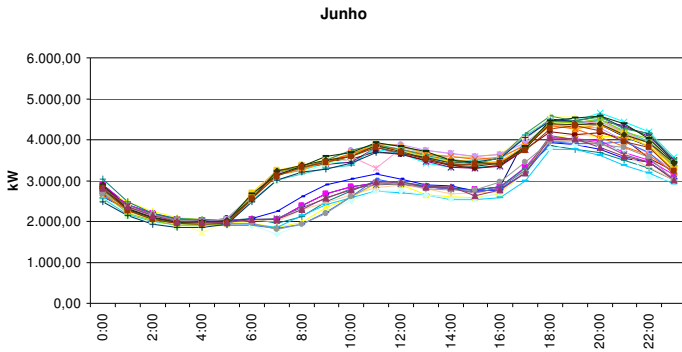


Figura 66(f). Perfil de demanda do alimentador TDE-07, em todos os dias de Junho de 2007.

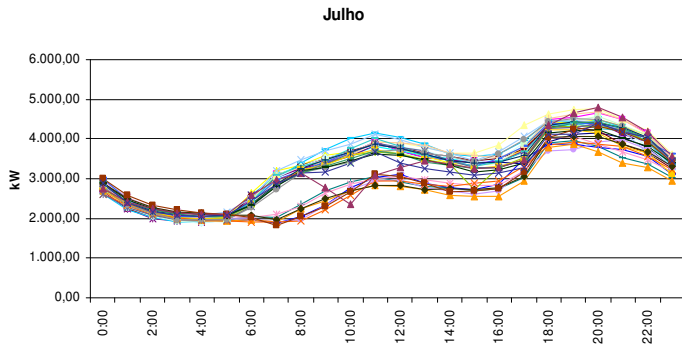


Figura 66(g). Perfil de demanda do alimentador TDE-07, em todos os dias de Julho de 2007.

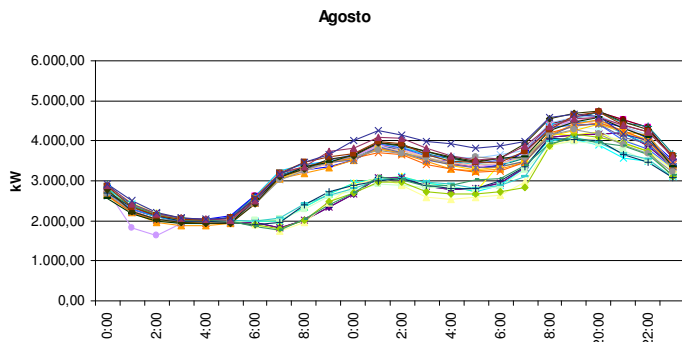


Figura 66(h). Perfil de demanda do alimentador TDE-07, em todos os dias de Agosto de 2007.

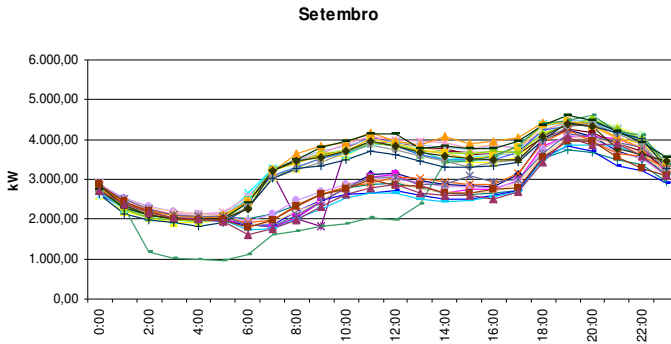


Figura 66(i). Perfil de demanda do alimentador TDE-07, em todos os dias de Setembro de 2007.

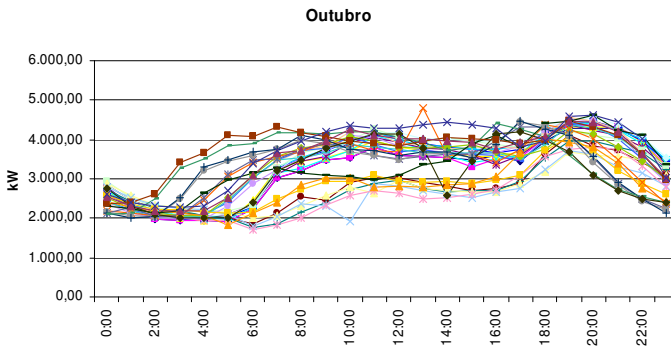


Figura 66(j). Perfil de demanda do alimentador TDE-07, em todos os dias de Outubro de 2007.

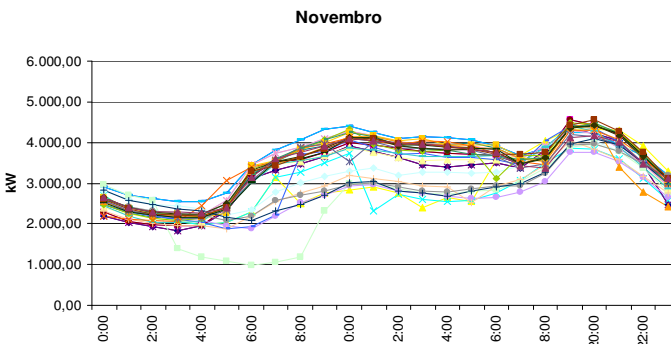


Figura 66(k). Perfil de demanda do alimentador TDE-07, em todos os dias de Novembro de 2007.

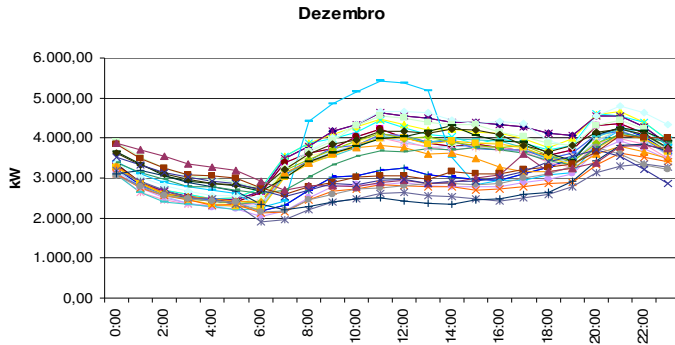


Figura 66(l). Perfil de demanda do alimentador TDE-07, em todos os dias de Dezembro de 2007.

Figura 66. Perfil de demanda do alimentador TDE-07 em todos os dias do ano de 2007.

O consumo energético do alimentador TDE-07 apresenta-se bem distribuído ao longo do dia, com alguns picos expressivos entre 10:00 e 14:00 horas. Porém, a média de consumo horária mensal demonstrou que o maior consumo ocorre, para todos os meses, por volta das 21:00 horas. O alto consumo energético no período noturno deve-se, principalmente, ao uso de chuveiros elétricos.

Comparando-se o consumo deste alimentador com o consumo da Eletrosul, tem-se que a Eletrosul representa 14% do consumo total do alimentador. A Tabela 31 apresenta os percentuais mensais.

Tabela 31. Relação entre o consumo energético da Eletrosul e o consumo energético do TDE-07.

CONSUMO ENERGÉTICO (kWh)			
MÊS	ELETROSUL	TDE-07	%
JAN	367.050,00	2.484.777,45	14,77%
FEV	355.765,00	2.369.434,67	15,01%
MAR	359.143,00	2.804.203,90	12,81%
ABR	346.844,00	2.471.308,99	14,03%
MAI	333.758,00	2.364.082,18	14,12%
JUN	319.737,00	2.226.475,59	14,36%
JUL	320.098,00	2.348.280,86	13,63%
AGO	324.531,00	2.353.907,76	13,79%
SET	343.321,44	2.237.831,80	15,34%
OUT	299.896,20	2.413.599,21	12,43%
NOV	342.113,88	2.351.322,81	14,55%
DEZ	341.120,64	2.493.234,19	13,68%
ANO	4.053.378,16	28.918.459,41	14,02%

Em relação à geração fotovoltaica, comparou-se a geração do sistema de 1 MWp diante do consumo total do alimentador na Tabela 32.

Tabela 32. Contribuição da geração fotovoltaica no consumo de energia do TDE-07 (kWh/mês)

CONTRIBUIÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CONSUMO DE ENERGIA DO TDE-07 (kWh/mês)			
MÊS	CONSUMO ENERGÉTICO	GERAÇÃO ENERGÉTICA	PERCENTUAL DE CONTRIBUIÇÃO
JAN	2.484.777,45	137.416	5,53%
FEV	2.369.434,67	134.182	5,66%
MAR	2.804.203,90	120.599	4,30%
ABR	2.475.363,89	100.034	4,04%
MAI	2.351.527,13	85.357	3,63%
JUN	2.226.475,59	63.051	2,83%
JUL	2.348.280,86	64.003	2,73%
AGO	2.353.907,76	84.936	3,61%
SET	2.237.652,06	91.108	4,07%
OUT	2.413.599,21	107.420	4,45%
NOV	2.345.527,74	137.847	5,88%
DEZ	2.500.811,29	144.833	5,79%
ANO	28.911.561,55	1.270.786,00	4,40%

Através da Tabela 32, pode-se perceber que este sistema poderia suprir cerca de 5% do consumo anual do alimentador. A Figura 67 apresenta os valores de consumo energético e geração fotovoltaica em forma de gráfico.

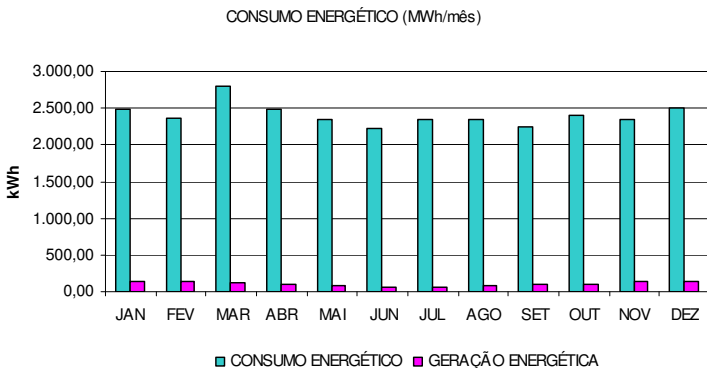


Figura 67. Participação da geração fotovoltaica de um gerador hipotético de 1 MWp diante do consumo energético do alimentador TDE-07.

O mês de novembro apresentou contribuição máxima, chegando a suprir 5,88% do consumo mensal. Esta porcentagem, mesmo que pequena, é significativa quando se trata de diminuir a demanda de um alimentador num horário de pico.

A etapa seguinte foi verificar a interferência da geração fotovoltaica no consumo horário do alimentador TDE-07. A Figura 68 apresenta o perfil de consumo resultante, após a inserção dos valores de geração fotovoltaica pelo sistema de 1 MWp.

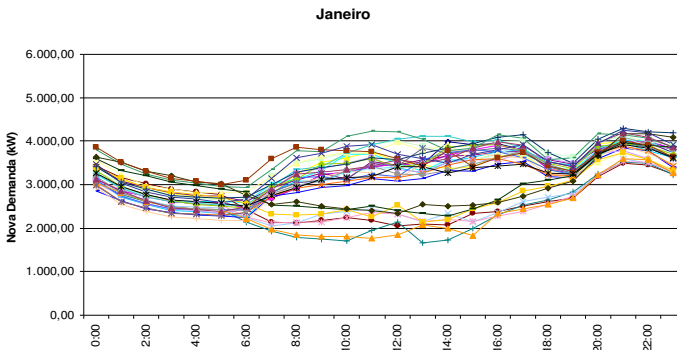


Figura 68(a). Novo perfil de demanda do alimentador TDE-07, com a participação da geração fotovoltaica, em todos os dias de Janeiro de 2007.

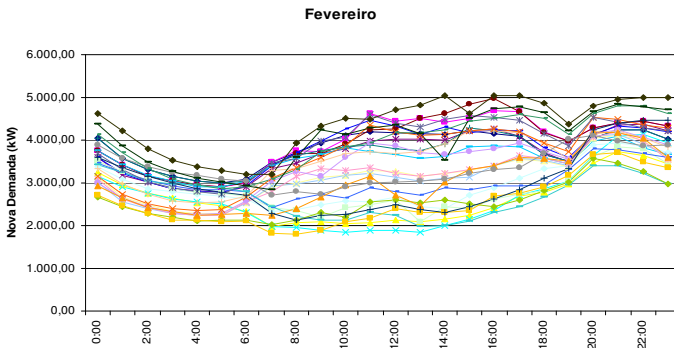


Figura 68(b). Novo perfil de demanda do alimentador TDE-07, com a participação da geração fotovoltaica, em todos os dias de Fevereiro de 2007.

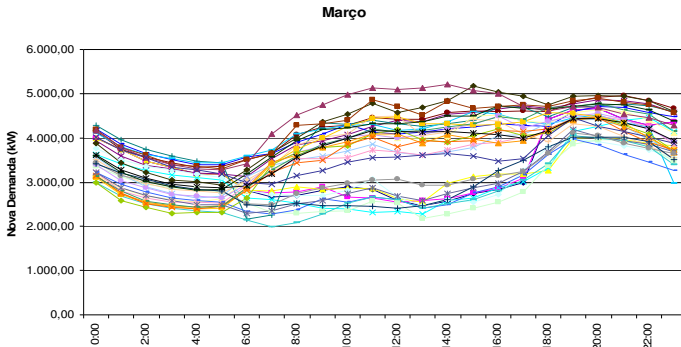


Figura 68(c). Novo perfil de demanda do alimentador TDE-07, com a participação da geração fotovoltaica, em todos os dias de Março de 2007.

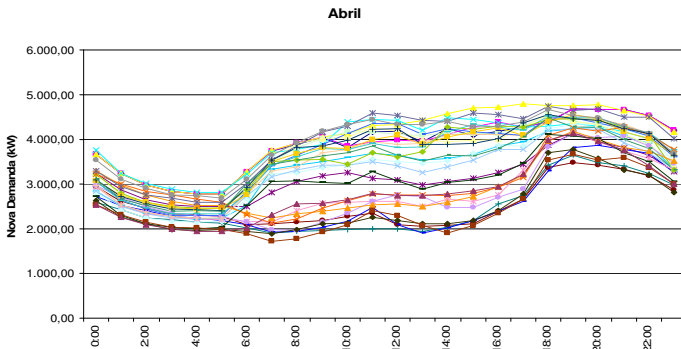


Figura 68(d). Novo perfil de demanda do alimentador TDE-07, com a participação da geração fotovoltaica, em todos os dias de Abril de 2007.

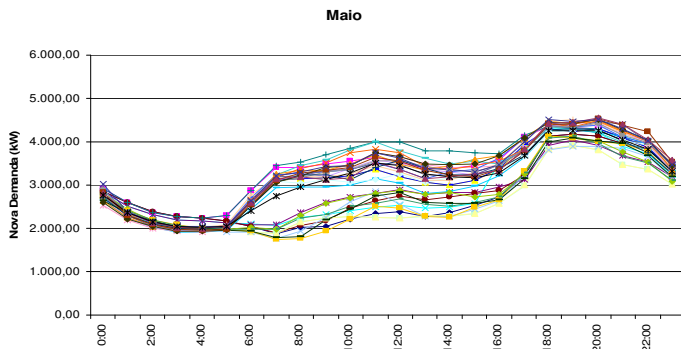


Figura 68(e). Novo perfil de demanda do alimentador TDE-07, com a participação da geração fotovoltaica, em todos os dias de Maio de 2007.

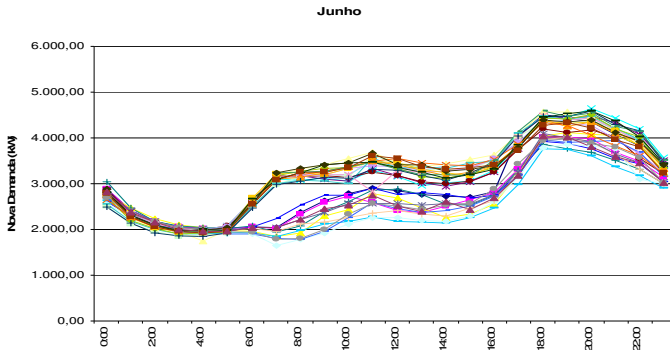


Figura 68(f). Novo perfil de demanda do alimentador TDE-07, com a participação da geração fotovoltaica, em todos os dias de Junho de 2007.

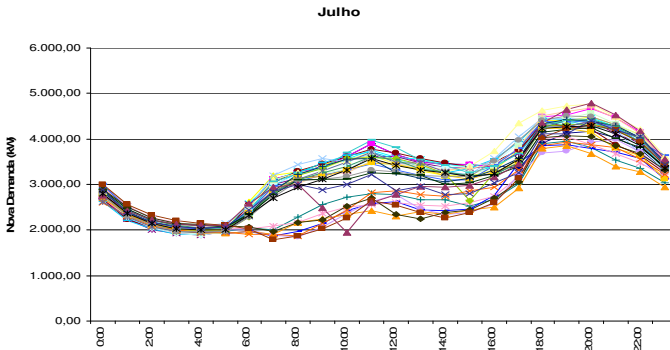


Figura 68(g). Novo perfil de demanda do alimentador TDE-07, com a participação da geração fotovoltaica, em todos os dias de Julho de 2007.

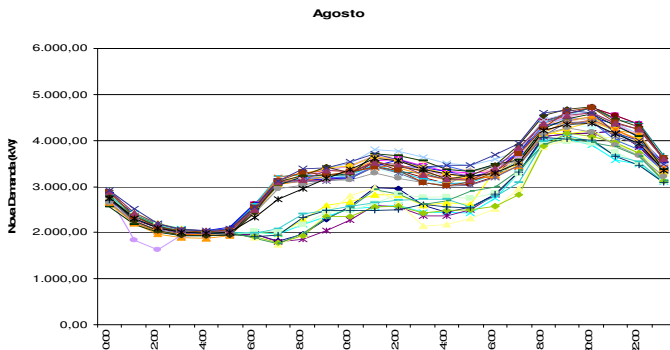


Figura 68(h). Novo perfil de demanda do alimentador TDE-07, com a participação da geração fotovoltaica, em todos os dias de Agosto de 2007.

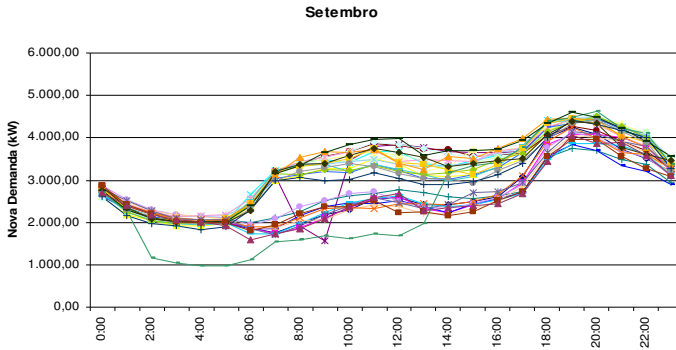


Figura 68(i). Novo perfil de demanda do alimentador TDE-07, com a participação da geração fotovoltaica, em todos os dias de Setembro de 2007.

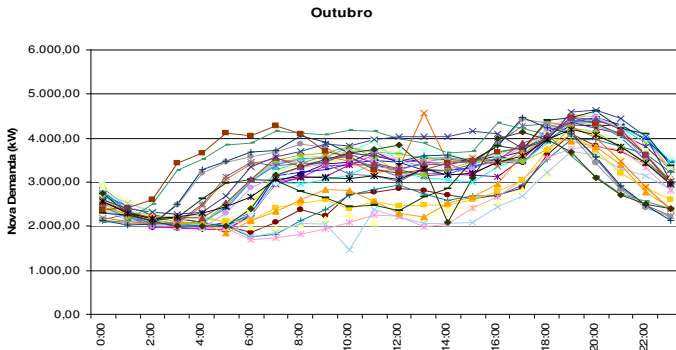


Figura 68(j). Novo perfil de demanda do alimentador TDE-07, com a participação da geração fotovoltaica, em todos os dias de Outubro de 2007.

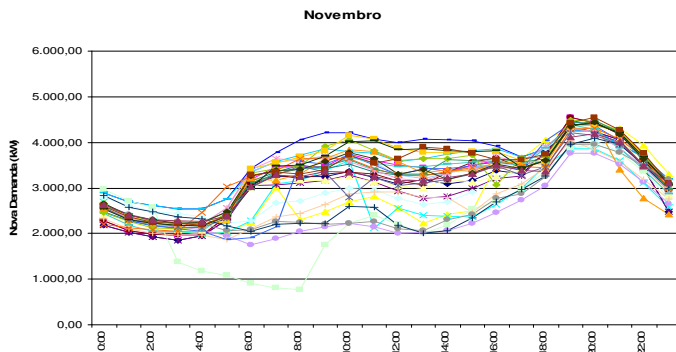


Figura 68(k). Novo perfil de demanda do alimentador TDE-07, com a participação da geração fotovoltaica, em todos os dias de Novembro de 2007.

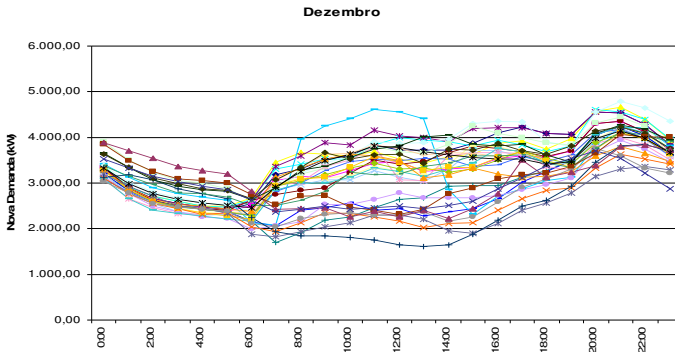


Figura 68(l). Novo perfil de demanda do alimentador TDE-07, com a participação da geração fotovoltaica, em todos os dias de Dezembro de 2007.

Figura 68. Novo perfil de consumo do alimentador TDE-07, considerando a participação da geração fotovoltaica.

Através da Figura 68, localizaram-se os picos de demanda diurnos e seus horários. Estes valores foram então comparados com os picos de demanda sem a participação fotovoltaica, obtidos através da Figura 66. O resultado destas comparações está apresentado na Tabela 33.

Tabela 33. Comparação do pico de demanda do alimentador TDE-07 sem a participação fotovoltaica e com a participação fotovoltaica de um gerador hipotético de 1 MWp.

PICOS DE DEMANDA DIURNOS							
MÊS	SEM FV		COM FV		REDUÇÃO		DESLOCAMENTO
	HORA	kW	HORA	kW	≠ kW	%	
JAN	11:00	4501	11:00	4225	276	6,13%	não
FEV	14:00	5177	14:00	5054	123	2,38%	não
MAR	14:00	5400	11:00	5134	266	4,93%	sim
ABR	15:00	5136	11:00	4587	549	10,69%	sim
MAI	11:00	4189	11:00	3998	191	4,56%	não
JUN	11:00	3923	11:00	3600	323	8,23%	não
JUL	11:00	4005	11:00	3963	42	1,05%	não
AGO	11:00	4258	11:00	3711	547	12,85%	não
SET	11:00	4178	12:00	3986	192	4,60%	sim
OUT	13:00	4809	13:00	4576	233	4,85%	não
NOV	10:00	4410	09:00	4216	194	4,40%	sim
DEZ	11:00	5417	11:00	4605	812	14,99%	não

A Tabela 33 demonstrou que em todos os meses houve redução no pico de demanda diurno, variando de 1% ou 42 kW no mês de julho até 15% ou 812 kW no mês de dezembro. Estes dados confirmam o grande potencial da geração fotovoltaica para aliviar picos diurnos, frequentes em centros urbanos. A Tabela 33 também apresenta o horário de pico com e sem a geração fotovoltaica. Pode-se perceber que em apenas quatro meses houve o deslocamento do pico de demanda. Nos demais, o pico ocorreria no mesmo horário, independente da participação fotovoltaica. Ou seja, é válida a afirmação de que o sistema poderia aliviar a sobrecarga do alimentador, mas não é possível garantir que o pico seria deslocado.

5. CONCLUSÕES

A partir do estudo proposto, foi possível analisar a viabilidade e os possíveis efeitos da inserção de um gerador de energia solar fotovoltaico de grande porte, da ordem de 1MW de potência instalada, dentro de uma área urbana e integrado a uma edificação.

Diferentemente de um gerador de energia baseado em combustíveis fósseis, o gerador fotovoltaico pode estar inserido no meio urbano, pois gera energia limpa de forma silenciosa e não poluente, inclusive de forma integrada à arquitetura. Adicionalmente, pelo fato de estar inserido no contexto de quem utiliza energia, as perdas por transmissão e distribuição são muito menores e desprezíveis, quando comparadas à energia que vem de geradores centralizados e distantes dos centros de consumo. Esta integração arquitetônica é um desafio para a nova geração de edifícios, pois os sistemas fotovoltaicos possuem potencial para tornarem-se uma moderna unidade da edificação, tanto nos telhados quanto nas fachadas. Um estudo que venha demonstrar os resultados da inserção de um gerador fotovoltaico de grande porte na malha urbana é fundamental para que se possa avaliar as possíveis vantagens e desvantagens que tal sistema poderia ocasionar.

Portando, foi objetivo principal desta dissertação estudar os requisitos e consequências da inserção de um gerador fotovoltaico de grande porte integrado a uma edificação no meio urbano e conectado à rede elétrica pública. Dentre os objetivos específicos, buscou-se caracterizar a edificação da Eletrosul, objeto de estudo deste trabalho, tanto do ponto de vista energético (consumo e demanda) quanto do ponto de vista arquitetônico, avaliando as áreas possíveis para a instalação de módulos fotovoltaicos. O segundo objetivo específico foi propor sistemas fotovoltaicos que atingissem no mínimo 1 MWp, utilizando diferentes tecnologias de módulos. O terceiro foi avaliar os impactos deste gerador de grande porte no meio em que está inserido, tanto para a própria edificação, quanto para a rede de distribuição que a abastece.

Pode-se perceber que o consumo da Eletrosul caracteriza-se por possuir um pico de demanda diurno, ou seja, seu maior consumo ocorre durante o dia. Desta forma, a integração de um gerador solar fotovoltaico, cuja geração se dá durante as horas de sol, se torna interessante pela concomitância entre geração e consumo. Em relação ao consumo anual, pode-se perceber que o consumo médio diário foi maior durante os meses de verão do que durante os meses de inverno, com uma queda significativa somente para o mês de agosto. Esta sazonalidade também

se mostra positiva para a geração fotovoltaica, pois nos meses de maior consumo de energia, a geração solar fotovoltaica também é maior.

O Edifício Sede da Eletrosul localiza-se em um bairro de uso misto, na região insular de Florianópolis possuindo cerca de 8.100 m² de área de cobertura, ou seja, uma grande área construída. Porém, a área de telhas metálicas é de 5.026 m², sendo esta a área de cobertura utilizada para a integração fotovoltaica. Além da área de cobertura, a Eletrosul conta com um amplo estacionamento descoberto. Considerando a possibilidade de criar coberturas para os veículos, a área disponível para a integração de módulos fotovoltaicos aumentou significativamente, totalizando 8.942 m².

Com base na área disponível e na forma de integração arquitetônica, foi possível quantificar o número de módulos de cada tecnologia que poderia ser empregado e, conseqüentemente, o potencial fotovoltaico instalado.

De um modo geral, pode-se dizer que os módulos de silício amorfo foram utilizados nos estacionamentos e os módulos de silício cristalino, na cobertura da Eletrosul. Suas aplicações foram determinadas de acordo com suas características individuais. Por exemplo, o módulo PVL 136W, de silício amorfo, é flexível, adaptando-se perfeitamente em superfícies curvas. Já os demais são rígidos, ficando melhor integrados a superfícies planas.

Na cobertura foram utilizados apenas módulos rígidos com moldura de silício cristalino, tanto mono quanto policristalino. Escolheram-se estas opções por serem as mais eficientes, proporcionando um maior potencial instalado na edificação. O potencial instalado na cobertura ficou entre 680 e 777kWp, dependendo do módulo adotado. A instalação foi proposta com módulos inclinados a 2°, com orientação igual à orientação da telha metálica em que eles se encontram, privilegiando-se a questão estética, sem, no entanto, comprometer de forma significativa a geração fotovoltaica.

O edifício da Eletrosul possui uma ampla área utilizada para estacionamentos em seu entorno. De acordo com suas dimensões, os estacionamentos foram classificados em pequenos (P1 a P3) e grandes (G1 a G8) e receberam diferentes propostas de coberturas.

Nos estacionamentos menores (P1 a P3), optou-se por uma estrutura metálica leve, coberta por uma superfície metálica curva, na qual módulos flexíveis de silício amorfo foram integrados com inclinação média de 6°. Cada cobertura, com cerca de 230 m², poderia receber um sistema de 11,97 kWp, totalizando 35,9 kWp com os três sistemas.

Para os estacionamentos maiores, foram criadas coberturas também metálicas, porém planas, com chapas inclinadas a 10° para o centro. A área de cada cobertura varia de 360 a 408m², cobrindo cerca de 20 veículos. Nestas coberturas foram utilizados módulos de silício amorfo rígidos, com e sem moldura. A potência instalada nos oito estacionamentos poderia variar de 196 kWp a 220,4 kWp, dependendo do módulo escolhido.

A partir do potencial fotovoltaico de cada cobertura, foi possível criar quatro cenários, dependendo da composição escolhida (tipo de módulo na cobertura, nos estacionamentos menores e nos estacionamentos maiores). O potencial instalado na Eletrosul poderia variar de 912,7 kWp até 1033,9 kWp. O cenário que mais se aproximou da meta foi o Cenário 3, com 1,009 MWp e, portanto, foi o cenário utilizado nos cálculos de geração energética.

Como as coberturas possuem orientações e inclinações diferentes, primeiramente quantificaram-se quais apresentavam as mesmas características e qual o potencial fotovoltaico instalado em cada situação. Os valores de irradiação utilizados nos cálculos correspondem à exata orientação e inclinação de cada módulo.

Como os estacionamentos apresentaram alguns momentos de sombra durante o dia para os meses analisados, estes valores de irradiação precisaram ser reconsiderados, levando-se em conta as perdas por sombreamento. Pode-se perceber que a orientação que mais recebe sombreamento ao longo das horas é a sudoeste, chegando a 22% em junho. Já a orientação mais ensolarada é a sudeste, apresentando sombras nulas em setembro e dezembro e apenas 1% e 2% em março e junho, respectivamente. A partir das análises, puderam-se estimar as perdas nos níveis de irradiação solar que chegariam às coberturas devido ao sombreamento. Tais perdas variaram de 3% nas coberturas voltadas a sudoeste e inclinadas a 10° no mês de junho à 17% nas coberturas voltadas a sudoeste e inclinadas a 6°. Para a obtenção dos novos valores de irradiação solar diária média, descontou-se o percentual de perdas de irradiação solar, devido ao sombreamento que foi verificado nos quatro meses analisados, do total de irradiação solar de cada mês de mesma estação do ano. Desta forma, o valor calculado ficou bastante próximo da realidade.

A geração fotovoltaica do sistema proposto pelo Cenário 3 seria de cerca de 1,25 GWh por ano, suficiente para suprir 31% do consumo anual da Eletrosul. A geração seria máxima no mês de dezembro, com 141,7 MWh/mês, representando 42% do consumo energético do

mesmo. Esta energia poderia suprir o consumo de 567 residências (considerando um consumo médio de 250 kWh/mês por residência).

A fim de aprofundar esta análise de contribuição energética, o passo seguinte foi comparar a geração horária com o consumo horário. A geração máxima ocorreu nos meses de Janeiro, Novembro e Dezembro, chegando a picos de geração de 800 kW por volta do meio dia. Já nos meses que apresentaram menores valores máximos, ou seja, Junho e Julho, o pico de geração ao meio dia foi de cerca de 500 kW.

A fim de se obter uma comparação mais próxima da realidade, foram escolhidos oito dias chaves, quatro em janeiro e quatro em julho, para se avaliar o impacto horário da geração fotovoltaica na demanda de energia. Para o mês de janeiro, pode-se perceber que num dia útil e ensolarado, a edificação teria uma redução e deslocamento no pico de demanda, que passaria de 1.025 kW às 14:00h para 715 kW às 07:00h. Em um domingo do mesmo mês, com as mesmas condições climáticas, a geração fotovoltaica supriria 97% do consumo total da edificação e ainda injetaria energia na rede. Na análise de um dia útil nublado, percebeu-se que também haveria redução e deslocamento do pico de demanda, passando de 955 kW às 14:00h para 746 kW às 07:00h. Em um domingo nublado, a contribuição fotovoltaica do dia seria de 35% do consumo da edificação e ainda assim, haveria injeção de energia na rede por volta do meio dia.

Fazendo a mesma análise para o mês de julho, pode-se perceber que num dia útil ensolarado, a edificação teria redução e deslocamento no pico de demanda, que passaria de 765 kW às 10:00h para 695 kW às 17:00h. Em um domingo de julho com as mesmas condições climáticas, a geração fotovoltaica supriria 41% do consumo total da edificação e ainda injetaria energia na rede por volta das 11:00h. Na análise de um dia útil nublado, percebeu-se que haveria uma pequena redução no pico de demanda, porém não haveria deslocamento do mesmo. Ele passaria de 664 kW às 16:00h para 659 kW às 16:00h. Em um domingo nublado, a contribuição fotovoltaica do dia seria de 12% do consumo da edificação, não havendo injeção de energia na rede em nenhum momento.

A partir dos valores de geração fotovoltaica horária, juntamente com os dados de consumo energético horário da edificação e as contas de energia com a demanda contratada no período de janeiro a dezembro de 2007, foi possível analisar a possibilidade de reconstrução de demanda. Para esta análise, diminuiu-se do consumo energético horário inicial, a parcela de energia gerada pelo sistema fotovoltaico, obtendo-se assim, uma nova demanda final da edificação. Pode-se perceber que a demanda

contratada para o ano de 2007 seria bastante superior as demandas máximas em todos os meses do ano, caso já existisse um sistema de 1 MWp instalado na edificação, significando, assim, um considerável potencial de redução. Pode-se observar também que são poucos os dias que apresentaram os maiores consumos, ficando a maioria dos dias numa linha média. Além disso, em todos os meses, haveria excedente de energia, ou seja, haveria energia sendo injetada na rede.

Os valores de demanda contratada foram contrastados com os valores de demanda máxima para ambas as situações, seja sem a complementação com a geração fotovoltaica, seja com a geração do sistema de 1 MWp. Em todos os meses, com exceção do mês de dezembro, haveria redução no pico de demanda, chegando a reduzir 159,41 kW ou 16%, no mês de setembro. A demanda contratada pela empresa para o ano de 2007 estaria superestimada para todos os meses, caso houvesse a participação fotovoltaica. Portanto, com um gerador de 1 MWp instalado em sua edificação, a Eletrosul poderia modificar seu contrato de demanda. Neste caso, além de já obter os benefícios econômicos na simples redução de consumo mensal, a Eletrosul ainda estaria reduzindo seus custos mensais na demanda contratada.

O presente estudo apresentou valores seguros para a recontração de demanda, os quais dificilmente seriam ultrapassados pela demanda usual da Eletrosul. No entanto, como já se constatou que são poucos os dias em cada mês que realmente precisam desta demanda máxima elevada, poder-se-ia optar por um valor contratado abaixo das máximas demandas calculadas com a participação fotovoltaica. Desta forma, a maioria dos dias seria suprida tranquilamente com esta demanda contratada inferior e nos dias em que não fosse suficiente, a empresa pagaria o valor de ultrapassagem de demanda.

Por fim, analisou-se o impacto da energia gerada pela Eletrosul caso esta energia fosse totalmente entregue à rede. O edifício sede da Eletrosul está inserido na rede de distribuição de energia elétrica da cidade de Florianópolis – SC, sendo abastecido pelo alimentador TDE-07, derivado da subestação TDE (Trindade).

Com base nos dados fornecidos pela CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina foi possível analisar o consumo energético do alimentador em questão, ao longo do dia, para o ano de 2007. O consumo energético do alimentador TDE-07 apresenta-se bem distribuído ao longo do dia, com alguns picos expressivos entre 10:00 e 14:00 horas. Porém, a média de consumo horária mensal demonstrou que o maior consumo ocorre, para todos os meses, por volta das 21:00 horas. O alto consumo energético no período noturno deve-se,

provavelmente, ao uso de chuveiros elétricos nas unidades consumidoras residenciais. Comparando-se o consumo deste alimentador com o consumo da Eletrosul, tem-se que a Eletrosul representa 14% do consumo total do alimentador.

Em relação à geração fotovoltaica, comparou-se a geração do sistema de 1 MWp diante do consumo total do alimentador. Este sistema poderia suprir cerca de 5% do consumo anual do alimentador. O mês de novembro apresentou contribuição máxima, chegando a suprir 5,88% do consumo mensal. Esta porcentagem, mesmo que pequena, é significativa quando se trata de diminuir a demanda de um alimentador num horário de pico.

Em relação a geração fotovoltaica horária e o consumo energético horário, constatou-se que em todos os meses haveria redução no pico de demanda diurno, variando de 1% ou 42 kW no mês de julho até 14,99% ou 812 kW no mês de dezembro. Estes dados confirmam o grande potencial da geração fotovoltaica para aliviar picos diurnos, freqüentes em centros urbanos, nos quais o principal consumidor de energia é o ar condicionado. Em relação ao deslocamento do pico de demanda pode-se perceber que em apenas quatro meses ele ocorreu. Nos demais, o pico ocorreria no mesmo horário, independente da participação fotovoltaica. Ou seja, é válida a afirmação de que o sistema poderia aliviar a sobrecarga do alimentador, mas não é possível garantir que o pico seria deslocado.

O estudo aqui descrito demonstrou o grande percentual que a integração de um sistema fotovoltaico pode suprir, tanto em relação ao consumo de uma edificação específica (31% no ano), quanto em relação ao alívio de carga na rede de distribuição de um alimentador de características de consumo diurnas (5% no ano).

Com as reduções de custo esperadas para os próximos anos, a geração solar fotovoltaica deverá vir a ser economicamente viável e, através de estudos que incentivem a sua utilização, os seus potenciais benéficos podem ser ressaltados.

SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

Ao se projetar um sistema fotovoltaico pode-se estimar qual será a sua geração de energia através de dados como irradiação solar local e potência instalada. No entanto, existem fatores que afetam o rendimento

do sistema e que devem ser previstos a fim de se obter uma previsão de geração mais aproximada com a geração real possível.

Calcula-se que as perdas decorrentes da conversão da corrente contínua para corrente alternada pelos inversores, as perdas por temperatura, dispersão, cabos e conexões, reflexão e espectro de radiação possam chegar a 30%. As perdas por sombreamento não entram no valor de PR (performance ratio) de 70 a 75% adotado nas estimativas de geração pois são peculiares a cada situação. Falta na bibliografia da área um método que demonstre o que um sombreamento parcial pode acarretar nos níveis de irradiação de todo um sistema.

Portanto, uma dificuldade encontrada no presente estudo foi avaliar as perdas na geração fotovoltaica ocasionada pelos períodos de sombreamento das coberturas. Uma sugestão para um trabalho futuro seria estabelecer uma metodologia para se analisar as perdas na geração de energia através de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações e conectados à rede elétrica decorrentes dos momentos de sombreamento que ocorrem freqüentemente no meio urbano.

REFERÊNCIAS

ABNT. NBR 10899:2006 - Energia solar fotovoltaica - Terminologia. A. B. D. N. Técnicas 2006.

_____. NBR 11704:2008 - Sistemas fotovoltaicos - Classificação. A. B. D. N. Técnicas 2008.

AGNALDO, J. S.; BASTOS, J. B. V.; CRESSONI, J. C.; VISWANATHAN, G. M. Células solares de TiO₂ sensibilizado por corante. Revista Brasileira de Ensino de Física. v.28, 2006.

ANEEL. Resolução ANEEL 29 de novembro de 2002, 2002.

_____. Atlas de energia elétrica do Brasil/ Agência Nacional de Energia Elétrica: Brasília, 2008.

BARROS, E. V. D. A matriz energética mundial e a competitividade das nações: bases de uma nova geopolítica. Engevista, v.9, Junho de 2007, p.47-56, 2007.

BORG, N. J. C. M. V. D.; WIGGELINKHUIZEN, E. J. Irradiation in the built environment: 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Munich, Germany, 2001.

BP. Statistical Review of World Energy June 2008

Disponível em: <www.bp.com/statisticalreview> BP. Acesso em: 01/09/2008.

BRAGA, A. F. B.; MOREIRA, S. P.; ZAMPIERI, P. R.; BACCHIN, J. M. G.; MEI, P. R. New processes for the production of solar-grade polycrystalline silicon: A review. Solar Energy Materials and Solar Cells. Issue 4, v.92, p.418-424, 2008.

BRASIL. Balanço Energético Nacional 2008: Ano base 2007. MME, EPE. Rio de Janeiro, 2008.

BRAUN, P.; RUTHER, R. The role of grid-connected, building-integrated photovoltaic generation in commercial building energy and

power loads in a warm and sunny climate. Energy Conversion and Management. 2010

BUREAU, U. S. C. Population Division. Disponível em: <<http://www.census.gov>> U.S. Census Bureau. Acesso em: 22/01/2008.

CAAMAÑO-MARTÍN, E.; LAUKAMP, H.; JANTSCH, M.; ERGE, T.; THORNYCROFT, J.; MOOR, H. D.; COBBEN, S.; SUNA, D.; GAIDDON, B. Interaction Between Photovoltaic Distributed Generation and Electricity Networks. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. v.16, p.629-643, 2008.

CAAMAÑO, E.; THORNYCROFT, J.; MOOR, H. D.; COBBEN, S.; JANTSCH, M.; ERGE, T.; LAUKAMP, H.; SUNA, D.; GAIDDON, B. State-of-the-art on dispersed PV power generation: Publications review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks. PV Upscale. Issue PV in Urban Policies- Strategic and Comprehensive Approach for Longterm Expansion, 2007.

CARLSON, D. E. The Status and Outlook for the Photovoltaics Industry. BP Solar - apresentação 2006.

CHIVELET, N. M. Técnicas de Vedação Fotovoltaica na Arquitetura: Bookman. Porto Alegre, 2010.

CHWIEDUK, D. Towards sustainable-energy buildings. Applied Energy. Issue 1-3, v.76, p.211-217, 2003.

CLAVADETSCHER, L. Country Reports on PV System Performance. IEA-PVPS T2-05:2004, 2004.

CLAVADETSCHER, L.; NORDMANN, T. Cost and Performance Trends in Grid-Connected Photovoltaic Systems and Case Studies. IEA PVPS Task 2. v.T2-06:2007, 2007.

COBBEN, S.; GAIDDON, B.; LAUKAMP, H. Impact of photovoltaic generation on power quality in urban areas with high pv population - Results from Monitoring Campaigns. PV Upscale. Issue PV in Urban

Policies- Strategic and Comprehensive Approach for Longterm Expansion, 2008.

COLLE, S.; PEREIRA, E. B. Atlas de Irradiação Solar do Brasil: Florianópolis, 1996.

CONCEIÇÃO, M. M.; CANDEIA, R. A.; DANTAS, H. J.; SOLEDADE, L. E. B.; FERNADES JR., V. J.; SOUZA, A. G. Rheological Behavior of Castor Oil Biodiesel. Energy & Fuels. v.19, p.2185-2188, 2005.

CROS, S.; MAYER, D.; WALD, L. The Availability of Irradiation Data. IEA-PVPS T2-04:2004, 2004.

CUNOW, E.; GIESLER, B. The megawatt solar roof at the new Munich Trade Fair Centre - an advanced and successful new concept for PV plants in the megawatt range. Solar Energy Materials and Solar Cells. Issue 1-4, v.67, p.459-467, 2001.

DGS. Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects, and engineers: Earthscan. London, 2008.

ELETROSUL. Eletrosul - Centrais Elétricas S.A. Disponível em <<http://www.eletrosul.gov.br>> Acessado em 27/03/09

ENERGIBAU. About Energiebau Solarstromsysteme GmbH. Disponível em <<http://www.energiebau.de/Home.2.0.html?&L=1>> Acessado em 11-11-2009

EPIA; GREENPEACE. Solar Generation V - 2008 Eletricidad solar para más de mil millones de personas y dos millones de puestos de trabajo para el año 2020. Disponível em: <http://www.asif.org/files/Solar_generation_Spanish_V_2_008.pdf>. Acesso em: 23/04/2009.

ERGE, T.; HOFFMANN, V. U.; KIEFER, K. The German experience with grid-connected PV-systems. Solar Energy. Issue 6, v.70, p.479-487, 2001.

GOOGLE_EARTH. MapLink/Tele Atlas Image. DigitalGlobe 2009.

GREEN, M. A. Recent developments in photovoltaics. Solar Energy. Issue 1-3, v.76, p.3-8, 2004.

IEA. Trends in Photovoltaic Applications - Survey report of selected IEA countries between 1992 e 2008. PVPS - Photovoltaic Power Systems Programme 2009.

INEE. O que é geração distribuída? Disponível em <www.inee.org.br> Acessado em 14/03/2008

INMET. Normais Climatológicas - 1931 a 1990. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/>>. Acesso em: 10/03/2009.

IPCC. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE - Climate Change 2007: the scientific basis: Paris, 2007.

ITO, M.; KATO, K.; KOMOTO, K.; KICHIMI, T.; KUROKAWA, K. A Comparative Study on Cost and Life-cycle Analysis for 100 MW Very Large-scale PV (VLS-PV) Systems in Deserts Using m-Si, a-Si, CdTe, and CIS Modules. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. v.16, p.17-30, 2008.

JAHN, U.; NASSE, W. Performance analysis and reliability of grid-connected PV systems in IEA countries. In: 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Anais. Osaka, Japan, 2003.v.p.

JARDIM, C. D. S.; RÜTHER, R.; SALAMONI, I. T.; VIANA, T. D. S.; REBECHI, S. H.; KNOB, P. J. The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil. Energy and Buildings. Issue 3, v.40, p.365-370, 2008.

JARDIM, C. S. A inserção da geração solar fotovoltaica em alimentadores urbanos enfocando a redução do pico de demanda diurno. (Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil - PPGEC, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007. 166 p.

LAUKAMP, H.; DIAZ, J.; ERGE, T.; EBERT, G. Grid effects of a large, distributed PV capacity in a modern urban settlement. In: 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2007. Anais. Milano, Italy., 2007.v.p. 2280-2283.

LAUKAMP, H.; THOMA, M.; MEYER, T.; ERGE, T. Impact of a large capacity of distributed PV production on the low voltage grid. In: 19 European PVSEC, 2004. Anais. Paris, 2004.v.p.

LEED. LEED 2009 for Existing Buildings: Operations and Maintenance. USGBC. 2009.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; SHUGAR, D.; WENGER, H.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems: 31 IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition. Lake Buena Vista, Florida, 2005.

MATTOZO, V.; CAMARGO, C. C. D. B. Energia, Ambiente & Mídia: Qual é a questão?: Editora da UFSC. Florianópolis, 2005.

MAYER, D.; WALD, L.; POISSANT, Y.; PELLAND, S. Performance Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems Using Remote Sensing. IEA PVPS Task 2. v.T2-07:2008, 2008.

MINTS, P. Analysis of Worldwide PV Markets and Five-Year Application Forecast 2008. Disponível em: <http://www.navigantconsulting.com/downloads/AnaWorPVMar08_US_EG.pdf>. Acesso em: 27/04/2009.

MURRAY, J. P.; FLAMANT, G.; ROOS, C. J. Silicon and solar-grade silicon production by solar dissociation of Si₃N₄. Solar Energy. Issue 10, v.80, p.1349-1354, 2006.

OLIVEIRA, S. H. F. D.; ZILLES, R. Grid-connected Photovoltaic Systems: The Brazilian Experience and the Performance of Installation. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. v.9, p.341-347, 2001.

PAULA, C. P. Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistêmica de um Plano de Inserção Incentivada. Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia PIPGE/USP, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004. 313 p.

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

PHOTON_INTERNATIONAL. Disponível em
<<http://www.photon-magazine.com/archiv/search.aspx>>
Acessado em

PRASAD, D.; SNOW, M. Designing with solar power - A source book for building integration photovoltaics (BiPV): Images Publishing. Australia, 2002.

PROCEL. Manual de tarifação da energia elétrica. Eletrobrás, 2001.

PVRESOURCES. Large-scale photovoltaic power plants range 1-50. Disponível em
<<http://www.pvresources.com/en/top50pv.php>> Acessado em 27/04/09

RÜTHER, R. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil: Editora UFSC/LABSOLAR. Florianópolis, 2004.

RUTHER, R.; DACOREGIO, M. 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.

RUTHER, R.; SALAMONI, I.; JARDIM, C. D. S. Performance assessment and distributed generation benefits of the first grid-connected, building-integrated PV system after 10 years of continuous operation in Brazil: ISES. International Solar Energy Society's 2007 Solar World Congress. Beijing - China, 2007.

SALAMONI, I.; RICARDO RUTHER, P. D.; ZILLES, R. Uma oportunidade para o desenvolvimento da indústria fotovoltaica no Brasil: eletricidade solar para os telhados. Parcerias Estratégicas. v.14, 2009.

SICK, F.; ERGE, T. Photovoltaics in Buildings: A Design Handbook for Architects and Engineers: Hardcover. 1996.

UFRGS.Radiasol Versão 2.1 Laboratório de Energia Solar do GESTE. Porto Alegre,2001

VIANA, T. D. S.; ZOMER, C. D.; NASCIMENTO, L.; RUTHER, R. Centro de Cultura e Eventos da UFSC: Integração de Sistemas Fotovoltaicos à Arquitetura: IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. Ouro Preto, 2007.

DEFINIÇÕES DA NBR 10899:2006

De acordo com a NBR 10899:2006 (ABNT;2006) a qual dispõe sobre Energia Solar Fotovoltaica – Terminologias - tem-se os seguintes conceitos que serão empregados ao longo da presente dissertação:

Arranjo ou gerador fotovoltaico: Um ou mais painéis fotovoltaicos interligados eletricamente de modo a prover uma única saída de corrente elétrica.

Célula solar ou Célula fotovoltaica: Dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica.

Eficiência de conversão fotovoltaica: Razão entre a potência máxima fornecida e o produto da área do módulo, ou da célula, pela irradiância total, para valores preestabelecidos de temperatura, especificada na forma de porcentagem, simbolizada por “ η ” e calculada pela equação:

$$\eta(\%) = \frac{P_{MP}}{(A_{MT.OU.ACT}) \times G_{TOT}} \times 100\%$$

Inclinação de uma superfície: Ângulo de menor declive entre a superfície e o plano horizontal, simbolizada por “ β ” e faixa de variação $0^\circ \leq \beta \leq 90^\circ$.

Irradiação difusa: Irradiância difusa integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, simbolizada por “ I_{DIF} ” ou “ H_{DIF} ”.

Irradiação direta: Irradiância direta integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, simbolizada por “ I_{DIR} ” ou “ H_{DIR} ”.

Irradiância global: Potência radiante solar, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal simbolizada por “ G_{HOR} ”, sendo igual à irradiância direta mais a irradiância difusa.

Irradiância solar: Taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, normalmente medida em watt por metro quadrado e simbolizada por “ G ”.

Irradiância total: Potência radiante solar total com as componentes direta, difusa e de albedo, recebida em uma unidade de área em uma superfície com inclinação qualquer, simbolizada por “ G_{TOT} ”.

Módulo fotovoltaico: Unidade básica formada por um conjunto de células solares, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica, representada pela Figura 69, onde o triângulo indica o pólo positivo.



Figura 69. Símbolo de um módulo fotovoltaico.

Painel fotovoltaico: Um ou mais módulos fotovoltaicos interligados eletricamente, montados de modo a formar uma estrutura única.

Potência de pico: Potência nominal de saída de um conversor fotovoltaico, sob as condições padrão de referência para ensaio, sendo a unidade simbolizada por “ W_p ”.

Potência máxima: Potência em um ponto da curva característica de um conversor fotovoltaico, onde o produto da corrente pela tensão é máximo, no quadrante de geração, simbolizada por “ P_{MP} ”.

Radiação solar: Forma de transferência de energia advinda do sol, através da propagação de ondas eletromagnéticas ou fótons.

Sistema fotovoltaico: Conjunto de elementos composto de arranjo(s) fotovoltaico(s), podendo incluir: dispositivos para controle, condicionamento, supervisão, proteção e armazenamento de energia elétrica; fiação; fundação e estrutura de suporte. O termo em inglês *BOS* (*Balance of System*) se refere ao sistema fotovoltaico, não incluindo os módulos fotovoltaicos.

Temperatura nominal de operação da célula: Temperatura média de equilíbrio da célula solar encapsulada em um módulo, em um ambiente com irradiância de 800 W/m^2 , temperatura ambiente de 20°C , velocidade do vento de 1 m/s e em circuito aberto, sendo usualmente designada pela sigla “*NOCT*” (*Nominal Operating Cell Temperature*).

Tensão de circuito aberto: Tensão gerada através de um conversor fotovoltaico sem carga (aberto), para valores preestabelecidos de temperatura e irradiância total, simbolizada por “ V_{oc} ” (*Open Circuit Voltage*).

De acordo com a NBR 11704:2008 (ABNT;2008) a qual dispõe sobre Sistemas Fotovoltaicos – Classificação - tem-se os seguintes conceitos que serão empregados ao longo da presente dissertação:

Controlador de carga: Equipamento eletrônico destinado a controlar e monitorar a carga e/ou a descarga do banco de baterias, podendo ter seguidor de potência máxima integrado.

Inversor: Equipamento eletrônico destinado a converter a tensão contínua, oriunda do gerador fotovoltaico ou do banco de baterias, em tensão alternada, podendo ter seguidor de potência integrado.

Seguidor de potência máxima: Dispositivo de controle que permite ao sistema funcionar próximo do ponto de potência máxima do gerador fotovoltaico, sob diferentes condições de irradiância, temperatura e carga.

Além destas definições, a NBR 11704:2008 dispõe sobre a classificação dos sistemas fotovoltaicos. Estes podem ser classificados quanto à interligação com o sistema público de energia elétrica ou quanto à configuração.

Em relação à interligação com o sistema público de fornecimento de energia elétrica, tem-se:

Sistemas isolados: são aqueles que não possuem qualquer conexão com o sistema público de fornecimento de energia elétrica;

Sistemas conectados à rede elétrica: são aqueles efetivamente conectados ao sistema público de fornecimento de energia elétrica.

Quanto à configuração, os sistemas podem ser:

Sistemas puros: são aqueles que utilizam gerador fotovoltaico como único gerador de energia elétrica;

Sistemas híbridos: são aqueles que resultam da associação do gerador fotovoltaico com outros tipos de geradores de energia elétrica.

PUBLICAÇÕES

ZOMER, C. D. ; BRAUN, P. ; RUTHER, R. . **Geração fotovoltaica integrada à edificação de uma empresa e conectada à rede elétrica proporcionando uma recontração de demanda.** In: X Encontro Nacional e VI Encontro Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído, 2009, Natal - RN. Anais do X Encontro Nacional e VI

Encontro Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído, 2009.

ZOMER, C. D. **O sol: caminho para a sustentabilidade energética de uma casa-contêiner.** In: (Ed.). Eco_lógicas: Renovar é pensar diferente. Florianópolis: Editora Insular, 2009. O sol: caminho para a sustentabilidade energética de uma casa-contêiner, p.135-154

ZOMER, C. D.; RUTHER, R. Instalação de um gerador solar fotovoltaico de grande porte integrado à arquitetura da Eletrosul: uma edificação no meio urbano da cidade de Florianópolis. In: II CBENS - Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferencia Latino-Americana da ISES, 2008. Anais. Florianópolis, 2008.v.p.

ZOMER, C. D. **Usina solar fotovoltaica integrada a uma edificação urbana: o maior gerador solar do Hemisfério Sul.** In: Instituto Ideal. (Org.). Eco-Lógicas: renovar é pensar diferente. Florianópolis:, 2008.

ZOMER, C. D. ; RUTHER, R.. **A arquitetura utilizada como um meio de GLD visando o desenvolvimento sustentável.** In: XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído, 2008, Fortaleza. XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído, 2008. v. 1.

BRAUN, P. ; SANTOS, I. P. ; ZOMER, C. D.; RUTHER, R. . **A integração dos sistemas solares fotovoltaicos em seis aeroportos brasileiros utilizando diferentes tecnologias de células solares.** In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar e II Conferência Latino-Americana da ISES, 2008, Florianópolis. II Congresso Brasileiro de Energia Solar e II Conferência Latino-Americana da ISES, 2008. v. 1.